



# UNIVERSITÉ DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES DE LILLE

*ÉCOLE DOCTORALE « Sciences pour l'ingénieur »*

## THÈSE présentée par :

**Lamine CHALAL**

soutenue le : 14 mars 2013

pour obtenir le grade de : **Docteur de l'université de Lille 1**

Discipline/ Spécialité : Automatique

**Coordination de systèmes multisources  
pour favoriser la production d'énergie  
électrique renouvelable**

---

### JURY :

<b>M Dieulot Jean-Yves</b>	Maître de conférences-HDR, Université de Lille 1	<b>Directeur</b>
<b>Mme Dauphin-Tanguy Geneviève</b>	Professeur, Ecole Centrale de Lille	<b>Co-directrice</b>
<b>M Colas Frédéric</b>	Docteur-Ingénieur, ENSAM de Lille	<b>Co-directeur</b>
<b>M Hissel Daniel</b>	Professeur, Université de Franche-Comté	<b>Rapporteur</b>
<b>M Lefebvre Dimitri</b>	Professeur, Université du Havre	<b>Rapporteur</b>
<b>M Locment Fabrice</b>	Maître de conférences, UTC Compiègne	<b>Examineur</b>
<b>M Guillaud Xavier</b>	Professeur, Ecole Centrale de Lille	<b>Invité</b>



*A ma défunte mère Zabia*  
*A Sherazade*  
*A Oussama*

## Remerciements

Je souhaite exprimer ma plus sincère reconnaissance à Monsieur Jean- Yves Dieulot, mon directeur de thèse, Madame Geneviève Dauphin-Tanguy et Monsieur Frédéric Colas, pour leurs aides précieuses, leurs disponibilités et leurs patiences durant les trois dernières années. Je leurs exprime ma profonde gratitude pour la confiance qu'ils m'ont accordée.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait d'examiner mes travaux. Je remercie tout particulièrement Monsieur Dimitri Lefebvre, et Monsieur Daniel Hissel pour le temps consacré à la lecture minutieuse de ce document. Je remercie aussi Monsieur Fabrice Locment d'avoir accepté d'être un membre examinateur et Monsieur Xavier Guillaud d'avoir accepté l'invitation d'assister à ma soutenance.

Je tiens à remercier mes chers collègues et amis de l'équipe MOCIS pour leurs sympathie : Roberto, Naima, Noe, Mayank, Youcef ,Rui ,Khatib,Issam,Nizar, Dapeng,Ibtissem, Zhaoxia...

Je n'oublie pas mes amis :Talel Zouari, Halim Benmamas ,Sidali Amamra,Rij Adriamalala,Guoguang Wen ainsi que Karim Zemma.

Je tiens à remercier tout particulièrement : Samir Benmoussa, Omar Sebahi,Nabil Benidiri pour leurs sincères amitiés et leurs encouragements. Mes remerciements s'adressent aussi à Khokha, Samira, Stéphanie, Martine , Pierre ainsi qu'à Simon et Joseph.

Je remercie également mes camarades et amis du L2EP : Hicham, Luc, Marc, Jérôme, Vinesh, Pierre, Karim, Amir,Bassel, Florent, Paul, Evan, Stéphane et Thomas pour leurs aide précieuse et surtout pour leurs sympathie.

Mes remerciements s'adressent aussi à mes collègues du département EEA de l'école centrale de Lille: Michel Hecquet, François Gruson, Nicolas Bracikowski,Ramzi Benayad, Frederic Gillon et Xavier Margueron.

Une mention toute spéciale à ma famille : mes sœurs Chafika, Noura et Lila et mes frères Mouloud, Farid et Hakim ,mon beau frère Abdelaziz et Malika pour m'avoir encouragé pendant les moments difficiles de la vie de thésard et pour leurs soutien indéfectible. Qu'il trouve ici toute ma gratitude et mon amour. Mes remerciements s'adressent aussi à la famille Bouzida : à ma bien-aimée Sherazade ,sa maman Nacera et son petit-fils Ali Cherigui.

Enfin, je voudrais dédier cette thèse, avec un merci très spécial, à mes parents, ma défunte mère Zahia et mon père Khelef. Merci de m'avoir soutenu et permis d'effectuer le parcours qui m'a mené où je suis aujourd'hui.

## Résumé

Cette thèse est consacrée à la supervision des systèmes de production d'énergie électrique hybrides composés de différents types de sources incluant des sources renouvelables ainsi que des éléments de stockage (batterie). Le chapitre I est consacré à l'état de l'art de la supervision de ce type de systèmes hybrides. Au cours de ce chapitre nous avons défini le contexte et le cadre de notre étude et nous avons présenté les avantages et les inconvénients des stratégies actuellement utilisées. Ensuite, nous avons présenté notre vision de la supervision des systèmes multisources intégrant des ressources renouvelables.

Au cours du chapitre II nous avons spécifié le système hybride et les modèles de ses composants afin de les intégrer dans une structure de supervision. Le chapitre III concerne le développement du superviseur que nous proposons à base de commande prédictive. L'objectif est de déterminer la meilleure répartition, au sens d'un critère que nous avons proposé, des puissances à fournir par les sources pour répondre à une demande de la charge. La fonction définie pour l'optimisation, correspond au coût de production ; elle prend en compte non seulement le suivi des consignes mais aussi des critères technico-économiques (coût de l'énergie, émissions polluantes, cyclage de l'élément de stockage ....etc.). Ce superviseur s'appuie sur des modèles dynamiques des sources et des éléments de stockage ainsi que sur les prédictions à court terme de la ressource photovoltaïque. Le critère est minimisé pour chaque nouvelle fenêtre de prédiction afin d'envoyer les consignes à chaque composant du système hybride. Les résultats expérimentaux montrent la validité du superviseur proposé et de l'algorithme associé. Le chapitre IV vise à montrer la généralité du superviseur à base de commande prédictive proposé. En effet, une éolienne contrôlée en zone d'optimisation a été ajoutée au système hybride. Ensuite, l'éolienne est contrôlée en mode dégradé dans le but de réduire l'impact des variations de la vitesse du vent sur le suivi de la consigne de puissance. La fonction coût a été modifiée pour répondre à ces nouvelles exigences. Enfin, nous avons explicité les bénéfices potentiels d'un horizon de prédiction variable. La variation de l'horizon de prédiction est effectuée en fonction de la pertinence des prévisions des ressources d'origine renouvelable. Les essais sur une plate-forme expérimentale, combinant des composants réels et des modèles simulés en temps réel (Model-in-the-loop) montrent la validité de tous les concepts développés.

## Résumé en anglais

This thesis is devoted to the supervision of the hybrid power generation system composed of various types of sources including renewable sources and electrochemical storage elements. Chapter I is devoted to the state of the art of supervision of such hybrid systems. In this chapter, the context and the scope of our study are defined and the advantages-disadvantages of each such strategy are presented. Our vision for the supervision of a multi-sources system that integrates sources of renewable resources is presented thereafter.

In Chapter II we specify the hybrid system and the models of each component in order to integrate them into a supervision structure. Chapter III deals with the design of a supervisory predictive controller which optimizes the power flow of a renewable hybrid system (solar panels, micro-turbine and battery). Short time predictions of the solar power and the power reference are embedded in the supervisor. The performance index integrates the environmental impact, the cost of fuel, battery cycling and the energy delivery. Simulations and a real-time application of a model-in-the-Loop plant are carried out to illustrate the applicability and electiveness of the proposed supervisory predictive control design.

Chapter IV aims to show the generic properties of the proposed supervisory system. In fact, a wind turbine has been added to the hybrid system and the cost function has been modified. The real-time simulations show the effectiveness of the proposed power management system. Then, the turbine is controlled in degraded mode in order to reduce the impact of wind speed fluctuation with respect to the power reference. The cost function has been modified to meet these new requirements. Finally, the potential benefits of considering a dynamic prediction horizon are explained. The variation of the prediction horizon is performed according to the relevance of the predictions of renewable resources. Tested on an experimental platform combining real components and real-time simulation models (Model-in-the-loop), the results show the validity of all the developed concepts.

## Table des matières

Résumé.....	4
Résumé en anglais .....	5
Liste des tableaux .....	9
Liste des annexes .....	15
Introduction générale.....	16
Chapitre I : Etat de l'art de la gestion de puissance dans les systèmes hybrides .....	17
Introduction.....	17
I. Contexte et objectifs de la thèse.....	17
II. De l'intérêt de l'hybridation des sources .....	21
II.1. Constitution d'une centrale multi-source .....	21
II.2. Quelques éléments d'une centrale multi-source.....	23
III. De la gestion de la puissance dans les systèmes hybrides .....	25
III.1. Supervision multiniveaux des centrales multi-sources.....	25
III.2. Supervision à moyen terme et long terme .....	27
III.3. Supervision à court terme .....	29
III.4. Supervision dynamique d'une centrale multi-sources .....	31
IV. Etat de l'art des technique de supervision des systèmes multi-sources .....	33
IV.1. Méthodes de supervision avec ou sans modèle .....	34
IV.1. Méthodes de supervision classées selon l'approche.....	37
Conclusion .....	45
Chapitre II : Modélisation des éléments constituant la cellule multisources .....	46
Introduction.....	46
I. Dimensionnement de la cellule multisources .....	47
I.1. Données à fournir au Logiciel Homer .....	49
I.2. Résultats de l'optimisation .....	51
II. Modèle de la microturbine .....	53
II.1. Principe de fonctionnement.....	54
II.2. Contrôleurs de la microturbine.....	58
II.3. Modèle simplifié de la microturbine .....	62
II.4. Résultats de simulation et discussion .....	66
III. Modèle du système de stockage.....	68
III.1. Fonctionnement de la batterie Plomb-Acide.....	69

III.2. Grandeurs caractéristiques des batteries.....	69
III.3. Modèles de charge et de décharge.....	72
III.4. Gestion de la puissance.....	75
III.5. Résultats de simulation.....	76
IV.    Modèle des panneaux photovoltaïques.....	78
IV.1. La cellule photovoltaïque.....	78
IV.2. Optimisation du rendement énergétique du système PV.....	82
V.    Modèle de l'éolienne.....	85
V.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	85
V.2. Zones de fonctionnement.....	86
V.2. Modèle du dispositif d'entraînement.....	89
Conclusion.....	92
Chapitre III : Supervision par commande prédictive d'une cellule multisources.....	93
Introduction.....	93
I.    Commande prédictive.....	93
I.1. Généralités.....	93
I.2. Concepts de fonctionnement de la commande prédictive.....	96
II.   Développement du superviseur prédictif.....	100
II.1. Modèle du système multisources (voir chapitre II).....	101
II.2. Prédications des paramètres exogènes.....	102
II.3. Spécifications des contraintes.....	109
II.4. Formulation de la fonction coût.....	110
II.5. Résultats de simulation.....	115
II.6. Validation expérimentale des concepts développés.....	119
Conclusion.....	128
Chapitre IV : Supervision d'une cellule multisources : Modularité et changement de structure.....	129
Introduction.....	129
I.    Modularité de la structure.....	130
I.1. Supervision optimale de la nouvelle cellule : éolienne contrôlée en zone MPPT.....	130
I.2. Résultats de simulations et discussions.....	134
I.3. Résultats expérimentaux.....	136
II.   Supervision optimale de la nouvelle cellule : éolienne contrôlée en mode dégradé.....	139
II.1. Méthodes pour contrôler les éoliennes.....	139



II.2. Superviseur proposé .....	140
II.3. Résultats de simulations .....	142
II.4. Résultats expérimentaux .....	144
III. Superviseur à horizon de prédiction variable.....	146
II.1. Supervision de la cellule pour une journée ensoleillée .....	147
III.2. Variation de l'horizon de prédiction et algorithmes de détection.....	150
III.3. Résultats de simulation .....	152
III.4. Résultats expérimentaux.....	153
Conclusion.....	156
Conclusion générale et perspectives .....	157
Bibliographie .....	161
Annexes .....	172
Annexe 1 Modèle Bond Graph de la turbine éolienne.....	173
Annexe 2 Paramètres des panneaux photovoltaïques utilisés.....	176
Annexe 3 Description détaillée du banc de test.....	179

## Liste des tableaux

Tableau 2-1 Caractéristiques des éléments de la cellule multisources.....	50
Tableau 2-2 Signification et valeurs des principaux paramètres du modèle.....	62
Tableau 2-3 Paramètres du modèle de la microturbine .....	66
Tableau 2-4 Paramètres des modèles de batteries.....	68
Tableau 3-5 Techniques de prédictions utilisées dans la littérature.....	103
Tableau 3-6 Evaluation des pertinences des prédictions .....	108
Tableau 3-7 Evaluation des différents algorithmes .....	127

## Liste des figures

Figure 1-1 Intégration de nouveaux modes de production dans les réseaux électriques (source : <i>Institute for Energy and Transport</i> ) .....	18
Figure 1-2 Comparaison de l'offre éolienne à la demande (source RTE) .....	19
Figure 1-3 Exemple des éléments constituant un système hybride.....	23
Figure 1-4 Avantages de l'utilisation des microturbines .....	24
Figure 1-5 Gestion de l'énergie d'un système hybride, sur plusieurs niveaux selon l'échelle de temps.....	27
Figure 1-6 Schéma de classification des fonctions de contrôles dans les systèmes hybrides .....	34
Figure 1-7 Classification de stratégies de supervision des systèmes multisources .....	37
Figure 1-8 Exemple d'un contrôle basé sur des règles définies a priori [27] .....	38
Figure 1-9 Nombre d'articles publiés utilisant les techniques d'optimisations appliquées aux énergies renouvelables [31].....	40
Figure 2-1 Eléments constituant la cellule multisources.....	47
Figure 2-2 Fonctionnement du logiciel Homer.....	48
Figure 2-3 Schéma de système hybride sous Homer.....	49
Figure 2-4 Caractéristique de l'éolienne de 20 KW .....	49
Figure 2-5 Exemple d'un profil de la charge .....	50
Figure 2-6 Profil de la ressource solaire .....	51
Figure 2-7 Profil du vent .....	51
Figure 2-8 Configurations possibles classées par NPC ( <i>Net Present Cost</i> ) .....	52
Figure 2-9 Configurations optimales en fonction de la vitesse du vent et de l'éclairement .....	53
Figure 2-10 Schéma de la microturbine [49].....	54
Figure 2-11 Cycle de Brayton représenté dans le plan PV [51].....	54
Figure 2-12 Schéma bloc d'une microturbine .....	55
Figure 2-13 Schéma bloc du système d'alimentation en fuel .....	56
Figure 2-14 Schéma bloc de l'ensemble compresseur/turbine.....	57
Figure 2-15 Relation entre le flux de fuel et la puissance de la turbine .....	57
Figure 2-16 Schéma bloc des contrôleurs de la microturbine.....	58
Figure 2-17 Régulation de vitesse avec de courbes de statisme (à gauche) et en mode isochrone (à droite) [57]. .....	59
Figure 2-18 Contrôleur de vitesse de la microturbine.....	59
Figure 2-19 Allure de la vitesse (rôle du contrôleur d'accélération).....	60

Figure 2-20	Contrôleur de la température.....	60
Figure 2-21	Schéma global de la microturbine ainsi que les contrôleurs associés .....	62
Figure 2-22	Modèle simplifié d'une MTG .....	63
Figure 2-23	Modèle très simplifié de la MTG .....	63
Figure 2-24	Modèle de microturbine avec un régulateur proportionnel .....	64
Figure 2-25	Modèle de microturbine proposé dans [55].....	64
Figure 2-26	Modèle de la microturbine [59] .....	65
Figure 2-27	Evolution de la puissance et sa référence .....	65
Figure 2-28	Evolution du couple électromagnétique de référence et du couple de charge.....	66
Figure 2-29	Evolution de la vitesse réelle de la microturbine .....	67
Figure 2-30	Evolution du débit de fuel .....	67
Figure 2-31	Evolution de la température .....	68
Figure 2-32	Modèle simplifié de la batterie.....	69
Figure 2-33	Nombre de cycles (charge/décharge) en fonction de la profondeur de décharge ( <i>DOD</i> ) .....	71
Figure 2-34	Plage de fonctionnement optimisé pour la batterie.....	71
Figure 2-35	Rendements en charge d'un convertisseur DC/DC .....	72
Figure 2-36	Modèle de la batterie [29] .....	74
Figure 2-37	Paramètres du modèle de la batterie [66].....	75
Figure 2-38	Allure de la tension aux bornes de la batterie .....	75
Figure 2-39	Synoptique du calcul du courant et de l'état de charge, dans un mode de fonctionnement à puissance imposée (charge ou décharge).....	76
Figure 2-40	Schéma du réseau simulé (Jdb=Jeu de barres).....	76
Figure 2-41	Simulation du système de stockage : (a) Puissance de consigne (rouge) et la puissance transmise au réseau (bleu) (b) Etat de charge de la batterie .....	77
Figure 2-42	Schéma bloc d'un générateur photovoltaïque .....	78
Figure 2-43	Schéma d'une cellule élémentaire.....	79
Figure 2-44	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque .....	79
Figure 2-45	Caractéristique $I_c = f(V_c)$ d'une cellule photovoltaïque .....	80
Figure 2-46	Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la .....	81
Figure 2-47	Connexion de plusieurs panneaux .....	82
Figure 2-48	Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau PV [70] .....	82
Figure 2-49	Caractéristiques puissance-tension d'un générateur PV .....	83
Figure 2-50	Recherche du PPM par la méthode de l'incrémentation de la conductance .....	84

Figure 2-51 Profil de puissance photovoltaïque pour une journée ensoleillée et une journée très nuageuse.....	85
Figure 2-52 Coefficient de puissance $C_p$ en fonction de la vitesse spécifique $\lambda$ pour une éolienne tripale paramétré par l'angle de calage des pales $\beta$ [14].....	86
Figure 2-53 Angle de calage en fonction de la vitesse du vent.....	87
Figure 2-54 Système de contrôle de la position des pales en mesurant la vitesse du vent.....	87
Figure 2-55 Système de contrôle de la position des pales en mesurant la vitesse de la génératrice .....	88
Figure 2-56 Système de contrôle de la position des pales avec estimation de la puissance.....	88
Figure 2-57 Allures de la puissance en fonction de la vitesse du vent pour les deux zones.....	89
Figure 2-58 modèle à deux masses du couplage mécanique entre l'aéroturbine et le générateur [73] .....	89
Figure 3-1 Schéma bloc d'une structure de commande prédictive [81] .....	97
Figure 3-2 Principe de la commande prédictive.....	99
Figure 3-3 Schéma de principe pour les prédictions courtes durées.....	106
Figure 3-4 Allure de la puissance réelle et de la puissance prédite pour deux horizons de prédictions différents .....	107
Figure 3-5 Distribution de l'erreur de prédiction pour un horizon de prédiction $H_p=10s$ .....	107
Figure 3-6 Rendement d'une microturbine [93].....	109
Figure 3-7 Synoptique du superviseur prédictif.....	111
Figure 3-8 Allure du coût de fonctionnement en fonction de la puissance de la microturbine .....	114
Figure 3-9 Allure de l'énergie en fonction du temps pour un cycle complet de charge/décharge .....	115
Figure 3-10 Poursuite de la référence pour différents horizon de prédictions( $H_p=20 s$ , $H_p=10 s$ , $H_p=1 s$ ) .....	116
Figure 3-11 Puissance de la charge dans avec et sans tenir compte des prédictions.....	117
Figure 3-12 Puissance de microturbine avec et sans tenir compte des prédictions.....	118
Figure 3-13 Comparaison entre un horizon de prédiction court ( $H_p=10s$ ) et un horizon de prédiction relativement long ( $H_p=50s$ ).....	118
Figure 3-14 Allure de la puissance de la microturbine avec un horizon de prédiction court et long.....	119
Figure 3-15 Synoptique de plateforme technologique énergies réparties.....	120
Figure 3-16 Principe de fonctionnement du simulateur Temps réel RT-LAB.....	121
Figure 3-17 Reproduction du comportement de la batterie.....	121
Figure 3-18 Synoptique général du banc de test .....	122
Figure 3-19 Armoire de puissance réalisée .....	122
Figure 3-20 Résultats expérimentaux pour un profil de puissance relativement stable $H_p=10 s$ .....	123

Figure 3-21 Allure des puissances de la microturbine (b) et de la batterie (a) ainsi que leurs références Hp=10s .....	124
Figure 3-22 Allure de la puissance produite et de la puissance photovoltaïque avec prédictions Hp=10s .....	124
Figure 3-23 Allure de la puissance produite et de la puissance photovoltaïque sans prédictions.....	125
Figure 3-24 Allure de l'état de charge de la batterie .....	126
Figure 4-1 La cellule multisources avec l'ajout d'une éolienne .....	129
Figure 4-2 Synoptique de l'architecture de contrôle.....	131
Figure 4-3 Architecture de contrôle en zone MPPT.....	133
Figure 4-4 Module de prédiction la vitesse du vent .....	133
Figure 4-5 (a) Allure de la vitesse du vent, (b) Allure du coefficient de puissance (zone MPPT) .....	134
Figure 4-6 (a)Allure de la puissance éolienne et de la puissance photovoltaïque,(b)Allure de la puissance de référence et de la puissance de la charge.....	134
Figure 4-7 (a)Allure de la puissance de la microturbine, (b)Allure de la puissance de la batterie.....	135
Figure 4-8 (a)Somme des puissances d'origine solaire et éolienne,(b)Etat de charge de la batterie .....	135
Figure 4-9 (a)Profil de la puissance photovoltaïque,(b) Profil de la puissance éolienne.....	136
Figure 4-10 (a)Profil de vent appliqué à l'éolienne,(b) Profil du coefficient de puissance Cp .....	137
Figure 4-11 Allure de la puissance de consigne ainsi que la puissance de la charge totale produite .....	138
Figure 4-12 (a)Allure de la puissance de la microturbine,(b)allure de la puissance de la batterie .....	138
Figure 4-13 Allure de la puissance de consigne ainsi que la puissance la charge totale produite .....	139
Figure 4-14 Influence de l'angle de calage sur la puissance.....	140
Figure 4-15 Contrôle de l'éolienne en mode dégradé (en variant la vitesse).....	140
Figure 4-16 Allure des puissances de la charge ainsi que les ressources renouvelables .....	143
Figure 4-17 Allure de la puissance de la batterie et de son état de charge .....	144
Figure 4-18 Allure des puissances d'origine renouvelable et la puissance produite.....	145
Figure 4-19 Allure des puissances produites par les éléments contrôlables.....	146
Figure 4-20 Allure de l'état de charge de la batterie .....	146
Figure 4-21 Profil de la puissance solaire pour journée ensoleillée .....	147
Figure 4-22 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources .....	148
Figure 4-23 Allure de la puissance de la microturbine.....	148
Figure 4-24 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources .....	149

Figure 4-25 Allure de la puissance de la microturbine pour $H_p=100s$ et $H_p=10$ .....	149
Figure 4-26 Allure de la puissance de la batterie pour $H_p= 100s$ et $H_p= 10s$ .....	150
Figure 4-27 Exemple d'un signal.....	151
Figure 4-28 Detection de l'instant de rupture .....	151
Figure 4-29 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources .....	152
Figure 4-30 Allure de la puissance de la microturbine .....	153
Figure 4-31 Allure de la puissance de la batterie.....	153
Figure 4-32 Allure de la puissance totale produite ainsi que la puissance photovoltaïque .....	154
Figure 4-33 Allure de la puissance des éléments contrôlables .....	155
Figure 4-34 Allure de l'état de charge de la batterie .....	155
Figure A-1 Modèle à deux masses de la turbine éolienne.....	173
Figure A-2 Contrôle de l'éolienne en zone MPPT .....	173
Figure A-3 Modèle à deux masses avec les pales flexibles.....	174
Figure A-4 Poutre de Rayleig subdivisée en 3 éléments .....	174
Figure A-5 Modèle Bond graph d'une section avec les forces aérodynamiques .....	174
Figure A-6 Modèle Bond graph de la pale entiere .....	175
Figure A-7 Caractéristiques des panneaux utilisés .....	177
Figure A-8 Système photovoltaïque utilisé .....	178
Figure A-9 Schéma électrique correspondant.....	179
Figure A-10 Armoire de puissance réalisée.....	180
Figure A-11 PC de supervision (ControlDesk) .....	181

## Liste des annexes

Annexe 1 Modèle Bond Graph de la turbine éolienne

Annexe 2 Paramètres des panneaux photovoltaïques

Annexe 3 Banc de test du système de stockage



# Introduction générale

Les travaux regroupés dans ce mémoire ont été réalisés dans le cadre d'une collaboration entre le LAGIS et le L2EP. L'objectif central de cette thèse est de développer une méthodologie de supervision afin de mieux gérer la puissance dans les systèmes multisources intégrant des ressources d'origine renouvelables, un système de stockage et une source conventionnelle.

Ce rapport de thèse comporte quatre parties :

Le chapitre I pose les problématiques liées à la gestion de la puissance dans les systèmes multisources : il définit le contexte de l'étude, l'intérêt de l'hybridation des sources et l'état de l'art de la supervision de ce type de système, ainsi qu'une brève présentation de notre vision de la supervision. Il s'agit d'exploiter les prévisions à court terme des ressources renouvelables et les modèles composant le système multisources afin de gérer au mieux la puissance au sein de ce système en prenant en compte les contraintes technico-économiques.

Le chapitre II est consacré à la modélisation des éléments constituant le système multisources ainsi qu'à la simplification de ces modèles afin de les intégrer dans une architecture de commande prédictive qui est l'objet de ce travail de thèse.

Le chapitre III, présente l'architecture de supervision proposée, nécessitant la modélisation du système global (chapitre II), les modules de prédiction ainsi que le critère à minimiser. Les performances du système de supervision ainsi que des comportements des éléments des systèmes hybrides ont été mises en évidence dans le cadre d'une application temps réel du superviseur sur un système contenant des composants réels (panneaux photovoltaïques, système de stockage, réseau de distribution) ainsi qu'une microturbine virtuelle (« model in the loop ») simulée sur un simulateur temps réel. Les bénéfices du superviseur proposé ont été également énumérés.

Le dernier chapitre (Chapitre IV) a pour but de montrer la généralité du superviseur proposé et en particulier sa modularité en modifiant la structure du système multisources. Une partie a été consacrée à l'étude de l'influence de la variation de l'horizon de prédiction en fonction de la pertinence des estimations des ressources renouvelables. Les résultats de la validation expérimentale de tous les concepts développés ont été présentés.

La conclusion générale, et les perspectives de travaux à réaliser sont données à la fin du mémoire. Elles sont suivies de la bibliographie ainsi que de trois annexes.

# **Chapitre I : Etat de l'art de la gestion de puissance dans les systèmes hybrides**

## **Introduction**

Pour faire face aux enjeux du changement climatique, à l'augmentation de la demande énergétique, à la raréfaction des combustibles fossiles ainsi qu'à leurs cours fluctuants, et leurs effets néfastes sur l'environnement, de nombreux pays à travers le monde ont changé leurs politiques énergétiques. La première stratégie est de faire des économies d'énergie. À titre d'exemple, l'union européenne vise à diminuer de 20 % la consommation d'énergie, en appliquant des programmes axés sur la réduction de la consommation et en privilégiant l'efficacité énergétique dans le secteur industriel et tertiaire [1], [2]). La seconde stratégie consiste à utiliser des sources d'énergie renouvelables, non seulement pour la production d'énergie à grande échelle, mais aussi pour les systèmes autonomes. Ces ressources sont connues pour être moins compétitives que les systèmes de production traditionnels, principalement en raison de leurs coûts relativement élevés. En outre, le caractère aléatoire et discontinu de ces énergies les rend difficiles à maîtriser et il est nécessaire de caractériser le plus précisément possible les variations de ces ressources. Toutefois, elles présentent plusieurs avantages, tels que la réduction de la dépendance aux énergies fossiles et la réduction des émissions à effet de serre dans l'atmosphère. L'influence de leur nature aléatoire peut être diminuée avec le couplage de deux ou plusieurs sources d'énergie, renouvelables ou pas, connectées à un réseau électrique ou alimentant une charge isolée (système autonome), dans un Système Hybride à Sources d'Énergie Renouvelable (SHSER) .

## **I. Contexte et objectifs de la thèse**

Les réseaux électriques actuels sont inéluctablement destinés à connaître de profondes mutations dans les prochaines années. L'arrivée à maturité des diverses technologies de génération électrique va favoriser la mutation des réseaux électriques que ce soit à l'échelle nationale ou européenne. Ces mutations s'étendront parfois jusqu'aux clients finaux (secteur tertiaire ou résidentiel). La Figure 1-1 montre un réseau électrique intégrant de nouveaux modes de production. Plusieurs types d'acteurs sont amenés à interagir au sein d'un réseau électrique. Les producteurs assurent les générations de la

puissance électrique grâce à des centrales de production d'électricité. Lorsque ces centrales sont de type thermique ou nucléaire utilisant des énergies fossiles (fuel, charbon, gaz), elles constituent des sources de puissance non renouvelables dans le sens où la consommation de ces énergies est plus rapide que leur renouvellement naturel. A contrario, lorsque ces centrales sont de type hydroélectrique, solaire, éolien ou encore fondées sur la biomasse, ces sources sont considérées comme renouvelables.



Figure 1-1 Intégration de nouveaux modes de production dans les réseaux électriques (source : *Institute for Energy and Transport*)

L'électricité est très difficile à stocker. Il est nécessaire à tout instant d'équilibrer le réseau, en d'autres termes de s'assurer que la production (l'électricité injectée sur le réseau par les producteurs, c'est-à-dire l'offre d'électricité) est égale à la consommation (l'électricité soutirée sur le réseau par les consommateurs, c'est-à-dire la demande d'électricité). Si l'écart entre production et consommation augmente trop, le réseau subit des écarts de fréquence et de tension dommageables pour les équipements du réseau et ceux des consommateurs. Les conséquences peuvent aller jusqu'à la déconnexion de certaines branches du réseau (entraînant la coupure du courant chez certains consommateurs), voire l'incident généralisé (blackout). C'est ce type d'incident qui s'est produit le 4 novembre 2006, lorsque des problèmes survenus sur le réseau allemand ont provoqué une rupture de plusieurs heures de l'alimentation de 15 millions d'Européens.

Les évolutions que connaissent l'offre et la demande d'électricité ont rendu leur ajustement plus complexe. Fini le réseau traditionnel où il s'agissait d'ajuster la production centralisée à la demande ; il s'agit désormais de plus en plus d'ajuster la production centralisée, la production décentralisée, la production issue de moyens de stockage décentralisés et enfin les éventuelles importations et exportations à une demande rendue plus flexible et pilotable. Cet ajustement devient d'autant plus

difficile que l'offre d'énergies renouvelables ne concorde généralement pas avec la demande, ni sur une journée, ni sur une période temporelle. La Figure 1-2 illustre cette non-concordance de l'offre éolienne (en bleu) et de la demande (en rose) mesurées à un poste source.

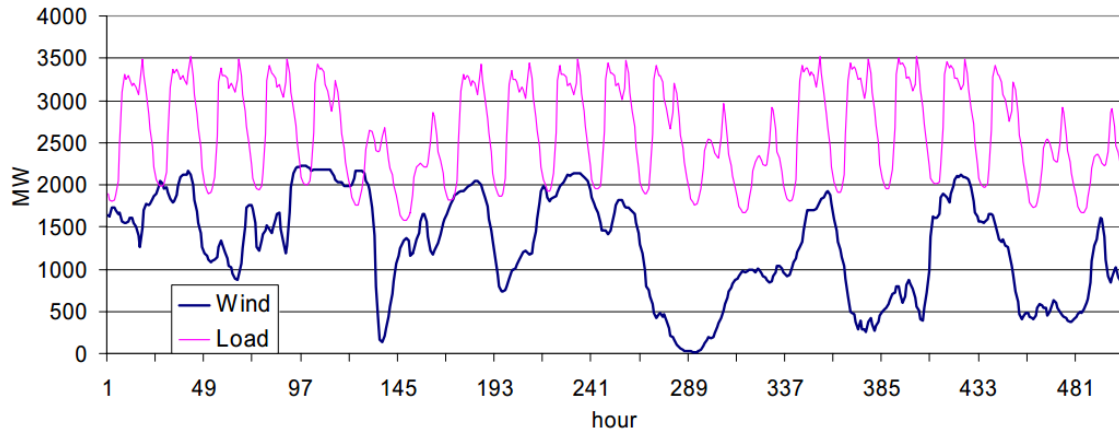


Figure 1-2 Comparaison de l'offre éolienne à la demande (source RTE)

Compte tenu du contexte décrit ci-dessus, l'insertion massive des énergies renouvelables dans les réseaux électriques n'est pas aisée. Afin de faciliter leur intégration, il est indispensable de disposer de sources flexibles capables de réduire l'écart entre l'offre et la demande. Ainsi, l'interconnexion de petites productions, indépendantes et de technologies très différentes présente un vaste champ de recherche : contrôle/commande, électronique de puissance, recherche de point optimal (*MPPT*: *Maximum Power Point Tracking*), tenue aux défauts, réglage de fréquence...etc. La problématique de la gestion de la puissance est l'une de ces thématiques de recherche et de développement qui peut se révéler déterminante pour favoriser techniquement et économiquement ces nouveaux modes de génération de la puissance. Parmi ces différentes technologies, on peut citer les éoliennes et les panneaux photovoltaïques. Compte tenu de la variabilité de ces ressources, voire de leurs non disponibilité, il est intéressant, pour améliorer la continuité de la fourniture en puissance, de les associer à des sources de stockage et/ou des sources classiques (diesel...etc.) ou émergentes (microturbine à gaz...etc.). La mise en place d'un superviseur qui coordonne toutes ces sources est nécessaire pour assurer un bon fonctionnement du système multisources. Afin d'étudier le comportement de ces systèmes de production, des modèles reposant sur les lois fondamentales de la physique doivent être développés. Il est alors intéressant d'utiliser ces modèles comme base pour l'optimisation de la gestion de la puissance. Cela permettra de prendre en compte la dynamique intrinsèque de chaque élément de la cellule multisources. En outre, une des problématiques qui entrave l'intégration massive des ressources renouvelables dans les réseaux est leurs caractères stochastiques et leurs prédictibilités limitées. Des

méthodologies innovantes de gestion qui considèrent tous ces aspects sont nécessaires. L'objectif principal de la thèse est de développer une méthodologie de supervision des cellules multisources avec une pénétration importante des ressources renouvelables associées à un élément de stockage de type batterie ainsi qu'une source contrôlable (Microturbine à gaz). De nombreux opérateurs considèrent encore les ressources renouvelables comme des charges négatives, explicitement la puissance d'origine renouvelable est considérée comme une perturbation qui s'ajoutera à la charge, ce qui est tout à fait acceptable dans le cas de faibles pénétrations de ces ressources renouvelables. Or, l'Union Européenne a pour ambition d'accélérer sensiblement la croissance de l'énergie renouvelable et propose d'intégrer dans sa palette énergétique une part de 20 % de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020. A l'horizon 2050, le projet DESERTEC [3] vise à produire 15 % de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. En outre, les algorithmes actuels de gestion de la puissance sont basés sur des algorithmes d'optimisation déterministes, où la demande et la production sont supposées connues. Avec un taux de pénétration élevé des ressources renouvelables dans le réseau, leurs évolutions futures doivent être utilisées afin d'avoir une solution proche du cas optimal. L'optimisation déterministe doit servir uniquement comme référence pour évaluer la performance d'une stratégie par rapport à une autre. Il est donc important de tenir compte de ces futures variations lors de la formulation du problème d'optimisation, surtout lorsque les prévisions s'affinent. En outre, la complexité des systèmes multisources ne permet pas d'envisager une optimisation globale du fonctionnement (approche déterministe) et il est nécessaire de définir des approches modulaires pour assurer l'efficacité.

Classiquement, les fonctions coût sont choisies pour minimiser uniquement le coût de l'énergie, or dans un contexte de système multisources, la fonction coût doit non seulement tenir compte des performances de coût et de performance mais aussi des considérations liées aux éléments du système multisources (vieillessement, émissions polluantes, rendement ...etc.). Tous ces aspects (prévisions à court terme, modèles dynamiques, fonction coût adaptée au système multisources, contraintes .....) peuvent être pris en compte par une approche de type commande prédictive. L'objectif est donc de mettre en œuvre un superviseur qui utilise les modèles dynamiques de chaque élément de la cellule multisources dans une architecture de commande prédictive et qui permettra de gérer l'installation pour des dynamiques allant de la seconde à plusieurs centaines de secondes en fonction de la pertinence des prévisions.

## II. De l'intérêt de l'hybridation des sources

### II.1. Constitution d'une centrale multi-source

L'époque des centrales de plus en plus grandes semble parvenue à son terme. Les réseaux de transport et de distribution commencent à s'ouvrir à des producteurs indépendants mettant en œuvre des centrales généralement hybrides, moins coûteuses et plus efficaces. La production de l'électricité semble ainsi effectuer un retour en arrière, lorsque l'essentiel de l'énergie électrique était générée localement par de petits systèmes isolés en vue de son utilisation directe. Un système hybride regroupe l'ensemble des alimentations électriques assurées par le couplage de deux sources (ou plus) de natures différentes. L'hybridation de sources permet de rationaliser l'utilisation de la source principale ou de fournir un complément de puissance lorsque cette dernière atteint sa puissance de saturation et de stocker le surplus de la puissance, et surtout d'introduire un degré de liberté supplémentaire afin de mieux gérer la puissance en améliorant le rendement global du système. Compte-tenu des progrès obtenus dans l'augmentation des densités d'énergies et en cyclabilité des supercapacités et des batteries ([4]), ces deux éléments facilitent le développement de cette hybridation mais leur conception n'est pas aisée et leur durée de vie est faible, notamment pour les batteries. L'hybridation permet ainsi :

- de lisser la puissance ,
- d'augmenter la fiabilité,
- réduire la taille du stockage,
- réduire les coûts de production.

Ce sont les raisons pour lesquelles les systèmes électriques sont de plus en plus ou souvent alimentés par une source d'énergie principale (panneaux photovoltaïques, groupes électrogènes.... ) hybridée par une ou plusieurs sources auxiliaires ([5] [6] [7] [8]). Cela est tout particulièrement le cas des systèmes en partie ou totalement autonomes vis-à-vis du réseau de distribution. On parle alors d'un **système multi-sources**. Par contre les principaux inconvénients d'un tel système est la complexité, le choix difficile de ses sous-systèmes et la difficulté à gérer le niveau de la puissance.

Afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné (vent, solaire...) une combinaison hybride de deux ou plusieurs technologies différentes avec un système de stockage ou des unités de générations classiques peut améliorer la performance du système. Par exemple, les panneaux photovoltaïques et les éoliennes sont complémentaires pour une zone donnée (site venté l'hiver, et ensoleillé l'été). En général, les systèmes multi-sources transforment toutes les sources primaires (fuel, vent, rayonnement solaire...) en une seule forme d'énergie (électrique) et/ou stockent cette énergie sous une autre forme (chimique, air comprimé, volant d'inertie ...etc.). Afin d'accroître la

fiabilité des systèmes multi-sources, le choix de la technologie et le dimensionnement sont deux facteurs essentiels qui permettent d'améliorer les performances globales [9].

Ainsi, leur dimensionnement doit permettre de maximiser les performances, tout en limitant le nombre d'éléments, mais leur gestion doit intégrer une surveillance de leur état de fonctionnement interne comme l'état de charge pour veiller à ne pas dégrader leur durée de vie et éviter tout accident. On se retrouve alors dans un cas précis où la gestion de la puissance et le dimensionnement sont étroitement liés et doivent être traités conjointement.

D'un point de vue économique, l'hybridation des sources permet de satisfaire une charge locale sans être contraint à construire de nouvelles lignes de transport d'électricité [10]. Les éléments du système hybride peuvent être installés en un délai très court, dans n'importe quelle localisation. Cependant, certaines sources renouvelables qui peuvent faire partie du système hybride telles que les panneaux solaires et les éoliennes peuvent requérir certaines conditions (site bien venté,...etc.). Dans les systèmes autonomes éloignés, les systèmes hybrides peuvent être plus économiques. Hybrider les sources peut avoir un impact positif sur la durée de vie des éléments qui le constituent et réduire la consommation de fuel ou de tout autre combustible. D'un point de vue opérationnel, plusieurs travaux ont montré les effets bénéfiques des systèmes multisources sur le profil de la tension et les problèmes de la qualité de puissance [11].

Comme nous l'avons mentionné dans l'introduction, la nécessité de protéger l'environnement et de réduire la dépendance aux énergies fossiles a poussé de nombreux pays à changer leur politique concernant la production d'électricité. L'arrivée à maturation de plusieurs nouvelles technologies va favoriser cette mutation. Ces technologies comprennent, la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables, comme le vent, le photovoltaïque, les centrales hydrauliques, la biomasse, la géothermie, les vagues océaniques et les marées, ainsi que les sources « propres », c'est-à-dire dont la répercussion est moindre sur l'environnement comparativement aux sources de production classiques. On peut citer les microturbines à gaz et les piles à combustible. Elles peuvent être considérées comme renouvelables si le combustible lui-même utilisé est renouvelable (cas de la microturbine) où l'hydrogène est produit à partir d'une source renouvelable (cas de la pile à combustible). Bien qu'elles soient polluantes, les génératrices Diesel sont encore couramment utilisées, même pour des gammes de puissance relativement élevées, en particulier dans les régions éloignées et les systèmes autonomes. Les génératrices Diesel sont bon marché et ont un rendement relativement bon et peuvent avoir un impact moins nocif sur l'environnement si elles sont alimentées par un bio-carburant.

La Figure 1-3 montre une liste non exhaustive des éléments qui peuvent être intégrés dans un micro réseau. Nous nous sommes intéressés particulièrement aux cellules qui comportent à la fois des

technologies émergentes et volatiles, des générateurs traditionnels et une unité de stockage de l'énergie. Dans ce qui suit, on décrira succinctement quelques-unes de ces technologies.

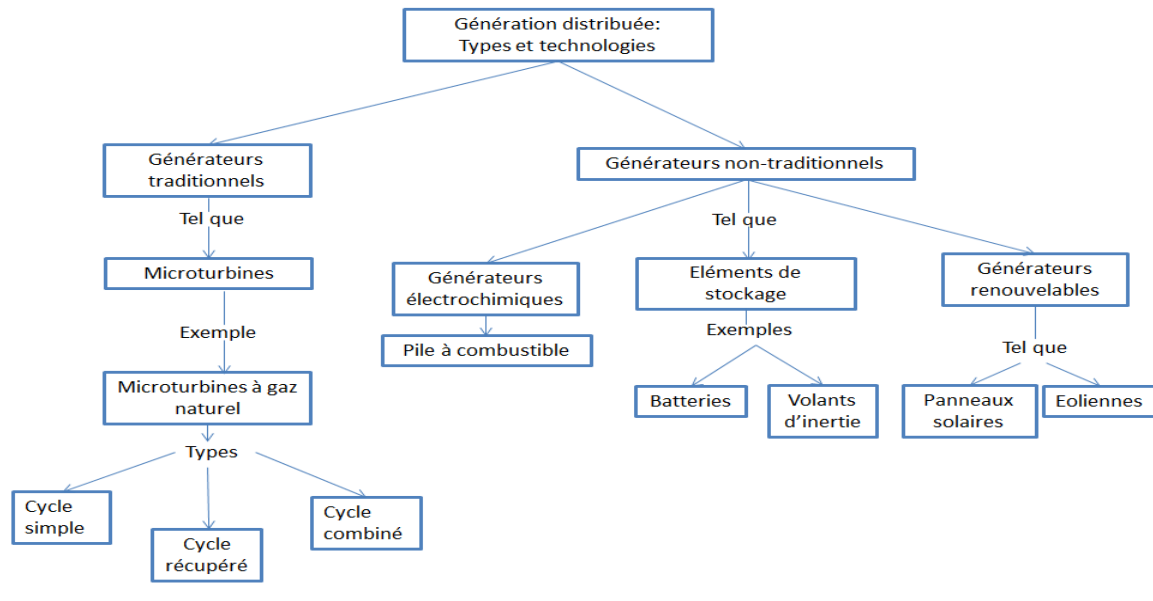


Figure 1-3 Exemple des éléments constituant un système hybride

## II.2. Quelques éléments d'une centrale multi-source

### a- Générateurs à combustion traditionnels (Microturbine )

Les microturbinés sont des turbines de petite taille qui peuvent fonctionner au gaz naturel, au propane ou au fuel. Elles sont constituées d'un compresseur, d'une chambre à combustion, d'une turbine et d'un générateur. Le générateur et la turbine sont souvent montés sur le même axe. Contrairement aux turbines traditionnelles, les microturbinés fonctionnent à des températures et pressions moins élevées et tournent à des vitesses très élevées (100.000 tours/minute). Elles peuvent être installées facilement, ont un bon rendement global (80%), et de très faibles émissions polluantes, notamment en oxyde d'azote  $NO_x$ . En outre, les microturbinés sont connues pour leur dynamique rapide et ont de très bonnes performances concernant la poursuite de la charge. La chaleur produite peut être utilisée pour satisfaire les besoins en chauffage [12]. La figure I.4 montre les principaux avantages d'une microturbine. Les microturbinés à gaz sont des turbines à combustion qui produisent des gaz de très haute température et pression. Ce gaz est utilisé pour faire tourner l'axe de la microturbine qui entraîne le compresseur et l'alternateur. Nous allons aborder en détail le principe de fonctionnement de la microturbine au cours du chapitre II.



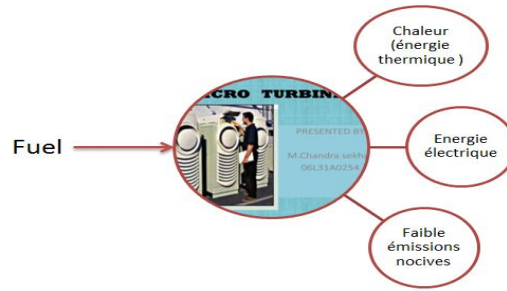


Figure 1-4 Avantages de l'utilisation des microturbines

### **b- Eléments de stockage (batterie, super capacité, volant d'inertie....)**

Parmi tous les éléments de stockage on peut citer les batteries et les supercapacités. Elles sont généralement chargées lorsque la demande en puissance est faible et déchargées quand la demande est importante, et sont combinées avec d'autres types de systèmes de production d'énergie. Les batteries sont dotées d'un contrôleur de charge qui permet de les protéger contre les surcharges et les décharges excessives. La taille de ces batteries détermine la durée de la période de décharge. Dans le chapitre II, on détaillera le fonctionnement de la batterie, leurs différentes classes...etc.

### **c- Technologies renouvelables (panneaux photovoltaïques, éolienne,...)**

L'épuisement inéluctable des ressources fossiles, associée à une volonté de réduction du taux de  $CO_2$ , conduit naturellement à introduire une diversification de la production électrique reposant sur des générateurs à base d'énergie renouvelable, au côté des groupes électrogènes diesel jusqu'à présent uniquement utilisés dans les micro réseaux. Comparés aux unités de production centralisée (centrale nucléaire, ...), les générateurs à base d'énergie renouvelable sont de très petites puissances en raison du dimensionnement du système de conversion primaire (surface des panneaux photovoltaïques (PV), longueur des pales, ...). Par contre, ce dimensionnement favorise les installations sur un réseau de distribution chez les particuliers et donc en très grand nombre. La croissance de ces filières renouvelables devrait rester très soutenue et ainsi continuer d'augmenter leur part dans la production d'électricité mondiale. En premier lieu, ces technologies ont fait énormément de progrès, que ce soit sur le plan de la fiabilité, ou sur le plan de leur capacité à réduire leurs coûts de production. Ces progrès ont attiré de nouveaux investisseurs intéressés par les perspectives de développement. Ceux-ci ont permis d'augmenter la taille des projets d'énergies renouvelables et donc d'accroître très rapidement le productible de ces filières.

### **III. De la gestion de la puissance dans les systèmes hybrides**

À cause de leur caractère aléatoire et intermittent, les énergies renouvelables posent des difficultés de gestion aux opérateurs de systèmes électriques. Le problème s'aggrave d'autant plus lorsque le niveau de pénétration des énergies renouvelables est important sur le réseau électrique. Comme tout moyen de production, les unités de production d'énergie renouvelable doivent respecter un certain nombre de contraintes techniques liées au fonctionnement des systèmes électriques pour être connectées au réseau. Certaines contraintes vont être redéfinies en tenant compte des spécificités liées à la production renouvelable (les capacités de réglage de la fréquence par exemple ne sont pas encore exigées au niveau des unités de production). Pour cela, une solution est d'utiliser en parallèle d'autres moyens de production d'énergie (hors énergies renouvelables) avec comme principal enjeu la gestion optimale de l'énergie. Dans un futur proche, le gestionnaire de réseau devra disposer d'outils de prédiction des productions éoliennes et photovoltaïques. A terme, la prédiction de la production électrique pourra être un outil décisionnel pour les producteurs et le gestionnaire de réseau, que ce soit dans le cas des systèmes insulaires ou dans le cas général des marchés de gros électriques). Pour les petits réseaux insulaires, la prédiction de production intermittente sera couplée avec des systèmes de stockage [13]. De plus, une réduction de l'intermittence et de la variabilité de la production pourra être assurée par une multiplication de sources éloignées, procédé appelé foisonnement géographique. Ainsi, le stockage, le foisonnement et la prédiction des énergies intermittentes devraient permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Leur prédiction permettra de prévoir les réserves énergétiques qui prendront le relais pour préserver la sécurité du système.

#### **III.1. Supervision multiniveaux des centrales multi-sources**

La subdivision de la supervision en plusieurs niveaux est due principalement à trois éléments : l'existence de fortes incertitudes, les caractéristiques des moyens de production et les contraintes du fonctionnement du réseau. Un contrôle au plus près du temps réel est nécessaire, car les prévisions sont moins incertaines. En outre, les contraintes techniques des centrales de productions ne permettent pas de répondre rapidement à la demande, d'où la nécessité de prédire les variables, avec un horizon plus ou moins long, en fonction de la dynamique de la centrale de production. Ces caractéristiques des moyens de productions (centrale nucléaire, thermique...), obligent les acteurs du réseau à résoudre des calculs d'optimisations, sur une période assez longue afin de pouvoir prendre en considération les dynamiques nécessaires. Enfin, les contraintes imposées par le gestionnaire du réseau doivent être respectées en temps réel. Le problème majeur de l'ensemble des acteurs du système électrique et plus particulièrement de l'exploitant est de maintenir l'équilibre entre l'offre disponible et la demande. Pour satisfaire cet

objectif, quatre types d'actions sont réalisés à différents horizons : Niveau 3 (années), Niveau 2 (1 jour à plusieurs jours), Niveau 1 (10 à 15 minutes), Niveau 0 (très près du temps réel). Bien que ces niveaux soient interdépendants, leur séparation est principalement faite afin de réduire les efforts de calcul du problème. Une part des algorithmes de conduite d'un grand réseau électrique concerne en effet l'optimisation économique du fonctionnement. Ce sont essentiellement les problèmes suivants, classés de l'horizon le plus long au contrôle près du temps réel: Unit Commitment (UC), dispatching économique (Economic Dispatch : ED), et le contrôle dynamique, correspondant aux niveaux précités [14]. Les points communs des algorithmes cités sont :

- Formulation sous forme d'un problème d'optimisation sous contraintes ;
- la nature des contraintes d'égalité de type lois de Kirchhoff, bilans d'énergie ;
- la nature des contraintes d'inégalité correspondant à un domaine de fonctionnement admissible (limitation des ressources, sécurité).

D'autre part, les fonctions objectifs peuvent être de différents types : critères économiques (coût total de production), déviation minimale par rapport au point courant, qualité du plan de tension, etc. La 1.5 montre les algorithmes associés à chaque niveau temporel.

**Remarque :**

Le problème de la coordination optimale des moyens de réglage d'un réseau pour assurer un critère de qualité en régime permanent est souvent appelé Répartition des Flux de Puissance Optimale ou Optimal Power Flow (OPF) dans la littérature anglo-saxonne [15]. Il s'agit d'un processus d'optimisation, centré autour d'une fonction objectif à minimiser. *L'Optimal Power Flow* s'appuie sur un calcul de répartition des charges, ou *Load Flow* en anglais, pour connaître l'état électrique du réseau. Ce terme OPF avait été choisi dans les années 1970 pour désigner les optimisations à buts économiques (Unit Commitment, Economic Dispatch,...) pour le dispatching (répartition des consignes de production), c'est-à-dire l'équilibre production-consommation aux pertes près et à moindre coût. De nos jours, on désigne par le terme OPF, tout processus d'optimisation lié à la gestion des réseaux (reconfiguration, diminution des pertes, dispatching économique entre autres).

La Figure 1-5 montre les opérations ayant lieu en fonction de l'horizon de prédiction. Les détails des opérations réalisées dans chaque niveau sont décrits dans la suite.

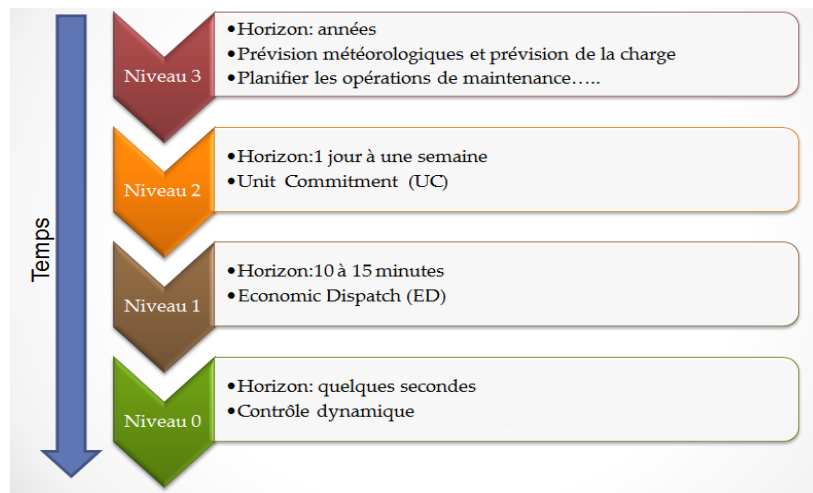


Figure 1-5 Gestion de l'énergie d'un système hybride, sur plusieurs niveaux selon l'échelle de temps

### III.2. Supervision à moyen terme et long terme

#### *Niveau 3 (horizon : une année à plusieurs années)*

Ce niveau concerne les horizons longs terme voire très long terme. Les prévisions à très long terme permettent de connaître les investissements à réaliser au niveau des moyens de production et de transport. Il s'agit donc de planifier dans le but de mettre en évidence les besoins en investissement du système électrique production-transport. Dans le cas d'une cellule multisources, la supervision pluriannuelle prévoit la production de chaque élément en fonction des cycles annuels de demande et des programmes de maintenance [16].

#### *Niveau 2 (horizon : 1 jours à une semaine)*

A un horizon proche, de la veille du jour donné par exemple, il s'agit de prévoir tout d'abord les dates de mise en service des ouvrages, puis les besoins en combustibles, les consignations des ouvrages pour maintenance et le plan de charge pour les groupes. Toutes ces opérations reposent sur des prévisions de consommation et éventuellement de la production renouvelable, affinées au fur et à mesure qu'on se rapproche du jour donné. La prédiction à la période  $j+1$  est importante pour le gestionnaire car elle a une application industrielle immédiate. Par exemple, dans le cadre de l'interconnexion SACOI (liaison à courant continu Italie-Corse-Sardaigne), il faut être capable d'organiser la gestion des stocks fossiles. En fait, la mise en œuvre des moyens de production thermique EDF dure environ 30 min, il faut donc être capable de prédire les baisses d'énergie intermittentes au moins 1 heure à l'avance. Le système de pilotage, visant à l'optimisation du fonctionnement du microréseau du point de vue technique, économique ou écologique, s'exerce au

niveau supérieur, sur la base des informations disponibles (état du réseau, disponibilité des générateurs, prévisions de consommation, tarifs en vigueur, etc.) et détermine le programme de génération des prochaines heures. Le nom usuellement utilisé pour désigner cette problématique est *l'Unit Commitment Problem* ou problème d'engagement des unités. Le problème d'engagement des unités consiste à choisir les unités de production qui seront opérationnelles sur une échelle de temps discrétisée, de manière à minimiser le coût de production total [17]. Il sert aussi à déterminer les unités de production à démarrer ou arrêter ainsi que les niveaux de production prévisionnels pour chaque sous-période de l'horizon de programmation, tout en maximisant le profit du parc de production. Programmer les unités pour un horizon de temps dans le futur sous la présence d'incertitudes signifie que des prévisions devront être faites sur certains paramètres qui ne sont pas connus de manière certaine au moment de la programmation. Par exemple, la production des éoliennes est entachée d'incertitudes. Les unités doivent satisfaire la charge ainsi que la réserve tournante, c'est-à-dire une réserve de puissance permettant d'assurer la stabilité du réseau ou des services (réglage de fréquence). De plus, chaque unité possède ses propres limites de production. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation linéaire mixte (discret / continu), sous contraintes (*MILP : Mixed Integer Linear Programming Problem*). Les méthodes de résolution de ce problème seront détaillées dans le paragraphe V.

Pour résumer, il faut définir à moindre coût :

- l'ordonnancement d'allumage/extinction de chaque centrale sur toute la période considérée
- la production de chaque centrale pour toute date où elle fonctionne de façon à satisfaire un ensemble de contraintes.

L'UC peut être formulé comme suit [18] :

$$\min \sum_{H=1}^{24} \sum_{i=1}^I C_i(X_{i,H-1}, P_{G_i}(H), u_{iH}) \quad (1)$$

sous les  
contraintes :

$$\sum_{i=1}^I P_{G_i}(H) = \sum_{z=1}^Z \widehat{L}_z(H)$$

$$\sum_{i=1}^I S_i(x_i, P_{G_i}) \geq \widehat{L}_z(H) + Re(H) \quad (2)$$

$$X_{i,H} = A_{iH}(X_{i,H-1}, u_{iH})$$

$$|F(H)| \leq F^{max}$$

avec :

- $S_i(x_i, P_{G_i})$  : réserve de puissance (services)
- $Re(H)$  : réserve de puissance obligatoire (stabilité)
- $X_{i,H}$  : variable d'état pour la source  $i$  à l'heure  $H$ .
- $u_{iH}$  : on/off pour la source  $i$  à l'heure  $H$
- $A_{iH}$  : fonction de la ressource  $i$  à l'heure  $H$
- $Z$  : ensemble des charges
- $I$  : ensemble des générateurs
- $F$  : vecteur des flux de puissance échangés dans le réseau
- $F^{max}$  : vecteur des puissances maximales

Le problème de l'UC, à l'origine est résolu par la méthode de relaxation lagrangienne ou la méthode de relaxation lagrangienne augmentée [18], [19]. L'idée consiste à *relaxer* (supprimer) une partie des contraintes (en principe celles qui rendent le problème compliqué) qui sont introduites dans la fonction objectif sous la forme d'une pénalité qui combine linéairement les contraintes relaxées. Le problème de l'*Unit Commitment* possède deux types de contraintes : contraintes séparables et contraintes couplantes. Les contraintes séparables sont par exemple les capacités des unités et les temps minimaux d'arrêt et les temps minimaux de redémarrage, ces contraintes sont intrinsèques à chaque unité. D'autre part, les contraintes couplantes, couplent les unités entre elles, c'est-à-dire que le changement dans une unité affecte les autres unités ; comme exemple, on peut citer la contrainte de l'équilibre entre la demande et la production. Aux États-Unis, l'opération de la résolution de ce problème s'effectue en deux étapes. La première étape consiste à résoudre le problème sans considérer les contraintes. La seconde étape est de vérifier si le résultat respecte le flux de puissance ainsi que les contraintes. Sinon l'opérateur (*Independent System Operator*) va intervenir pour modifier le résultat pour des raisons de sécurité.

### III.3. Supervision à court terme

#### Niveau 1 (Horizon : 10 à 15 minutes)

Lorsque l'on s'approche du temps réel, les prévisions des charges et des ressources sont mises à jour et la supervision moyen-terme (niveau 2) permettra de fournir les puissances de référence aux éléments constituant le système multisources, tout en maximisant et en diminuant la fluctuation de la puissance fournie au réseau. A ce niveau, les moyens de production à dynamique rapide (exemples : batterie, volant d'inertie ...) sont utilisés car ils sont très rapidement exploitables. Le nom usuellement donné à ce problème est : ***Economic Dispatch Problem*** (*ED Problem*) ou problème de dispatching économique. L'objectif de base d'un dispatching économique (ED) est la génération et l'exploitation à

coût minimal de l'énergie électrique dans un réseau en satisfaisant toute la demande avec les contraintes d'égalité et d'inégalité du système. Une des limitations du dispatching économique est l'aspect statique du problème. En effet, quand on résout un dispatching économique, on le fait pour une demande à un instant précis. Lorsque le problème prend une dimension dynamique, c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (une journée par exemple), il faut alors tenir compte des états des centrales ainsi que des changements d'état qui occasionnent des coûts supplémentaires. Le problème de l'ED est formulé comme suit [20]:

$$\min_{P_{Gi}} \sum_i (C_i(P_{Gi}(k))) \quad i \in G, \quad (3)$$

sous

contraintes :

$$\begin{aligned} \sum_i P_{Gi}(k) &= \sum_z \widehat{L}_z(k), \quad i \in G, z \in Z, \\ P_{Gi}^{min} &\leq P_{Gi}(k) \leq P_{Gi}^{max}, \quad i \in G, \\ |F(k)| &\leq F^{max}, \\ \sum_i R_{e_i} &\geq R_e^T, \end{aligned} \quad (4)$$

avec :

- $G$  : nombre de générateurs
- $Z$  : ensemble des charges
- $\widehat{L}_z(k)$  : charge prédite à l'instant  $k$  ou  $k$  est la période de prédiction (par exemple 10 minutes)
- $C_i(P_{Gi})$  : coût de l'exploitation du générateur  $i$
- $P_{Gi}^{min}$  et  $P_{Gi}^{max}$  : respectivement puissance minimale et maximale du générateur  $i$
- $F$  : vecteur des flux de puissance échangés dans le réseau
- $R_e^T$  : réserve obligatoire

D'après la formulation de l'ED, on remarque que les réponses dynamiques de chaque générateur ne sont pas prises explicitement en compte lors de la formulation. Les générateurs dont le temps de réponse est élevé, comme les centrales nucléaires et les centrales à charbon ne sont pas considérés. Bien que l'UC et l'ED soient interdépendants, la séparation de l'UC et de l'ED a pour but principal de réduire les efforts de calcul du problème d'optimisation mixte (discret/continu).

### **Niveau 0 (très près du temps réel)**

La commande de niveau inférieur (niveau 0) est le contrôle local de tension et courant de chaque générateur (via un convertisseur de puissance, ou non). Ces contrôleurs réalisent en

tout instant la régulation, afin de générer les puissances active et réactive souhaitées. Ces contrôleurs locaux permettent de fournir la puissance de référence avec une certaine dynamique.

**Remarque :** Il existe une autre problématique de gestion de la puissance dans les réseaux électrique qui concerne la déviation de la fréquence. Ce qui n'est pas l'objet de nos travaux. En d'autres termes, la cellule multisources est connectée à un réseau assez puissant pour imposer sa fréquence (50 Hz). Le réseau peut ainsi compenser les décalages entre la puissance demandée et la puissance produite dans le cas où la cellule n'est pas capable de satisfaire totalement la charge.

La déviation de la fréquence indique qu'il y a un déséquilibre entre la puissance générée et la puissance demandée par la charge. Afin de maintenir la fréquence dans une plage de variation acceptable, la génération doit être ajustée en temps réel pour répondre aux écarts entre les valeurs actuelles et valeurs prédites. Dans des conditions de fonctionnement normales, la fréquence est étroitement maintenue dans une bande étroite autour de la fréquence nominale. Dans le cas d'une perte de ligne par exemple suite à un défaut, la fréquence doit être maintenue au-dessus d'un seuil de fréquence prédéterminé. Si cette valeur seuil est dépassée, le système de protection va déconnecter une grande partie de la génération et le consommateur est affecté.

Il existe deux types de régulation de fréquence dans les réseaux électriques : un *contrôle primaire* individuel de chaque unité de production et un *contrôle secondaire* qui consiste à contrôler les zones de production [21]. Un contrôle primaire de la fréquence est très rapide et il est destiné à compenser les déséquilibres entre la génération et la charge. Il est implémenté en utilisant des régulateurs de vitesse dans les centrales de production conventionnelles (thermique, hydraulique..). Ces contrôleurs permettent d'ajuster la sortie en puissance des générateurs, en réponse à une déviation de la fréquence. Le délai pour un contrôle primaire de fréquence est entre quelques secondes à une minute. Le contrôle secondaire (LFC : *load-frequency control* ou AGC : *automatic generation control*), est réalisé par un régulateur centralisé situé au centre de conduite de la zone de réglage et dont le rôle est de modifier automatiquement le programme de production des centrales jusqu'à annuler l'écart de réglage de la zone.

### **III.4. Supervision dynamique d'une centrale multi-sources**

On rappelle qu'une centrale multi-sources est constituée de plusieurs éléments contrôlables ou non (en particulier non totalement contrôlables pour un certain nombre de sources d'énergie renouvelables), et de caractéristiques dynamiques souvent très différentes, et que ces sources doivent contribuer à un niveau de puissance spécifié, par exemple dans les niveaux 1 et 2. Les parties précédentes montrent qu'il existe un vide entre le niveau 1, qui répartit les puissances de manière statique (Economic Dispatch) sans tenir compte des variations non maîtrisables du niveau de puissance de certaines sources,



ni des dynamiques respectives de ces sources, et d'autre part des commandes locales de chacun des éléments contrôlables (Niveau 0). La supervision dynamique que nous allons prendre en charge tout au long de ce mémoire s'inscrit donc comme une génération de trajectoires de référence pour chacun des contrôleurs locaux, tenant compte d'une part des ordres donnés aux niveaux 2 ou 1, et d'autre part de la dynamique en boucle fermée de chacun des éléments de la centrale. Notre étage de supervision peut être inséré entre le niveau 1 et 0. Cela est justifié par le fait que les prédictions de 10 à 15 minutes sont peu précises, notamment en ce qui concerne la production de la puissance solaire dont les dynamiques de variation sont très rapides pendant les journées marquées par des passages très fréquents de nuages.

A ce titre, le problème de pilotage optimal de système multi-sources se rapprocherait d'un problème classique de calcul de plan de production optimal des centrales d'un réseau (*Unit Commitment*), ramené à une très petite échelle. On peut en effet négliger l'influence du réseau, les pertes étant ramenées en rendement de production des générateurs, et le superviseur devant décider des plans d'arrêt et de démarrage sur la période des générateurs commandables. Cependant, suivre cette approche comme un problème d'engagement des unités (*Unit Commitment*) nécessiterait une masse d'informations exhaustive en termes de courbe de coûts, de puissance appelée, de taux de disponibilité, etc. En outre, les prévisions sur 24 heures des charges et des ressources renouvelables sont généralement très grossières. Les algorithmes de conduite existant tels que l'engagement des unités (*Unit Commitment*) et le dispatching économique (*Economique Dispatch*) ne sont donc pas adaptables à notre problématique et ne permettent pas d'intégrer les dynamiques des éléments de la cellule multisources et de tenir compte efficacement des prédictions. Notons qu'un contrôle de fréquence (*Load Follow*) n'est pas nécessaire dans le cas d'un système multisources connecté au réseau, ce qui sera le cas dans le reste de l'étude. En d'autres termes, le réseau peut échanger de la puissance avec le système hybride et compenser les décalages éventuels. Chaque élément de la cellule multisources possède son propre contrôleur (contrôleur MPPT, régulateur PI ...etc) et les sources sont parfaitement contrôlées (Niveau 0).

Dans le cadre de la thèse, on ne s'intéressera qu'aux fonctions de supervision d'une cellule multi-sources de petite taille, c'est-à-dire un maximum d'une dizaine de sources ou moyens de stockage, évidemment, comme le nombre de degrés de liberté devient important, il se pose le problème d'un pilotage optimal de la cellule, qui fait tout l'objet de la thèse. Il faudra donc définir ce que l'on entend par l'« optimalité » du pilotage. Dans ce qui suit, on dressera un état de l'art des méthodes de supervision.

## **IV. Etat de l'art des technique de supervision des systèmes multi-sources**

La gestion énergétique fait l'objet depuis quelques années de nombreuses publications, notamment dans le domaine des systèmes multisources. Son objectif est de générer les références des différentes boucles de commande de manière à respecter les objectifs du cahier des charges et en vérifier toutes les contraintes. Afin de trouver une solution optimale, la connaissance préalable du profil de la charge et éventuellement des ressources renouvelables est exigée. Les contraintes imposées par le dimensionnement des éléments du système doivent être respectées et une attention supplémentaire doit être portée sur l'état de charge et la sollicitation des éléments de stockage, s'ils font partie du système hybride. Le défi majeur de cet objectif est notamment le fait que la puissance demandée par la charge et les ressources renouvelables ne peuvent pas être connues à l'avance. Donc le superviseur doit ainsi répondre à une sollicitation instantanée de puissance sans connaissance préalable du futur profil de la demande en puissance. Pour les systèmes hybrides relativement complexes et dont les profils de charges sont évolutifs dans le temps, de nombreuses méthodes issues de l'automatique sont appliquées pour optimiser la performance d'un système multisources en respectant un certain nombre de contraintes, mais à l'heure actuelle aucune ne semble avoir démontré sa supériorité et ne s'est imposée par rapport aux autres. Dans ce qui suit on va dresser une liste non exhaustive des méthodes de supervision classées selon deux critères :

- méthodes de supervisions nécessitant ou non un modèle du système,
- méthode de supervision selon l'approche utilisée (optimisation, séquentiel,.....etc. ).

On notera que de nombreux travaux au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP) de Lille traitent des problématiques des niveaux de contrôle local, analysées en simulation off line et validées en temps réel à l'aide d'outils temps réel et temps réel hybrides, notamment les travaux de Tao Zhou sur les commande d'un générateur hybride actif éolien incluant un système de stockage [22] et les travaux d'Arnaud Davigny concernant la participation aux services systèmes des fermes éoliennes [23]. Les travaux de Vincent Courtecuisse concernent la supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectés au réseau. La logique floue a été utilisée comme outil afin de concevoir le superviseur, et le niveau concerné est le moyen terme. Parmi les travaux contemporains aux nôtres, on peut citer les travaux de Ye Wang concernant la participation active des éoliennes au réglage de fréquence et la thèse de Firas Alkhalil qui concerne la supervision à moyen terme (Niveau 2) d'un système hybride en résolvant le problème d'engagement des unités (*Unit Commitment Problem*) de façon à satisfaire une demande globale d'électricité prévisionnelle sur

24 heures. Nos travaux s'inscrivent ainsi dans une continuité et viennent compléter des travaux sur la supervision d'une centrale multisources, leur originalité étant de prendre en compte les prévisions des sources d'énergie non contrôlées et de proposer une solution modulaire, reconfigurable et optimale.

#### **IV.1. Méthodes de supervision avec ou sans modèle**

Les fonctions de contrôle d'un système hybride peuvent être divisées en deux catégories, à savoir les contrôleurs locaux et le système de supervision, comme indiqué sur la Figure 1-6. Les contrôleurs locaux permettent au système global de fonctionner correctement en respectant les consignes. Ils peuvent être subdivisés en deux sous-catégories :

- contrôle séquentiel type on/off (exemple : connecter ou déconnecter un élément),
- régulateur PID ou autre, qui permettra d'assurer le contrôle des grandeurs asservies, qui peuvent être, par exemple, l'optimisation de la puissance extraite du dispositif (dispositif MPPT : *Maximum Power Point Tracking*), le contrôle des grandeurs électriques (consignes puissance active-réactive ou fréquence-tension, par exemple), de grandeurs mécaniques, etc.

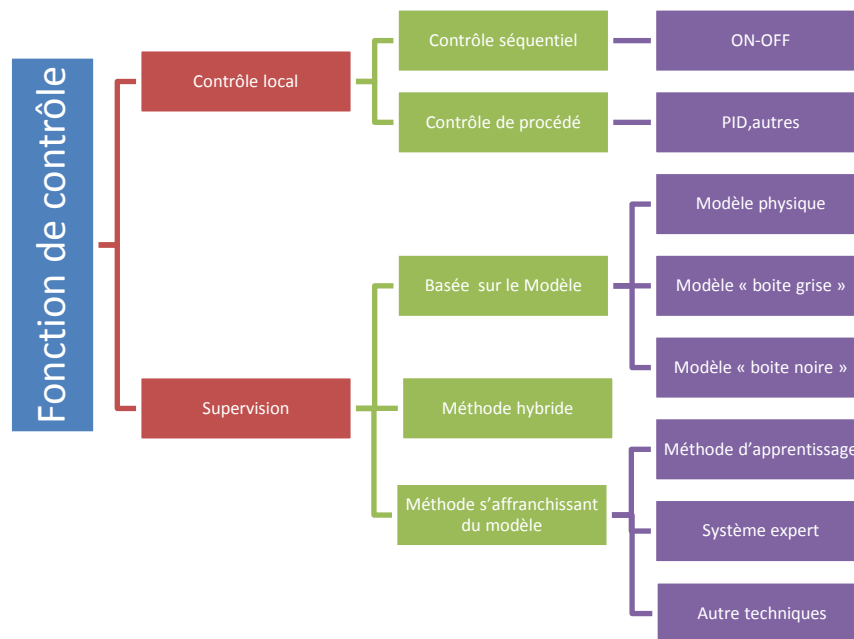


Figure 1-6 Schéma de classification des fonctions de contrôles dans les systèmes hybrides

Le système de supervision vise principalement à satisfaire la charge, en tenant compte de plusieurs paramètres du système hybride. Contrairement à la commande locale, le système de supervision ne doit être conçu qu'après une compréhension des caractéristiques du système global, les interactions éventuelles entre les sous-systèmes et leurs variables associées. La connaissance de ces caractéristiques

peut être utilisée pour minimiser une fonction « objectif », ce qui va conduire à l'amélioration de la performance du système. Comme indiqué sur la Figure1-6, les stratégies de supervision peuvent être classées en trois groupes : méthodes basées sur un modèle dynamique, méthodes s'affranchissant du modèle et les méthodes hybrides.

#### **Méthode « sans » modèle**

Ce type de méthodes ne nécessite pas la connaissance du modèle du système ciblé. Les systèmes experts et les méthodes d'apprentissage peuvent être utilisés pour concevoir ce type de superviseur. Un système expert peut imiter le raisonnement humain pour prendre des décisions pour un point de fonctionnement donné en se basant sur une base de connaissance. Il a également la possibilité de déduire des solutions raisonnables même lorsque les données sont incomplètes. Un système expert peut être facilement implémenté, toutefois il est affecté par la richesse de sa base de données et en dehors de son domaine d'expertise, il peut induire des erreurs significatives. Les méthodes d'apprentissage ne nécessitent pas non plus la connaissance du modèle mathématique du système. Elles décrivent un paradigme d'apprentissage dans lequel le système tente d'améliorer son comportement par rapport à des actions précédentes. Ces méthodes peuvent trouver une solution optimale ou quasi-optimale. Cependant, elles demandent un temps considérable pour « apprendre » au contrôleur. Ces méthodes sont très sensibles aux paramètres d'apprentissage, c'est la raison pour laquelle il est difficile de les implémenter en pratique.

#### **Méthodes à base de modèles**

La connaissance du modèle permet de prédire la réponse du système afin d'adapter les paramètres du contrôle. Le rôle principal de l'optimisation consiste à minimiser l'énergie à l'entrée du système tout en ayant des performances acceptables. A chaque pas d'échantillonnage, une technique d'optimisation est appliquée au système afin de minimiser une fonction coût et d'évaluer les variables de commande. Les commandes réagissent rapidement au changement des conditions externes au système. Selon le modèle utilisé, la méthode de supervision à base de modèle peut être divisée en trois sous catégories : méthode de supervision basée sur un modèle physique, modèle boîte « grise » et modèle boîte « noire ».

- **Modèles physiques**

Ils sont construits à partir d'une analyse physique, chimique,..., en appliquant les lois générales, fondées sur des principes (lois de mécanique, électromagnétisme, bilan des flux....) qui régissent la dynamique au sein des processus étudiés. Ces modèles ne comportent pas généralement de paramètres

ajustables, ou des paramètres ajustables en très petit nombre. En pratique, il est toujours souhaitable d'établir un modèle de connaissance des processus que l'on étudie. Néanmoins, il arrive fréquemment que le processus soit trop complexe, ou que les phénomènes qui le régissent soient très mal connus, pour qu'il soit possible d'établir un modèle de connaissance suffisamment précis pour l'application considérée. On est alors amené à concevoir des modèles purement empiriques, fondés exclusivement sur les résultats de mesures effectuées sur le processus. En général, ces modèles détaillés ou simplifiés ont des performances relativement élevées concernant les prédictions de leurs comportements futurs. Néanmoins, un modèle très détaillé peut entraver son application temps réel.

- **Modèles «boite grise »**

Lorsque des connaissances exprimables sous forme d'équations, sont disponibles mais insuffisantes pour concevoir un modèle de connaissance satisfaisant, on peut avoir recours à une modélisation « boite grise » (ou modélisation semi physique) qui prend en considération à la fois les connaissances et les mesures. Un tel modèle peut concilier les avantages de l'intelligibilité d'un modèle de connaissance avec la souplesse d'un modèle comportant des paramètres ajustables.

- **Modèles « boîte noire »**

Les modèles «boite noire » sont construits essentiellement sur la base de mesures effectuées sur les entrées et les sorties du processus à modéliser. La modélisation consiste alors à utiliser, pour représenter les relations entre les entrées et les sorties, des équations (algébriques, différentielles....) paramétrées, et à estimer les paramètres à partir des mesures disponibles, de manière à obtenir la meilleure précision possible avec le plus petit nombre possible de paramètres ajustables. Ils sont développés sur la base des comportements empiriques du système. Les paramètres du modèle n'ont pas généralement de signification physique. Par exemple, un modèle « boîte noire », peut être représenté par des réseaux de neurones artificiels (ANN). En règle générale, ces modèles ne nécessitent pas la connaissance détaillée du système, cependant ils ne sont précis que sur un intervalle bien déterminé. En dehors de cette plage, les extrapolations peuvent induire des erreurs significatives.

### **Méthode hybride**

Différents types de méthodes peuvent être utilisés simultanément pour concevoir un superviseur. Par exemple, certaines méthodes hybrides peuvent utiliser l'approche basée sur le modèle, et l'approche sans modèle. Le superviseur ainsi formulé peut avoir des performances élevées. Les systèmes neuro-flous sont les plus courants. Ils sont basés sur les modèles (Tagaki, Sugeno, Kang) et Mamdani, combinés avec des algorithmes d'apprentissage neuronal. Cependant, l'implantation de telles structures dépend fortement des connaissances a priori sur le système et des données empiriques.

## IV.1. Méthodes de supervision classées selon l'approche

Suivant que la supervision se fasse en ligne ou hors ligne (pour obtenir un dimensionnement préalable par exemple), les outils de gestion énergétique peuvent se différencier en deux catégories, soit en suivant des règles (à partir d'éléments déterministes ou de logique floue), soit à l'aide d'outils d'optimisation. Cette différenciation est représentée sur la Figure 1-7.

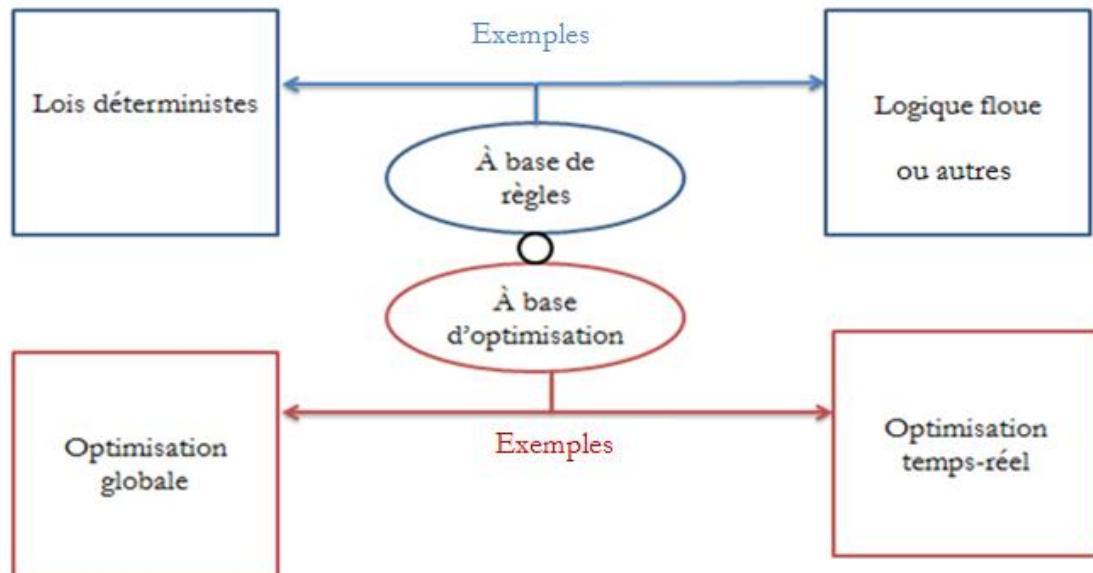


Figure 1-7 Classification de stratégies de supervision des systèmes multisources

### a- Stratégies de supervision basées sur des règles

La façon la plus commune de mettre en œuvre un superviseur pour les systèmes multisources consiste à introduire un ensemble de règles, qui tient compte de certains paramètres significatifs et décide de la répartition de la puissance entre les différents éléments de la cellule. Contrairement aux techniques basées sur les méthodes d'optimisation, la supervision basée sur des règles ([24], [25], [26]) n'utilise pas une description formelle du problème. Ces règles proviennent de l'intuition de l'ingénieur : l'objectif qualitatif est d'extraire le maximum de puissance d'origine renouvelable, faire en sorte que les éléments fonctionnent à leur rendement maximal ...etc.

Les paramètres du contrôleur à base de règles (par exemple les valeurs des seuils qui décident quand passer d'un mode à un autre) sont généralement obtenus par l'étalonnage basé sur la modélisation et la simulation de la chaîne de puissance, éventuellement en utilisant des techniques d'optimisation. Le principal avantage de contrôle fondé sur des règles est sa simplicité et la facilité de mise en œuvre sur les

systèmes hybrides. Par exemple, si l'état de charge d'une batterie passe en dessous d'une certaine valeur, la source principale devra fournir une puissance supplémentaire pour la recharger. Les règles peuvent être complexes et détaillées en fonction des performances désirées. Les principaux inconvénients sont l'absence de preuve de l'optimalité, et le fait qu'il n'y a pas de méthode standard pour la synthèse des règles (par exemple, les règles sont décidées au cas par cas, mais il n'est pas possible de déterminer a priori qu'un ensemble de règles donné soit approprié pour une application précise). En outre, la présence de seuils et de paramètres, rend le calibrage (qui pourra permettre d'avoir une large plage de conduite), assez difficile. Néanmoins, cette stratégie est largement utilisée dans les systèmes hybrides et éventuellement en conjonction avec d'autres algorithmes basés sur l'optimisation. La Figure 1-8 présente un algorithme de supervision simple type *if-then-else*.

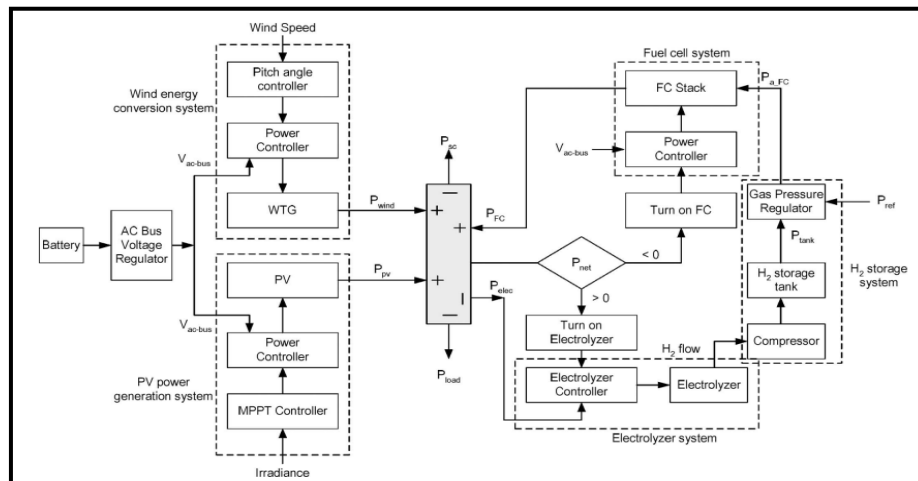


Figure 1-8 Exemple d'un contrôle basé sur des règles définies a priori [27]

Un autre moyen de concevoir un superviseur est la logique floue. Elle permet d'étendre la notion de logique classique, associée aux variables booléennes ne prenant que deux valeurs 0 et 1. Il est alors possible d'associer à des variables des coefficients d'appartenance à des sous-ensembles flous prenant des valeurs dans l'intervalle  $[0, 1]$  et quantifiant une possibilité. Citons par exemple la méthode de pilotage flou d'un système hybride photovoltaïque/éolien, avec batteries de puissance limitée, proposée dans [28]. Le système de gestion d'énergie pilote la puissance de sortie du générateur hybride éolien / photovoltaïque et l'état de charge des batteries, qui sont comparés à la puissance demandée et floutés pour appliquer les règles d'inférence floue. Chaque éolienne peut être alors déconnectée en cas de dépassement de la production par rapport à la charge, sans possibilité de stockage, et, de même, pour chaque module PV, ce qui assure un suivi de charge grossier. Contrairement aux techniques basées sur les méthodes d'optimisation, la supervision basée sur des règles n'utilise pas une description

mathématique du processus. En outre, ce type de superviseur nécessite une phase de réglage de ses paramètres basée sur l'expertise d'une part mais aussi sur des essais-erreurs d'autre part. L'application des stratégies de supervision des systèmes hybrides à base de logique floue est un sujet de grand intérêt dans les recherches actuelles académiques ou industrielles. Des stratégies floues conventionnelles [29] aux stratégies floues adaptatives [30], les objectifs visés ainsi que les organes contrôlés aussi bien que les variables de commande utilisées diffèrent d'une stratégie à l'autre. Ce type de superviseur rencontre un grand succès dans la littérature en raison de sa capacité à reproduire le comportement d'un expert humain, mais nécessite des temps de calcul plus importants lorsque le système devient complexe et fortement contraint. Une méthode de supervision à base de logique floue, n'est pas modulaire, en d'autres termes, l'adaptation est difficile lors de l'ajout d'un élément au système hybride par exemple, et à l'heure actuelle aucune méthode formelle d'ajustement n'est disponible.

### **b- Techniques globales d'optimisation**

Les techniques d'optimisation globales telles que traitées dans la littérature, se placent généralement dans la perspective de dimensionnement d'une installation en tenant compte :

- d'un scénario sur le long terme ,
- d'une stratégie de supervision donnée (basée sur les règles, optimisations,...),
- de coûts d'investissement,
- d'un profil de charge et éventuellement d'un profil de la production d'une source renouvelable.

La résolution d'un tel problème permet de déterminer la répartition idéale des types de sources (éoliennes, panneaux solaires, batteries, génératrice diesel ...), qui minimise le retour sur investissement. Compte tenu du manque de connaissances et des incertitudes de plusieurs paramètres, tels que l'évolution des prix du fuel, les conditions tarifaires de l'énergie en France, et cela sur plusieurs années, cette approche ne peut conduire qu'à des résultats triviaux, puisqu'on suppose que tous les paramètres sont connus.

La supervision des systèmes hybrides est un domaine de recherche fécond et constitue un des grands défis dans le domaine des systèmes hybrides et des microréseaux. Bien qu'il existe de nombreuses stratégies efficaces pour la supervision des systèmes multisources, l'épuisement des ressources fossiles et leurs prix élevés, ont poussé les acteurs du réseau électrique à accorder plus d'attention au contrôle optimal et à la supervision robuste. Comme le montre l'évolution, de la production des articles scientifiques durant les 20 dernières années Figure1-9, des efforts ont été entrepris pour élaborer des stratégies de supervision optimale pour les systèmes multisources.



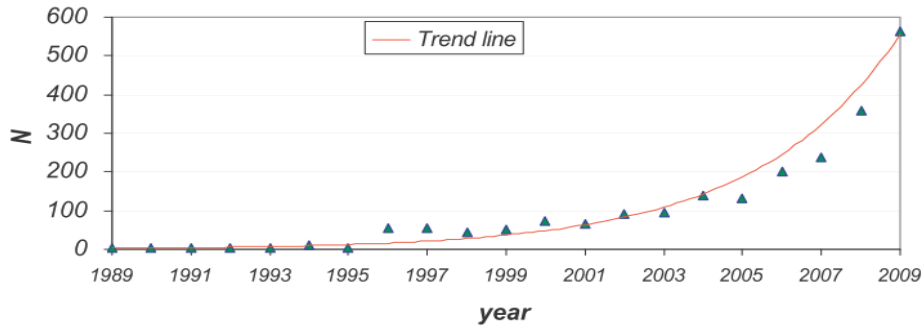


Figure 1-9 Nombre d'articles publiés utilisant les techniques d'optimisations appliquées aux énergies renouvelables [31]

Les algorithmes de supervision à base d'optimisation globale, auxquels on soumet une fonction objectif et des contraintes peuvent être totalement différents. Le choix de l'algorithme intègre la connaissance de la grandeur à optimiser et des grandeurs de commande qui influent sur les grandeurs à optimiser. La fonction objectif et les grandeurs de commandes peuvent être continues ou discrètes. Elles peuvent avoir des degrés de non linéarité plus ou moins élevés (linéaire, quadratique..) et le système peut être contraint ou non contraint. Dans le cas où l'on connaît préalablement le profil de puissance de la charge et des ressources renouvelables, une approche globale d'optimisation peut être entreprise en se fondant sur la théorie générale de la commande optimale [32]. Si la proportion de la pénétration des énergies renouvelables est importante, les incertitudes sur le niveau de puissance non maîtrisé peuvent prendre une ampleur qui peut toutefois être rédhibitoire pour l'application de ce type de méthodes. Ces approches sont incomplètes et ne permettent pas de proposer une réponse applicable telle quelle en temps réel. Cette étape sert ainsi le plus souvent de référence, pour évaluer la performance de la stratégie réellement employée, qui doit nécessairement couvrir tous les aspects : anticipatif et optimisé. Ainsi, l'exploitation des prédictions court terme devrait permettre d'avoir un gain appréciable par rapport à une technique dans laquelle les paramètres exogènes sont parfaitement connus, car les prédictions à court terme sont plus précises. Dans ce qui suit on détaillera les apports d'une telle approche.

### **c- Commande prédictive**

La commande prédictive fait partie de la classe des *commandes optimales*. La théorie moderne du contrôle optimal a commencé dans la deuxième moitié du XXe siècle. La commande prédictive est largement utilisée dans le domaine industriel pour contrôler le comportement de processus complexes. Ce type de méthode s'appuie sur le modèle du processus pour déterminer par anticipation, en utilisant la connaissance de l'évolution future de la consigne, la valeur optimale des entrées de commande à appliquer, au sens d'un critère de performance préalablement défini qui caractérise le but que l'on

souhaite atteindre (régulation, poursuite, ou tout autre critère de qualité). L'un des avantages de la commande prédictive est la prise en compte des contraintes imposées au système dès la phase de conception. En outre, le système peut prendre en compte les variations futures de la consigne et des perturbations, si celles-ci sont mesurées ou prédites. Ce type de commande est donc particulièrement adapté aux systèmes multisources dont la consigne future peut être programmée ou prédite (évolution de la charge, du rayonnement solaire dans le cas des panneaux photovoltaïques ...etc.).

La commande MPC (Model Predictive Control) est appliquée dans les systèmes de puissance [33], mais aussi dans les systèmes à énergies renouvelables. Par exemple, les auteurs dans [34] et dans [35] ont proposé une commande MPC afin de contrôler dynamiquement une éolienne. Dans [36], une stratégie de contrôle d'un aérogénérateur asynchrone à double alimentation à base de la commande prédictive a été étudiée. L'objectif est de réduire la fatigue du système de transmission tout en maximisant la puissance extraite. Les résultats obtenus sont meilleurs comparativement au cas d'un régulateur classique.

La commande prédictive peut être utilisée comme contrôleur local mais aussi comme un superviseur [37]. Elle est appliquée dans plusieurs types de système de gestion d'énergie comme une commande pilotant des systèmes en boucle fermée :

➤ **Pilotage optimal des systèmes de chauffage dans le secteur du bâtiment**

Dans [38], les auteurs proposent une commande prédictive afin de superviser la gestion d'énergie dans un bâtiment résidentiel. Le système peut produire simultanément de la puissance et de la chaleur (*Combined Heat Power Unit : CHPU*). La fonction coût a été conçue afin de minimiser le coût de l'énergie. Elle tient compte de la consommation du fuel, et du prix d'achat et de vente de l'énergie au réseau. L'objectif principal de la commande des systèmes thermiques dans le bâtiment, s'exprime sous forme d'un problème d'optimisation : minimiser la consommation (ou le coût) tout en garantissant le niveau de confort (thermique) désiré. Cet objectif semble l'argument suffisant pour l'utilisation de la commande prédictive dans ce cas. Pourtant, le coût élevé de la technologie nécessaire à l'implantation et surtout la difficulté d'obtention d'un modèle mathématique satisfaisant ont longtemps pénalisé l'utilisation des commandes optimales (prédictives) dans la gestion énergétique des bâtiments. Récemment, les auteurs dans [39] [40] ont utilisé la commande MPC pour le chauffage d'un bâtiment et pour la minimisation d'un système de réfrigération. Notons que ces systèmes sont caractérisés par des dynamiques lentes.

➤ **Gestion de la puissance dans les véhicules hybrides**

Les auteurs dans [41] examinent la possibilité d'appliquer la commande prédictive à un véhicule électrique *parallèle* hybride. La vitesse du véhicule est supposée constante et un *GPS* est utilisé afin d'estimer la pente de la route durant l'horizon de prédiction. Ainsi le couple des roues requis durant l'horizon de prédiction est estimé et la séquence de commande optimale est obtenue en minimisant une fonction coût qui inclut la consommation de fuel durant l'horizon de prédiction. Une approche similaire a été proposée dans [42]. La demande en puissance future est supposée parfaitement connue sur un horizon long, ce qui n'est pas réaliste. Les auteurs dans [43] présentent une application de supervision par commande prédictive pour contrôler un véhicule hybride. L'algorithme utilise le modèle de la pile à combustible pour prédire sa réponse dynamique et ainsi envoyer la référence de puissance nécessaire à la batterie afin de satisfaire la demande avec une dynamique satisfaisante. Les objectifs affichés sont la minimisation de l'utilisation de l'hydrogène et le maintien de l'état de charge de la batterie autour d'une valeur nominale. La fonction coût est la somme de trois termes : le coût d'utilisation de l'hydrogène, l'écart entre l'état de charge et la référence, ainsi que la différence entre la puissance fournie et la puissance de référence.

➤ **Systèmes multisources de production d'électricité à énergies renouvelables**

Les contraintes de l'utilisation de la commande MPC dans les systèmes multisources sont très différentes, par rapport au cas de la gestion d'énergie dans les bâtiments ou dans le véhicule hybride. Par exemple, la gestion du chauffage dans le secteur tertiaire est caractérisée par des dynamiques très lentes à cause de l'inertie du bâtiment, et les constantes de temps atteignant plusieurs dizaines de minutes. Dans le cas des véhicules hybrides, la charge doit être satisfaite à chaque instant (pas de plage d'erreur possible) et la structure n'est pas très compliquée (au plus trois sources différentes). C'est la caractéristique principale des systèmes hybrides dédiés aux applications portables. Une caractéristique commune réside dans l'influence importante et la variabilité des conditions extérieures (température, parcours du véhicule, ou ensoleillement...etc.).

Dans le cas des systèmes multisources dédiés à la production d'électricité, les contraintes environnementales et économiques obligent les producteurs à intégrer de plus en plus d'énergies renouvelables dans leur parc de production. Cependant, pour favoriser leur intégration, il est indispensable de disposer d'installations flexibles capables d'ajuster la production à la demande provenant du réseau. Cela passe par une optimisation du procédé mais également du contrôle commande. Parmi les technologies privilégiées, on peut citer les panneaux photovoltaïques et les éoliennes. Compte tenu de leurs caractères aléatoires et intermittents, les contraintes de pilotage d'une

cellule sont plus importantes. Actuellement, le pilotage d'une cellule contenant de telles sources ne prend en compte que la puissance fournie instantanée. Aujourd'hui, plusieurs opérateurs modélisent encore les systèmes PV (Panneaux Photovoltaïques) et la production éolienne comme des charges négatives qu'ils intègrent donc comme des perturbations dans l'algorithme de pilotage de la cellule hybride.

Afin d'améliorer la disponibilité et la manœuvrabilité d'une installation comprenant plusieurs sources renouvelables il est intéressant d'y associer des systèmes de stockage ou/et des sources de productions utilisant des sources fossiles. En revanche, l'insertion des éléments de stockage et des sources de production à base de combustible (gaz) complique la gestion du flux dans les systèmes multisources (gestion de l'état de charge, vieillissement, rendement ...etc.). Des méthodologies innovantes de gestion des systèmes multisources qui considèrent tous ces facteurs sont nécessaires.

Cependant, l'environnement des centrales multisources étant très variant (ensoleillement, vent, besoin de production, ...) il est important de prendre en compte une estimation de ces variations. Une approche de type commande prédictive permet de prendre en compte explicitement les variations futures des variables exogènes. En réalité, chacun des éléments possède déjà un contrôleur local qui est souvent standard et pré-réglé. La commande prédictive va donc être comme un superviseur, c'est-à-dire qu'elle va fournir les références de puissance de chaque élément. Ce niveau de supervision va calculer ces références par la résolution d'un problème d'optimisation à horizon glissant.

L'objectif principal est de fournir une puissance requise par le gestionnaire de réseau. Comme la cellule est constituée de plusieurs éléments, il existe un nombre important de degrés de liberté, qui peuvent servir à satisfaire des services à moindre coût. La fonction objectif de la commande prédictive doit inclure non seulement des considérations de coût et de performance, mais aussi des considérations liées à la durée de vie des éléments de stockage.

Comme travaux contemporains aux nôtres, on peut citer [44], où une telle approche a été implémentée avec succès. Un superviseur à base de commande prédictive a été développé afin de gérer la puissance dans un système hybride. Il est constitué de panneaux solaires, d'une éolienne ainsi qu'une batterie. Le système alimente un système de dessalement d'eau par osmose inverse. Les objectifs affichés sont la réduction des surintensités et la poursuite de la référence. La demande en eau est connue d'avance et le système de supervision permet de tenir compte des dynamiques du système de dessalement. Les énergies renouvelables ne sont pas entièrement exploitées, c'est-à-dire que le superviseur génère aussi les références à envoyer à l'éolienne et aux panneaux photovoltaïques. Cet aspect est clairement sous-optimal, le contrôle des panneaux photovoltaïques et des éoliennes devant être conçu dans le but d'extraire le maximum de puissance (*MPPT : Maximum Power Point Tracking*). En d'autres termes, les ressources renouvelables sont sous exploitées et leurs prédictions négligées. Le

Le système hybride est ensuite connecté au réseau de distribution. Les prix d'achat et de vente au réseau ont été intégrés dans la conception du superviseur. Par contre, la commande prédictive fait appel à des paramètres réglés de manière empirique, semblables aux matrices de pondération que l'on trouve dans une commande optimale. Ce qui ne permet pas d'accorder à la conception de la commande un caractère modulaire et générique. Les profils de vente et d'achat sont connus une journée à l'avance, ainsi que les ressources renouvelables qui fonctionnent toujours sous leurs points optimaux (au dessous de la courbe de puissance maximale). La commande prédictive semble donc être un outil adapté au pilotage d'une cellule multisources, mais il faut trouver une architecture et un réglage qui puisse permettre de proposer un superviseur facilement reconfigurable et réglable.

Afin de tenir compte des incertitudes une erreur de 10 % sur les prédictions (24h) des ressources renouvelables a été ajoutée. Cependant, les méthodes de prévision statistique, notamment pour des horizons élevés, appliquées à la gestion des systèmes multisources sont quant à elles souvent confrontées à de grandes erreurs de prédiction en cas de fluctuations rapides du rayonnement solaire ou du vent [45]. Aujourd'hui, les utilisateurs tels que les exploitants de fermes éoliennes, les gestionnaires de réseaux de distribution ou de transport, les compagnies d'électricité, très demandeurs d'outils de prédiction car ils reconnaissent que c'est le seul moyen économique permettant de gérer l'intermittence des ressources renouvelables.

A ce jour, à notre connaissance, aucune application réelle de la commande prédictive n'a été réalisée pour la supervision. Néanmoins, une commande MPC utilisée comme contrôleur local a été implémentée avec succès dans [46] afin de commander une pile à combustible (PàC). Les auteurs dans [47]) l'ont appliquée également comme un contrôleur local dans le but de contrôler la vitesse d'un moteur à combustion, en trouvant un compromis entre la consommation du fuel et les émissions polluantes.

## Conclusion

Le but de ce chapitre est de dresser un état de l'art de la gestion de puissance dans les systèmes multisources. Après avoir présenté le contexte de la thèse, nous avons montré l'intérêt de l'hybridation des sources. Cette hybridation va compliquer davantage le pilotage de la cellule.

La problématique de pilotage optimal concerne plusieurs niveaux de supervision, sur des périodes de temps les plus longues (heures, journée, semaine) aux plus faibles (un quart d'heure). Cependant, les solutions existantes comme les algorithmes de conduite de réseau tels que *Unit Commitment* et *Economic Dispatch*, ne sont pas directement adaptables à notre problématique et ne permettent pas de tenir compte des prédictions court terme des variables exogènes. L'état de l'art a été réalisé en élargissant la problématique à la gestion énergétique de systèmes hybrides d'autres applications (transport, secteur du bâtiment,..). Tout en notant les différences de ces systèmes des points communs ressortent.

Les méthodes de supervisions peuvent être divisées principalement en deux catégories : les systèmes experts (logique floue, algorithmes séquentiels..etc.) et les algorithmes à base d'optimisation. Les méthodes à base d'optimisation se basent sur une approche déterministe, en disposant de l'information parfaite sur les variables exogènes et les caractéristiques du système, et en se ramenant à un problème classique d'optimisation sous contraintes. Toutefois, ces approches sont incomplètes et ne permettent pas de proposer une réponse applicable telle quelle en temps réel. Cette étape sert ainsi le plus souvent de référence, pour évaluer la performance de la stratégie réellement employée, qui doit nécessairement couvrir tous les aspects : prédictions à très court terme, minimisation du coût, vieillissements ..etc.

Le chapitre suivant sera consacré à la construction de modèles des éléments constituant la cellule multisources, qui seront utilisés comme base pour la conception d'un superviseur à base de la commande prédictive.

# Chapitre II : Modélisation des éléments constituant la cellule multisources

## Introduction

Un modèle dynamique de la cellule multisources à considérer est essentiel pour résoudre le problème de la gestion de puissance. Ce modèle devrait être suffisamment détaillé pour refléter les principales caractéristiques (dynamiques) de chaque sous-système de la cellule multisources. Néanmoins, afin de faciliter l'analyse et l'implémentation temps-réel, il est intéressant de développer des modèles ayant très peu d'états. Dans un premier temps des modèles simplifiés permettant de déterminer les trajectoires est nécessaire. Notons que chaque élément possède sa propre commande interne (PID ou autres). Une fois les modèles de supervision (vérifications des pertinences des commandes) validés, la validation s'appuie sur les modèles de connaissance (pertinence de la commande par rapport au réel) puis sur des éléments réels (Hardware in the loop).

Notons que pour le système multisources représenté sur la Figure 2-1 , la dynamique des sources d'énergie (de l'ordre de quelques secondes) est beaucoup plus lente que la dynamique des convertisseurs de puissance (quelques  $\mu s$ ).

La Figure 2-1 présente les éléments constituant la cellule multisources choisie pour la mise en œuvre de la démarche proposée, et qui se trouve dans les locaux du L2EP de l'ENSAM de Lille. Elle est constituée d'une microturbine à gaz de 30 kW reliée au réseau via un convertisseur de puissance qui permet d'adapter la très haute fréquence du signal à la sortie de la microturbine à la fréquence du réseau 50Hz. La microturbine entraîne un générateur qui permet de convertir l'énergie mécanique de la microturbine en énergie électrique (souvent un alternateur synchrone est utilisé). Les panneaux solaires installés sur le toit de l'ENSAM de Lille ont une capacité de puissance de 18 kW. En raison de la non linéarité de la caractéristique  $i = f(v)$  , un contrôleur MPPT (*Maximum Power Point Tracker* ) est utilisé pour piloter le convertisseur de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge. La batterie utilisée est de type *Plomb-Acide* de 5 kW. Le système de stockage est relié au réseau via un convertisseur réversible, c'est-à-dire la batterie peut fournir ou restituer de l'énergie au réseau selon les conditions.

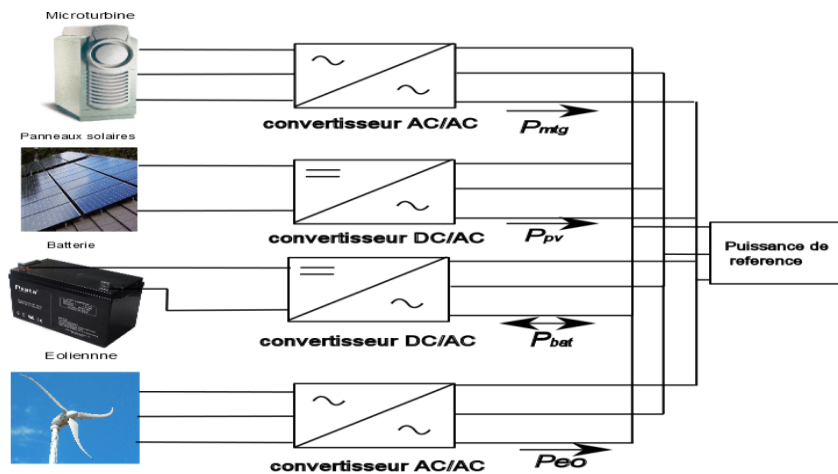


Figure 2-1 Eléments constituant la cellule multisources.

Le dimensionnement d'une telle cellule est une étape primordiale pour que le système global soit rentable sur le long terme. Sans cette contrainte, la réponse est connue d'avance : il suffit de mettre un dispositif de stockage très important (et donc très coûteux) et tous les problèmes sont résolus.

## I. Dimensionnement de la cellule multisources

La nature intermittente des sources d'énergies renouvelables ainsi que le grand nombre de configurations possibles de systèmes et d'équipements sont des caractéristiques qui contribuent à compliquer le processus de conception et d'exploitation d'un système multisources. Le dimensionnement est une étape importante afin de caractériser la cellule multisources. Plusieurs logiciels peuvent être utilisés à cette fin. On peut citer : Energy Plus [48], Homer [49], RETScreen International, HYBRID, Hybrid2. Au cours de ce travail, nous avons opté pour le logiciel Homer dont la version v2.68 est en téléchargement libre.

Le logiciel de modélisation Homer a été développé par le laboratoire NREL en 1992. Il permet aux ingénieurs de choisir la configuration de système hybride parmi un large panel. Homer modélise les composants du système et quantifie le coût global de l'installation et de l'exploitation sur la durée de vie du système hybride.

Son interface graphique permet de modifier les caractéristiques techniques et économiques de chaque composant. Le logiciel effectue trois tâches principales : simulation, optimisation et analyse de sensibilité. Homer effectue des simulations de milliers de configurations possibles, sur une période d'une année et identifie ensuite la taille du système qui offre la solution la plus économique. Après l'exécution des simulations, il affiche les combinaisons uniquement faisables classées par ordre croissant en fonction



du coût net actuel (NPC : Net Present Cost). Ce coût inclut le coût initial du système, le coût du remplacement d'un élément tels que la batterie, le coût de la maintenance, du fuel ainsi que le coût de l'énergie achetée au réseau. L'analyse de la sensibilité permet à l'utilisateur de modifier certains paramètres tels que le prix du carburant, le profil de la charge, les ressources renouvelables..etc. [50].

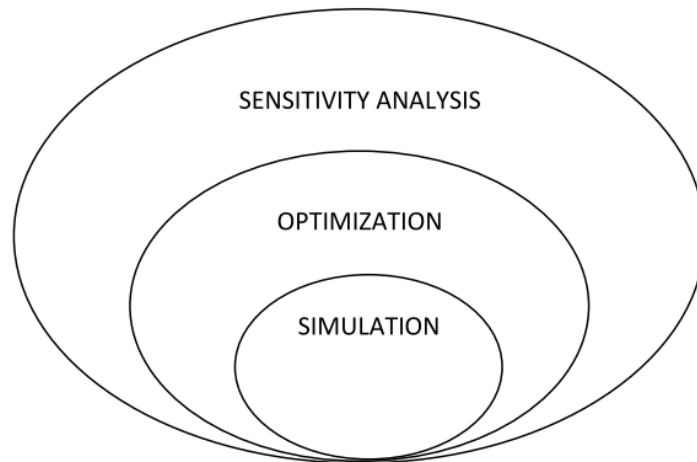


Figure 2-2 Fonctionnement du logiciel Homer

Le modèle doit tenir compte des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont : des modules photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs, des batteries des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réservoirs d'oxygène. Les profils de charge peuvent être considérés comme périodiques (quotidiens,...) importés d'un fichier de données horaires. En tout état de cause les charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coût linéaires sont adoptées et les dimensions des composants doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de configurations possibles simulées est égal au nombre de composants considérés multiplié par le nombre de puissances nominales considérées pour chaque composant. Homer effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration du système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût NPC. Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple des coûts de carburant, la vitesse moyenne annuelle du vent). Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0% alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5%, des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenues.

Dans ce qui suit, on montrera les différentes étapes qui vont nous permettre de choisir le meilleur mix des différentes sources de technologies très différentes.

### I.1. Données à fournir au Logiciel Homer

Le schéma de la cellule multisources est schématisé sur la Figure 2-3. Elle est constituée d'une éolienne, de panneaux solaires, d'une microturbine à gaz, d'un convertisseur DC/AC ainsi qu'une batterie. La puissance des panneaux solaires installés au site de l'ENSAM est de 18 kW. Le coût des panneaux solaires est de 7.5 \$/W. Ce coût inclut les frais d'expéditions, le prix des panneaux, ainsi que les frais d'installation. Leur coût de maintenance est très faible, considéré dans la présente étude comme nul. Un facteur de réduction de 90% est appliqué à la production électrique issue des panneaux solaire afin d'approximer les variations de température ainsi que l'effet des poussières accumulées sur les panneaux. Plusieurs tailles de composants peuvent être introduites. Homer teste toutes les combinaisons possibles et les trie par ordre croissant selon leur coût net présent. La microturbine considérée est une C30 de chez CAPSTONE, dont la puissance nominale est de 30 kW. La puissance minimale du fonctionnement de la microturbine est fixée à 50%.

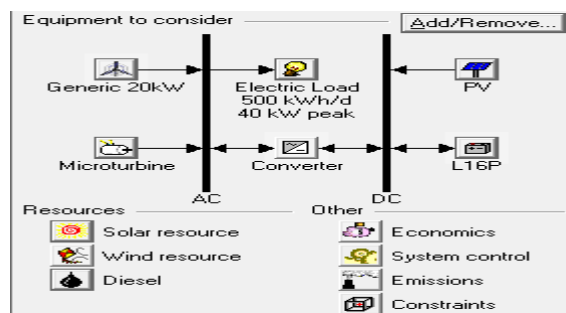


Figure 2-3 Schéma de système hybride sous Homer

L'éolienne choisie est une éolienne générique de 20 kW, la hauteur du mat est de 19,95 m. La caractéristique puissance en fonction de la vitesse du vent est représentée sur la Figure 2-4.

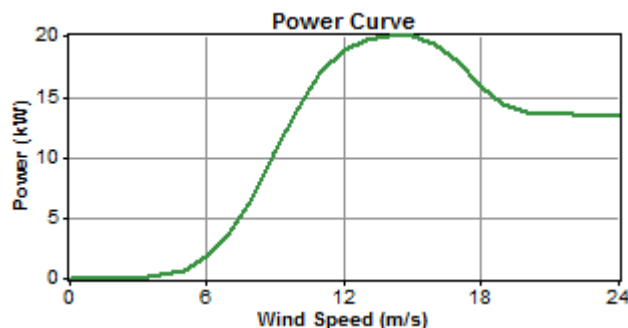


Figure 2-4 Caractéristique de l'éolienne de 20 kW

La batterie choisie est une L16p (TROJAN). Plusieurs tailles ont été considérées, et Homer identifie la taille adéquate. Le choix de ce type de batterie est justifié par son faible coût comparativement à d'autres modèles. Le rendement du convertisseur AC/DC utilisé est supposé égal à 90%. Les caractéristiques de chaque élément sont regroupées dans le Tableau 2-1.

Composant	Taille	Coût	Coût du remplacement	Coût de de l'opération et maintenance	Durée de vie
Eolienne	20 kW	29000\$	22000\$	300\$/an	20 ans
Panneaux solaires	18 kW	8000\$/kW	6000\$/kW	0	20 ans
Batteries	5kW	59400\$	91287\$	25363\$	4 ans
Microturbine	30 kW	27500 \$	16022 \$	508972 \$ (fuel et maintenance)	45000 heures
Convertisseur	40 kW	29167\$	154403\$	0	15 ans

Tableau 2-1 Caractéristiques des éléments de la cellule multisources

Le profil de la charge est illustré sur la Figure 2-5. Les pics de consommation atteignent 33 kW en début de soirée et on retrouve de faibles pics durant la matinée. En réalité, cette charge peut varier d'une heure à une autre et d'un jour à l'autre. C'est pour cette raison que Homer ajoute un bruit blanc d'une amplitude de 15 % afin de rendre la charge plus réaliste. La charge consomme une énergie moyenne de 500 kWh/Jour. La Figure 2-5 (b) montre le profil de la charge sur toute l'année en fonction des heures de la journée. On constate que la charge maximale de 48 kW est atteinte très rarement.

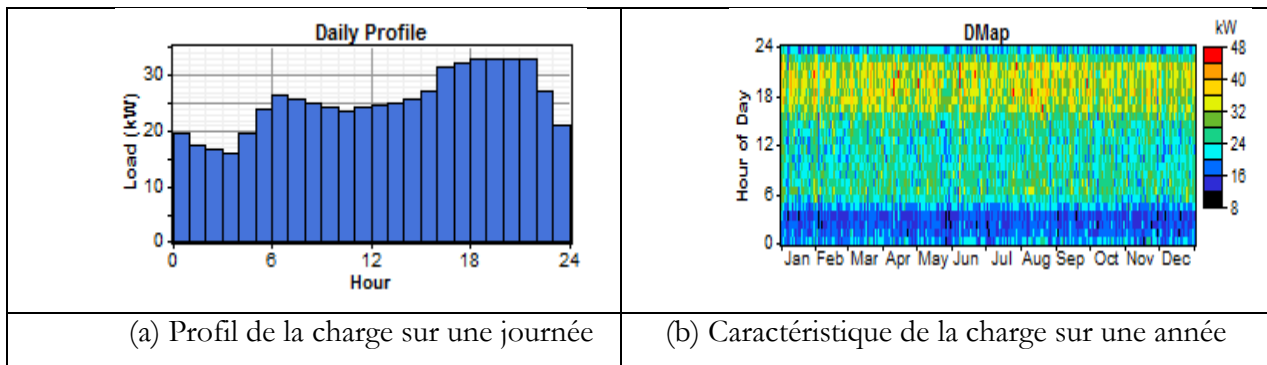


Figure 2-5 Exemple d'un profil de la charge

Le profil de la ressource solaire pour une période d'une année est illustré sur la Figure 2-6. Les données ont été tirées du site de NREL (région du Nord). La valeur moyenne de l'éclairement est de 3.7 kWh/m<sup>2</sup>/J.

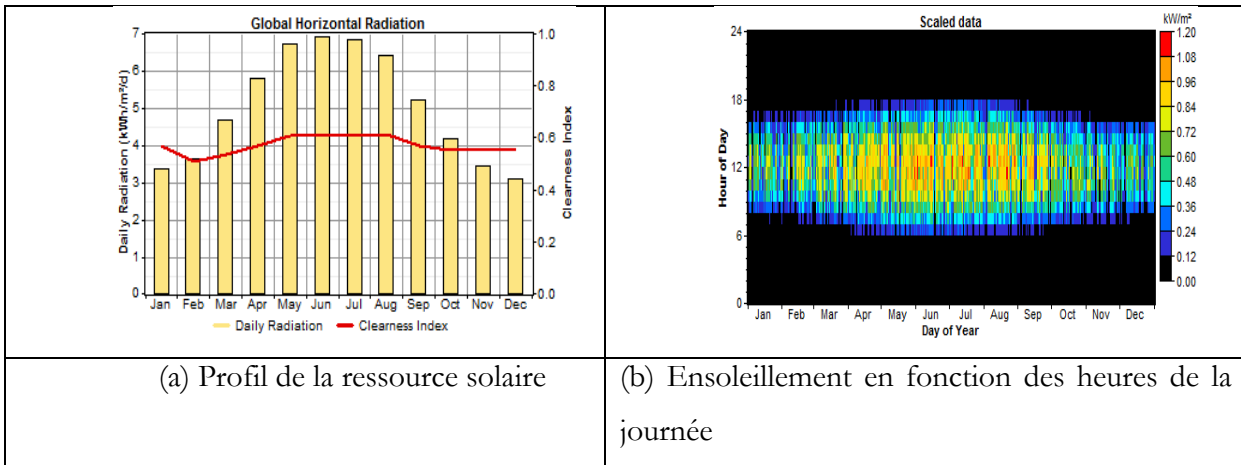


Figure 2-6 Profil de la ressource solaire

La Figure 2-7 montre le profil du vent moyen pour chaque mois de l'année. Il varie entre 6.5 m/s et 4.5 m/s.

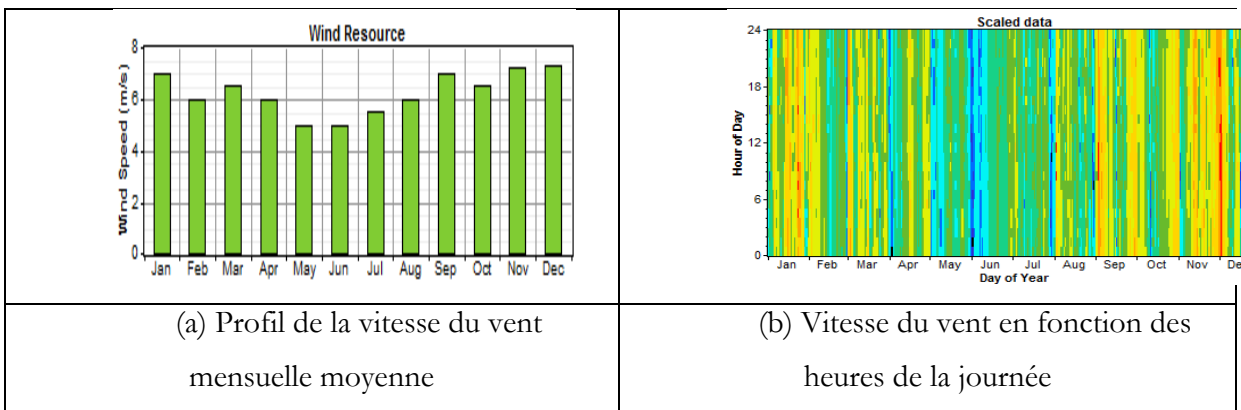


Figure 2-7 Profil du vent

## I.2. Résultats de l'optimisation

Les simulations tiennent compte des valeurs maximale et minimale de la vitesse du vent, du rayonnement global et des prix du gaz. Les résultats de simulations sont fournis sous la forme d'une liste des configurations, classées selon le coût net actuel. Comme les composants du système hybride sont introduits dans le logiciel en tenant compte de la disponibilité technologique, du coût des composants et de la disponibilité des ressources, Homer utilise ces entrées pour simuler les différentes combinaisons des composants. Les calculs de l'équilibre énergétique sont exécutés pour chaque configuration du système hybride considéré.

Dans le cas où les ressources renouvelables sont à leur valeur minimale et le prix du fuel à sa valeur maximale, la microturbine et des panneaux solaires offrent la solution la plus économique (Figure 2-8 cas (a)). Si l'on considère la quatrième configuration, on remarque que le coût de l'énergie (colonne

COE) n'augmente pas d'une manière significative, par contre le coût net actuel est très élevé par rapport à la première solution. La Figure 2-8 montre les combinaisons possibles pour une vitesse du vent annuelle moyenne de 6 m/s, et d'un rayonnement global de 5.03 kWh/m<sup>2</sup>/day et un prix du fuel de 0.74 \$/l, la cellule qui offre la solution la plus économique est constituée de la batterie, de l'éolienne, des panneaux solaires ainsi que de la microturbine.

Sensitivity variables

Global Solar (kWh/m<sup>2</sup>/d) 1 Wind Speed (m/s) 3 Diesel Price (\$/L) 1

Double click on a system below for simulation results. Categor

	PV (kW)	G20	MT (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	MT (hrs)
	18		30		40	\$ 200,667	108,136	\$ 1,354,999	0.699	0.01	0.02	99,096	8,760
	18		30	216	40	\$ 260,067	104,286	\$ 1,373,300	0.705	0.01	0.00	88,058	6,523
	18	1	30		40	\$ 229,667	108,442	\$ 1,387,265	0.715	0.01	0.02	98,885	8,760
	18	1	30	216	40	\$ 289,067	104,301	\$ 1,402,462	0.720	0.01	0.00	87,491	6,481

(a)

Sensitivity variables

Global Solar (kWh/m<sup>2</sup>/d) 5.03 Wind Speed (m/s) 6 Diesel Price (\$/L) 0.75

Double click on a system below for simulation results.

	PV (kW)	G20	MT (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	MT (hrs)
	18	1	30	216	40	\$ 289,067	64,715	\$ 979,884	0.503	0.15	0.00	63,589	4,732
	18		30	216	40	\$ 260,067	73,940	\$ 1,049,354	0.539	0.06	0.00	77,057	5,717
	18		30		40	\$ 200,667	82,152	\$ 1,077,618	0.556	0.05	0.02	97,481	8,760
	18	1	30		40	\$ 229,667	80,833	\$ 1,092,546	0.562	0.11	0.01	95,037	8,758

(b)

Figure 2-8 Configurations possibles classées par NPC (*Net Present Cost*)

Les solutions sont sélectionnées en fonction de leur faisabilité, du coût de l'installation. La rentabilité du système est évaluée sur la vie du projet, estimée a priori à 20 ans. La Figure 2-9 illustre les résultats issus du dimensionnement après avoir simulé toutes les configurations possibles du système hybride. Elle montre que dans les conditions de charge, coût des composants et disponibilité des ressources présentées antérieurement, le système optimal le moins cher inclut l'éolienne, les PV, les batteries ainsi que la microturbine.

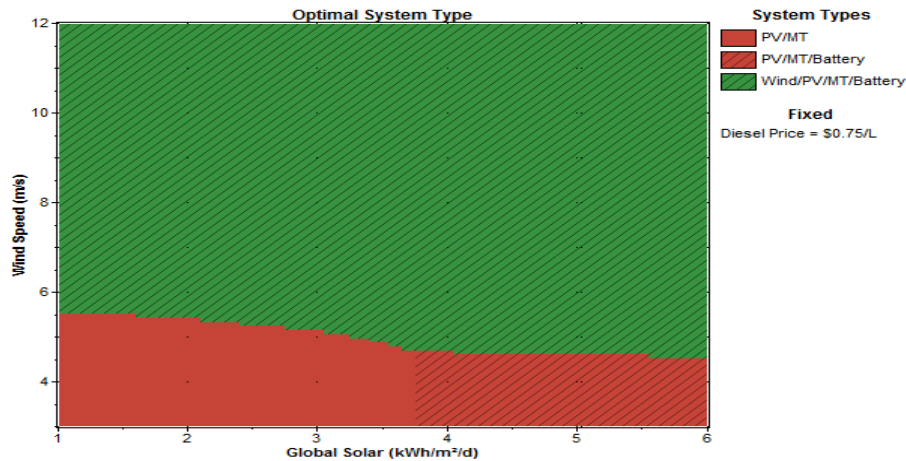


Figure 2-9 Configurations optimales en fonction de la vitesse du vent et de l'éclairement

## II. Modèle de la microturbine

Dans un microréseau, les microturbines jouent un rôle important car elles peuvent produire de l'électricité à des coûts inférieurs et à des degrés d'efficacité supérieurs à ceux des centrales traditionnelles. Les avantages des microturbines à gaz n'est pas que financier, leur développement est stimulé par :

- leur faible coût du capital,
- leurs propriétés : préemballées, relativement sans entretien, silencieuses,
- leur diversité d'application,
- le prix faible du gaz,
- le haut rendement (si la cogénération est exploitée),
- leur impact réduit sur l'environnement.

Récemment, des convertisseurs électroniques de puissance ont été utilisés pour la connexion au microréseau et ainsi introduisent des possibilités nouvelles de réglage. Ce type de générateur est composé d'une microturbine à gaz, d'une machine synchrone à aimants permanents de grande vitesse, d'une mise en cascade de convertisseurs bidirectionnels AC-DC-AC et d'un filtre pour le raccordement sur le réseau.

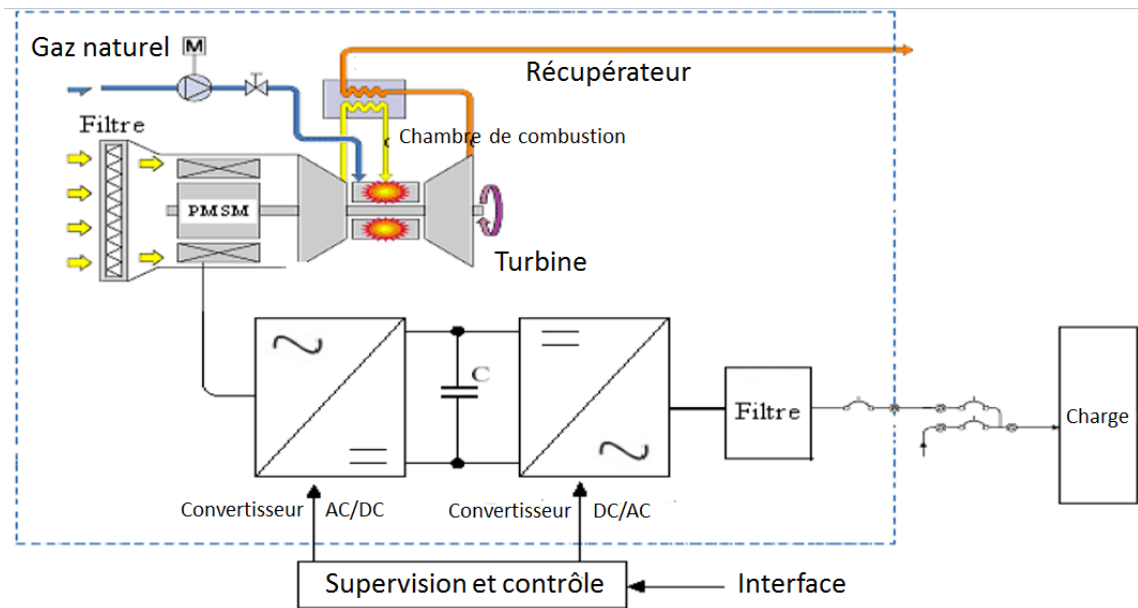


Figure 2-10 Schéma de la microturbine [51]

La microturbine à gaz (MTG) comprend un système d'injection contrôlée du gaz, une chambre de combustion, un compresseur de gaz comprenant un étage permettant la récupération de la chaleur et une turbine (Figure 2-10).

## II.1. Principe de fonctionnement

Comme les turbines à gaz, les microturbines à gaz (MTG) fonctionnent selon le cycle de Brayton dont le processus est illustré par la Figure 2-11. Le cycle commence par une compression adiabatique ( $a \rightarrow b$ ), suivie d'un chauffage à pression constante ( $b \rightarrow c$ ), et d'une expansion du gaz dans la turbine ( $c \rightarrow d$ ) et d'un refroidissement à pression constante ( $d \rightarrow a$ ). Le procédé de combustion augmente la température, la vitesse ainsi que le volume du débit de gaz, qui est ensuite dirigé vers la turbine tournante entraînant avec elle le compresseur [52].

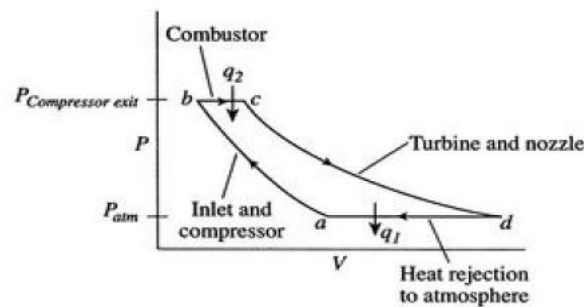


Figure 2-11 Cycle de Brayton représenté dans le plan PV [53]

Le modèle dynamique et la simulation d'une microturbine ont été discutés dans plusieurs références bibliographiques [54], [55], [56][51]. La chaleur échappée est utilisée pour préchauffer l'air avant qu'il n'entre dans la chambre de combustion. Cela réduit alors la consommation du gaz d'à peu près 50 %. La chambre de combustion mélange l'air chauffé avec le gaz et le brûle. Ce mélange entraîne, par explosion dans la turbine, le compresseur de gaz et le générateur. L'air chauffé est échappé dans le récupérateur avant d'être évacué à la sortie de l'échappement. Il existe principalement deux types de MTG, les MTG à un seul axe et les MTG à deux axes. La structure à un seul axe permet de faire tourner à la fois le compresseur et le générateur. Dans cette configuration, la vitesse du générateur peut dépasser les 100 000 tours/minute, et génère une puissance électrique à très haute fréquence (de l'ordre du kHz). Dans le cas des MTG à deux axes, les deux axes qui font tourner le compresseur et le générateur sont séparés par un réducteur qui permet de générer directement des courants alternatifs à une fréquence de 50 Hz. La plage de puissance des microturbines varie entre 20 et 300 kW ; elles ont des rendements électriques variant autour de 30-35%. Dans des applications de cogénération, ce rendement peut augmenter jusqu'à 80%, par l'utilisation de la chaleur contenue dans les gaz de fuite pour satisfaire les besoins thermiques des bâtiments et des processus industriels.

Le modèle de la microturbine inclut les modèles de la turbine à gaz, de la machine synchrone et du convertisseur de puissance (on parle d'une topologie *back-to-back*). Les composants du modèle de la microturbine à gaz sont regroupés dans le système d'alimentation en fuel et le groupe compresseur/turbine comme on peut le voir sur la Figure 2-12.

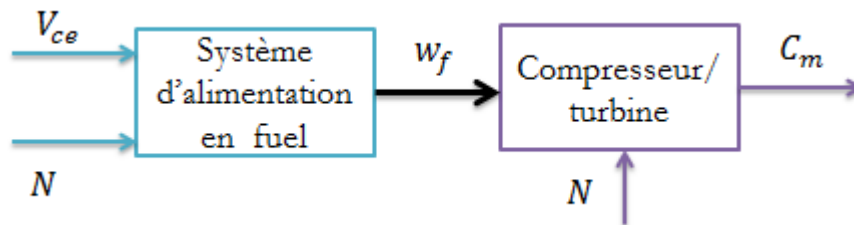


Figure 2-12 Schéma bloc d'une microturbine

Le système d'alimentation en fuel est constitué d'un actionneur asservi afin d'ajuster le positionneur de la valve. Le débit de fuel est le résultat de l'inertie de l'actionneur et du positionneur de la valve. Le modèle dynamique du positionneur de valve est donné par l'équation :

$$E_1 = \frac{K_v}{T_v s + 1} F_d \quad (2-1)$$



où

- $K_v$ : gain du positionneur de la valve,
- $T_v$  : constante de temps du positionneur de la valve,
- $F_d$  et  $E_1$  sont respectivement l'entrée et la sortie du positionneur de la valve.

La fonction de transfert de l'actionneur est :

$$w_f = \frac{K_f}{T_f s + 1} E_1 \quad (2-2)$$

où

- $K_f$ : gain de l'actionneur,
- $T_f$  : constante de temps de l'actionneur,
- $w_f$  : débit de fuel demandé.

L'entrée du système d'alimentation en fuel  $V_{ce}$  est la sortie du système de contrôle, qu'on détaillera plus tard. Elle représente le débit de fuel pour ce point d'opération. L'autre entrée est la vitesse  $N$  de la turbine en *Per Unit* :  $P.U$  (limitée par le contrôle d'accélération). La valeur du débit de fuel  $V_{ce}$  correspond directement à la valeur de la puissance mécanique de la turbine en régime permanent exprimés en  $P.U$  [54]. La Figure 2-13 présente le schéma bloc du système d'alimentation en fuel.

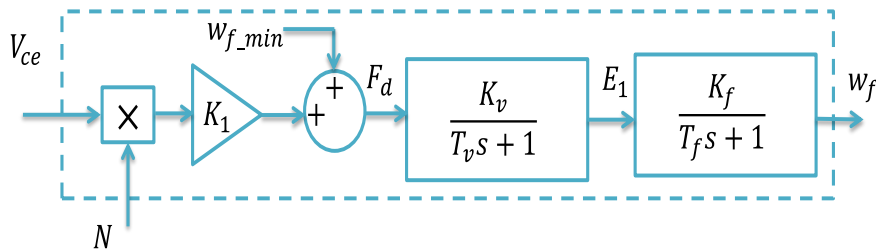


Figure 2-13 Schéma bloc du système d'alimentation en fuel

La valeur de  $V_{ce}$  est mise à l'échelle par  $K_1$  ( $K_1 = 1 - W_{f-min}$ ), ensuite on ajoute la quantité minimale de fuel qui assure le processus ininterrompu de combustion dans la chambre de combustion. En fait,  $W_{f-min}$  est le débit minimal de fuel qui permet de faire tourner la microturbine à une vitesse nominale (1  $P.U$ ) quand elle est à vide (pas de charge). L'ensemble compresseur/turbine est le cœur de la microturbine. Son schéma bloc est décrit par la Figure 2-14 . On introduit un petit retard noté  $T_{CR}$  de transport lié au temps de réaction de combustion et un retard, noté  $T_{TD}$ , de transport pour transporter le

gaz du système de combustion par la turbine. La constante de temps notée  $T_{CD}$  est liée à la décharge du compresseur.

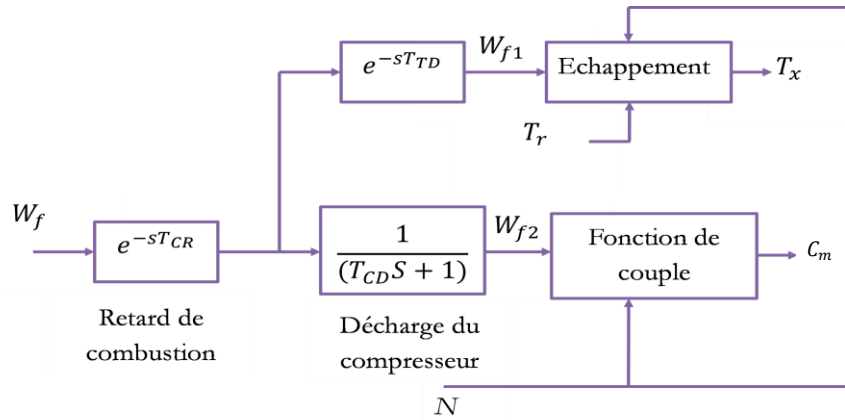


Figure 2-14 Schéma bloc de l'ensemble compresseur/turbine

Le rapport entre le couple et le débit de fuel et la vitesse est linéaire (uniquement dans la gamme de vitesses comprises entre 95-107%). Le couple est exprimé par l'équation suivante [57] :

$$C_m = k_{HHV}(w_{f2} - 0.23) + 0.5(1 - N) \quad (2-3)$$

où

- $k_{HHV}$  : coefficient qui dépend de l'enthalpie ;
- $N$  : la valeur de la vitesse actuelle ;

La caractéristique (Figure 2-15) typique puissance/débit de fuel augmente linéairement à partir de la puissance nulle (23% de débit de fuel) jusqu'à la puissance nominale (100% de débit de fuel).

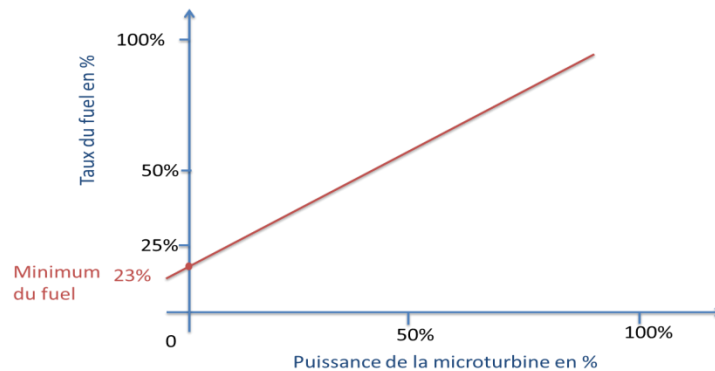


Figure 2-15 Relation entre le flux de fuel et la puissance de la turbine

L'expression de la température des gaz d'échappement en  $^{\circ}F$  (en Farenheit) notée  $T_x$  est donnée par l'expression suivante :

$$T_x = T_r - 700(1 - W_{f1}) + 550(1 - N) \quad (2-4)$$

L'expression permettant de donner la valeur de la température en fonction du flux de fuel et de la vitesse n'est pas précise à charge partielle. Cependant puisque le contrôle de la température intervient uniquement en pleine puissance, cela n'a pas beaucoup d'impact [54].

Le modèle simplifié de la partie mécanique est donné par l'équation suivante :

$$J \frac{dN}{dt} = C_m - C_{em} - fN \quad (2-5)$$

où :

- $J$  : représente l'inertie totale,
- $f$  : est le coefficient de frottement visqueux,
- $C_{em}$  : est le couple électromagnétique de la machine synchrone,
- $C_m$  : est le couple issu de la turbine.

Le modèle qu'on a présenté se concentre sur la dynamique lente de la MTG. On suppose que le système est en fonctionnement normal c'est-à-dire on néglige la dynamique rapide de la MTG (par exemple, démarrage, arrêt, défauts internes et perte de puissance). Comme le récupérateur est introduit uniquement dans le but d'améliorer le rendement global, il ne sera pas modélisé.

## II.2. Contrôleurs de la microturbine

La structure de contrôle d'une microturbine consiste en trois blocs principaux. Elle est constituée d'un régulateur de vitesse, d'un régulateur de température ainsi qu'un régulateur d'accélération. Le régulateur de tension agit sur le convertisseur côté machine et finalement le régulateur de tension ou de puissance en fonction du mode de fonctionnement du générateur, agit sur le convertisseur côté réseau ( Figure 2-16).

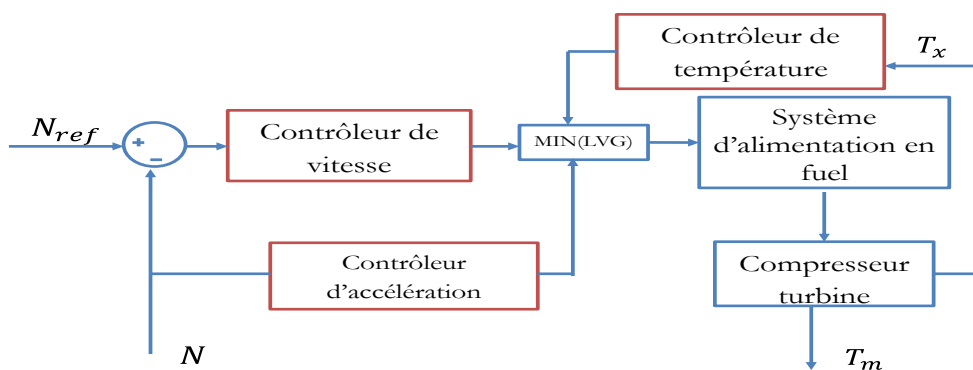


Figure 2-16 Schéma bloc des contrôleurs de la microturbine

Description des contrôleurs

**Régulateur de vitesse**

En fonction des caractéristiques du régulateur, la régulation de vitesse est réalisée avec des courbes de statisme ou en mode isochronique. Si le régulateur utilise une courbe de statisme, il est de type proportionnel donc la sortie est proportionnelle à l'erreur de vitesse. Par contre, dans un régulateur isochrone, le taux de variation de la sortie est proportionnel à l'erreur de vitesse [54]. Le régulateur de vitesse permet de contrôler la MTG au-dessous de la puissance nominale. Des régulateurs PID ont été utilisés dans [58] .

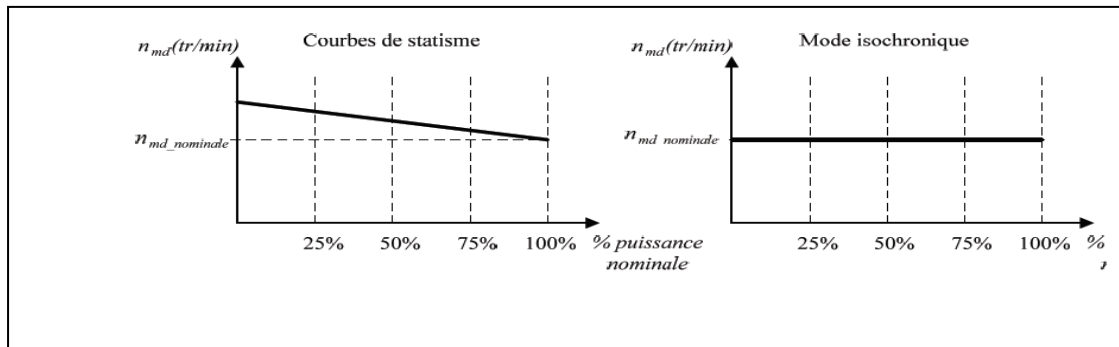


Figure 2-17 Régulation de vitesse avec de courbes de statisme (à gauche) et en mode isochrone (à droite) [59].

La Figure 2-18 montre la structure du régulateur de vitesse. Le gain du contrôleur  $T_1$  ( $T_1$ ) est la constante de temps du régulateur *lead* (*lag*) et ( $T_2/Z$ ) est une constante de temps qui représente le mode du contrôleur (statisme ou isochrone).

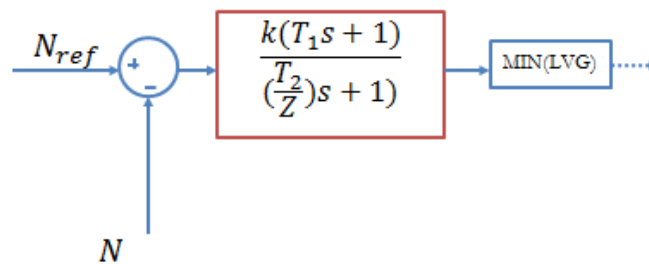


Figure 2-18 Contrôleur de vitesse de la microturbine

### Régulateur d'accélération

Le contrôle de l'accélération est principalement utilisé au cours de démarrage de la microturbine afin de limiter le taux d'accélération du rotor, avant de parvenir à la vitesse nominale. Cela réduira le stress thermique rencontré au démarrage. Si la vitesse opérationnelle est proche de la vitesse nominale, ce contrôle peut être éliminé. La Figure 2-19 montre l'intérêt du contrôleur de l'accélération notamment au démarrage.

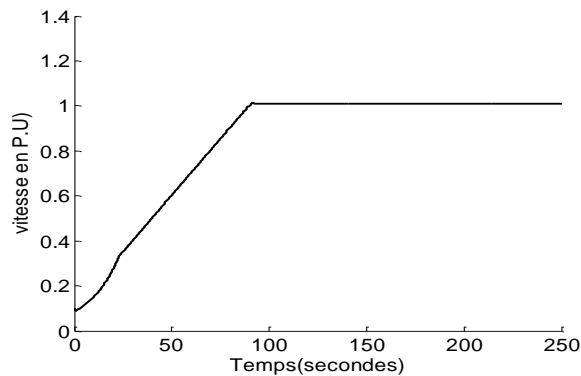


Figure 2-19 Allure de la vitesse (rôle du contrôleur d'accélération)

### Contrôleur de température

Le contrôle de la température permet de limiter la puissance à la sortie de la MTG (Figure 2-20). Tant que la mesure de la température à la sortie est effectuée avec une série de thermocouples incorporant des boucliers de protection, il existe une erreur résiduelle due à la constante de temps associée au système de mesure [54] [60].

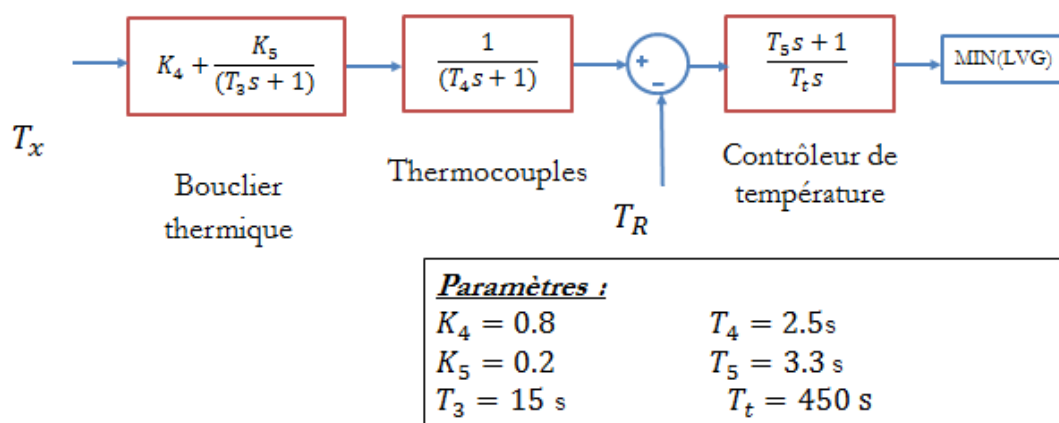


Figure 2-20 Contrôleur de la température

Quand la valeur de la température de référence est supérieure à la sortie du thermocouple, cela forcera la sortie du contrôleur de la température à rester sur la limite maximale en permettant de désinhiber le contrôleur de vitesse (la sortie du bloc min sera la sortie du contrôleur de vitesse). Lorsque la sortie du thermocouple dépasse la température de référence, la différence devient négative et la sortie du contrôleur de température va commencer à baisser. Lorsque la sortie du contrôleur de la température devient inférieure à la puissance générée par le contrôleur de vitesse, la sortie du bloc min va correspondre à la sortie du contrôleur de la température. Cela permettra de limiter la puissance et le système fonctionne en contrôlant la température [60].

#### Description du bloc Min

Les sorties des trois contrôleurs sont toutes les entrées d'un bloc min. La sortie du bloc MIN (LVG), voir la

Figure 2-16, est la valeur la plus petite des trois entrées. La commutation entre un contrôle et un autre se fait sans retard et sans à-coups. La sortie du bloc LVG est comparée avec un maximum et un minimum. La valeur minimale de la saturation est choisie afin d'assurer le minimum de débit de fuel qui va maintenir la flamme [54].

Le système d'alimentation en fuel est conçu, pour fournir la puissance à l'entrée de la MTG, de telle sorte qu'elle soit proportionnelle au produit du signal de commande et de la vitesse de rotation. D'un point de vue dynamique, les turbines à gaz sont nettement différentes des turbines à vapeur. Une des différences est le besoin d'une quantité significative de carburant afin de soutenir des conditions d'auto-entretien et à charge nulle. Cette contribution s'élève approximativement à 23 %.

La valeur minimale du débit du fuel (*sortie du bloc min*) est mise à l'échelle par ( $K_3=0.77$ ) ( $K_3=1-K_6$ ), elle est ensuite retardée et on lui ajoute la quantité minimale de fuel qui assure le processus ininterrompu de combustion dans la chambre de combustion. En fait,  $K_3$  correspond essentiellement au débit de fuel minimal à vitesse nominale et à vide.

La Figure 2-21 montre le modèle de la microturbine avec tous les contrôleurs associés. Les valeurs numériques ainsi que la signification des paramètres utilisés sont répertoriés dans le Tableau 2-2 .

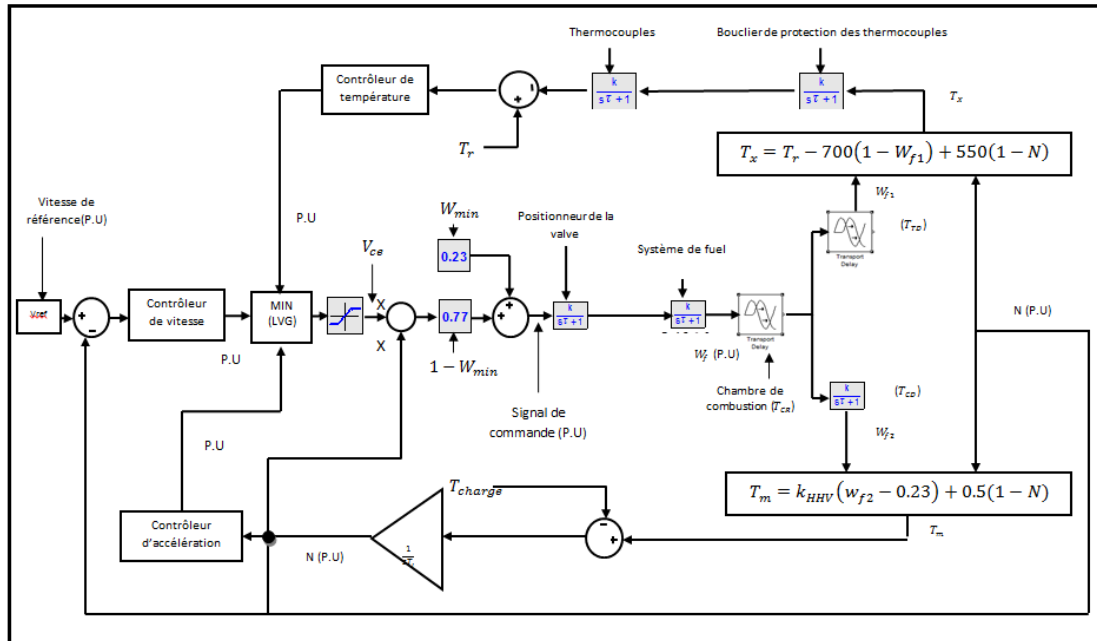


Figure 2-21 Schéma global de la microturbine ainsi que les contrôleurs associés

Paramètres	description	valeur
$W_{min}$	Valeur minimale de fuel (P.U)	
$N$	Vitesse du rotor (P.U)	
$W_f$	Débit de fuel (P.U)	
$T_r$	Température limite	950 (F°)
$T_{CR}$	Retard de transport lié au temps de réaction de combustion (s)	0,01 (s)
$T_{TD}$	Temps mis pour transporter le gaz du système de combustion par la turbine	0,04 (s)
$T_{CD}$	Temps de décharge du compresseur	0,02 (s)
$T_I$	Inertie (2*H)	15,64
$k_{HHV}$	Coefficient dépendant de l'enthalpie	1,3

Tableau 2-2 Signification et valeurs des principaux paramètres du modèle

### II.3. Modèle simplifié de la microturbine

Dans le cas où les variations de la vitesse sont très faibles (fonctionnement en parallèle), plusieurs simplifications peuvent être effectuées. Le contrôle de l'accélération devient actif uniquement dans le cas de variation brusque de la charge, on suppose qu'il peut être éliminé. Puisque le contrôle de la MTG est dominé par le contrôleur de vitesse, le contrôle de température peut être éliminé.

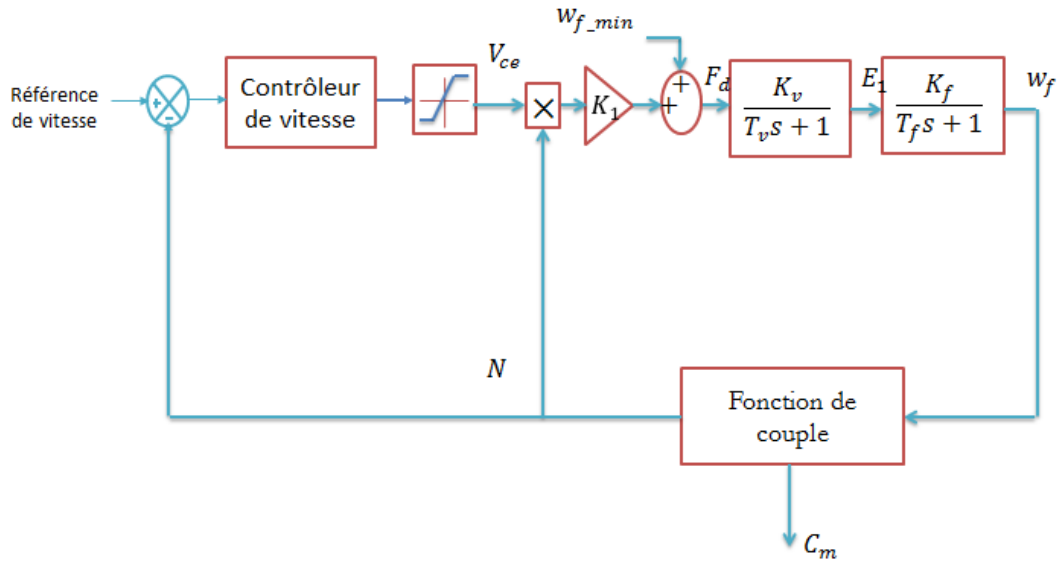


Figure 2-22 Modèle simplifié d'une MTG

D'autres simplifications peuvent être proposées (cas d'un fonctionnement en parallèle) dans le cas où l'inertie de la turbine est très élevée et les constantes de temps sont importantes. Dans cette situation, les faibles constantes de temps liées au contrôle du système de fuel et le régulateur de vitesse peuvent être négligées. Ce modèle est représenté sur la Figure 2-23.

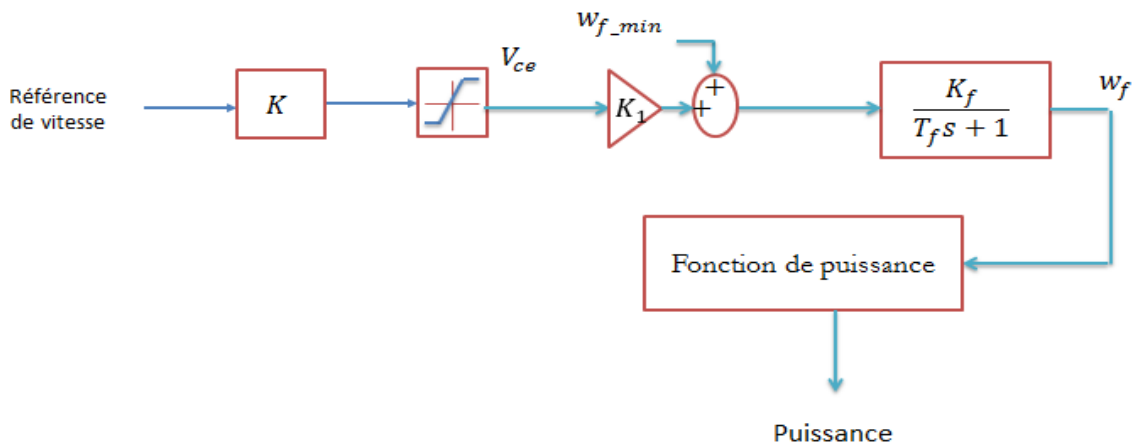


Figure 2-23 Modèle très simplifié de la MTG

Dans le cas où les constantes de temps du système sont très grandes par rapport à ceux liées à la turbine à gaz, la sortie de la turbine à gaz sera essentiellement proportionnelle à la référence de vitesse. Ce modèle est représenté sur la Figure 2-24.



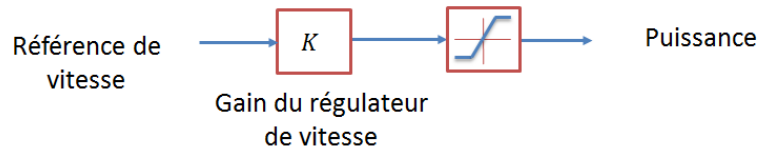


Figure 2-24 Modèle de microturbine avec un régulateur proportionnel

Le modèle de la turbine à gaz analysé est simplifié dans d'autres études. Il existe ainsi des modèles de MTG pour lesquels le contrôleur d'accélération n'est pas utilisé. La Figure 2-25 montre un modèle de MTG simplifié [60], en incluant un contrôleur de puissance qui peut être un régulateur de type PI.

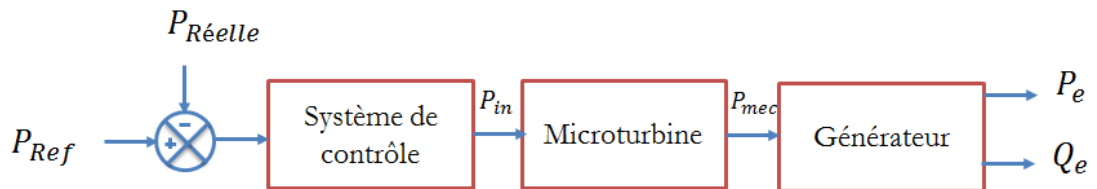


Figure 2-25 Modèle de microturbine proposé dans [57]

Le modèle de la microturbine proposé dans [61] est montré sur la Figure 2-26. Le modèle est limité pour l'étude des dynamiques lentes. La microturbine est supposée fonctionner dans des conditions normales et les dynamiques rapides liées au démarrage et à l'arrêt, aux défauts internes et aux pertes ne sont pas considérées. Ce modèle n'intègre pas le contrôle de la température et de l'accélération (ces contrôleurs n'interviennent pas dans le cas d'un fonctionnement normal). Le récupérateur n'est pas inclus dans le modèle car il sert uniquement à augmenter le rendement de la microturbine à gaz.

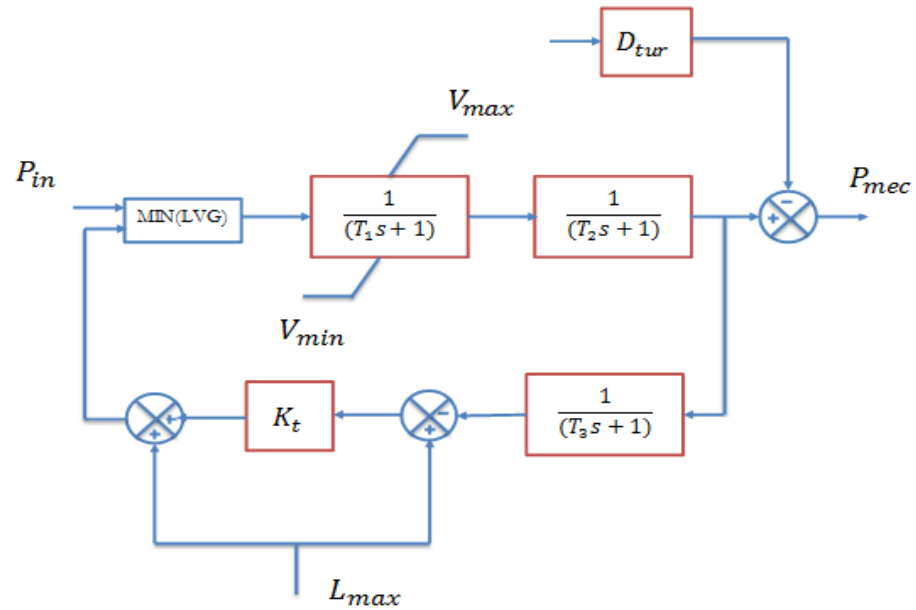


Figure 2-26 Modèle de la microturbine [61]

La puissance mécanique  $P_m$  est illustrée sur la Figure 2-27. Les paramètres du modèle sont donnés dans le Tableau 2-3. Le temps de la simulation est de 450s et la puissance de référence évolue avec un pas de 15kW. La simulation montre que la microturbine réagit d'une manière assez rapide.

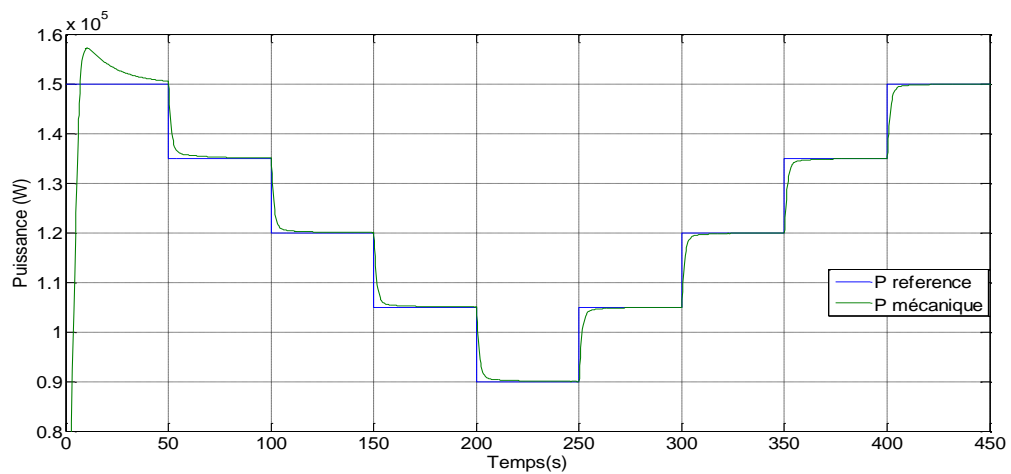


Figure 2-27 Evolution de la puissance et sa référence

Paramètres	Signification	Valeur
$P_{rate}$	Puissance nominale	150 kW
$P_{ref}$	Puissance de référence	1 P.U
$K_p$	Gain proportionnel	7
$K_i$	Gain intégral	0,5
$D_{tur}$	Coefficient de Frottement	0,03 Nm/rad.s <sup>-1</sup>
$T_1$	Constante du système de fuel 1	10 s
$T_2$	Constante du système de fuel 2	0.1s
$T_3$	Load limit time constant	3s
$L_{max}$	Charge maximale	1,2 P.U
$V_{max}$	Position maximale de la valve	1,2 P.U
$V_{min}$	Position minimale de la valve	-0,1 P.U
$K_t$	Gain du contrôleur de température	1

Tableau 2-3 Paramètres du modèle de la microturbine

## II.4. Résultats de simulation et discussion

Les simulations du comportement de la microturbine ont été réalisées sous MATLAB-Simulink. Dans ce test, un profil de couple de référence est demandé à la MTG. Il est illustré par la courbe rouge sur la Figure 2-28. Le couple de référence diminue par palier de 0,2 P.U après chaque 30 secondes, jusqu'à 150 s et ensuite il augmente par palier de 0,2 P.U.

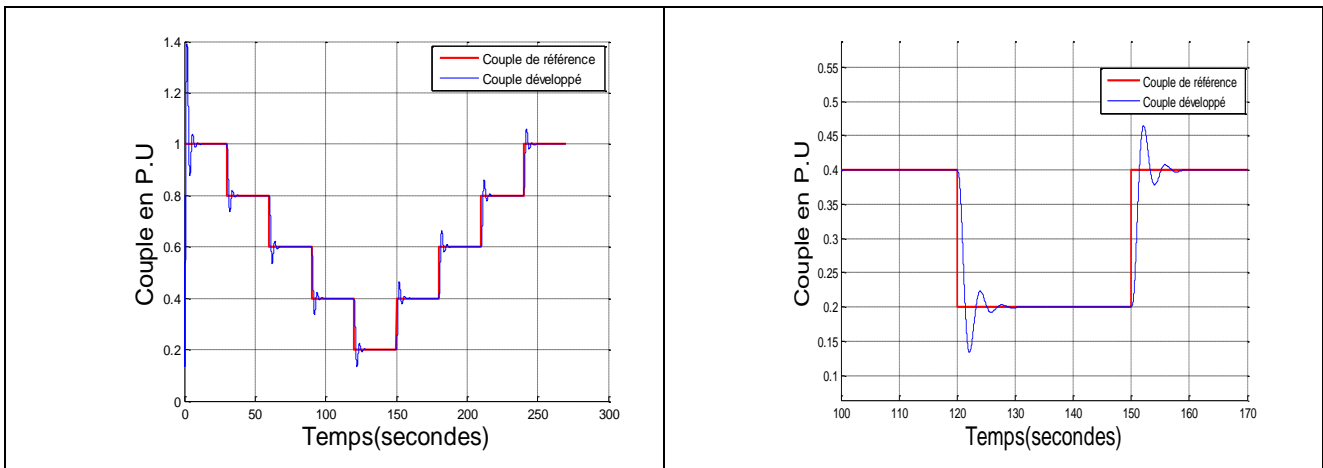


Figure 2-28 Evolution du couple électromagnétique de référence et du couple de charge

La vitesse de référence envoyée est maintenue constante et elle vaut 1 P.U. La Figure 2-29 montre que la vitesse réelle de la microturbine est maintenue à la valeur de référence, malgré un bref

dépassement qui pourra poser un problème lors de la supervision de la cellule multisources (l'horizon glissant de la commande prédictive étant de l'ordre de 10 secondes).

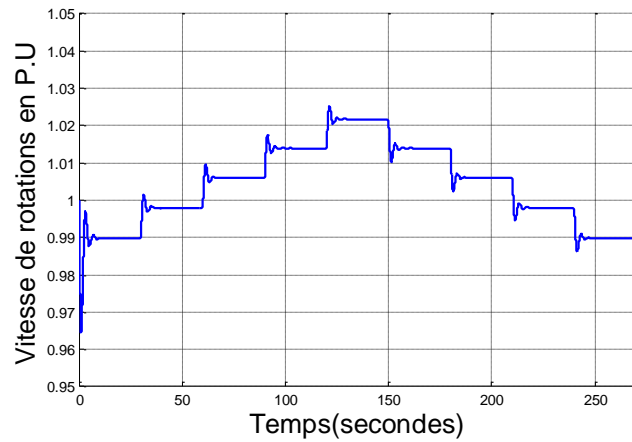


Figure 2-29 Evolution de la vitesse réelle de la microturbine

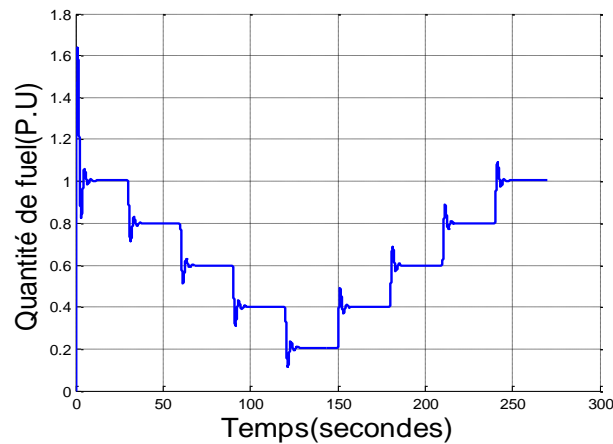


Figure 2-30 Evolution du débit de fuel

La Figure 2-31 montre l'évolution de la température. On constate que la variation de la température est similaire à celle de la demande en fuel ou à celle du couple développé. Néanmoins les transitions sont beaucoup plus douces que la quantité de fuel et le couple développé à cause de la constante de temps relativement élevée du système de commande de la température.

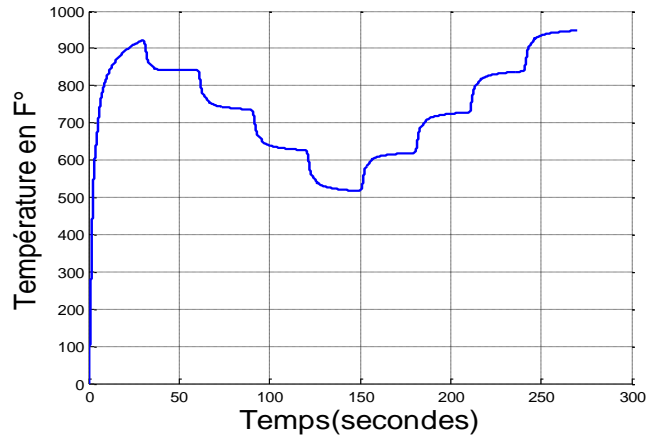


Figure 2-31 Evolution de la température

### III. Modèle du système de stockage

Après avoir élaboré les modèles de la microturbine à gaz, nous présentons ici la modélisation du système de stockage. Actuellement il existe plusieurs types de batteries. On trouve les batteries au plomb (Plomb-acide), Nickel-Cadmium (Ni-Cd), Nickel Fer (Fe-Ni), Nickel-Zinc (Ni-Zn), Zn-Chlore (Cl-Zn) et NaS. Plus de 90% des batteries disponibles sur le marché sont de type plomb-acide. Selon les conditions de fonctionnement, il est nécessaire de choisir la batterie la plus appropriée. Les batteries (Ni-Cd), dont le coût est quatre fois plus élevé que celui des batteries au plomb, ont un certain nombre d'avantages par rapport à celles-ci. On peut citer leur possibilité de rester longtemps dans un état de charge bas, la stabilité de la tension fournie et des entretiens plus espacés dans le temps. Les batteries plomb-acide sont toutefois les plus couramment utilisées dans les systèmes hybrides, qui permettent des cycles profonds de charge/décharge (pouvant atteindre 70-80%). Le Tableau 2-4 présente quelques caractéristiques de quelques types de batteries.

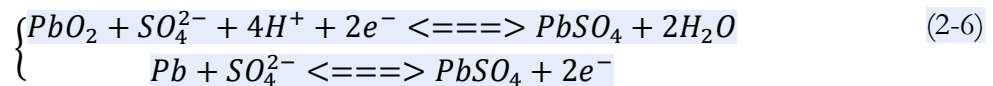
Batteries	Capacité (Wh/Kg)	Puissance maximale W/Kg	Rendement (%)	Durée de vie (cycles)
Plomb-acide	35-50	150-400	>80	500-1000
Nickel/Cadmium	40-60	80-150	75	800
Nickel/Fer	50-60	80-150	75	1500-2000
Nickel/Zinc	55-75	170-260	70	300
Nickel/Métal	70-95	200-300	70	750-1200
Sodium/Sulfure	150-240	230	85	800
lithium/Fer/Sulfite	100-130	150-250	80	1000

Tableau 2-4 Paramètres des modèles de batteries

Nous portons notre étude sur la base d'un système électrochimique au plomb bien que loin d'être idéale.

### III.1. Fonctionnement de la batterie Plomb-Acide

Une réaction chimique d'oxydo-réduction est capable de générer un courant, si un circuit situé en dehors du système chimique est relié au système. Dans l'une des électrodes, la réaction conduit à la capture d'électrons et, dans l'autre, la libération d'électrons. L'échange d'électrons se produit par l'intermédiaire d'un conducteur. Le système représente une réaction d'oxydo-réduction.



Entre les électrodes, il existe une différence de potentiel (environ 2 V). Cette tension dépend de la valeur instantanée de l'état de charge de la batterie. Les batteries les plus utilisées dans les applications photovoltaïques ou hybrides sont de 12 ou 24 V (tension nominale) donc composées de 6 accumulateurs ou 12 connectés en série. Une batterie peut être représentée par le circuit équivalent de la figure 2-32. Il est composé d'une résistance  $R_b$  mise en série avec une source de tension idéale  $E_0$ .

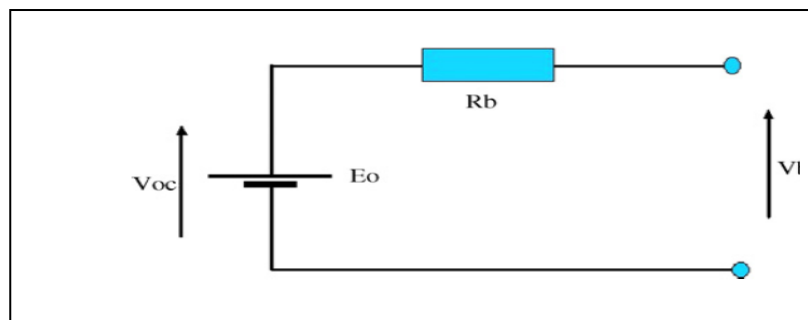


Figure 2-32 Modèle simplifié de la batterie

### III.2. Grandeurs caractéristiques des batteries

Afin de mieux comprendre le fonctionnement de la batterie, on définit dans ce qui suit les principales caractéristiques usuellement utilisées pour caractériser une batterie.

#### a- Capacité nominale ( $C_n$ )

Cette grandeur représente la caractéristique principale de la batterie. Elle est définie comme étant la quantité d'énergie emmagasinée, et donc celle que la batterie est capable de restituer au cours d'une décharge complète précédée d'une charge complète. Elle s'exprime usuellement en Ampèreheure (Ah). Les fabricants offrent souvent la possibilité pour les régimes de 100, 20 et 10 heures, correspondant à des capacités qui sont exprimées par  $C_{100}$ ,  $C_{20}$  et  $C_{10}$  (Ah), respectivement.

**Exemple :** une batterie d'une capacité  $C_{100} = 1200 \text{ Ah}$ , signifie que durant 100 h la batterie peut fournir un courant  $I = 12 \text{ A}$ .

Les batteries utilisées dans les systèmes hybrides sont stationnaires, elles fournissent des courants relativement petits pendant une longue période, contrairement aux batteries de démarrage des véhicules, qui fournissent des courants élevés en quelques secondes.

#### **b- La résistance interne**

La résistance interne d'un accumulateur résulte de la somme de deux termes distincts. D'une part, on considère les diverses résistances de connectique (terminaux, des électrodes, des substrats et de l'électrolyte), d'autre part la résistance de l'électrolyte variable en fonction de l'état de charge et des différentes polarisations et concentrations. La résistance de l'électrolyte augmente pour des basses températures, lors du processus de décharge ainsi que lorsque la batterie vieillit.

#### **c- Tension**

Les batteries ont une tension nominale de 2, 6, 12 ou 24V. Cette tension varie au cours des différents processus. Une tension de la batterie 12 V (nominale), en fonction de son état de charge peut présenter quelques volts au-dessus ou en dessous de cette valeur.

#### **d- État de charge (*State Of Charge, SOC*)**

L'état de charge est la capacité restante de la batterie estimée par le rapport entre la quantité de charge actuelle disponible  $Q$  et la quantité totale  $Q_{totale}$ . L'état de charge est donné par l'équation suivante :

$$SOC = \frac{Q}{Q_{totale}} \quad (0 \leq SOC \leq 1) \quad (2-7)$$

#### **e- Profondeur de décharge (*Depth of Discharge, DOD*)**

C'est la valeur (en %) de l'énergie extraite d'une batterie complètement chargée. Par exemple une batterie de 100 Ah, qui se décharge de 20 Ah, correspond à une profondeur de décharge de 20 %. On peut trouver des décharges dites de surfaces (moins de 20 %) ou les décharges dites profondes (jusqu'à 80 %). La profondeur maximale de décharge  $DOD_{max}$  est la valeur de l'énergie qu'on peut extraire de la batterie sans endommager la batterie. La capacité utile est donnée par l'équation suivante :

$$C_u = C_n DOD_{max} \quad (2-8)$$

Les fabricants recommandent souvent de ne pas descendre au dessous d'un certain état de charge  $SOC_{min}$  (environ 30 ou 40%) pour éviter d'endommager la batterie à cause des décharges excessives. L'état de charge minimal peut être exprimé par l'équation suivante :

$$SOC_{min} = 100 - DOD_{max} \text{ (en \%)} \quad (2-9)$$

**f- Vieillessement de la batterie**

Le vieillissement est le résultat de deux mécanismes principaux, la corrosion et la dégradation de la matière active (sulfatation de l'électrode négative, corrosion de l'électrode positive,...etc.) au cours des cycles de charge et décharge de la batterie [62]. Le nombre de cycles charge/décharge que peut effectuer une batterie jusqu'à la fin de sa durée de vie dépend de la profondeur de décharge *DOD* de ces cycles (voir [63]).

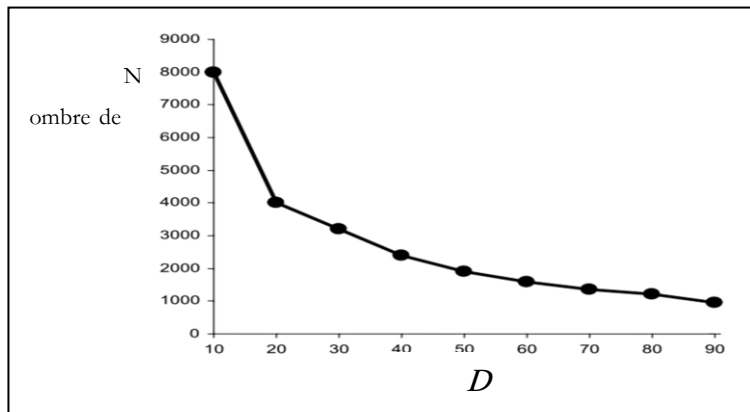


Figure 2-33 Nombre de cycles (charge/décharge) en fonction de la profondeur de décharge (*DOD*)

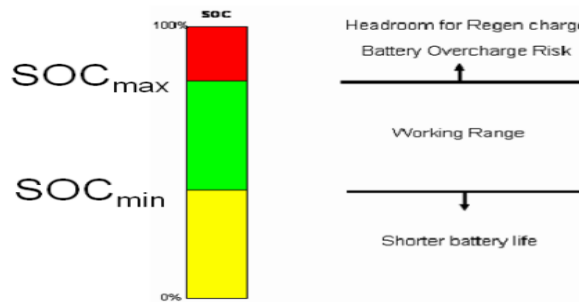


Figure 2-34 Plage de fonctionnement optimisé pour la batterie

**g- Rendement en charge et en décharge de la batterie**

Le rendement en charge  $\eta_c$  est défini comme étant le rapport entre l'énergie réellement stockée dans la batterie en charge et l'énergie utilisée dans ce processus. Le rendement en décharge  $\eta_d$  est le rapport entre l'énergie fournie au système extérieur et l'énergie produite par la batterie. La figure 2-35 montre un exemple de rendement en charge d'un convertisseur DC/DC.



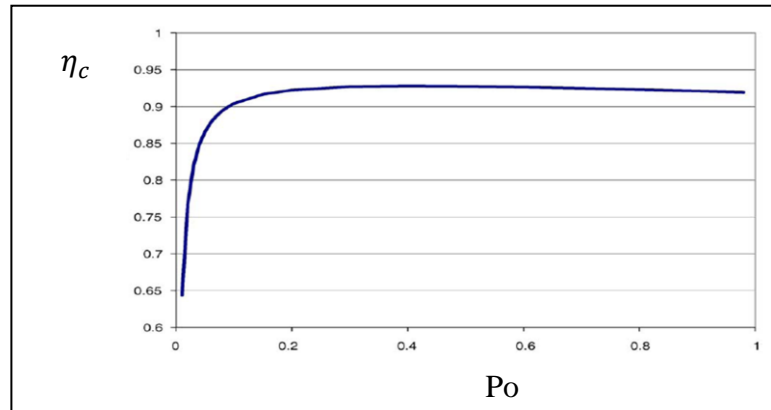


Figure 2-35 Rendements en charge d'un convertisseur DC/DC

### h- Autodécharge de la batterie

La batterie peut se décharger indépendamment du fait qu'elle soit utilisée ou non. Cela est dû aux réactions qui se produisent dans des conditions de circuit ouvert. Ce processus devrait être considéré comme une consommation supplémentaire qui est quantifiée par un coefficient d'auto-décharge, définissant la quantité d'énergie stockée qui se perd durant une période de temps (environ 3% par mois).

Un banc de batteries peut être considéré comme l'association de plusieurs accumulateurs connectés en série, pour obtenir la tension de sortie et la capacité de stockage désirées. Tous les éléments de la batterie d'accumulateurs doivent être égaux. Le nombre d'unités en série de la batterie est déterminé en divisant la tension du bus DC du système hybride par la tension nominale de la batterie. Pour augmenter la capacité de la batterie, les accumulateurs peuvent être placés dans des groupes parallèles même si un nombre supérieur à 5 groupes en parallèle peut conduire à des coûts élevés de surveillance et de maintenance.

### III.3. Modèles de charge et de décharge

Il existe de nombreux modèles de charge et de décharge des batteries. Pour les problèmes de dimensionnement il suffit d'utiliser des modèles qui estiment l'état de charge de la batterie *SOC* d'une manière simple. D'autres modèles très complexes sont basés sur des solutions empiriques difficiles à mettre en œuvre dans des programmes de simulation.

Dans [63] les auteurs décrivent un modèle général de batterie où la tension dépend de l'état de charge de la batterie. Dans [64], un facteur de correction pour la température a été introduit dans le calcul de l'état de charge. Les auteurs dans [65] présentent un modèle basé sur un circuit avec des éléments linéaires qui peuvent être ajustés en fonction des données expérimentales.

La batterie choisie est une batterie (Pb-acide). Ces dynamiques sont décrites par les équations suivantes :

$$\frac{dSoC}{dt} = \frac{P_{batt}(t)}{V_{batt}(t)} \frac{1}{Q_{totale}} \quad (2-10)$$

$$V_{batt}(t) = E_0 - \frac{P_{batt}(t)}{V_{batt}(t)} R_b(t) \quad (2-11)$$

$$R_b(t) = f(SOC(t)) \quad (2-12)$$

avec

$0 \leq SoC \leq 1$  représente l'état de charge de la batterie,  $P_{batt}(W)$  est la puissance entrante dans la batterie,  $V_{batt}(V)$  est la tension aux bornes de la batterie,  $Q_{totale}(Ah)$  est la charge totale de la batterie,  $E_0(V)$  est la tension à vide (circuit ouvert),  $R_b(\Omega)$  est la résistance interne de la batterie.

Le modèle de batterie décrivant la relation entre la tension, le courant et l'état de charge peut être trouvé dans [66] et [67]. La tension aux bornes d'une batterie peut être exprimée en termes de tension en circuit ouvert et la chute de tension à travers la résistance interne de la batterie.

$$V_b(t) = E_0 + R_b i \quad (2-13)$$

avec :

- $V_b$  : la tension aux bornes de la batterie (V),
- $E_0$  : la tension à vide (circuit ouvert) en volts,
- $i$  : le courant (A) circulant dans la batterie (il est positif en charge et négatif en décharge),
- $R_b$  : la résistance interne (Ohm).

La tension à vide,  $E_0$ , est exprimée comme une fonction logarithmique de l'état de charge de la batterie  $SOC$ . Elle est donnée par cette expression :

$$E_0 = VF + b \cdot \log(SOC) \quad (2-14)$$

avec :

- $VF$  est la valeur maximale de la tension en pleine charge,
- $b$  : une constante obtenue empiriquement,
- $SOC$  : l'état de charge.

L'état de charge des batteries est donné par :

$$SOC = SOC_0 + \frac{\int idt}{Q_{totale}} \quad (2-15)$$

Avec

- $SOC_0$  : est la valeur précédente de l'état de charge,
- $Q_{totale}$  : la charge de la batterie (C).

La variation de la résistance interne de la batterie  $R_b$ , est principalement liée à deux composantes à savoir, la résistance de l'électrode,  $R_{electrode}$ , et la résistance de la électrolyte,  $R_{electrolyte}$  :

$$R_b = R_{electrode} + R_{electrolyte} \quad (2-16)$$

$R_{electrode}$  et  $R_{electrolyte}$  sont fonction de l'état de charge. Elles peuvent être exprimées par :

$$R_{electrode} = r_1 + r_2(SOC) \quad (2-17)$$

$$R_{electrolyte} = [r_3 - r_4(SOC)]^{-1} \quad (2-18)$$

Avec  $r_1, r_2, r_3, r_4$  sont des constantes obtenues empiriquement. Tous ces coefficients peuvent être identifiés en faisant des tests de charge et de décharge de la batterie [66]

Dans [29], la dynamique de la batterie est représentée par une simple fonction de transfert du premier ordre . La Figure 2-36 montre le modèle de la batterie avec :

- $P_{ch-max}, P_{dch-max}$  puissances maximales de charge/décharge,
- $\tau$  : temps de réponse de la batterie,
- $E_{bat}$  : l'énergie stockée.

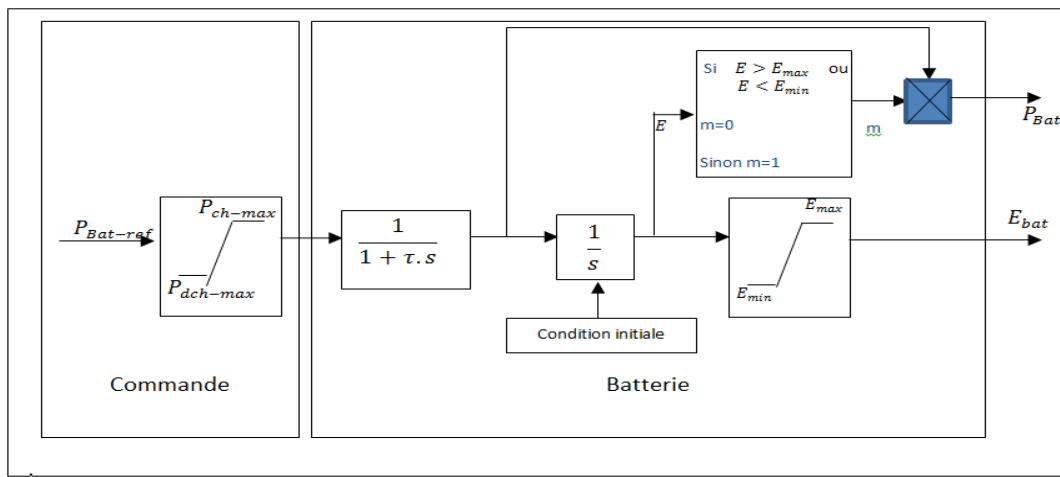


Figure 2-36 Modèle de la batterie [29]

Dans ce qui suit, on présente les formes de la tension d'un modèle de batterie dont les paramètres sont issus de la bibliographie [68]. Le modèle est décrit par les équations suivantes :

$$V = E_0(SoC) - (R_{int}(SoC) + R_c)I \quad (2-19)$$

$$P = IE_0(\text{SoC}) - (R_{int}(\text{SoC}) + R_c)I^2 \quad (2-20)$$

où (voir Figure 2-37) :

- ✓ La tension en circuit ouvert  $E_0$  dépend de l'état de charge
- ✓ La résistance  $R_{int}$  qui représente la résistance de l'électrolyte varie avec la variation de l'état de charge
- ✓ La résistance  $R_c$  modélise la résistance ohmique

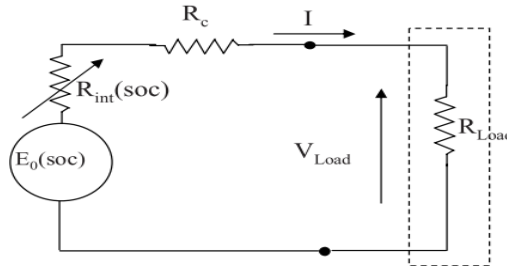


Figure 2-37 Paramètres du modèle de la batterie [68]

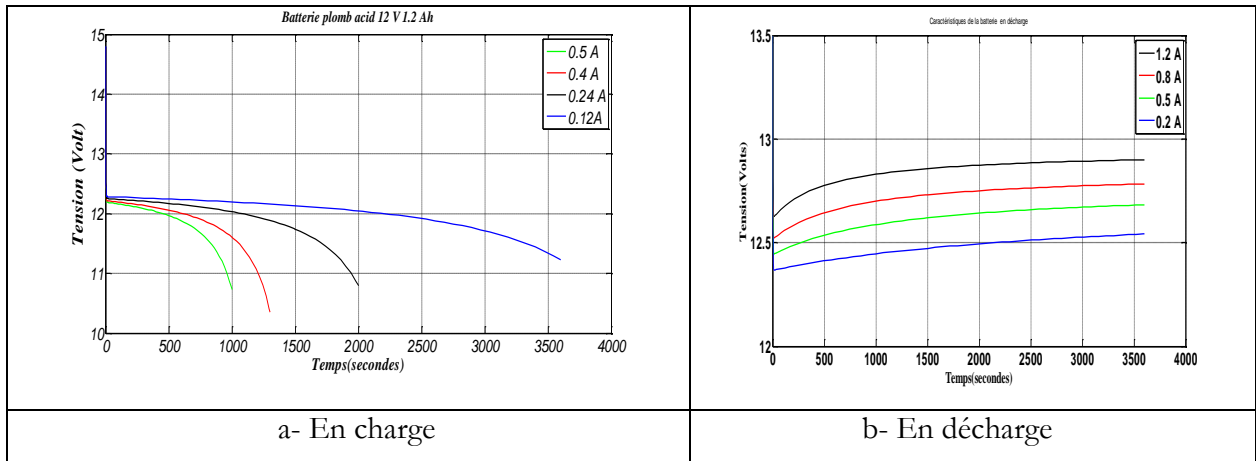


Figure 2-38 Allure de la tension aux bornes de la batterie

### III.4. Gestion de la puissance

En pratique, pour la gestion d'énergie d'un système, il est plus commode de définir des profils temporels de puissance. Ce qui nous donne les calculs de base suivants :

$$\begin{cases} I_{bat} = \frac{P_{bat}}{V_{bat}} \\ V_{bat} = n_b E + n_b R_i I_{bat} \end{cases} \quad (2-21)$$

Avec « $n_b$ » le nombre de cellules de stockage en série, et  $R_i$  la résistance interne de ces cellules. La figure 2-39 montre le synoptique de l'algorithme de résolution dans le cas d'un pilotage en puissance. Notons que la puissance imposée à la batterie peut être positive ou négative (charge ou décharge).

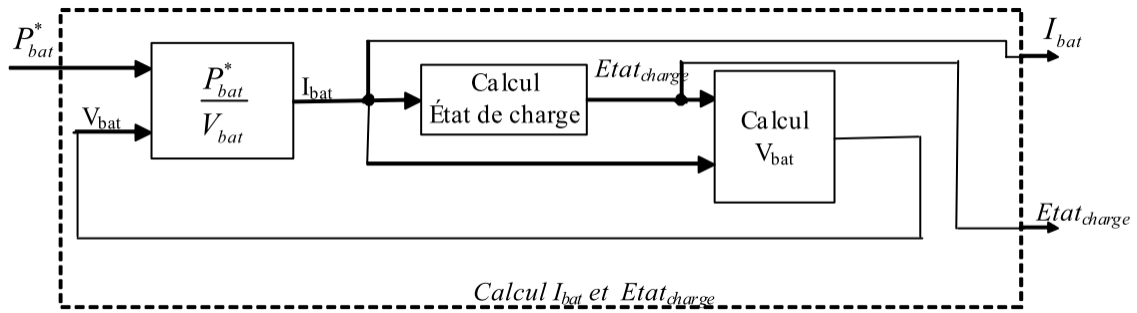


Figure 2-39 Synoptique du calcul du courant et de l'état de charge, dans un mode de fonctionnement à puissance imposée (charge ou décharge).

Une fois que nous connaissons l'état de charge de la batterie ainsi que la consigne, il suffit de la charger ou la décharger suivant les besoins.

### III.5. Résultats de simulation

Dans notre cas, on suppose que le rendement de la batterie est égal à l'unité que ce soit en phase de charge ou de décharge. La constante de temps est la même que ce soit en phase de charge ou en phase de décharge la commande ainsi que la liaison au réseau ont été occultées. Afin d'illustrer le fonctionnement du modèle, le réseau présenté sur la figure 2-40 est simulé.

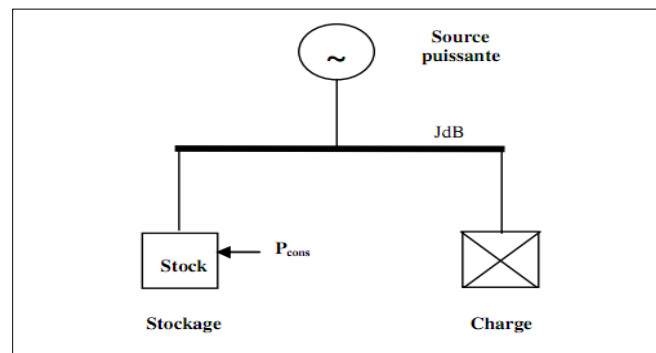
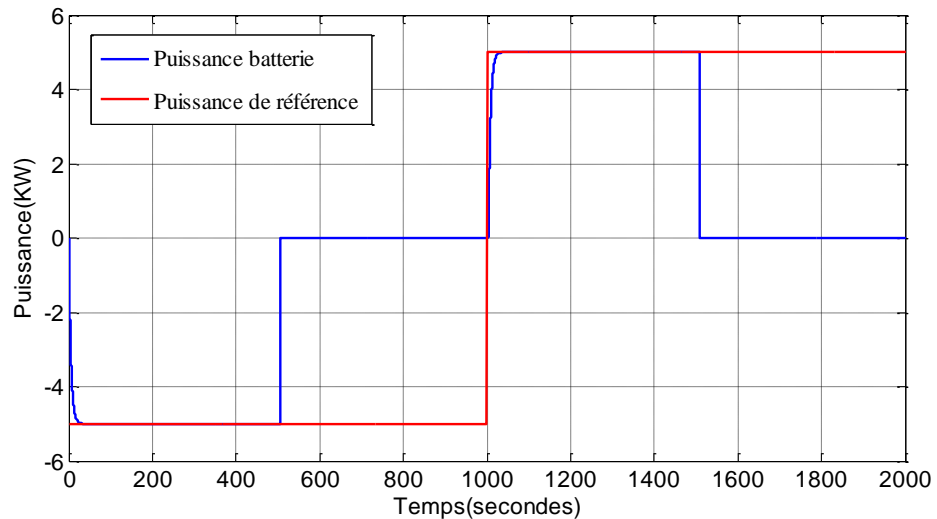
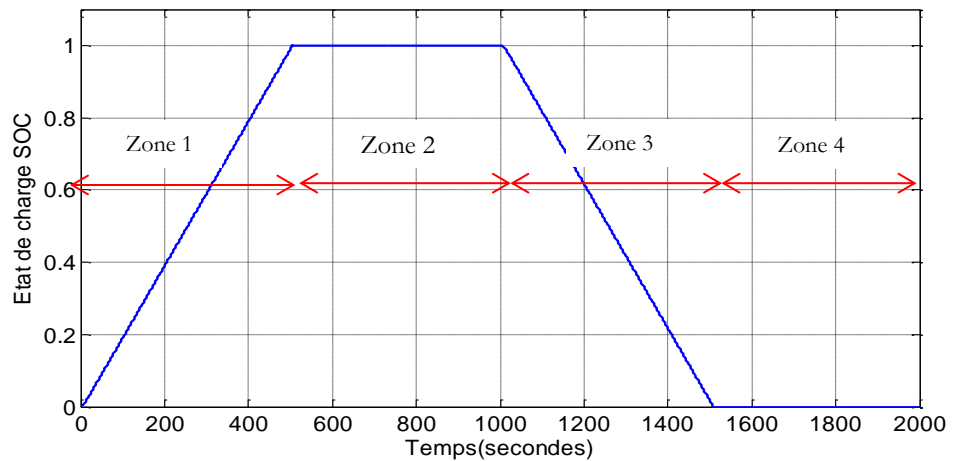


Figure 2-40 Schéma du réseau simulé (Jdb=Jeu de barres)

La taille de la batterie a été réduite afin de ne pas être amené à effectuer des simulations sur un horizon important, de mettre en évidence ces caractéristiques dynamiques et de comprendre son principe de fonctionnement, notamment quand la batterie atteint ses limites (saturations).



(a)



(b)

Figure 2-41 Simulation du système de stockage : (a) Puissance de consigne (rouge) et la puissance transmise au réseau (bleu) (b) Etat de charge de la batterie

Pour un cycle complet de charge et de décharge, 4 zones de fonctionnement apparaissent. Au cours de la phase de charge (zone 1) la consigne est respectée ce qui permet de charger le stockage. Au cours de la zone 2 le stockage atteint son niveau de saturation, la puissance échangée avec le réseau devient alors nulle et la puissance de consigne ne peut plus être respectée. Dans la zone 3, la puissance de référence change de signe, le système de stockage va donc se décharger et la puissance de consigne sera à nouveau respectée. En zone 4, le stockage atteint son niveau de saturation, la puissance échangée avec le réseau devient alors nulle et la puissance de consigne ne peut plus être respectée.

## IV. Modèle des panneaux photovoltaïques

Un générateur photovoltaïque est une source de courant continu et par conséquent sa sortie doit être adaptée pour sa connexion à un réseau alternatif ou pour alimenter une charge AC. On peut y parvenir en deux étapes avec un convertisseur DC/DC et un onduleur DC/AC (Figure 2-42) ou en une seule étape avec un onduleur DC/AC [69]. Dans les deux cas, les convertisseurs sont contrôlés pour fonctionner autour du point de puissance optimal, c'est-à-dire au point de génération de puissance maximale (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*).

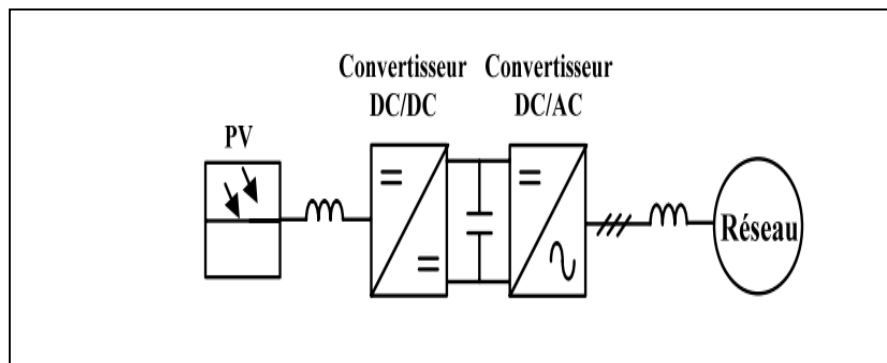


Figure 2-42 Schéma bloc d'un générateur photovoltaïque

### IV.1. La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont constituées de deux couches minces d'un semi-conducteur (généralement le silicium). Ces deux couches sont dopées différemment. Pour la couche *N*, c'est un apport d'électrons et pour la couche *P* c'est un déficit d'électrons. Les particules de lumière (photons) viennent heurter les électrons sur le silicium et lui communiquent leur énergie. Une tension apparaît donc en présence de lumière aux bornes de la cellule. Si l'on ferme le circuit à travers une charge, le courant peut circuler. Pour effectuer la collecte de ce courant électrique, des électrodes sont déposées sur chaque couche de semi-conducteur. L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée. La tension générée est peu variable alors que le courant est quasi proportionnel à la lumière reçue. L'intensité maximum du courant produit dépend de la surface de la cellule et de la valeur de l'éclairement.

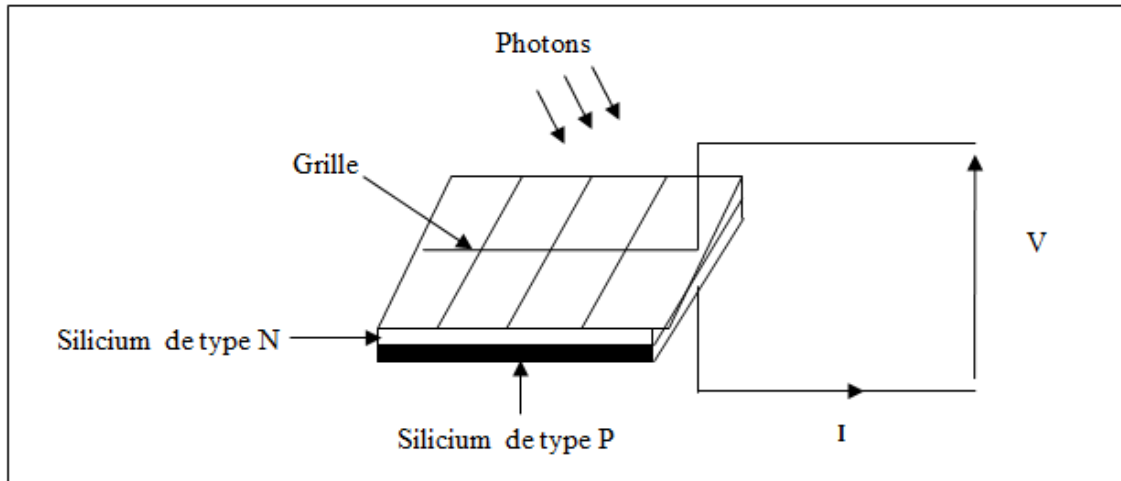


Figure 2-43 Schéma d'une cellule élémentaire

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque est donné par la Figure 2-44. Il comprend [70]:

- Une source de courant  $I_{ph}$ , qui modélise le courant photoélectrique, associée à une diode en anti-parallèle qui modélise la jonction P-N,
- Une résistance série  $R_s$  représentant les diverses résistances de contacts et de connexions,
- Une résistance shunt  $R_{sh}$  en parallèle sur le générateur de courant qui caractérise les divers courants de fuite.

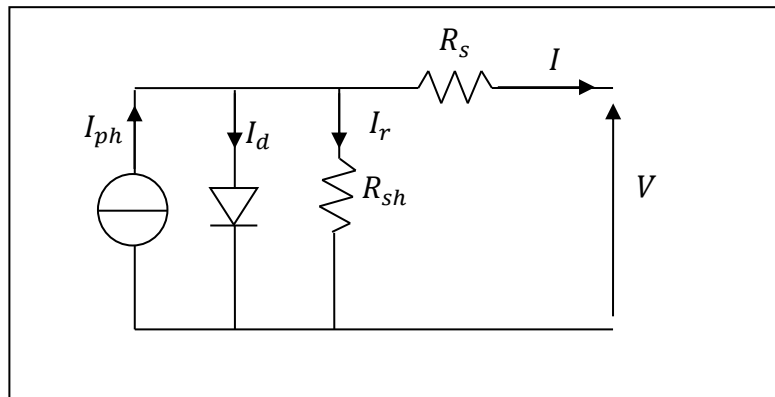


Figure 2-44 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

D'après le schéma équivalent de la Figure 2-44:

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \quad (2-22)$$

Avec :

- $I_{ph} = I_{sc} \left( \frac{\psi}{1000} \right)$  : photo-courant de cellule, proportionnel à l'éclairement  $\psi$ ,
- $I_d = I_0 \left( e^{\frac{q(V+R_s I)}{nkT}} - 1 \right)$  : courant traversant la diode ,avec :



- $I_0$  courant de saturation inverse de la diode,
- $q$  : charge de l'électron ( $1,6 \cdot 10^{-19}$  C),
- $k$  : constante de Boltzman ( $(1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K),
- $n$  : facteur d'idéalité de la diode (compris entre 1 et 5),
- $T$  : température de la jonction en Kelvin,
- $I_r = \frac{V+R_s I}{R_{sh}}$  : courant passant par la résistance  $R_{sh}$

La Figure 2-45 montre la caractéristique courant-tension ( $I_c-V_c$ ) pour une cellule photovoltaïque. Ainsi, si une résistance variable  $R$  est connectée aux bornes de la cellule PV, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de la caractéristique  $I_c-V_c$  de la cellule avec la courbe de la charge. Pour une charge résistive, la courbe de charge est une droite de pente  $1/R$ . Par conséquent, si la résistance  $R$  est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région AB de la courbe. Le courant  $I_c$  varie peu en fonction de la tension (il est presque égal au courant de court-circuit). La cellule se comporte comme un générateur de courant. D'autre part, si la résistance  $R$  est grande, la cellule fonctionne dans la région CD. Dans cette zone, la tension de la cellule varie peu en fonction du courant  $I_c$ : la cellule se comporte comme une source de tension qui est presque égale à la tension de fonctionnement à vide. Dans la région BC sur la courbe, la cellule PV ne peut être caractérisée ni par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point pour lequel la puissance fournie est maximale dans des conditions fixées d'éclairement et de température [71] [72].

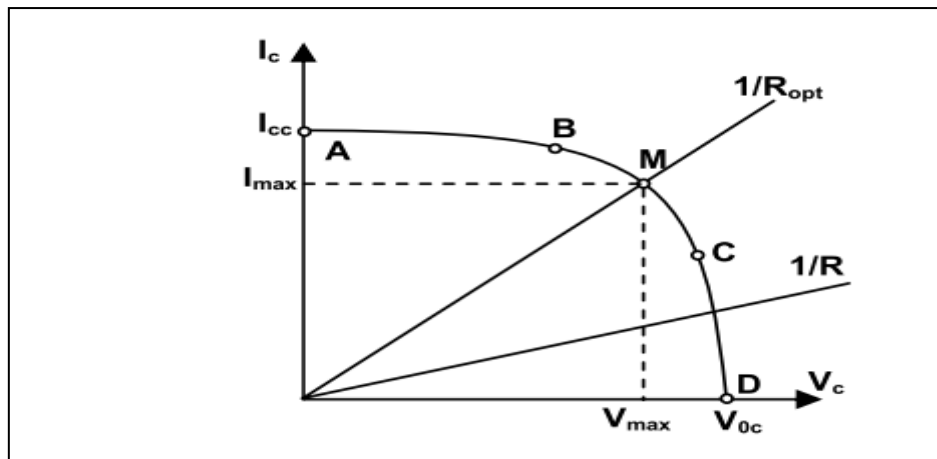


Figure 2-45 Caractéristique  $I_c = f(V_c)$  d'une cellule photovoltaïque

Une cellule réelle peut être caractérisée par les paramètres principaux :

- Le courant de court circuit,  $I_{cc}=I_{ph}$ , est proportionnel à l'éclairement et représente le courant maximal généré par la cellule. Il est produit dans des conditions de court circuit ( $V_c = 0$ ).
- La tension à vide correspond à la chute de tension sur la diode, quand elle est traversée par le photo courant  $I_{ph}$  ,  $I_c = 0$ . Cette tension peut être exprimée mathématiquement par:

$$V_{tv} = \frac{mKT_c}{e} \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} \right) = V_t \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} \right), \quad (2-23)$$

Où  $V_t$  est la tension thermique, et  $T_c$  la température absolue de la cellule.

- Le Point de Puissance Maximale est le point de fonctionnement  $M(V_{max}, I_{max})$  sur la Figure 2.46, pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale.
- Le rendement maximal est le rapport entre la puissance maximale et la puissance incidente:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max}V_{max}}{AG_a}, \quad (2-24)$$

Où  $P_{in}$  est la puissance incidente,  $G_a$  l'éclairement et  $A$  la surface de la cellule.

- Le facteur de forme est le rapport entre la puissance délivrée à la charge et le produit de  $I_{cc}$  et  $V_{tv}$  : ces 2 variables ne sont pas définies

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{tv}I_{cc}} = \frac{V_{max}I_{max}}{V_{tv}I_{cc}}, \quad (2-25)$$

Le facteur de forme pour une cellule de bonne qualité est supérieur à 0,7. Il diminue avec l'augmentation de la température de la cellule.

Dans la Figure 2-46, est présentée l'influence de l'éclairement énergétique  $G_a$  et de la température  $T_c$  de la cellule sur la caractéristique  $I_c - V_c$  de la cellule PV [70].

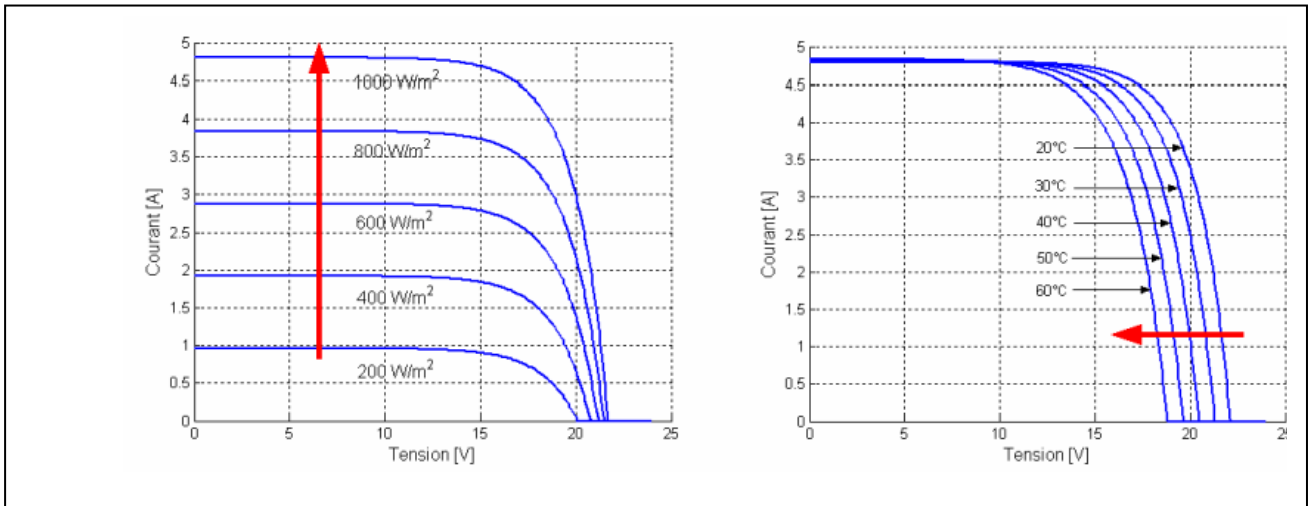


Figure 2-46 Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque [72]

La Figure 2-46 (a) montre l'augmentation de la tension de fonctionnement à vide avec l'éclairement, pendant que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement. L'influence de la température de la cellule sur les caractéristiques  $I_c - V_c$  est illustrée dans la Figure 2-46

(b). L'effet prédominant avec l'augmentation de la température de la cellule est la diminution de la tension de fonctionnement à vide ; la cellule est ainsi moins efficace. Le courant de court-circuit augmente légèrement avec la température de la cellule.

Pour délivrer des courants et des tensions adaptés aux applications courantes, plusieurs panneaux PV sont connectés en série et/ou en parallèle (Figure 2-47).

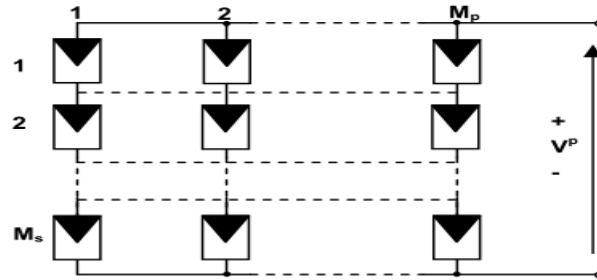


Figure 2-47 Connexion de plusieurs panneaux

## IV.2. Optimisation du rendement énergétique du système PV

Comme il est montré dans la Figure 2-48 il existe un seul point sur la caractéristique I-V d'un panneau photovoltaïque pour lequel la puissance maximale est produite. Quand un panneau est connecté directement sur une batterie (couplage direct), en général le point de fonctionnement n'est pas le Point de Puissance Maximale (MPP maximum power point) (Figure 2-48).

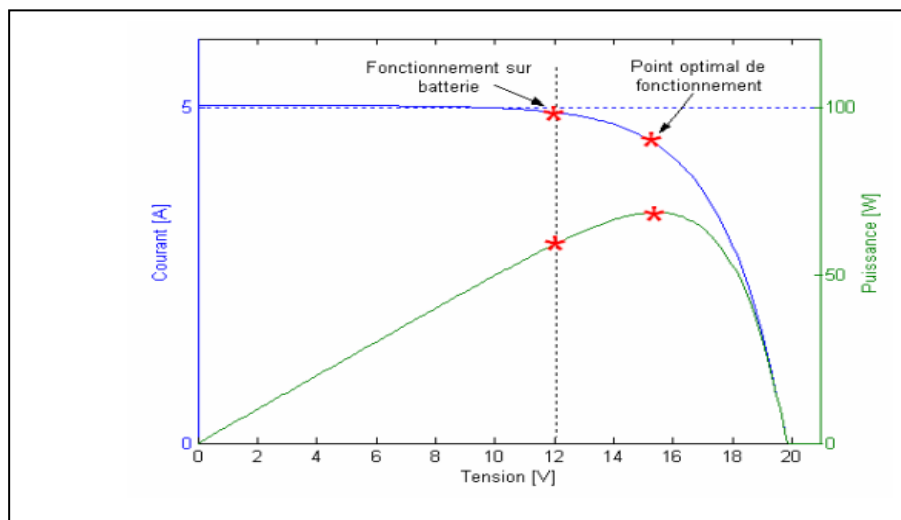


Figure 2-48 Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau PV [72]

La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes. Ainsi, dans un système à couplage direct, le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge. Pour optimiser le rendement énergétique du système

PV, une solution est l'utilisation d'un MPPT (Maximum Power Point Tracker). Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge.

Cependant, l'emplacement du PPM sur les courbes P-V n'est pas connu à priori. Il doit être localisé par une méthode de calcul ou par un algorithme de recherche. La situation est compliquée par le fait qu'entre le PPM, l'éclairement et la température, il existe une dépendance non-linéaire, (Figure 2-49) :

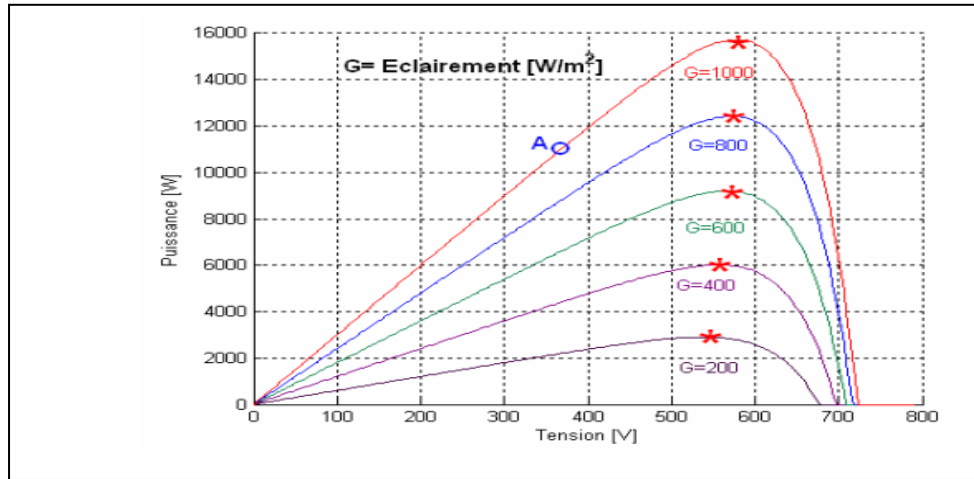


Figure 2-49 Caractéristiques puissance-tension d'un générateur PV

Plusieurs algorithmes ont été proposés pour la réalisation du MPPT. De bons résultats sont obtenus avec l'algorithme « incrémentation de la conductance » (« *incremental conductance* »). L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement [73].

La puissance produite par le générateur PV peut être exprimée par :

$$P_{pv} = I_{pv}V_{pv}, \quad (2-26)$$

La conductance et l'incrément de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'équation précédente par rapport à la tension  $V_{pv}$  :

$$\frac{1}{V_{pv}} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}, \quad (2-27)$$

Ainsi, on a noté avec  $G$  la conductance et avec  $\Delta G$  l'incrément de la conductance :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}}, \quad (2-27)$$

$$\Delta G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}, \quad (2-27)$$

Comme il est montré dans la Figure 2-50, l'algorithme cherche le point pour lequel la conductance est égale à la conductance incrémentée.

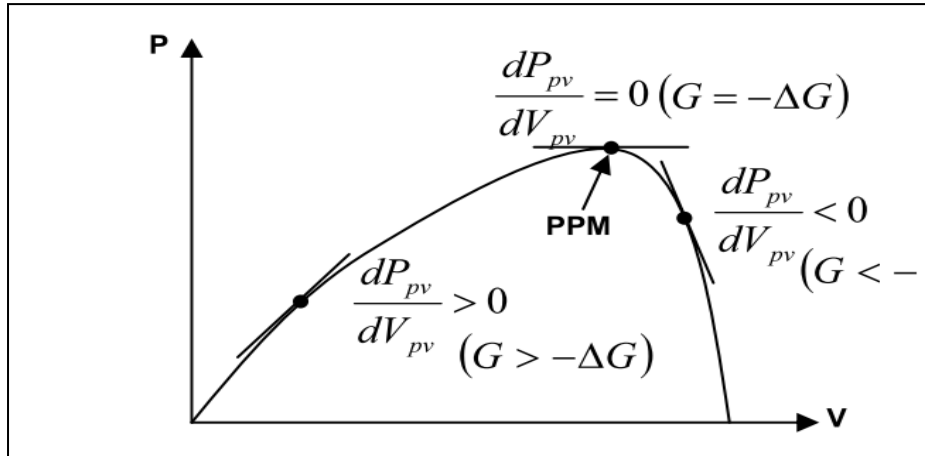


Figure 2-50 Recherche du PPM par la méthode de l'incrément de la conductance

La centrale photovoltaïque installée à l'ENSAM possède une puissance crête de 17,3 kW et est composée de 108 panneaux PV BP Solar – BP3160 regroupés en 6 ensembles de 18 panneaux (9 en parallèle et 2 en série). Chaque groupe est connecté au réseau par un convertisseur de puissance ( Voir annexe 2).

Le profil de la puissance issue des panneaux solaires, pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse sont représentés sur la Figure 2-51. Comme on peut le constater la forme d'onde de la puissance produite par les panneaux solaires est globalement régulière. Néanmoins, on constate par exemple entre [6.4 h, 6.6h], des fluctuations de puissance qui correspondent à un passage nuageux. La puissance photovoltaïque varie en fonction de la position du soleil par rapport à la surface des panneaux solaires, elle atteint un maximum de puissance vers le milieu de la journée. Pour la journée nuageuse on constate que la puissance convertie est très fluctuante et les variations sont très brusques ce qui est très contraignant pour les systèmes multisources.

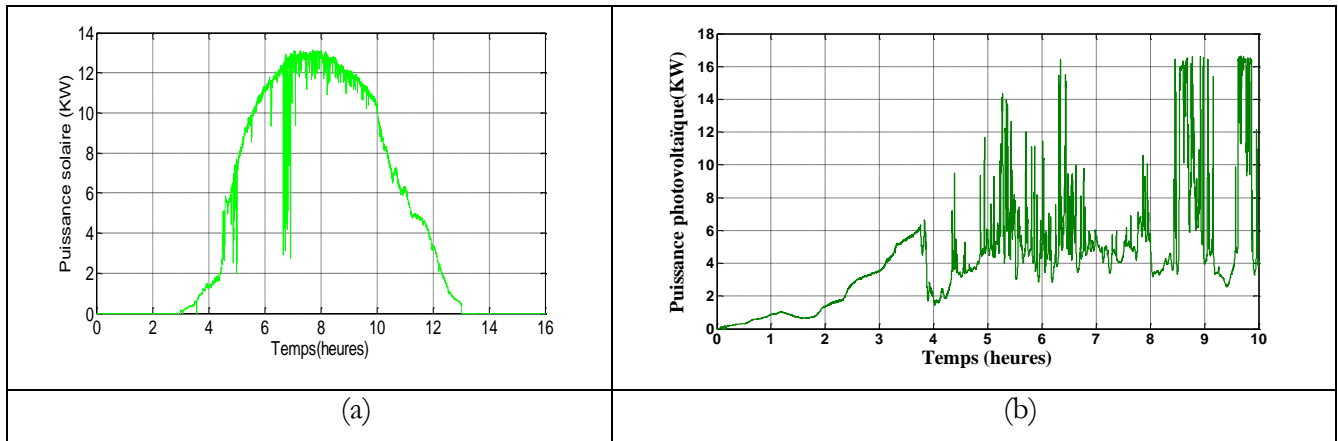


Figure 2-51 Profil de puissance photovataïque pour une journée ensoleillée et une journée très nuageuse

## V. Modèle de l'éolienne

### V.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

On considère une masse d'air se déplaçant à la vitesse  $V$ . Si l'énergie cinétique de cette masse peut être entièrement récupérée par un dispositif ayant une surface  $S$ , situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée serait :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (2-28)$$

Où :  $\rho$  est la masse volumique de l'air ( $\text{kg.m}^{-3}$ )

En réalité cette puissance ne peut être extraite dans sa totalité, en raison de la vitesse non nulle des masses d'air derrière l'aéromoteur. L'aptitude de conversion de l'énergie éolienne est donnée par le coefficient de puissance  $C_p$ , donné par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (2-29)$$

où :  $P_t$  est la puissance mécanique extraite de la puissance du vent.

D'où la relation suivante :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^2 C_p V^3 \quad (2-30)$$

Avec  $R_t$  le rayon de la turbine.

On définit, la vitesse spécifique  $\lambda$ , comme étant le rapport entre la vitesse linéaire au bout des pales de la turbine, et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \quad (2-31)$$

Avec :  $\Omega_t$  est la vitesse de la turbine

Selon la loi de Betz, le coefficient de puissance  $C_p$  ne peut dépasser 0.59. C'est à dire, la puissance maximale qu'on peut recueillir par une éolienne est de 59%.

Pour une éolienne donnée, la caractéristique du coefficient de puissance dépend de la valeur de l'angle de calage des pales ( $\beta$ ) et de la vitesse spécifique  $\lambda$ . La Figure 2-52 montre la variation du coefficient de puissance  $C_p$  en fonction de la vitesse spécifique ( $\lambda$ ), pour différentes valeurs de l'angle d'orientation ( $\beta$ ), pour une éolienne tripale. Plusieurs travaux proposent des expressions du coefficient de puissance, obtenues par des approximations numériques.

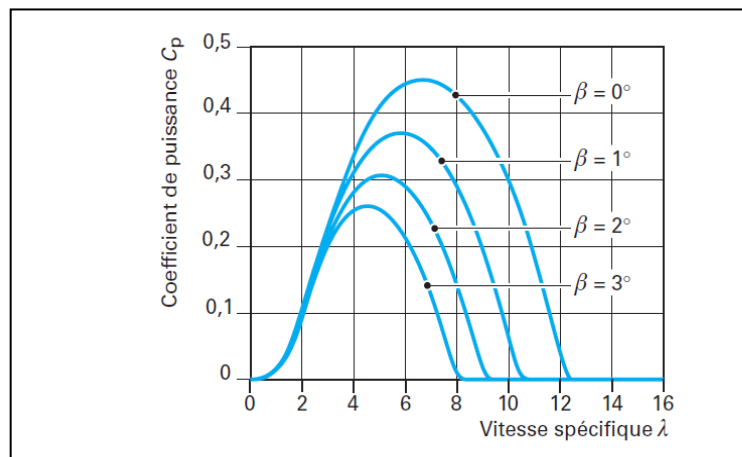


Figure 2-52 Coefficient de puissance  $C_p$  en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  pour une éolienne tripale paramétré par l'angle de calage des pales  $\beta$  [14]

Le couple aérodynamique, est exprimé par la relation suivante :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R_t^3 V^2 \quad (2-32)$$

## V.2. Zones de fonctionnement

On distingue principalement deux zones de fonctionnement [74], [75]:

➤ Zone de limitation de puissance :

Les aérogénérateurs sont dimensionnés pour fonctionner autour de la puissance nominale, et ils ne peuvent pas supporter des grandeurs supérieures à certaines limites. C'est pour cette raison, qu'il faut

limiter la puissance captée par l'éolienne, si la vitesse du vent devient trop importante. Ce type de régulation permet de faire varier l'angle de calage, afin d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance constante. Il s'agit d'un moyen efficace pour limiter la puissance de la turbine par vents forts. Pour mettre la pale dans la position désirée un système hydraulique ou électrique est généralement utilisé. L'angle de calage de référence peut être calculé soit par [76] :

- a- Idéalement par la courbe  $\beta$  en fonction de la vitesse du vent, comme montré sur la Figure 2.53.

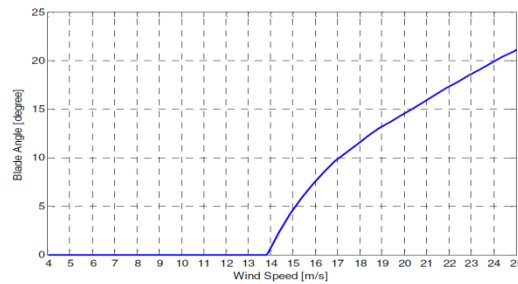


Figure 2-53 Angle de calage en fonction de la vitesse du vent

Cette stratégie est généralement simple ou seulement la mesure de la vitesse du vent est utilisée. Or, en pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est quasi impossible notamment pour les éoliennes de grande puissance. Une fois, l'angle de calage calculé, il est envoyé au servomoteur pour positionner la pale à la position désirée comme indiqué sur la Figure 2.54.

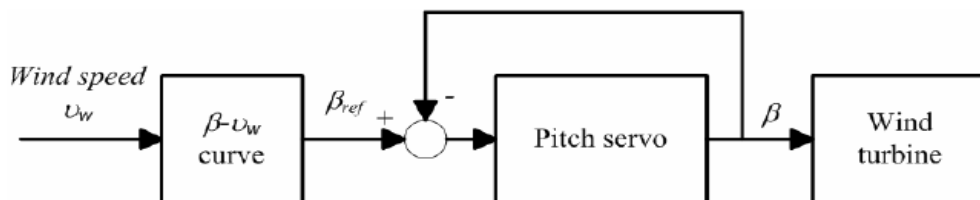


Figure 2-54 Système de contrôle de la position des pales en mesurant la vitesse du vent

- b- En mesurant la vitesse mécanique de la génératrice. La vitesse de la génératrice est comparée à sa référence, ensuite l'erreur est appliquée à un correcteur de type PI afin de générer l'angle de calage de référence.



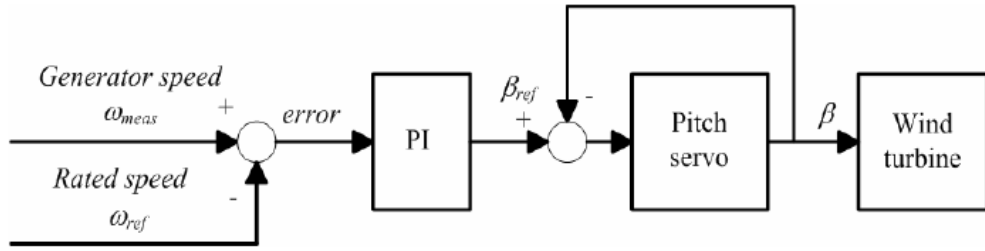


Figure 2-55 Système de contrôle de la position des pales en mesurant la vitesse de la génératrice

c- En estimant, la puissance du générateur comme le montre la Figure 2-56. En raison de la non-linéarité de la variation de l'angle de calage en fonction de la vitesse du vent, un correcteur avec gain variable peut être utilisé (*Scheduled gain*).

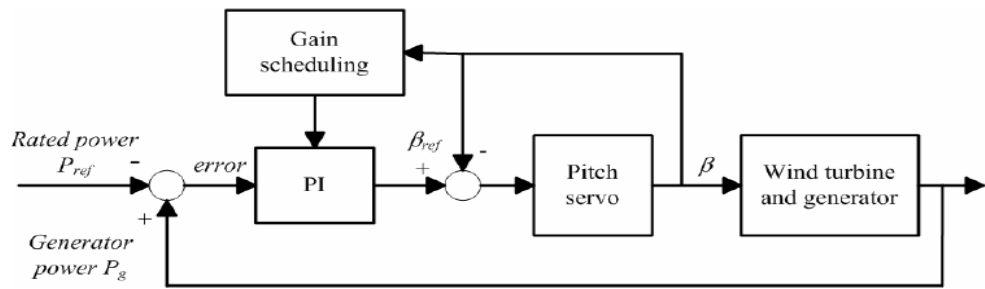


Figure 2-56 Système de contrôle de la position des pales avec estimation de la puissance

➤ Zone d'extraction maximale de puissance (Zone MPPT)

Dans la zone de fonctionnement MPPT (*Maximum power point tracking*), relative à de faibles vitesses du vent, correspondent à un angle de calage fixe (nul), une vitesse de rotation et une puissance électrique variables. Dans cette zone, l'objectif de la commande est de faire fonctionner l'éolienne à rendement maximal afin d'optimiser la puissance. Soit un point de  $(\lambda_0, C_{p0})$  de la courbe  $C_p(\lambda)$  que l'on veut poursuivre. Pour maximiser la puissance en dessous de la puissance nominale  $P_{nom}$ , ce point est choisi dans un voisinage du point optimal  $(\lambda_{opt}, C_{max})$ . Pour un  $\lambda = \lambda_{opt}$ , le couple aérodynamique est donné par l'équation suivante :

$$C_a = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^5 \frac{C_{p\_max}}{\lambda_{opt}^3} \Omega_t^2 \quad (2-33)$$

Le couple aérodynamique optimal est proportionnel au carré de la vitesse de la turbine au point de fonctionnement optimal  $(\lambda_{opt}, C_{max})$  :

$$C_a = K_{opt} \omega_t^2 \quad (2-34)$$

avec

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^5 \frac{C_{p\_max}}{\lambda_{opt}^3} \quad (2-35)$$

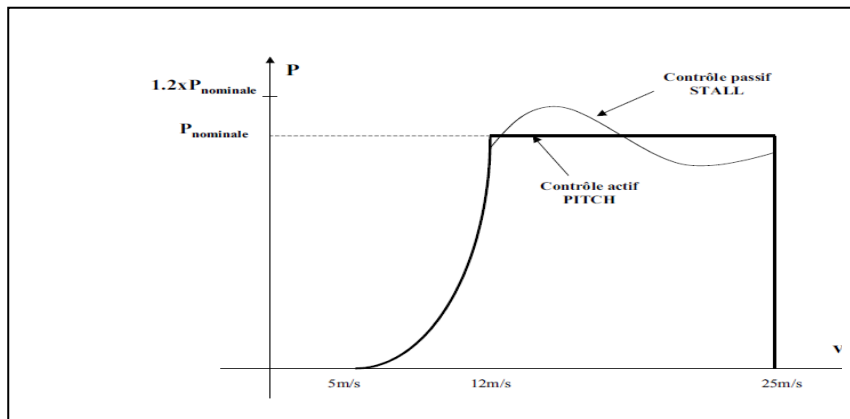


Figure 2-57 Allures de la puissance en fonction de la vitesse du vent pour les deux zones

## V.2. Modèle du dispositif d'entraînement

Le modèle à deux masses du dispositif d'entraînement est représenté sur la Figure 2-58.

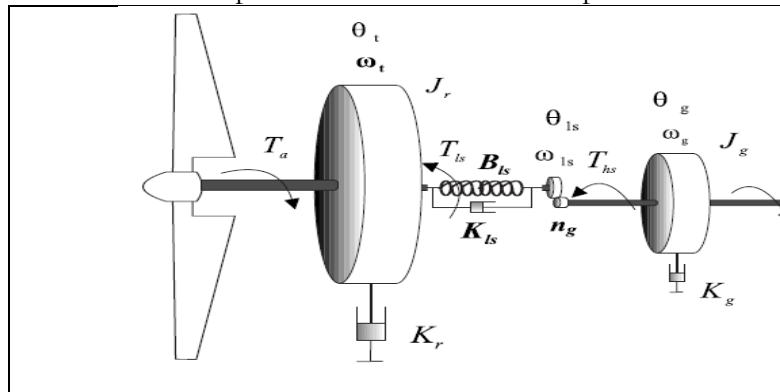


Figure 2-58 modèle à deux masses du couplage mécanique entre l'aéroturbine et le générateur

[75]

Le modèle à deux masses est régi par le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} J_r \dot{\omega}_t = C_a - C_{ls} - K_r \omega_t \\ C_{ls} = K_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + B_{ls}(\omega_t - \omega_{ls}) \\ J_g \dot{\omega}_g = C_{hs} - C_{em} - K_g \omega_g \end{cases} \quad (2-36)$$

où :

- $K_{ls}$ : Raideur de la transmission
- $B_{ls}$ : Atténuation de la transmission
- $K_r$ : frottement visqueux coté arbre lent
- $K_g$ : frottement visqueux coté arbre rapide
- $C_{ls}$ : couple de l'arbre lent
- $C_{hs}$ : couple de l'arbre rapide
- $\omega_t$ : vitesse du rotor

- $\omega_{ls}$ :vitesse de l'arbre lent
- $\omega_g$ :vitesse de l'arbre rapide
- $C_{em}$  : couple électromagnétique de la génératrice
- $G$  :rapport de transmission du multiplicateur

En régime permanent, les équations du système précédent, s'écrivent :

$$\begin{cases} 0 = C_a - C_{ls} - K_r \omega_t \\ 0 = B_{ls} \left( \omega_t - \frac{\omega_g}{G} \right) \\ 0 = C_{hs} - C_{em} - K_g \omega_g \end{cases} \quad (2-37)$$

En multipliant la première équation par G et la troisième par  $G^2$ , et on les additionnant on obtient :

$$GC_a - (K_r + G^2 K_g) \omega_g - G^2 C_{em} = 0 \quad (2-38)$$

Soit :

$$C_{em} = \frac{C_a}{G} - \left( K_g + \frac{K_r}{G^2} \right) \omega_g \quad (2-39)$$

Or :

$$C_a = K_{opt} \omega_t^2 \quad (2-40)$$

D'où :

$$C_{em} = K_{opt\_hs} \omega_g^2 - K_{t\_hs} \omega_g \quad (2-41)$$

Avec:  $K_{opt\_hs} = \frac{K_{opt}}{G^3}$  et  $K_{t\_hs} = K_g + \frac{K_r}{G^2}$

Ainsi, afin de contrôler la turbine éolienne en zone MPPT, il suffit de contrôler le couple de la machine, via les convertisseurs de puissance, en utilisant la mesure de vitesse  $\omega_g$  ainsi que l'équation 2-41.

**Remarque :**

Un modèle de l'éolienne a été développé au cours de nos travaux. Il s'agit d'un modèle dynamique qui prend en compte la flexibilité des pales, souvent négligée dans la littérature. En d'autres termes, elles sont souvent supposées rigides et leurs inerties sont regroupées avec le moyeu. L'outil Bond Graph a été utilisé pour la modélisation. La pale est considérée comme une poutre de *Raleigh* et les forces qui agissent sur la pale sont calculées par la théorie de l'élément de pale (*Blade Momentum Theory*). Ce modèle n'a pas été utilisé lors de la synthèse du superviseur car il est assez complexe et comme nous l'avons mentionné auparavant, afin de faciliter l'analyse et l'implémentation temps-réel, il est intéressant de développer des modèles ayant très peu d'états. Des détails de ce modèle peuvent être trouvés dans l'annexe 1 et dans nos publications [77], [78], [79]. Une nouvelle stratégie MPPT a été également

développée au cours de nos travaux. L'objectif est d'amortir les vibrations subies par l'éolienne avec une stratégie MPPT innovante. Les détails de ces travaux peuvent être trouvés dans [80].

## **Conclusion**

Rappelons que notre objectif était de développer des modèles des éléments du système hybride afin de les utiliser dans une structure de supervision à base de commande prédictive. Un bref état de l'art portant sur les différentes approches liées aux modélisations des éléments constituant le système hybride a été réalisé. Ils nous ont permis de mieux comprendre le système réel qui se traduit par des équations mathématiques relativement compliquées. Une fois le modèle physique du système hybride étudié, une simplification s'est avérée nécessaire afin d'éviter la nature sur-paramétrée et complexe du modèle réel. Le modèle final de représentation (simplifié) est alors utilisé comme modèle interne pour une approche de commande prédictive. Comme on le verra dans le chapitre suivant, la structure de supervision sera appliquée au modèle de simulation et ensuite appliquée au système hybride réel. Notons que la commande est relativement simple mais le plus difficile est l'obtention du modèle interne. Le risque et le temps de mise en œuvre ne sont plus dans la commande mais dans l'obtention du modèle.

# Chapitre III : Supervision par commande prédictive d'une cellule multisources

## Introduction

Au cours de cette partie on développera un superviseur à base de commande prédictive permettant de gérer la puissance d'une manière optimale. Les objectifs affichés sont de minimiser le coût dû au recours aux énergies fossiles (gaz,..etc) et d'améliorer le suivi de consigne de la puissance. Pour cela une stratégie de contrôle a été établie en définissant des critères de coût économiques (prix de la consommation de gaz), environnementaux (taux d'émission des gaz à effet de serre) et techniques (suivi de la puissance de consigne ainsi que la réduction du cyclage de la batterie). Ce superviseur se base sur les modèles de la microturbine, le modèle de la batterie, ainsi que sur le module de prédiction de la puissance solaire. Ainsi sur un horizon de prédiction donné, le superviseur *MPC* calcule les consignes de puissance optimales pour la batterie et la microturbine en minimisant le critère de coût à chaque nouvelle prédiction.

## I. Commande prédictive

La commande prédictive fait partie de la classe des commandes optimales. La théorie moderne du contrôle optimal a commencé dans la deuxième moitié du XXe siècle. Résoudre des problèmes d'optimisation est une tâche quotidienne pour chacun d'entre nous : comment arriver à destination le plus rapidement possible, comment organiser l'agenda afin de satisfaire les contraintes personnelles et professionnelles, etc. L'objectif de cette partie est de présenter les principes génériques de la commande prédictive.

### I.1. Généralités

La commande prédictive MPC représente un moyen relativement simple d'aborder une loi de commande dans le domaine temporel, elle a démontré au travers de nombreuses applications ses qualités liées à la régulation des systèmes multivariables, des systèmes instables, des systèmes à retard, des systèmes non-linéaires, des systèmes à non minimum de phase, des systèmes hybrides [81]. Elle a pour

objectif de commander des systèmes industriels complexes. Le principe de cette technique est d'utiliser un modèle dynamique du processus à l'intérieur du contrôleur en temps réel afin d'anticiper le comportement futur du procédé [82]. La commande prédictive fait partie des techniques de contrôle à modèle interne (*IMC: Internal Model Controller*).

La commande prédictive peut être utilisée pour commander des systèmes complexes comportant plusieurs entrées et sorties où le simple régulateur PID est insuffisant. Cette technique est particulièrement intéressante lorsque les systèmes possèdent des retards importants, et de nombreuses perturbations. Les principaux utilisateurs de la commande prédictive sont les raffineries de pétroles, l'industrie chimique et agro-alimentaire, la métallurgie, l'aérospatiale... Les principaux avantages de la commande prédictive sont les suivants [83] :

- elle permet de respecter les contraintes sur les variables contrôlées et manipulées,
- elle évite des variations excessives sur les variables manipulées. Cela permet une meilleure utilisation des actionneurs (vérins, vannes, moteurs) et leur durée de vie est ainsi augmentée,
- en cas de perturbations mesurables, surtout prédictibles, le système s'adapte automatiquement (anticipation)
- elle permet en général un réel gain financier.

La commande prédictive est un terme général qui englobe un ensemble de méthodes différentes [84]:

- GPC : *Generalized predictive control* [85],
- PFC : *Predictive Functional Control*,
- MPHC (*Model Predictive Heuristic Control*) , connue ensuite sous le nom de MAC (*Model Algorithmic Control*) – Cette approche, appliquée aux systèmes industriels multivariables, basée sur des prédictions sur un horizon temporel long, impose des trajectoires de référence pour les sorties et minimise la variance de l'erreur ,
- DMC (*Dynamic Matrix Control*) proposée par Shell utilise l'incrément de commande à la place de la commande dans le critère de performance pour un horizon fini de prédiction. Cet algorithme est appliqué à des systèmes multivariables linéaires sans contraintes ; l'erreur de poursuite est minimisée en spécifiant le comportement futur des sorties et les commandes optimales sont calculées par la méthode des moindres carrés ,
- EHAC (*Extended Horizon Adaptive Control*), stratégie de commande prédictive pour les systèmes monovariables, utilise des modèles E/S pour maintenir la sortie future (calculée

via la résolution d'une équation diophantienne) le plus près possible de la consigne pendant une période donnée au-delà du retard pur du système,

- EPSAC (*Extended Prediction Self-Adapted Control*) introduit une commande constante pour un système non-linéaire (en linéarisant le système) et utilise un prédicteur sous-optimal
- MPC (*Model Predictive Control*) formulée dans l'espace d'état, utilise le formalisme de la représentation d'état pour faciliter l'analyse de la stabilité et de la robustesse.

Toutes ces techniques utilisent la même philosophie de contrôle et le même principe de fonctionnement. En d'autres termes, c'est une méthodologie de commande basée sur l'optimisation (sous contraintes) qui, à chaque pas d'échantillonnage et sur un horizon glissant d'un certain critère de coût, prend en compte entre autres l'écart entre la trajectoire prédite par le modèle du système et la consigne de référence. Une fois le problème d'optimisation résolu (séquence de commande calculée) on applique la première commande (le premier élément de la séquence optimale), ensuite on considère la mise à jour de l'état du système pour faire glisser la fenêtre de prédiction et ainsi réitérer la procédure d'optimisation [86]. Parmi les avantages de la commande MPC on peut citer :

- la MPC a l'avantage de considérer les contraintes sur la commande, les variables d'état et de sortie dès la phase de conception ; elle est dédiée à la commande de systèmes fortement couplés ou pour lesquels certaines grandeurs peuvent être prédites convenablement à l'avance,
- la MPC fournit une loi de commande en boucle fermée découlant de la résolution à chaque pas d'échantillonnage d'un problème d'optimisation et de l'application de la première occurrence de la séquence de commande seulement,
- la MPC possède de bonnes performances en poursuite de trajectoire parce qu'elle utilise à chaque pas d'échantillonnage une fenêtre (glissante) du signal de référence, qui peut ainsi exploiter toute information non causale disponible au moment de la synthèse.

Parmi les inconvénients de la commande MPC on peut citer :

- la MPC requiert un certain temps de calcul pour résoudre le problème d'optimisation. Ce temps de calcul doit être inférieur à la période d'échantillonnage du système, donc la commande MPC doit gérer des contraintes temps réel pour les systèmes avec une dynamique rapide.

L'objectif principal de la commande des systèmes multisources, comme par ailleurs la majorité des objectifs de contrôle, s'exprime sous forme d'un problème d'optimisation : minimiser la consommation (ou le coût) tout en garantissant certaines performances. Cet objectif semble l'argument suffisant pour l'utilisation de la commande prédictive dans ce cas. Pourtant, le coût élevé de la



technologie nécessaire à l'implantation et la difficulté d'obtention d'un modèle mathématique ont longtemps pénalisé l'utilisation des commandes optimales (prédictive) pour la supervision des systèmes hybrides.

Il existe une version de la MPC appelée MPC économique pour laquelle le critère est exprimé en termes financiers, c'est-à-dire qu'il revient à effectuer une optimisation, sur un horizon glissant, d'un coût global. Dans [39], les auteurs proposent un superviseur à base de la commande MPC afin de gérer l'énergie au sein d'une centrale multisources intégrant des ressources renouvelables et des charges contrôlables (véhicule électrique, pompe à chaleur..etc). Notons qu'uniquement le coût de l'énergie achetée du réseau est comptabilisé (quantifiée en euro). Une marge d'erreur variable sur le suivi de la référence a été imposée. En d'autres termes, des contraintes dure et molle (*Hard and soft constraint*) ont été imposé au suivi de la référence. Ces contraintes sont variables dans le temps en fonction des tarifs appliqués par le gestionnaire du réseau (contexte Danois). Ainsi le superviseur gère la cellule multisources en fonction des prédictions des paramètres exogènes notamment le coût de l'énergie. Quand les prix sont assez élevés, les charges contrôlables sont déconnectées (recharge du véhicule électrique par exemple) et quand les tarifs sont bons marchés, les charges contrôlables sont reconnectées.

Notons que les références actuelles considèrent des systèmes linéaires et un coût généralement quadratique et proposent des techniques d'analyse de l'optimalité. Dans ce qui suit, on va présenter quelques concepts généraux sur la commande prédictive et notre vision de la supervision des systèmes multisources.

## **I.2. Concepts de fonctionnement de la commande prédictive**

La technique prédictive permet en fait de reproduire de façon théorique le comportement intuitif naturellement prédictif ou anticipatif de l'être humain : en conduisant une voiture, en marchant, en faisant du ski, en respectant le budget alloué à certaines activités sur une période limitée, en traversant une rue ...etc. La Figure 3-1 présente le synoptique général d'une structure de commande à base de commande prédictive. Dans la partie qui suit nous allons détailler les éléments principaux .

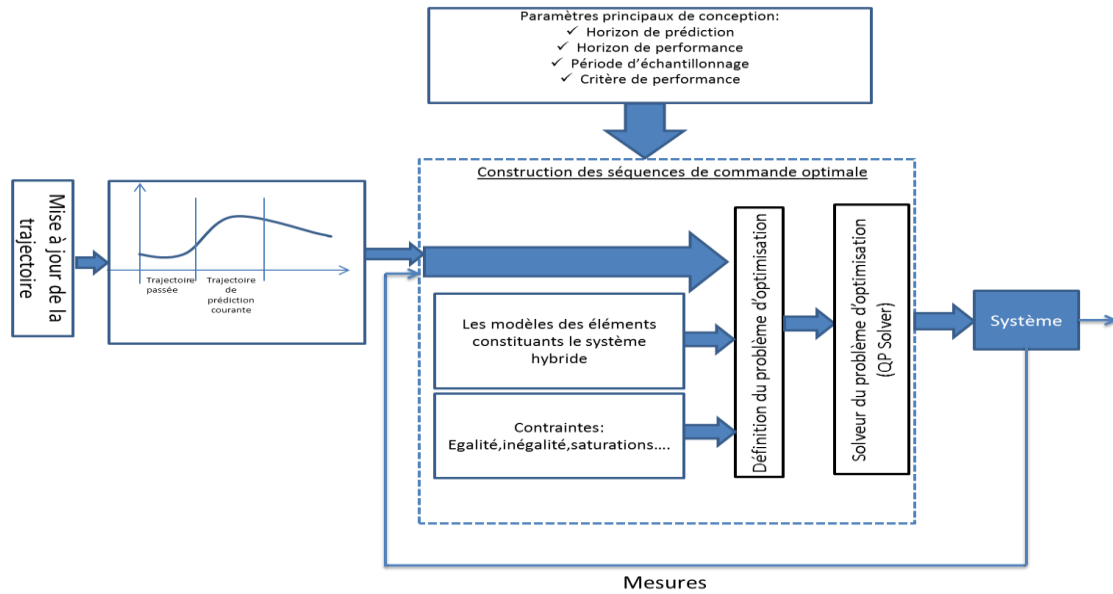


Figure 3-1 Schéma bloc d'une structure de commande prédictive [87]

### I.2.1. Modèle du système

Afin de mettre en œuvre un contrôleur à base de commande prédictive, un modèle du système est indispensable pour prendre en compte des dynamiques intrinsèques du modèle et traduire l'évolution du procédé. Il faut souligner que pour concevoir une loi de commande prédictive, un processus d'identification du modèle du système est primordial.

Lors de la formulation de la commande prédictive, une représentation d'état à temps discret est souvent utilisée. Elle peut être écrite sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} X_{k+1} &= AX_k + Bu_k + Gw_k \\ Y_k &= CX_k \end{aligned} \quad (3-1)$$

où  $X_k$  représente le vecteur d'état,  $u_k$  représente le vecteur de commande,  $Y_k$  représente le vecteur de sortie,  $w_k$  est le vecteur des perturbations mesurables. Le modèle discret permet dans un premier temps de prédire la sortie du système sur un horizon fini. Puis, à chaque instant, en minimisant un critère de performance sur cet horizon fini, une séquence de commande est obtenue dont seul le premier élément est appliqué au système. La même procédure est enfin reprise à la période d'échantillonnage suivante, selon le principe de l'horizon fuyant. Le but est de maintenir la sortie du système la plus près possible de la référence désirée, supposée connue sur l'horizon fini de prédiction de façon à mettre en évidence un certain caractère anticipatif.

L'équation (3-1) montre que le modèle est linéaire. Des modèles non linéaires peuvent être utilisées pour mettre en œuvre un contrôleur MPC non linéaire. Néanmoins, ce type de modèle nécessite un effort de calcul important [88]. Il peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} X_{k+1} &= f(X_k, u_k, w_k, Z_k) \\ Y_k &= g(X_k) + \zeta_k \end{aligned} \quad (3-2)$$

où  $Z_k$  est une perturbation non mesurable et  $\zeta_k$  est un bruit mesurable.

Le modèle du système hybride (multisources) utilisé au cours de ces travaux est un modèle linéaire, car chaque sous-système est linéaire autour de la zone de fonctionnement (contraintes imposées lors de la synthèse du superviseur). Par exemple, la microturbine est supposée fonctionner uniquement dans la zone du contrôle de vitesse, les contrôleurs de température et d'accélération sont omis (voir chapitre II et les hypothèses liées à la modélisation).

Notons qu'en raison des contraintes imposées au système (saturations) et du coût, le superviseur est non linéaire. L'utilisation des modèles non linéaires peut conduire à une perte de convexité, c'est-à-dire que plusieurs points optimaux peuvent exister et le point optimal calculé peut ne pas être un point optimal global. En outre, la limitation majeure de la commande prédictive non linéaire *NMPC* réside dans les efforts de calcul et la difficulté à obtenir des solutions fiables pour les systèmes à dynamique rapide [88]. Ces difficultés sont accrues notamment si une application temps-réel est envisagée.

### 1.2.2. Fonction coût (critère d'optimisation)

La fonction coût peut être conçue de plusieurs manières selon la grandeur à minimiser (ou à maximiser). C'est une formulation mathématique des objectifs que l'on souhaite atteindre sous les contraintes physiques ou autres.

La fonction objectif à minimiser inclut séparément les matrices de pondération sur l'état (matrice  $\mathbf{Q}$ ) et sur l'entrée (matrice  $\mathbf{R}$ ), pour permettre de trouver une solution compromise :

$$J = \sum_{j=1}^{\infty} x_{k+j}^T \mathbf{Q} x_{k+j} + u_{k+j}^T \mathbf{R} u_{k+j} \quad (3-3)$$

L'entrée optimale  $u_k$  est calculée en utilisant une commande par retour d'état  $u_k = k_c x_k$  où  $k_c$  est calculée en résolvant l'équation de Riccati. Dans la commande LQG, il est difficile d'inclure des contraintes sur les entrées du système, sur les états et sur les sorties. L'intérêt de la commande prédictive est de prendre en compte des contraintes liées aux entrées, aux sorties et aux états du système. Les

entrées du processus sont calculées de manière à optimiser les résultats sur un intervalle de temps connu sous le nom de l'horizon de prévision.

Le modèle de processus, qui décrit la dynamique du système, peut prendre n'importe quelle forme mathématique, et il est utilisé pour prédire les sorties futures du système, en se basant sur les valeurs passées et actuelles et sur le contrôle futur optimal proposé [89]. L'optimisateur calcule ces actions en tenant compte des contraintes et de la fonction coût, de telle sorte que les éventuelles violations futures des contraintes peuvent être prédites et empêchées. La structure du contrôle est schématisée sur la Figure 3-1.

L'action de contrôle à l'instant  $k$  est obtenue en résolvant le problème d'optimisation donné par :

$$\min J(x(k), u(k)) = \sum_{j=1}^{N_p} [\hat{y}(k+j|k) - r(k+j)]^2 \quad (3-4)$$

$$+ \sum_{j=1}^{N_c} \lambda(j) [\Delta u(k+j-1)]^2$$

Sous les contraintes suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{min} \leq u_k \leq u_{max} \\ -\Delta u \leq \Delta u_k \leq \Delta u \\ y_{min} \leq Cx_k \leq y_{max} \\ x(k+1|k) = Ax(k+j|k) + Bu(k+j|k) \end{array} \right. \quad (3-5)$$

où  $r$  est la trajectoire de référence,  $\lambda$  est un coefficient de pondération, les sorties prédites  $\hat{y}$  dépendent du signal futur de commande  $u$ , et des valeurs connues avant l'instant  $k$  (entrées et sorties passées).

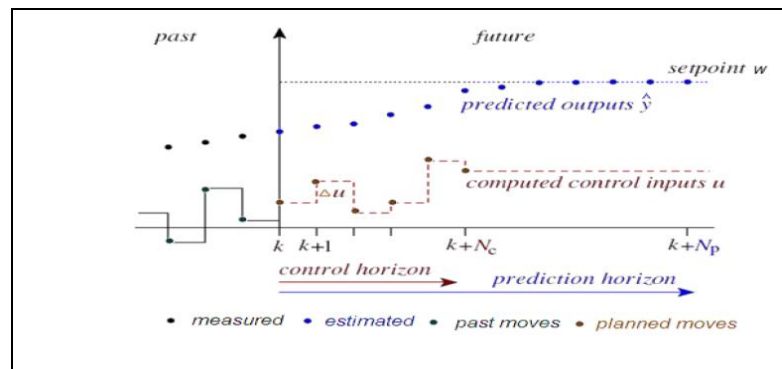


Figure 3-2 Principe de la commande prédictive

Considérons un processus, possédant  $N_y$  sorties et  $N_u$  entrée (variables de manipulation). Le calcul des futures valeurs des variables de commande  $u_j(k+i-1|k)$  est basé sur la minimisation d'une fonction coût quadratique de l'effort de commande, de l'erreur de poursuite ainsi que de la variation des variables de commande, en tenant compte des contraintes sur les variables de commande et les variables de sorties.

$$\begin{aligned}
 J_k = & \sum_{i=0}^{N-1} \sum_{j=0}^{N_u} \alpha_j u_j(k+i|k) \\
 & + \gamma \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N_y} [y_j(k+i|k) - y_{j,ref}(k+i|k)]^2 \\
 & + \psi \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=1}^{N_u} [u_j(k+i|k) \\
 & - u_j(k+i-1|k)]^2
 \end{aligned} \tag{3-6}$$

Avec :

- $N$  : horizon de contrôle
- $N_u$  : nombre d'entrées
- $N_y$  : nombre de sorties
- $u_j$  :  $j^{\text{ème}}$  entrée,  $j = 1, 2, \dots, N_u$
- $y_j$  :  $j^{\text{ème}}$  sortie,  $j = 1, 2, \dots, N_y$
- $y_{j,ref}$  : signal de référence pour la  $j^{\text{ème}}$  sortie,  $j = 1, 2, \dots, N_y$
- $\alpha_j$  : facteur de pondération correspondant à  $u_j$
- $\gamma$  : pénalité associée à l'erreur entre la sortie et sa référence
- $\psi$  : pénalité associée aux taux de variation de la commande.

**Remarque :**

Les strictes limitations appliquées sur les variables de commande et de sorties peuvent rendre le problème d'optimisation infaisable, ce qui peut se résoudre en permettant la violation des contraintes temporairement.

## II. Développement du superviseur prédictif

Traditionnellement, la supervision des systèmes hybrides a été conçue dans le seul but de répondre aux exigences de la charge. Des contrôleurs de types « on-off » ou des régulateurs PID sont

utilisés. Ces contrôleurs simples sont faciles à implémenter et ne nécessitent pas des modèles précis ou complexes. Cependant des commandes plus avancées sont nécessaires pour répondre aux exigences d'un contrôle multi objectifs. Comme nous l'avons mentionné au cours du premier chapitre, notre vision de la supervision des cellules multisources pour la production d'électricité consiste à tenir compte de plusieurs paramètres :

- utiliser les modèles de chaque élément du système hybride afin d'anticiper la réponse dynamique de chacun des éléments,
- exploiter toute la ressource renouvelable, en l'occurrence, la puissance photovoltaïque, c'est-à-dire extraire toute la puissance des panneaux solaires et notamment quand la puissance photovoltaïque est très fluctuante (cas très contraignant) avec une proportion élevée par rapport aux autres ressources,
- exploiter les prédictions à court terme des ressources volatiles qui sont relativement précises ,
- optimiser le fonctionnement de la cellule d'un point de vue technique, économique et écologique, en se basant sur les données disponibles ainsi que les prédictions des ressources renouvelables et éventuellement de la charge,
- tenir compte des contraintes associées à chaque élément,
- formuler tous ces objectifs sous un critère homogène qui va nous permettre de mieux gérer la puissance dans le système hybride et de faciliter l'ajout ou la modification de la structure du système hybride.

Tous ces aspects (prévisions à court terme, modèles dynamiques, fonction coût adaptée au système multisources, contraintes ..... ) peuvent être pris en compte par une approche de type commande prédictive. L'objectif est donc de mettre en œuvre un superviseur qui utilise les modèles dynamiques de chaque élément de la cellule multisources dans une architecture de commande prédictive et qui permettra de gérer l'installation pour des dynamiques allant de la seconde à plusieurs centaines de secondes en fonction de la pertinence des prévisions.

**Remarque :** les commandes de bas niveau, de contrôle local de tension et courant de chaque élément de la cellule multisources sont supposées existantes.

## **II.1. Modèle du système multisources (voir chapitre II)**

Comme nous l'avons mentionné au cours du premier chapitre, la nécessité de disposer d'un modèle du système est l'un des points négatifs de la commande prédictive. Dans le cas où les

performances du système piloté ne sont pas satisfaisantes, il est nécessaire de revoir le modèle afin que le contrôleur prédictif tienne compte efficacement des dynamiques les plus importantes du système. Ce modèle peut être de type boîte noire par exemple. Notons qu'au cours du premier chapitre nous avons détaillé les différents types de modèles.

Au cours du chapitre II nous avons modélisé le système hybride, constitué de plusieurs sous-systèmes (système de stockage, microturbine à gaz, panneaux photovoltaïques, éolienne). Le modèle devrait être suffisamment détaillé pour refléter les principales caractéristiques (dynamiques) de chaque sous-système de la cellule multisources. Néanmoins, afin de faciliter l'analyse et l'implémentation temps-réel, il est intéressant de développer des modèles ayant très peu d'états. Une fois le modèle du système hybride obtenu (voir chapitre II), la commande prédictive peut être utilisée comme superviseur, qui va générer les références à envoyer à chaque sous-système [37]. Chaque sous système possède son propre contrôleur (PI par exemple) et la dynamique des convertisseurs d'électronique de puissance est négligée.

## **II.2. Prédiction des paramètres exogènes**

Les prédictions des ressources renouvelables jouent un rôle essentiel car il pourrait permettre aux gestionnaires des réseaux de mieux les intégrer dans le mix énergétique. En effet à cause de leurs intermittences et leurs caractères stochastiques, elles posent de nombreux problèmes. En outre, afin de les utiliser avec d'autres moyens de production d'énergie, les prévisions peuvent également pallier à ce problème. Comme nous l'avons mentionné au cours du chapitre II, il existe plusieurs niveaux de supervision qui dépendent des prédictions non seulement de la consommation, mais aussi des ressources. Les différents horizons de prédiction permettent de mieux appréhender les différents aspects de la supervision : le moyen terme, le court terme et le très court terme. Dans ce qui suit, on présentera une brève synthèse des méthodes de prédiction utilisées dans la bibliographie.

### **II.2.1. Méthodes de prédiction**

Le tableau 3-5 suivant regroupe les principales méthodes utilisées dans la littérature pour les prédictions des ressources renouvelables (puissance éolienne, vent, puissance photovoltaïque, rayonnement,...). Dans le cadre de la prédiction de séries temporelles de rayonnement global, de puissance PV ou de la vitesse du vent, il existe de nombreuses méthodes pour vérifier si un prédicteur est efficace [90] [91] [92].

Méthode de prédiction	Sous - classe	Exemples	Remarques
Prédicteurs naïfs [93]	Persistance	$\hat{x}_{t+h} = x_t$	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Pour des horizons très petits</li> <li>➤ Seule la valeur à l'instant est nécessaire</li> </ul>
	Moyenne	$\hat{x}_{t+h} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_{t+h-T.i}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Manière simple de prédire</li> <li>➤ Coûteuse en termes d'historiques</li> </ul>
Approche physique [68]	<i>Numeric weather predictions</i>	MM5 [94]. Prediktor SOLIS( <i>solar irradiance schem</i> ) [95], [96]	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Modèle météorologique (vitesse du vent, l'irradiance, la pression..etc)</li> <li>➤ utilisent plusieurs les caractéristiques locales du site</li> <li>➤ Précis pour le long terme (horizon de 48h)</li> <li>➤ Très complexe (utilise les équations de la mécanique des fluides géophysiques, de thermodynamiques..)</li> </ul>
Approche statistiques [ZAR2010]	Réseaux de neurones artificiels (ANN)	-ANN récurrents -Feedforward ANN	précise pour le court terme avec des structures hybrides peuvent être précises pour le moyen et le long terme
	Modèles de série chronologiques	ARMA ARIMA Prédiction linéaires [97].	-précise pour le court terme
Techniques modernes		Corrélation spatiale Logique floue Transformées en ondelettes	-utilisées pour le court terme
Structures hybrides		NWP+NN ANN+ logique floue+ corrélation spatiale +NN	-NWP+NN: sont très précises pour le moyen et long terme

Tableau 3-5 Techniques de prédictions utilisées dans la littérature

### II.2.2. Evaluation des prédicteurs

Le coefficient de détermination ( $R^2$ ) est un indicateur qui permet de juger la qualité d'une régression linéaire. D'une valeur comprise entre 0 et 1, il mesure l'adéquation entre le modèle et les



données observées. Dans le cas d'une régression simple, il s'agit du carré du coefficient de corrélation. Le  $R^2$  se définit comme la part de variance expliquée par rapport à la variance totale, autrement dit par  $[1 - (\text{somme des résidus} / \text{variance totale})]$ . Ce coefficient s'applique aussi bien à une régression simple qu'à une régression multiple.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (x_i - \hat{x}_i)^2}{\sum_i (x_i - \bar{x})^2} \quad (3-7)$$

**L'erreur moyenne quadratique (Mean Square Error MSE)** est très utile pour comparer plusieurs estimateurs. Elle est définie comme étant la moyenne arithmétique des carrés des écarts entre les prévisions et les observations.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (3-8)$$

**L'erreur moyenne absolue (mean absolute error : MAE)** est une quantité souvent utilisée pour mesurer l'écart des prédictions et des mesures. Sa formule est donnée par :

$$MAE = \langle |x - \bar{x}| \rangle \quad (3-9)$$

Il est possible d'utiliser une forme relative de cette erreur, en divisant par la valeur moyenne. Le paramètre *MAPE* (Mean Absolute Percentage Error) est décrit par :

$$MAPE = MAE / \langle |x| \rangle \quad (3-10)$$

**L'erreur cumulée (EC)** qui représente non pas l'erreur de chaque prédiction, mais l'erreur globale sur le cumul des prédictions. Une valeur négative indiquera que la prédiction va surestimer la mesure. Ce type de critère est valable pour représenter une erreur macroscopique, mais n'est pas adéquat pour estimer l'erreur de prédiction à horizon. La persistance induit une erreur cumulée faible, alors que l'erreur commise à chaque prédiction est élevée. L'expression de cette erreur est donnée par :

$$EC = \sum_i x_i - \sum_i \hat{x}_i \quad (3-11)$$

### II.2.3. Méthode de prédiction choisie

Les méthodes de prédiction linéaires, sont des techniques puissantes pour prédire des séries temporelles (variant dans le temps). Le modèle de prédiction linéaire, représente récursivement des séries temporelles du signal, sur un intervalle de temps :

$$y(t + T) = a_1 y(t) + a_2 y(t - T) + \dots + a_m y(t - (m - 1)T) \quad (3-12)$$

où :

- $a_2 \dots a_m$  : sont les coefficients de la prédiction linéaire
- $m$  : est le degré du modèle
- $T$  : est la période d'échantillonnage
- $y(t + T)$  : est l'observation future
- $y(t), y(t - T), \dots, y(t - (m - 1)T)$  : sont les observations actuelles et passées

D'après l'équation précédente :

$$y(t) = a_1 y(t - T) + a_2 y(t - 2T) + \dots + a_m y(t - mT) + e(t) \quad (3-13)$$

La méthode des moindres carrés peut être utilisée afin de minimiser l'erreur  $e(t)$ . L'équation précédente peut être écrite sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} y(t) \\ y(t - T) \\ \vdots \\ y(t - kT) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} y(t - T) & y(t - 2T) & \dots & y(t - mT) \\ y(t - 2T) & & \dots & y(t - (m + 1)T) \\ \vdots & & & \vdots \\ y(t - (k + 1)T) & & & y(t - (m + T)k) \end{bmatrix} \\ & * \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e(t) \\ e(t - T) \\ \vdots \\ e(t - kT) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3-14)$$

Ou sous la forme compacte suivante :

$$Y = \varphi * A + E \quad (3-15)$$

Les éléments de la matrice  $A$ , sont donnés par l'équation suivante :

$$A = inv(\varphi) \times Y \quad (3-16)$$

A partir de l'équation précédente, on constate que la sortie  $y(t + T)$  est une combinaison linéaire des sorties actuelles et passées, d'où le nom de prédiction linéaire.

Deux étapes primordiales sont requises pour prédire le comportement futur en utilisant l'équation précédente :

- Le degré du modèle  $m$
- Les coefficients  $a_1, a_2 \dots a_m$

Ensuite, le modèle peut être utilisé pour prédire la série temporelle future sur l'horizon de prédiction choisi. La Figure 3-3 représente le schéma utilisé pour les prédictions courtes durées.

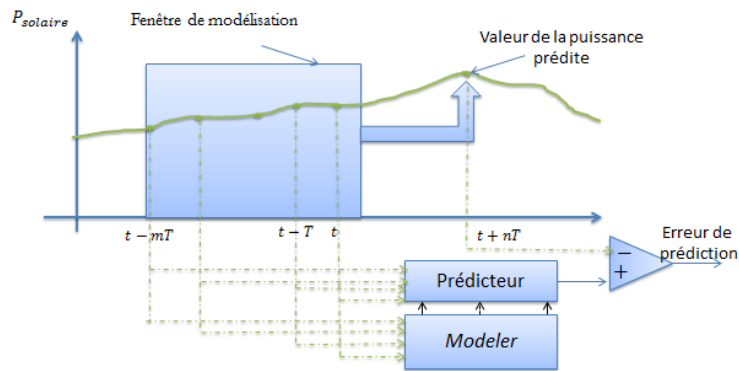


Figure 3-3 Schéma de principe pour les prédictions courtes durées

Comme on peut le constater sur la Figure 3-3, un ensemble fini de points peut être utilisé pour modéliser le prédicteur. La fenêtre de modélisation est utilisée pour trouver le meilleur modèle pour la forme d'onde, afin de prédire la puissance future. L'erreur de prédiction est l'erreur entre la puissance prévue et la valeur réelle. Après chaque pas de prédiction les mises à jour pour le «Modeler» sont nécessaires.

#### II.2.4. Simulations et discussions

Sur la Figure 3-4, le trait en rouge montre la puissance photovoltaïque réelle issue des panneaux solaires pour une journée très nuageuse. Le trait en bleu montre la puissance photovoltaïque prédite pour deux horizons différents et ce en utilisant une droite. Ce profil montre que plus le profil de puissance est fluctuant plus une erreur élevée est constatée entre la puissance réellement produite et la puissance prédite. L'allure du profil de la puissance prédite montre que le choix de l'horizon de prédiction est primordial. En effet, choisir un horizon de prédiction élevé pour une journée nuageuse conduit à des erreurs importantes de prédiction.

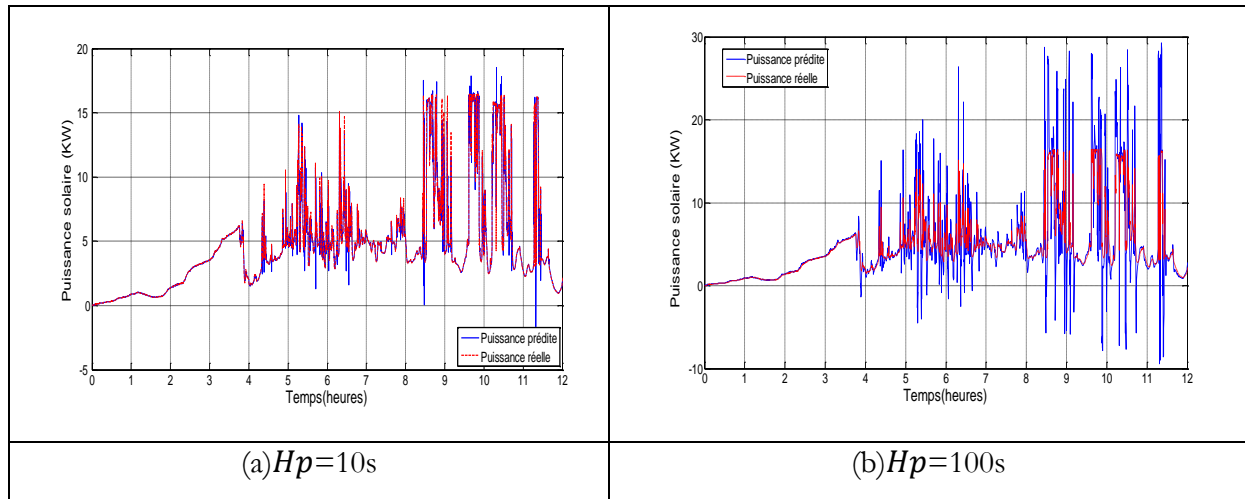


Figure 3-4 Allure de la puissance réelle et de la puissance prédite pour deux horizons de prédictions différents

La Figure 3-5 montre le pourcentage de la population en fonction de l'erreur de prédiction commise en kW. On remarque que les erreurs de prédictions sont comprises, pour leur majorité, dans l'intervalle [-5 kW, 5kW]. Les erreurs les plus élevées ne représentent qu'une partie infime de la population des erreurs.

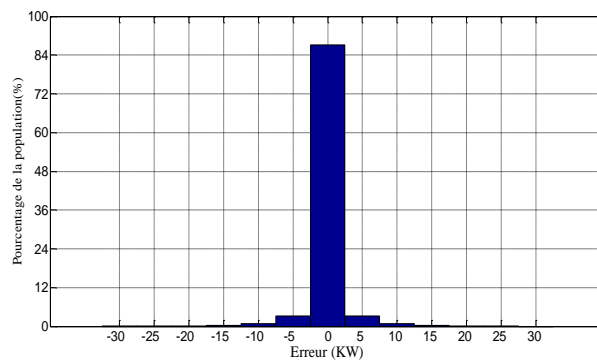


Figure 3-5 Distribution de l'erreur de prédiction pour un horizon de prédiction  $H_p=10s$

Nous avons testé plusieurs types de prédicteurs. Le tableau 3-6 représente ces méthodes de prédiction qualifiées selon la courbe de tendance choisie : droite, exponentielle, polynôme du second ordre. Les indicateurs (médiane,  $R^2$ , MAE, RMSE) ont été également évalués afin de montrer la pertinence des prédictions.

Type d'approximation	Médiane	Le coefficient de détermination ( $R^2$ )	L'erreur moyenne absolue (MAE)	Racine de l'erreur (RMSE)
Droite ( $H_p = 1s$ )	5,5 W	0,9986	37,3808 W	126,9743
Droite ( $H_p = 10s$ )	32 W	0,9445	268,048 W	831,1247
Exponentielle( $H_p = 10 s$ )	181,47 W	0,9398	396,433W	899,0902
Polynôme du second ordre ( $H_p = 10 s$ )	57W	0,7794	579,274 W	1842,1

Tableau 3-6 Evaluation des pertinences des prédictions

Le modèle de prédiction avec une droite et pour un horizon  $H_p=1$  s est utilisé comme modèle de référence. Pour ce dernier cas, les prédictions sont quasi parfaites (coefficient de détermination de 99.86%) car l'horizon de prédiction est très court. Néanmoins, les prédictions pour des horizons de telles tailles sont inutiles car on n'a pas assez de temps pour que le superviseur réagisse. Le tableau montre que pour le cas typique du profil illustré précédemment, choisir une courbe de tendance de type droite permet d'avoir de meilleurs résultats comparativement aux cas d'une courbe de tendance avec une exponentielle ou un polynôme du second ordre.

D'après ce qui précède, on peut conclure que :

- la précision des prédictions linéaires dépend de l'horizon de prédiction ainsi que de la largeur de la fenêtre de prédiction,
- la précision des prédictions par droite de tendance (prédiction linéaire) dépend du profil de la puissance (fluctuant, stable,...),
- la fenêtre de modélisation peut être la plus large possible pour des horizons de prédictions très faibles, c'est-à-dire , que l'on peut choisir plusieurs points dans le passé afin d'approximer l'évolution future de la puissance par une droite,
- pour des horizons de prédiction plus longs, choisir une fenêtre de modélisation plus grande peut rendre le modèle de prédiction moins précis.

## II.3. Spécifications des contraintes

### III.3.1. Contraintes sur la batterie

Les contraintes imposées à la batterie qui doivent être respectées sont les puissances maximale et minimale qu'elle peut échanger avec le réseau ainsi que l'état de charge maximal et minimal. La puissance maximale que peut délivrer le système de stockage s'élève à  $5 \text{ kW}$ . On suppose que le rendement de la batterie est le même que ce soit en charge ou en décharge. Les contraintes sur la puissance de la batterie peuvent être exprimées sous la forme suivante :

$$-5 \text{ kW} \leq P_{bat} \leq 5 \text{ kW} \quad (3-17)$$

Les contraintes sur l'état de charge de la batterie sont choisies de telle sorte à allonger la durée de vie de la batterie. En effet, décharger trop la batterie peut écourter sa durée de vie et réduire sa capacité. C'est la raison pour laquelle les fabricants de batterie préconisent de ne pas la décharger totalement et de limiter l'état de charge minimale à un seuil par exemple de 30%. En outre, charger totalement la batterie peut l'user plus vite. Les limites imposées à l'état de charge de la batterie sont données par l'équation :

$$50\% \leq SOC \leq 80\% \quad (3-18)$$

### III.3.2. Contraintes sur la microturbine à gaz

Les microturbines à gaz sont connues pour leurs faibles rendements électriques qui excèdent rarement 30%. Cependant, récupérer la chaleur issue des gaz d'échappement pour le chauffage ou autre peut augmenter le rendement global. Le rendement total peut alors atteindre 80 %. La Figure 3-6 montre l'allure du rendement en fonction de la puissance délivrée [98]. Comme on peut le constater, le rendement peut avoir des valeurs très basses si la microturbine est sollicitée pour produire des puissances inférieures à  $15 \text{ kW}$ . Un mauvais rendement équivaut à des pertes énergétiques colossales. Ainsi, il est recommandé de ne pas la solliciter pour produire des puissances très faibles.

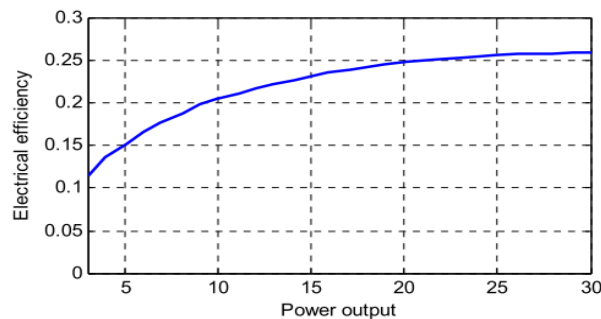


Figure 3-6 Rendement d'une microturbine [98]

Les contraintes imposées à la microturbine peuvent être exprimées par l'équation :

$$-15kW \leq P_{mtg} \leq 30 kW \quad (3-19)$$

## II.4. Formulation de la fonction coût

Dans des travaux contemporains aux nôtres [99], les auteurs proposent un superviseur à base de MPC afin de satisfaire au mieux la puissance demandée pour augmenter la durée de vie des éléments constituant le système hybride, la réduction des pics de courants a été incluse dans les contraintes. En se basant sur la connaissance de la future charge demandée, les références futures optimales des puissances  $P_{w\_ref}$  et  $P_{s\_ref}$  désignant respectivement de la puissance issue l'éolienne et des panneaux solaires sont générées afin d'avoir une variation maximale de la puissance de 1KW. Néanmoins, la puissance d'origine renouvelable n'est pas totalement exploitée. Le critère à minimiser proposé dans [99] est donné par l'équation suivante :

$$\begin{aligned} J(t_k) = & \sum_{t_k}^{t_{k+N}} \alpha (P_l - P_{w\_ref}(t_{k+j}) - P_{s\_ref}(t_{k+j}))^2 \\ & + \sum_{t_k}^{t_{k+N}} \beta P_{s\_ref}(t_{k+j})^2 \\ & + \sum_{t_k}^{t_{k+N}} \zeta (P_b(t_{k+j}) - P_b(t_{k+j-1}))^2 \end{aligned} \quad (3-20)$$

avec  $\alpha$ ,  $\beta$  et  $\zeta$  des facteurs de pondérations positifs, et  $j = 0, \dots, N$  ( $N$  étant l'horizon de prédiction). A la base le premier terme est une contrainte d'égalité transformée en un critère à minimiser avec pénalité (méthode de *Lagrange*). Le premier terme de la fonction coût minimise la différence entre la puissance demandée et la puissance d'origine renouvelable. Puisqu'il existe une infinité de combinaisons possibles de  $P_{w\_ref}$  et  $P_{s\_ref}$  qui peuvent minimiser le premier terme, afin d'avoir une solution unique, une pénalité a été appliquée sur  $P_{s\_ref}$  (second terme de la fonction coût). Le troisième terme permet de minimiser la variation de la puissance fournie par le banc de batterie à la charge afin de réduire les cycles charges-décharges de courte durée. La commande prédictive est formulée comme suit :

$$\min J(t_k) \quad (3-21)$$

sous les contraintes suivantes :

$$\begin{aligned}
 P_{w_{ref}}(\tau) &\leq \min\{P_{w_{max}}(\tau)\}, \tau \in [t_{k+j}, t_{k+j+1}] \\
 P_s(\tau) &\leq \min\{P_{s_{max}}(\tau)\}, \tau \in [t_{k+j}, t_{k+j+1}] \\
 P_{w_{ref}}(t_{k+j+1}) - P_{w_{ref}}(t_{k+j}) &\leq dP_{w_{max}} \\
 P_{s_{ref}}(t_{k+j+1}) - P_{s_{ref}}(t_{k+j}) &\leq dP_{s_{max}}
 \end{aligned} \tag{3-22}$$

Le superviseur proposé est dédié pour l'alimentation d'une station de dessalement d'eau (système autonome). Les ressources solaires et photovoltaïques sont considérées comme parfaitement connues sur un horizon de prédiction très élevé (24 heures), ce qui n'est pas tout à fait réaliste et les profils utilisés sont relativement « doux ». Un profil doux peut être réaliste pour une journée ensoleillée par exemple, mais pas pour une journée très nuageuse comme le montre la Figure 2-51. En outre, l'éolienne ainsi que les panneaux solaires sont sous-exploités. En d'autres termes, elles ne fonctionnent pas en zone de maximisation de la puissance, ce qui est clairement non-optimal. Le superviseur envoie les références non seulement aux éléments contrôlables (batterie) mais aussi aux systèmes de production d'énergie renouvelable (éolienne et panneaux solaires). Cette méthodologie peut ne pas rentabiliser le système sur le long terme si les ressources renouvelables ne sont pas totalement exploitées et utiliser un profil statique de vent et de rayonnement n'est pas tout à fait réaliste.

Nous proposons alors un superviseur prédictif pour gérer au mieux le flux de puissance dans la cellule multisources. La Figure 3-7 présente l'approche proposée. Ce superviseur utilise en interne le modèle du système hybride constitué d'une microturbine à gaz ainsi qu'une batterie de stockage d'énergie, et exploite les prédictions de la puissance solaire fournies par le module de prédiction.

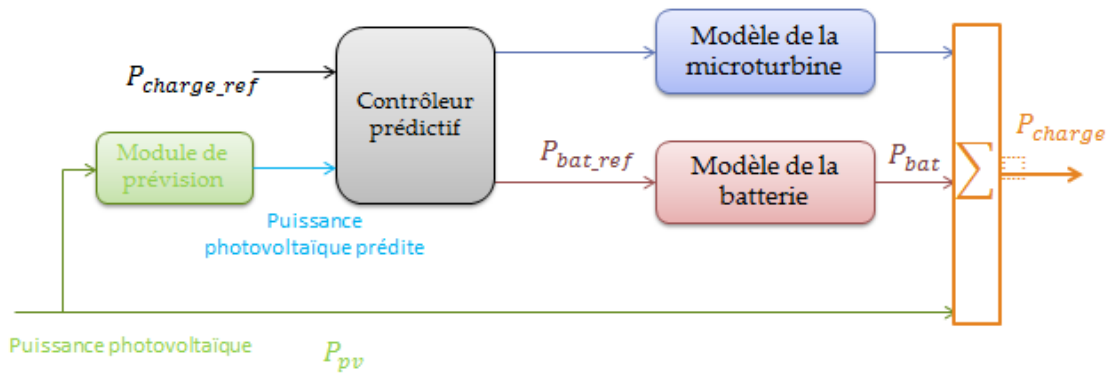


Figure 3-7 Synoptique du superviseur prédictif

La fonction coût sous la forme basique précédemment décrite peut être modifiée selon les objectifs qu'on veut atteindre et des contraintes qu'on peut imposer au système hybride. Compte-tenu des objectifs précédemment cités, elle doit être la somme d' :



- un membre qui représente la consommation de fuel, exprimé en €,
- un membre qui représente le suivi de la consigne, exprimé en €,
- un membre qui représente les émissions polluantes, exprimé en €,
- un membre qui représente le coût d'usure de la batterie, exprimé en €,

Afin d'atteindre tous ces objectifs la fonction coût suivante est proposée:

$$\begin{aligned}
 J = \sum_{k=0}^{H_p} \alpha (P_{d,k} - P_{pv,k} - P_{bat,k} - P_{mtg,k})^2 & \quad (3-23) \\
 + \sum_{k=0}^{H_p} C_{emissions,k}^2 + \sum_{k=0}^{H_p} C_{fuel,k}^2 & \\
 + \sum_{k=0}^{H_p} C_{usure,k}^2 &
 \end{aligned}$$

où :

- $H_p$  : représente l'horizon de prédiction,
- $k$  : pas de calcul,
- $\alpha$  : est un facteur de pondération supérieur à zéro,
- $P_{d,k}$  : représente la puissance demandée par la charge,
- $P_{pv,k}$  : représente la puissance photovoltaïque,
- $P_{bat,k}$  : la puissance de la batterie,
- $P_{mtg,k}$  : la puissance de la microturbine,
- $C_{emissions,k}$  : le coût des émissions polluantes,
- $C_{fuel,k}$  : le coût associé au coût de fuel ,
- $C_{usure,k}$  : le coût de l'usure de la batterie (*cycling cost*).

**Remarque :**

Notons, que les coûts que nous allons présenter sont simplifiés et indicatifs. Ils peuvent être modifiés ou affinés, en fonction de la disponibilité des données, c'est-à-dire intégrer des fonctions plus représentatives du fonctionnement des éléments (courbes coût=f(puissance) basée sur des essais réels, indicateurs de vieillissement plus pertinents en fonction du type de la batterie ,....etc) .

#### II.4.1. Coût de la puissance

L'équilibre entre la puissance générée et la puissance de référence est à l'origine une contrainte d'égalité, elle peut être donnée par l'équation suivante :

$$P_d = P_{pv} + P_{bat} + P_{mtg} \quad (3-24)$$

avec :

- $P_d$  : la puissance de la charge (demandée par le réseau),
- $P_{pv}$  : la puissance produite par les panneaux photovoltaïques,
- $P_{bat}$  : la puissance de la batterie échangée avec le réseau (peut être positive ou négative),
- $P_{mtg}$  : la puissance produite par la microturbine à gaz.

Cette contrainte est transformée en un critère dont le but est de minimiser la différence entre la puissance demandée et la puissance produite par la cellule. Le coefficient de pondération lié à ce terme peut être imposé par le gestionnaire du réseau et il peut éventuellement être dynamique. La connexion au réseau offre un degré de liberté supplémentaire pour la gestion de la cellule multisources, c'est-à-dire que la cellule multisources peut ne pas produire exactement le même profil de charge, et le réseau corriger les erreurs éventuelles.

#### II.4.2. Coût de consommation de fuel

En raison du manque de données concernant les caractéristiques des microturbines à gaz, il est supposé que son comportement est le même que celui d'un générateur Diesel. La fonction coût de consommation de fuel en fonction de la puissance délivrée est exprimée par l'équation [100] :

$$C_{fuel} = C_F(BP_{gen_{nom}} + AP_{gen}) \quad (3-25)$$

avec :

- $C_F$  : le coût du litre de fuel €/l ,
- $A = 0.246 \text{ l/kW}$  et  $B = 0.08415 \text{ l/kW}$  sont les coefficients de la courbe de fuel du générateur Diesel,
- $P_{gen_{nom}}$  : la puissance nominale de la microturbine kW,
- $P_{gen}$  : la puissance du générateur en kW,
- $C_{fuel}$  : le coût du fuel en €

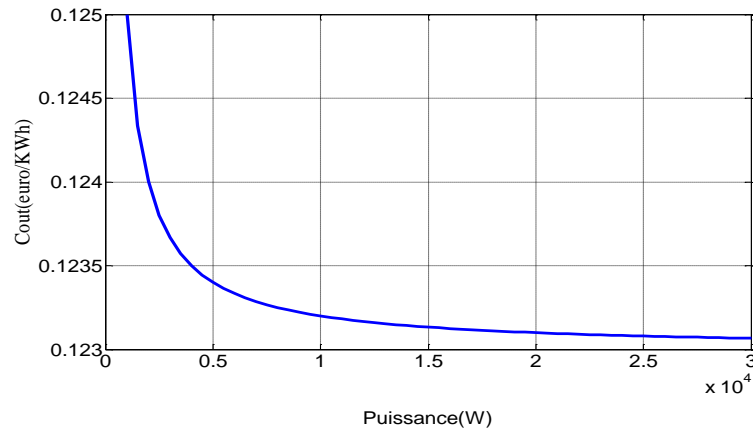


Figure 3-8 Allure du coût de fonctionnement en fonction de la puissance de la microturbine

D'après le tracé de la courbe du coût de consommation de fuel en fonction de la puissance (Figure 3-8) on constate que plus la microturbine est sollicitée pour délivrer des puissances élevées moins le coût du fuel consommé est élevé.

#### II.4.3. Coût des émissions CO<sub>2</sub>

Afin de modéliser les émissions polluantes, les auteurs dans [101] proposent une fonction quadratique de la puissance :

$$E(P) = A_0 + A_1P + A_2P^2 + A_3P^3 \quad (3-26)$$

La taxe carbone s'applique à la tonne de CO<sub>2</sub> émise. Actuellement elle est évaluée à 17 € la tonne de CO<sub>2</sub>.

$$taxe = \frac{17 * emissions(Kg)}{1000} (\text{€}) \quad (3-27)$$

Certains économistes conseillent des montants augmentant progressivement jusqu'à 100 € la tonne de CO<sub>2</sub> en 2030. On suppose qu'à l'avenir les producteurs d'électricité accorderont énormément d'attention à leurs politiques concernant les émissions polluantes.

#### II.4.4. Coût d'usure de la batterie

La durée de vie de la batterie a été prise en compte dans la fonction à minimiser. Un coût peut être associé au nombre de cycles (une charge complète de la batterie suivie de décharge complète) utilisés (voir Figure 3-9).

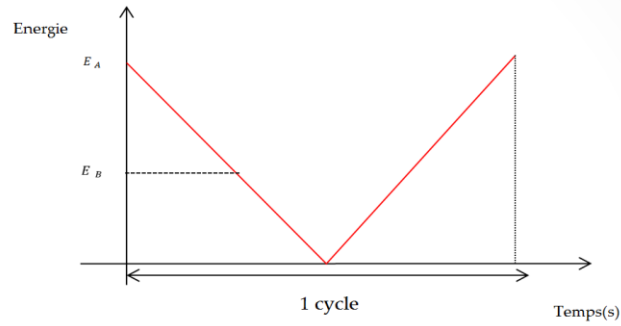


Figure 3-9 Allure de l'énergie en fonction du temps pour un cycle complet de charge/décharge

Ce coût peut être défini comme étant le coût de l'acquisition de la batterie divisé par sa durée de vie, exprimée généralement en cycles. Cette durée de vie est supposée constante.

$$\text{coût cycle} = \frac{\text{coût initial de la batterie}}{\text{durée de vie}} \quad \text{€/cycle} \quad (3-28)$$

Comme une charge totale suivie d'une décharge complète ne se produit pas toutes les heures, une moyenne peut être utilisée pour calculer le coût d'un cycle partiel. Le coût de chaque portion d'un cycle peut être exprimé par l'équation suivante :

$$\text{coût du cyclage} = \frac{1}{2} (\text{coût cycle}) \left( \frac{E_B - E_A}{E_A} \right) \quad (3-29)$$

Le coût d'usure de la batterie est multiplié par la fraction de charge ou de décharge. Il est multiplié par  $\frac{1}{2}$  pour représenter un cycle complet.

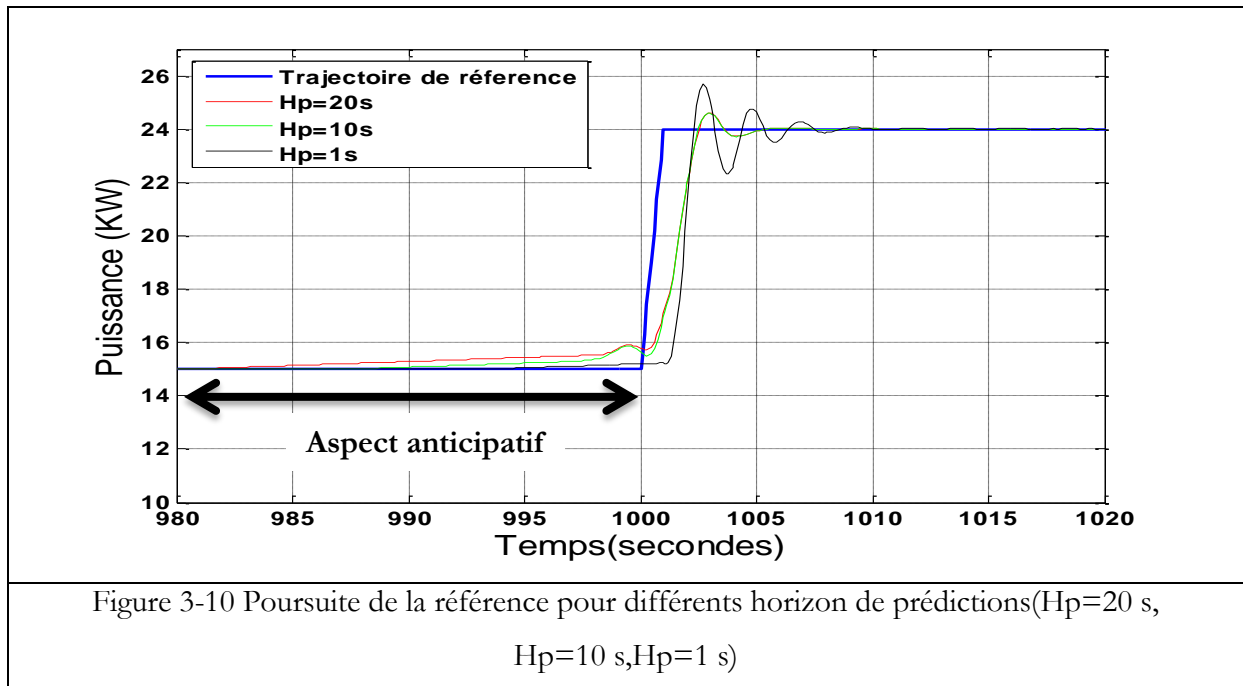
## II.5. Résultats de simulation

### II.5.1. Scénario a (changement brusque de la puissance)

Le choix de l'horizon de prédiction  $H_p$  joue un rôle important tant par la quantité d'informations fournie à l'algorithme, que du point de vue de la faisabilité numérique du problème d'optimisation. Sa détermination est basée sur des considérations physiques ayant trait au comportement du modèle en boucle ouverte, à l'objectif à atteindre ainsi que dans la prise en compte des contraintes.

Nous proposons d'étudier l'influence de l'horizon de prédiction sur les performances du système de commande. La Figure 3-10 illustre l'impact de ce paramètre sur la poursuite de la trajectoire. La courbe en bleu représente la valeur de la puissance de référence que la cellule multisources doit fournir. La période d'échantillonnage  $T_e$  vaut 1 s. L'horizon de prédiction  $H_p$  est pris constant pour chaque simulation (1 s, 10 s et 20 s). Les résultats montrent que l'objectif de la poursuite est parfaitement bien

suiwi. La différence est principalement remarquable, autour de la variation brusque de la puissance de référence. Comme on peut le constater l'aspect anticipatif est bien présent.



Pour un horizon de prédiction trop court ( $H_p = 1s$ ) trop peu d'information est fournie, l'anticipation des changements se fait trop tard et cela explique la réaction du système au niveau de la commande, qui rend l'écart référence/charge plus grand. Pour un horizon long ( $H_p = 20s$ ), la commande est moins bruitée et on anticipe les variations un peu trop tôt, d'où un peu plus d'écart entre la charge et sa référence. Le choix de la valeur de l'horizon de prédiction doit satisfaire un compromis entre les deux tendances. Un horizon de prédiction faible, est moins gourmand en temps de calcul, mais trop peu prévoyant dans le comportement futur de la cellule multisources. Un horizon de prédiction élevé permet certes une bonne prise en compte du comportement futur de la cellule mais nécessite aussi un temps de calcul important. L'horizon de prédiction doit aussi tenir compte de la pertinence de la prédiction de la charge et de la ressource photovoltaïque. Nous verrons dans le chapitre IV, comment on peut adapter cet horizon à des situations particulières afin d'augmenter l'efficacité du superviseur.

### II.5.2. Scénario (profil solaire variable) et mise en évidence de l'intérêt des prédictions

On applique un profil solaire à la cellule multisources précédemment décrite. Le profil de la puissance solaire est représenté par la courbe de couleur verte. Comme on peut le constater, ce profil n'est pas régulier, ce qui correspond à des passages de nuages. Dans un premier temps, on va montrer

l'intérêt de l'exploitation des prédictions de la puissance solaire. Les valeurs futures de la puissance solaire sont calculées en utilisant une courbe de tendance obtenue par interpolation des valeurs présentes et passées. On constate, d'après la Figure 3-11, que l'écart entre la puissance demandée et la puissance produite est très faible lorsqu'on tient compte des prédictions. L'effet anticipatif du superviseur prédictif permet de générer les puissances de consigne à envoyer à la microturbine et à la batterie afin de compenser la variation brusque de la puissance solaire. Lorsque le superviseur ne tient pas compte des prédictions, on constate que la batterie ainsi que la microturbine ne peuvent répondre à une variation brusque de la puissance solaire à cause de leurs temps de réponse relativement élevés comparativement à l'intermittence de la puissance photovoltaïque.

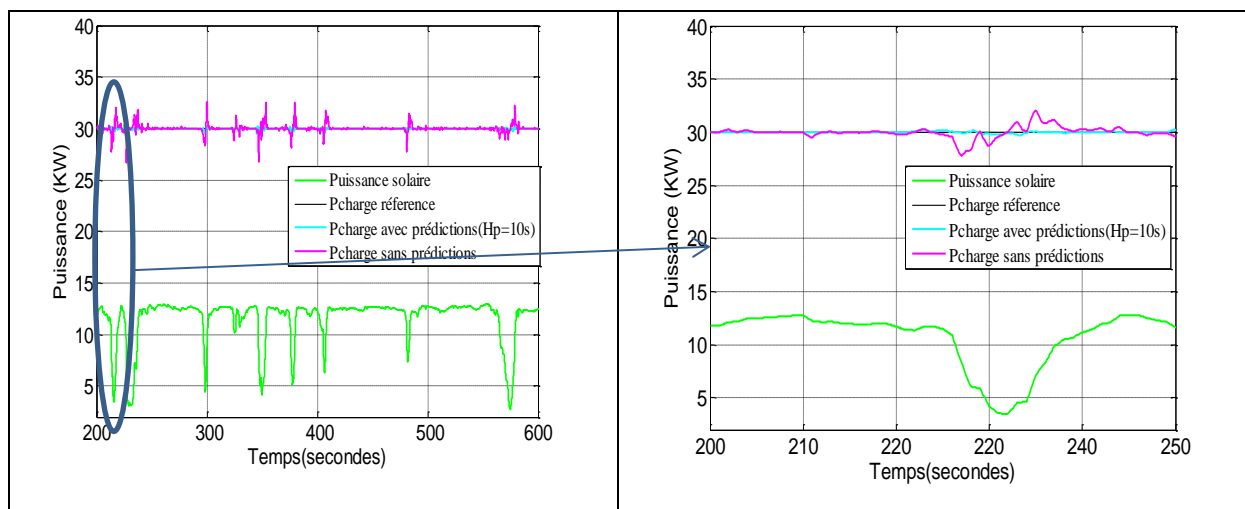


Figure 3-11 Puissance de la charge dans avec et sans tenir compte des prédictions

La Figure 3-12 montre la puissance de la microturbine, dans les deux cas considérés, c'est-à-dire le cas où les prédictions sont exploitées ( $H_p=10$  s) ou non exploitées. La courbe en bleu représente la puissance de la microturbine obtenue en tenant compte des prédictions, on remarque qu'il y a un décalage avec la courbe représentant la puissance de la MTG (sans prise en compte des prédictions). Cela est dû au fait que lorsque le profil futur de puissance est inconnu, la microturbine est sollicitée instantanément afin de répondre à une variation brusque de puissance photovoltaïque, ce qui n'est pas le cas lorsque la puissance solaire future est connue. L'état de charge de la batterie varie très peu (60%), puisque l'on a considéré une faible période de simulation.

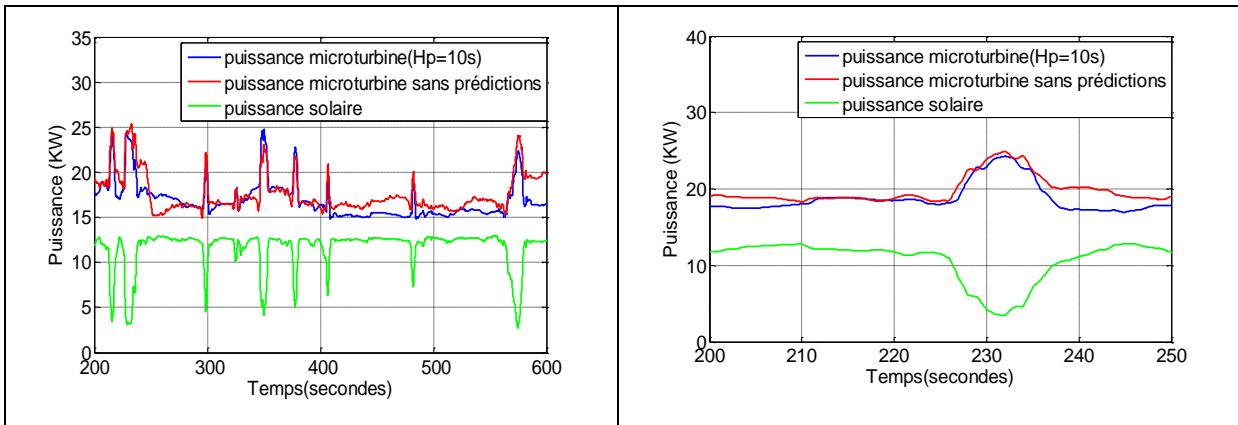


Figure 3-12 Puissance de microturbine avec et sans tenir compte des prédictions

### II.5.3. Scénario avec horizon de prédiction court ( $H_p = 10s$ ) et long ( $H_p = 50s$ )

Dans ce qui suit on va comparer l'influence du choix de l'horizon de prédiction sur les performances du superviseur prédictif. Pour cela, on a effectué deux tests avec un horizon de prédiction court ( $H_p=10s$ ) et relativement long ( $H_p=50s$ ). La Figure 3-13 montre la puissance de la charge dans ces deux cas de figure. La courbe de couleur bleue représente la puissance de la microturbine pour un horizon de prédiction long. Un zoom de la figure montre qu'en dépit d'une puissance solaire (courbe verte) relativement régulière (entre 200 et 220s), on constate un décalage entre la référence (30kW) et la puissance produite. Un horizon de prédiction long permet d'anticiper la variation de la puissance solaire un peu trop tôt, d'où cet écart résiduel. Avec un horizon de prédiction court, en l'occurrence  $H_p=10s$ , la puissance de référence est bien suivie.

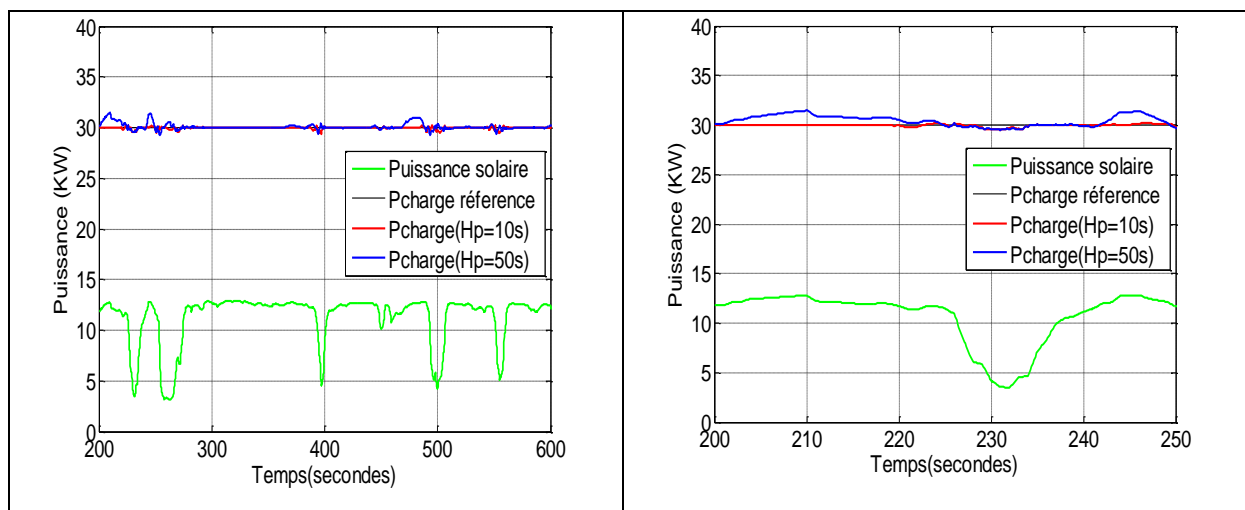


Figure 3-13 Comparaison entre un horizon de prédiction court ( $H_p=10s$ ) et un horizon de prédiction relativement long ( $H_p=50s$ )

La Figure 3-14 montre l'allure de la puissance de la microturbine dans les deux cas :  $H_p=10s$  et  $H_p=50s$ . On constate que la puissance de la microturbine anticipe trop tôt les variations de la

puissance solaire, ce qui induit des écarts lors de la poursuite de la référence. Par contre un horizon de prédiction court donne de meilleures performances.

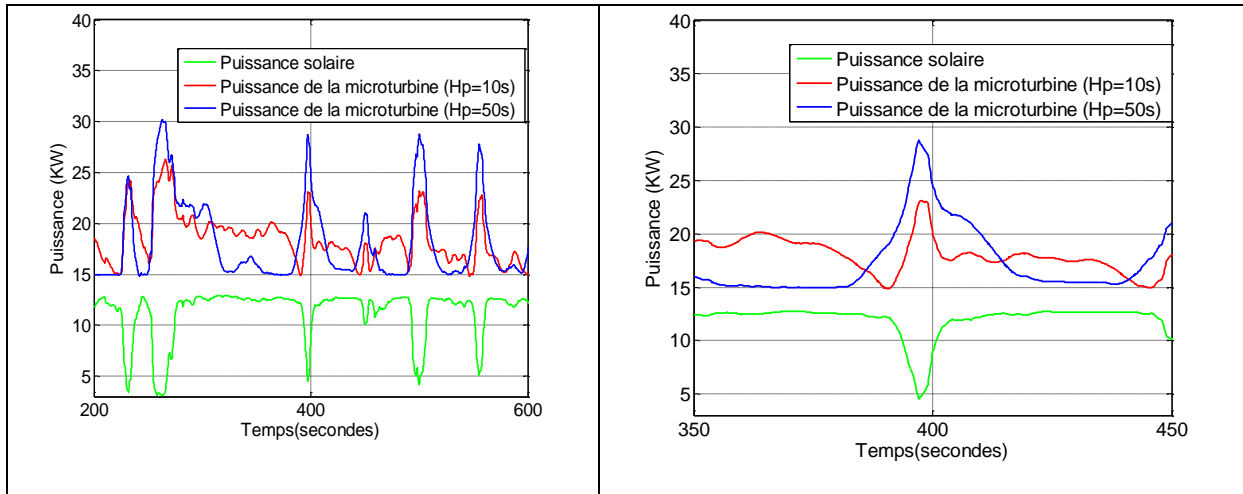


Figure 3-14 Allure de la puissance de la microturbine avec un horizon de prédiction court et long.

## II.6. Validation expérimentale des concepts développés

### II.6.1. Présentation de la plateforme à énergies réparties

La plateforme technologique Energies Réparties mise en place par l'équipe Réseaux du Laboratoire L2EP a pour objectif d'étudier le comportement des réseaux électriques du futur (Figure 3-15). Elle sert de support pédagogique et de recherche dans des études portant sur la coordination de production de sources d'énergie de natures différentes.

Elle regroupe des dispositifs de différentes natures : des sources de production (une centrale photovoltaïque de 18 kWc installée sur le toit de l'ENSAM de Lille), des dispositifs de stockage d'énergie (super condensateurs, batterie ) ou des charges ainsi que des dispositifs d'émulation statique ou dynamique de différentes natures (émulateur éolien, etc.).



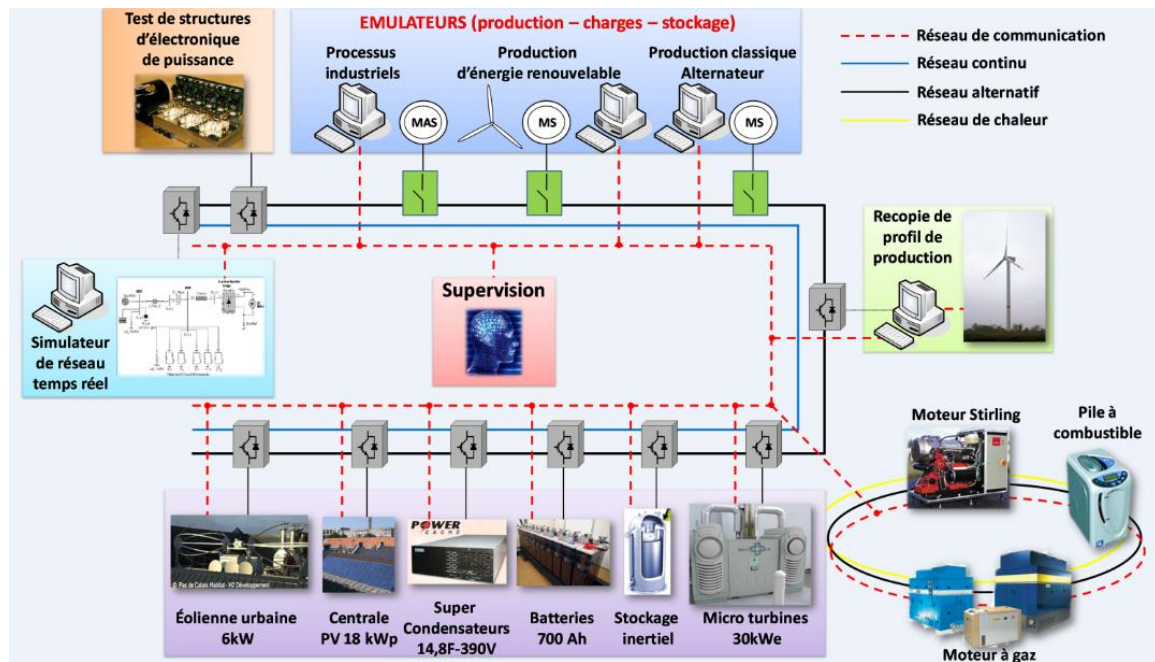


Figure 3-15 Synoptique de plateforme technologique énergies réparties

Elle intègre également un simulateur hybride temps réel RT-LAB au cœur de son système. Celui-ci peut s'interfacer avec des équipements réels au travers d'amplificateurs de puissance. C'est un simulateur temps réel de haute précision de type multiprocesseur utilisable pour des applications de type "Hardware In the Loop" (HIL) et "Power Hardware In the Loop" (PHIL). Ce sont des simulations hybrides en boucle fermée qui intègrent dans la boucle des composants physiques (par exemple un relais de protection), avec éventuellement des systèmes d'amplification lorsqu'il s'agit de composants de puissance (par exemple un émulateur d'éolienne). Un grand avantage du simulateur RT-LAB® est sa compatibilité avec l'outil logiciel SimPowerSystem (SPS) de l'environnement Matlab. Les différentes boîtes à outils de Matlab® et spécialement le Toolbox SPS nous permettent de faire un modèle complet de notre réseau de distribution sous ce simulateur.

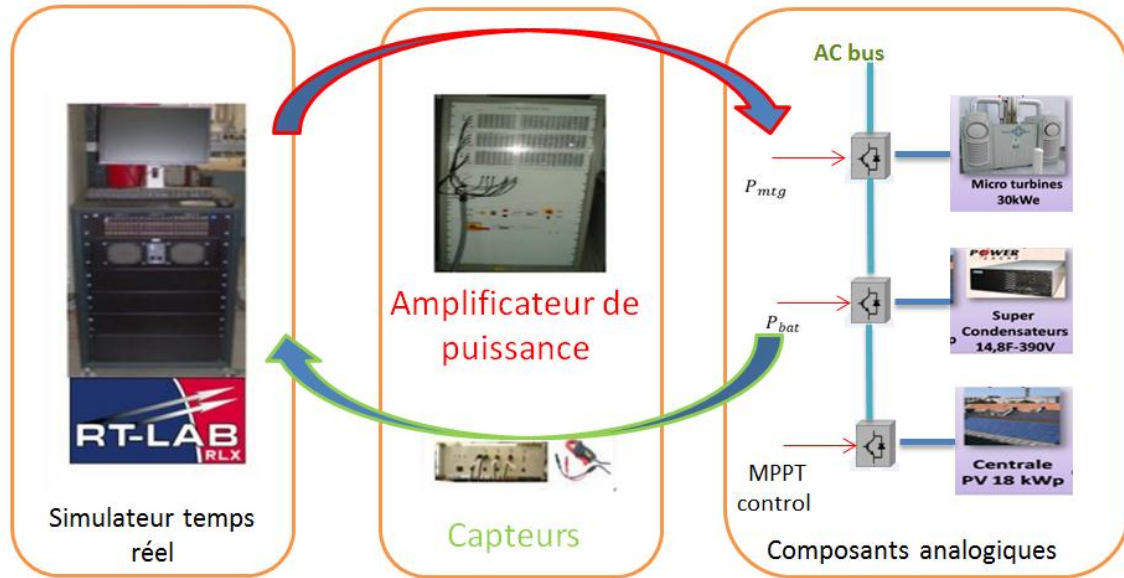


Figure 3-16 Principe de fonctionnement du simulateur Temps réel RT-LAB

## II.6.2. Banc de stockage

Afin d'intégrer un système de stockage réel dans la simulation temps réel, un banc de test automatisé a été réalisé au cours de ces travaux afin de contrôler la puissance échangée avec le réseau. Au moment où nous avons commencé l'implémentation des algorithmes développés, un tel système de stockage de batterie n'existait pas. Nous avons opté pour utiliser une super capacité déjà disponible et créer une armoire de puissance afin de contrôler le transit de puissance. Le temps de réponse de la super capacité étant très rapide, nous avons filtré la puissance de référence calculée par le superviseur prédictif afin de reproduire le comportement de la batterie.

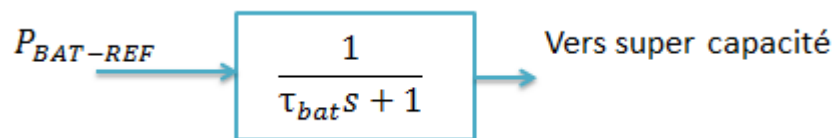


Figure 3-17 Reproduction du comportement de la batterie

La super capacité est connectée avec le réseau de distribution comme montré sur la Figure 3-18 via deux convertisseurs de puissance. Le premier est un onduleur monophasé utilisé comme hacheur entrelacé. Le courant issu de la batterie, divisé par deux, et chacun des courants sont envoyés vers un bras de l'onduleur monophasé. La commande contrôle les commutations des IGBT de telle sorte que les deux courants soient diphasés, et leur somme permet de réduire l'ondulation du courant et par

conséquent réduire la taille du filtre. L'onduleur triphasé va injecter ou absorber des courant alternatifs, et ce selon le signe de la puissance de référence souhaitée.

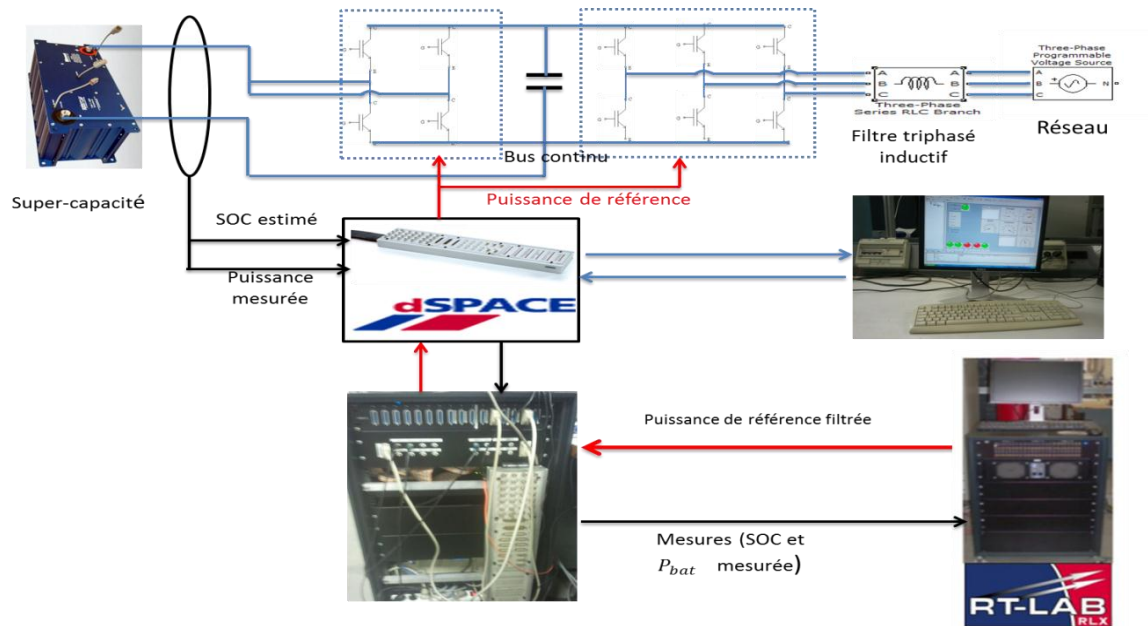


Figure 3-18 Synoptique général du banc de test

Une interface interactive sous control-desk a été créée afin d'envoyer les références et recevoir les mesures vers la carte entrées/sorties de la carte dSPACE. Plusieurs modes ont été créés : mode initial, mode charge, mode décharge, mode normal, l'interface permet de commander les différents contacteurs pour changer de mode. La référence de la puissance peut être introduite manuellement (à partir de l'interface) ou peut être envoyée par RT-Lab comme illustré sur la Figure 3-19. Ensuite les mesures de la puissance réelle et de l'état de charge de la batterie estimé sont ensuite envoyées au superviseur.

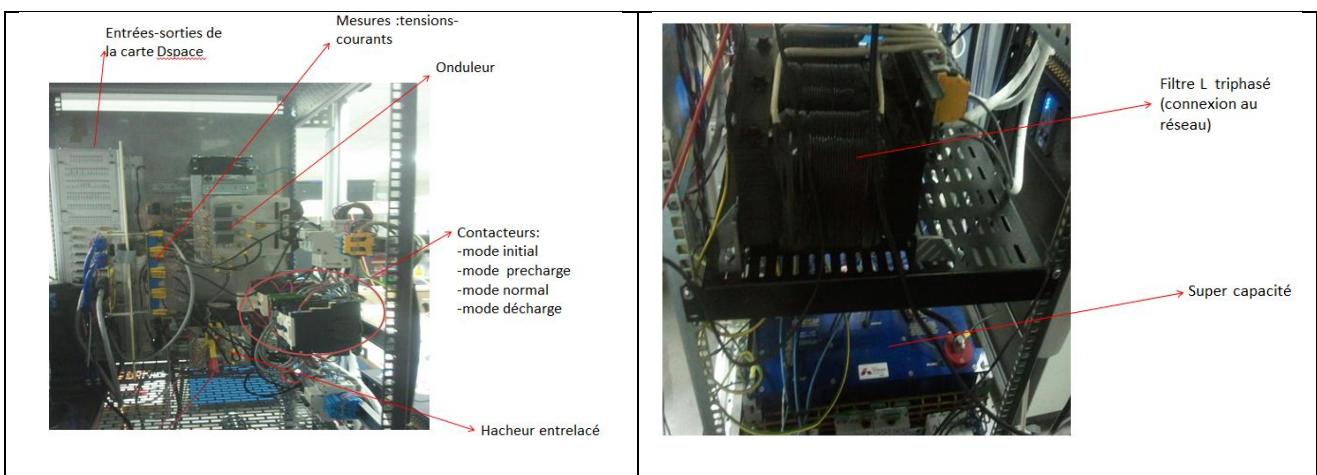


Figure 3-19 Armoire de puissance réalisée

Les résultats expérimentaux avec un système de stockage réel, panneaux solaires réels, microturbine virtuelle et réseau réel sont illustrés sur la figure 3-20 et ce pour une durée d'un quart d'heure.

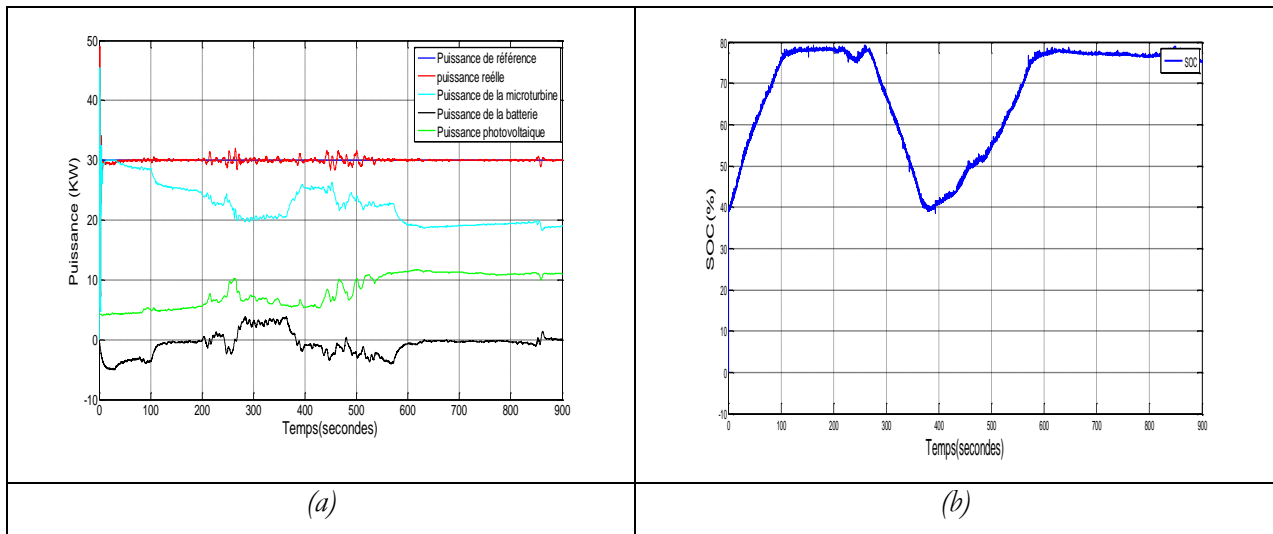


Figure 3-20 Résultats expérimentaux pour un profil de puissance relativement stable  $H_p=10$  s

La Figure 3-20 montre que pour un profil de puissance photovoltaïque relativement stable la puissance totale produite suit généralement bien la puissance de référence. La figure (b) montre que l'état de charge de la batterie respecte les contraintes imposée par le superviseur (0,3-0,8). Un profil de puissance photovoltaïque très fluctuant a été testé comme on peut le constater sur la Figure 3-21, les variations de puissance étant très brusques. L'horizon de prédiction considéré dans ce cas de figure est de 10 secondes. La forme d'onde de la puissance produite ne suit pas la puissance de référence, comme dans le cas précédent. Cela est dû aux variations de la puissance d'origine solaire ainsi que les éléments du système hybride dont les temps de réponses sont relativement lents par rapport à ces fluctuations.

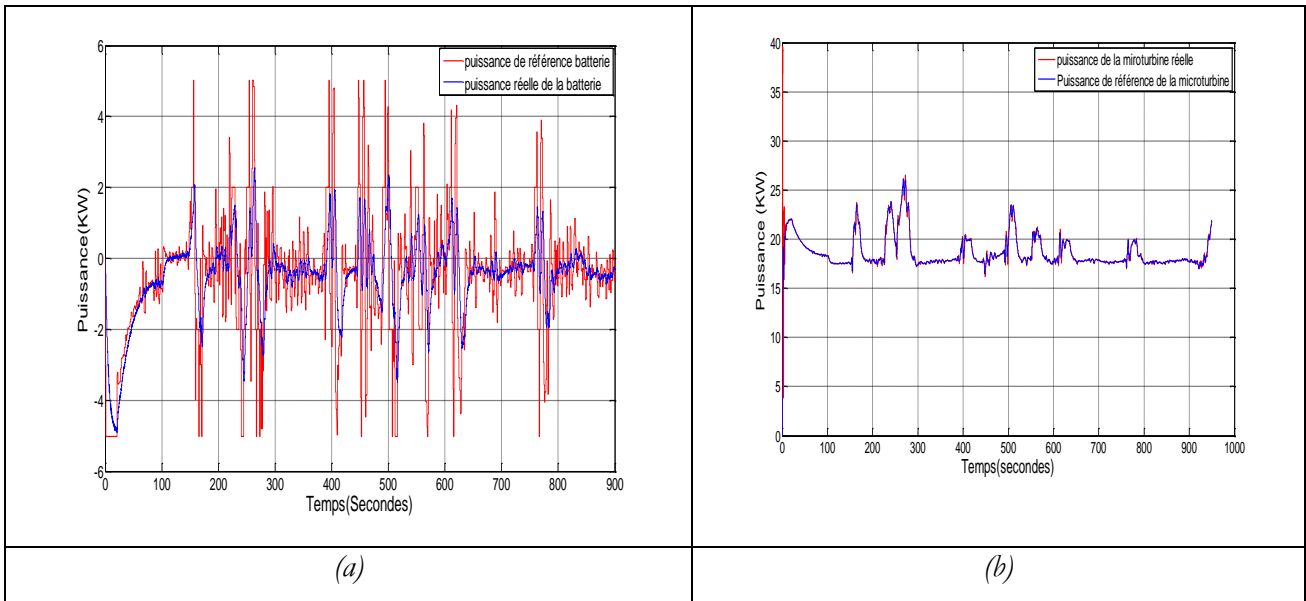


Figure 3-21 Allure des puissances de la microturbine (b) et de la batterie (a) ainsi que leurs références  $H_p=10s$

On constate que lorsque des variations brusques surgissent le superviseur sollicite la batterie plus que la microturbine car sa constante de temps est plus faible. Le superviseur génère la puissance de référence des composants non seulement pour maintenir l'équilibre entre la puissance produite et sa référence mais aussi pour réduire le cyclage de la batterie, et minimiser les coûts liés à la microturbine (fuel et émissions polluantes).

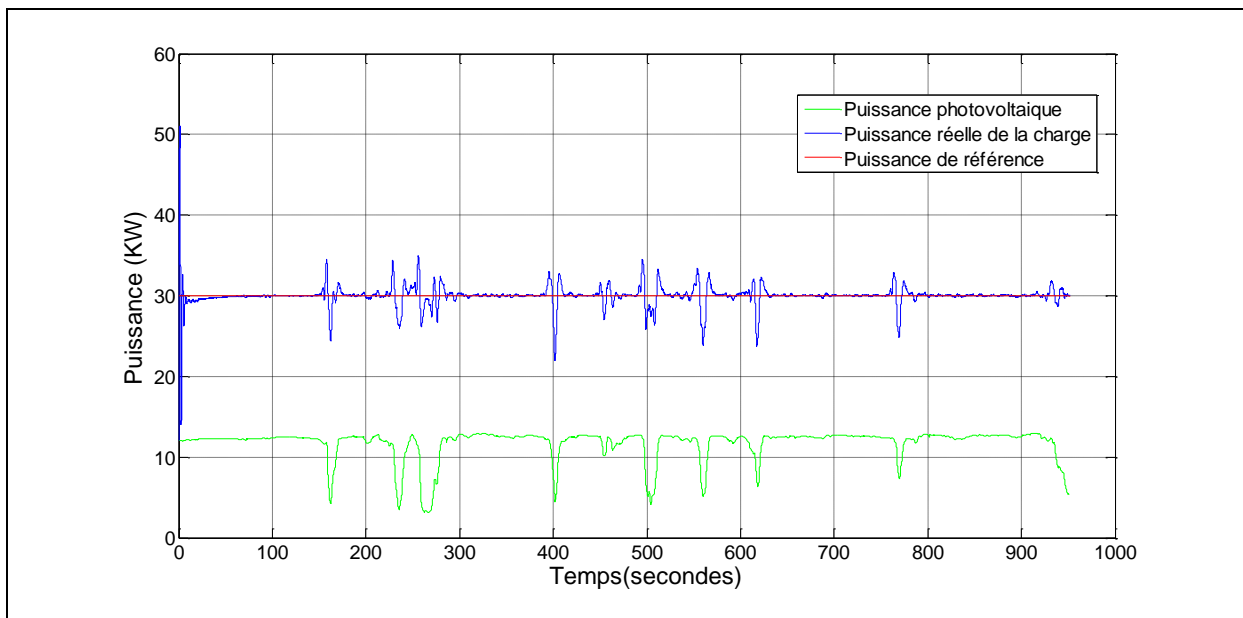


Figure 3-22 Allure de la puissance produite et de la puissance photovoltaïque avec prédictions  $H_p=10s$

La Figure 3-22 montre que les prédictions sont bien prises en compte par le superviseur lors de l'envoi des puissances de référence. L'effet anticipatif est bien visible. Afin de comparer l'intérêt de tenir compte des prédictions, le même profil photovoltaïque est appliqué à la cellule multisources mais cette fois ci sans tenir compte des prédictions. Les résultats expérimentaux sont illustrés sur la Figure 3-23. On constate que lorsqu'on ne tient pas compte des prédictions, la puissance produite suit mieux sa référence que dans le cas où les prévisions sont prises en compte par le superviseur. Comme le superviseur n'a pas d'information sur les futures valeurs des paramètres exogènes, la batterie est sollicitée plus souvent pour réduire l'écart entre la puissance réelle et sa référence car c'est l'élément qui possède la dynamique la plus rapide de la cellule multisources. Sachant que le problème est multiobjectif, le suivi de puissance ne peut être considéré seul comme « objectif ». En effet, la solution du problème d'optimisation doit tenir compte des autres termes de la fonction coût .

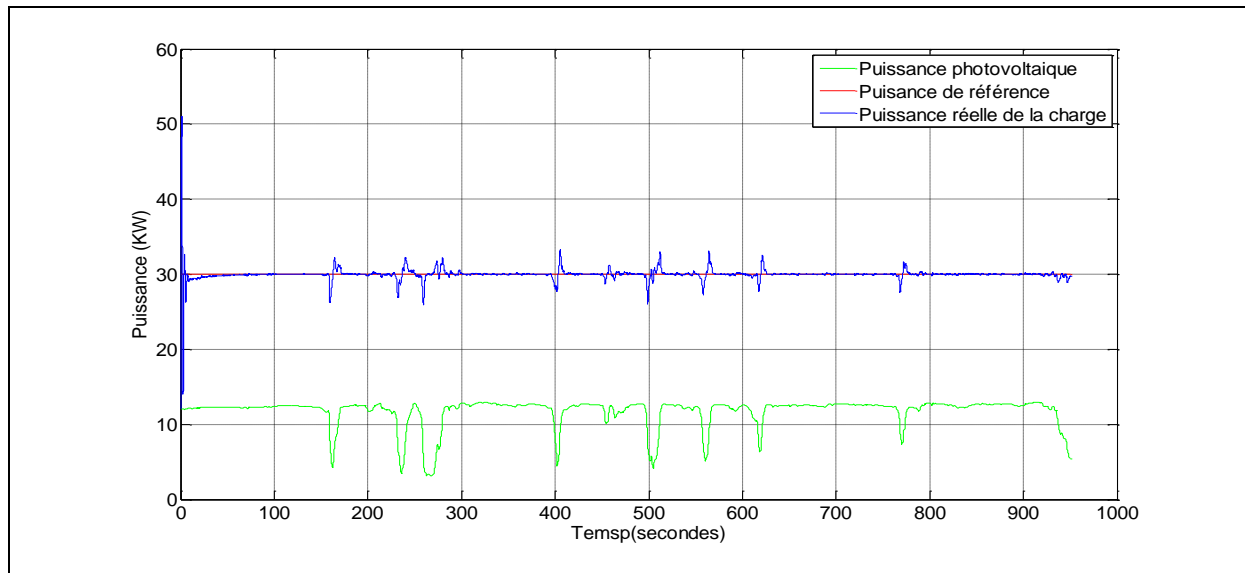


Figure 3-23 Allure de la puissance produite et de la puissance photovoltaïque sans prédictions

La Figure 3-24 montre l'état de charge de la batterie pour chacun des scénarii (avec et sans prédictions). On constate, que lorsqu'on tient compte des prédictions, la batterie est moins sollicitée et par conséquent moins utilisée. Notons, que la super capacité possède une très faible capacité comparativement à la batterie initialement dimensionnée (chapitre II). C'est la raison pour laquelle elle se charge en un laps de temps très court.

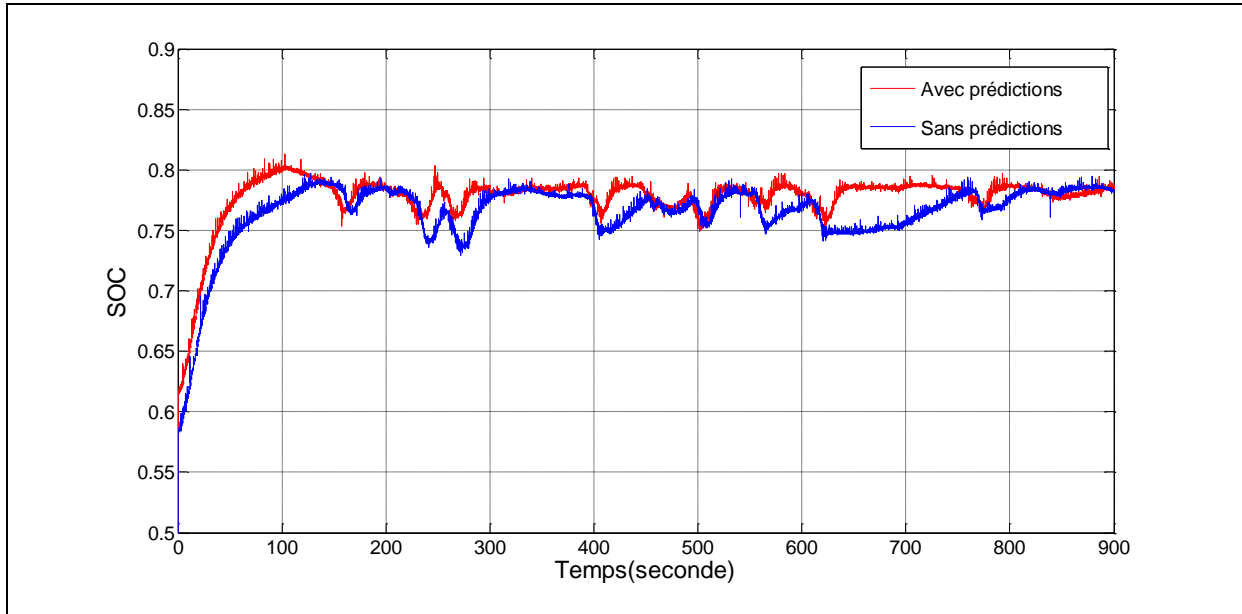


Figure 3-24 Allure de l'état de charge de la batterie

Afin de montrer l'intérêt de l'algorithme proposé, nous avons évalué les coûts de trois différents algorithmes et ce pour la cellule multisources avec la batterie dimensionnée avec le logiciel HOMER. Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau 3-7 et ce pour une journée.

	Algorithme hiérarchique	Superviseur prédictif sans prédictions	Superviseur prédictif avec prédictions
<b>Emissions Co2 (Kg)</b>	358	385.58	371.82
<b>Coût des émissions (€)</b>	6.098	6.555	6.321
<b>Coût de fuel (€)</b>	55.33	30.14	31.45
<b>Coût d'usure de la batterie (€)</b>	1.782	5.83	4.76
<b>Total (€)</b>	63	42.52	42.53

Tableau 3-7 Evaluation des différents algorithmes

On constate que l'algorithme hiérarchique qui privilégie la microturbine à la batterie présente le coût total le plus élevé. Néanmoins, la batterie n'est quasiment pas cyclée car elle n'est utilisée que rarement. Les deux algorithmes de supervision présente un coût global quasi identique. Par contre quand les prévisions sont prises en compte la batterie est moins utilisée, ce qui permet d'allonger sa durée de vie et éventuellement rentabiliser plus rapidement le système hybride. L'algorithme de supervision à base de commande prédictive qui tient compte des prédictions des paramètres exogènes, utilise la liaison au réseau dont l'énergie échangée est quasi nulle (intégrale d'erreur de puissance) afin de mieux gérer la puissance au niveau de la cellule multisources.



## **Conclusion**

Au cours du chapitre I, nous avons présenté quelques travaux sur les méthodes de supervision pour les systèmes multisources et nous nous sommes particulièrement intéressés à la supervision par commande prédictive. En effet, c'est un outil adapté au pilotage d'une cellule multisources, en raison de la possibilité de tenir compte des dynamiques intrinsèques de ces composants et des futurs profils de la charge et des ressources renouvelables. Ainsi, nous avons proposé un superviseur qui calcule les consignes à envoyer aux éléments contrôlables de la cellule multisources, sur un horizon de prédiction, en minimisant un critère non-linéaire formulé sous forme homogène (en €). Ce critère tient compte non seulement du suivi de puissance, mais aussi des émissions nocives, de la consommation de fuel ainsi que le « cyclage » de la batterie. La comparaison entre un superviseur à base de commande prédictive et un superviseur classique nous a permis d'apprécier l'aspect anticipatif du superviseur à base de commande prédictive qui permet d'évaluer la sortie future du système hybride et de prendre en compte des prédictions des paramètres exogènes. Le tableau comparatif 3-7 nous montre que le coût global de l'exploitation de la cellule multisources avec les deux algorithmes (avec prédictions et sans prédictions) est relativement le même. Néanmoins, on constate que le coût du cyclage est nettement inférieur si l'on tient compte des prédictions. Ainsi, nous avons montré l'importance de considérer les prédictions à court termes et de concevoir un critère qui doit non seulement tenir compte des performances de coût mais aussi de considérations liées aux éléments des systèmes, par exemple le vieillissement de la batterie. Le choix de la stratégie de supervision est primordial pour mieux intégrer les ressources renouvelables de façon massive dans les réseaux électriques, en combinaison à d'autres sources. Afin de montrer la validité de l'algorithme proposé, des expériences ont été réalisées sur un système réel.

L'objectif du chapitre suivant est de montrer la généralité de la stratégie développée en ajoutant d'autres éléments, et de faire varier l'horizon de prédiction en fonction de leurs pertinences.

# Chapitre IV : Supervision d'une cellule multisources : Modularité et changement de structure

## Introduction

Au cours de ce chapitre, un système hybride constitué d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques, d'une microturbine à gaz ainsi que d'un système de stockage est étudié. L'objectif est de montrer la modularité du superviseur à base de commande prédictive proposé. En effet, l'éolienne peut être utilisée comme une source contrôlée (sous-exploitée) ou totalement exploitée avec le contrôleur MPPT (en introduisant le modèle de l'éolienne dans le modèle du système hybride). Le critère est formulé sous une forme homogène ( en €), ce qui nous permettra de régler la commande prédictive.

Ensuite, on introduira un horizon de prédiction dynamique en utilisant une technique de détection dans le but de réagir à une perturbation (passage d'un nuage, fluctuations du vent ...etc.) et nous montrons l'intérêt de faire varier l'horizon de prédiction en fonction de la pertinence des prédictions et le comparons à une stratégie à horizon de prédiction statique.

La cellule multisources choisie est représentée par la Figure 4-1 qui comporte en sus des panneaux photovoltaïques, une microturbine, un système de stockage , une éolienne.

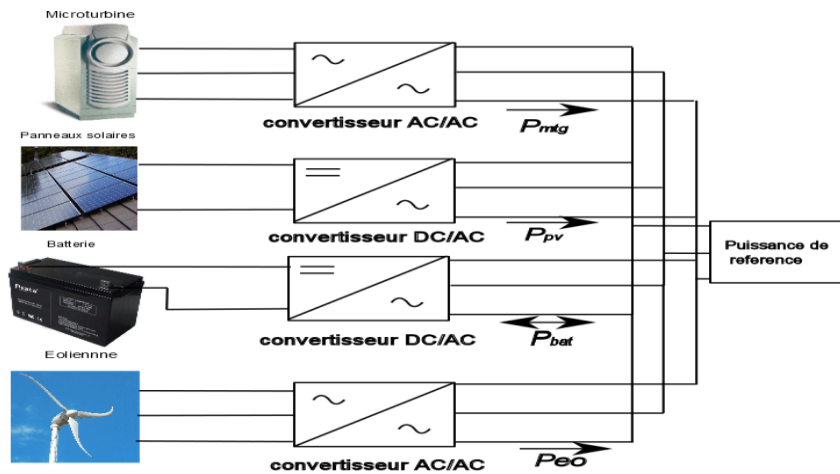


Figure 4-1 La cellule multisources avec l'ajout d'une éolienne

## **I. Modularité de la structure**

L'ajout d'une éolienne au système hybride nécessite un redimensionnement de la cellule. Le Logiciel Homer (présenté dans chapitre II) est utilisé afin de dimensionner la nouvelle cellule et ainsi de faire le lien entre architecture, dimensionnement. L'idée est de montrer l'aspect modulaire de la stratégie de supervision, l'éolienne pouvant être utilisée comme une source contrôlée ou comme une source pure d'énergie fluctuante en zone de maximisation de la puissance. L'ajout d'un élément nécessite une caractérisation de ce dernier afin de montrer les caractéristiques intrinsèques de l'élément nouveau et comprendre les contraintes liées à son fonctionnement. Le modèle de l'éolienne est déjà explicité au cours du chapitre II dédié à la modélisation. Nous allons maintenant expliquer l'intérêt de la supervision par commande prédictive, en explicitant sa modularité.

### **I.1. Supervision optimale de la nouvelle cellule : éolienne contrôlée en zone MPPT**

L'architecture du superviseur à base de commande prédictive est représentée dans la Figure 4-2. La puissance des panneaux photovoltaïques est la puissance mesurée à la sortie de l'onduleur côté réseau de distribution. Le modèle des panneaux solaires n'est pas pris en compte lors de la synthèse du superviseur. Uniquement les modèles de la microturbine, de la batterie et l'éolienne sont intégrés dans le superviseur prédictif. Prendre en compte le modèle du générateur éolien lors de la synthèse de la structure de supervision nous permettra de prendre en compte sa dynamique intrinsèque, c'est-à-dire, en fonction de la future trajectoire (prévision des paramètres exogènes), le superviseur, comprenant le modèle interne du système hybride dont l'éolienne, envoie les références aux éléments contrôlables afin d'obtenir le comportement désiré de la cellule multisources.

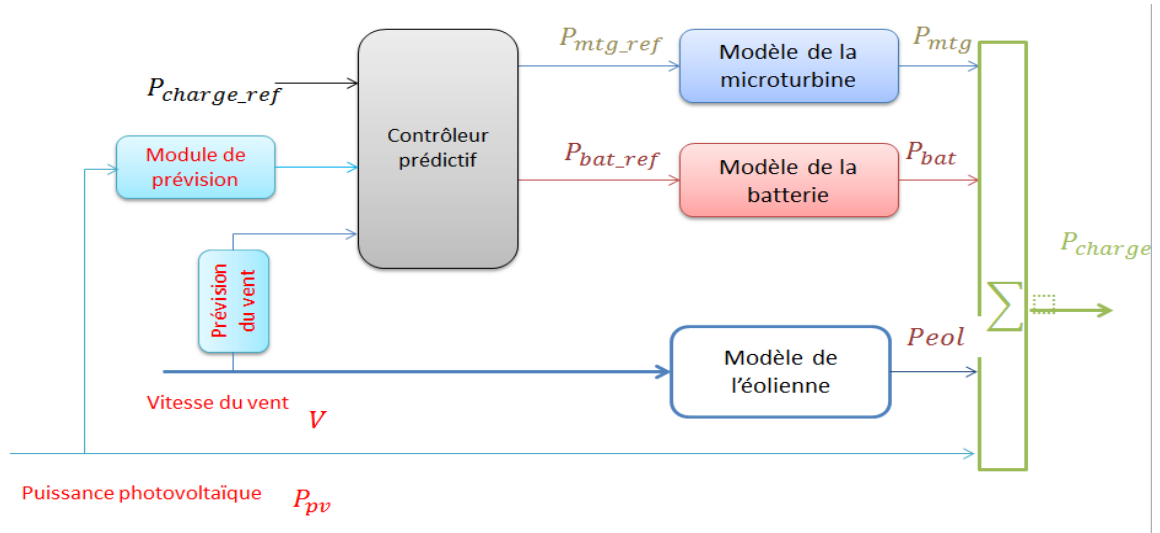


Figure 4-2 Synoptique de l'architecture de contrôle

En plus de la prise en compte du modèle de la turbine éolienne, le critère d'optimisation a été modifié afin de prendre en compte l'introduction du nouvel élément dans l'architecture de la cellule multisources. Il s'agit, en plus de la ressource photovoltaïque, d'intégrer la puissance produite par le générateur éolien ainsi que les prédictions de la vitesse du vent. La fonction objectif à minimiser est donnée par :

$$\begin{aligned}
 J = & \sum_{k=0}^{H_p} \alpha (P_{d,k} - P_{pv,k} - P_{eol,k} - P_{bat,k} - P_{mtg,k})^2 \\
 & + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{fuel,k})^2 + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{emissions,k})^2 \\
 & + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{cycling,k})^2
 \end{aligned} \tag{4-1}$$

sous les contraintes :

$$\begin{aligned}
 P_{mtg,min} & \leq P_{mtg,k} \leq P_{mtg,max} \\
 P_{bat,min} & \leq P_{bat,k} \leq P_{bat,max} \\
 SOC_{min} & \leq SOC \leq SOC_{max}
 \end{aligned} \tag{4-2}$$

avec

- $P_d$  : représente la puissance demandée par la charge,
- $P_{pv}$  : représente la puissance issue des panneaux solaires,
- $P_{eol}$  : représente la puissance délivrée par l'éolienne,
- $P_{mtg}$  : représente la sortie en puissance de la microturbine à gaz,
- $P_{bat}$  : représente la puissance de la batterie,

- $C_{fuel}$  : représente la fonction coût concernant la consommation du fuel,
- $C_{emissions}$  : représente la fonction coût concernant les émissions  $CO_2$ ,
- $C_{cyclage}$  : représente la fonction coût du cyclage de la batterie,
- $P_{mtg,min}$  ,  $P_{mtg,max}$  sont respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la microturbine à gaz,
- $P_{bat,min}$  ,  $P_{bat,max}$  : sont respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la batterie
- $SOC$  : représente l'état de charge de la batterie,
- $SOC_{min}$  ,  $SOC_{max}$  : sont respectivement la limite inférieure et supérieure de l'état de charge de la batterie .

Le critère à optimiser contient en plus des termes précédemment explicités au cours du chapitre III, un terme qui nous permet de maintenir l'équilibre entre la puissance demandée par le réseau et la puissance produite par tous les éléments de la cellule multisources, en l'occurrence, la somme des puissances produites comme montré dans l'équation (4-3).

$$P_d = P_{pv} + P_{bat} + P_{mtg} + P_{eol} \quad (4-3)$$

où :

- $P_d$  : la puissance de la charge (demandée par le réseau),
- $P_{pv}$  : la puissance produite par les panneaux photovoltaïques,
- $P_{eol}$  : la puissance produite par le générateur éolien,
- $P_{bat}$  : la puissance de la batterie échangée avec le réseau (peut être positive ou négative),
- $P_{mtg}$  : la puissance produite par la microturbine à gaz.

Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre III, une éolienne possède généralement deux zones de fonctionnement : une zone pour optimiser l'extraction de la puissance (MPPT) et une zone de limitation de puissance (variation de l'angle de calage). On s'intéresse uniquement à la zone où l'on optimise la puissance extraite du vent. La stratégie de contrôle en zone MPPT est représentée par la Figure 4-3.

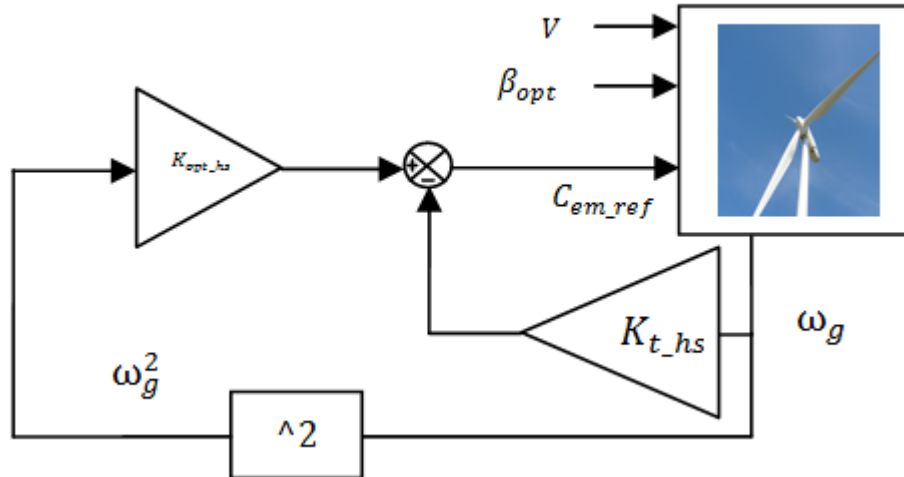


Figure 4-3 Architecture de contrôle en zone MPPT

Afin de contrôler la turbine éolienne en zone MPPT (voir chapitre II), on pilote le couple de la machine via les convertisseurs de puissance, en utilisant la mesure de vitesse de la génératrice  $\omega_g$  ainsi que l'équation :

$$C_{em} = K_{opt\_hs} \omega_g^2 - K_{t\_hs} \omega_g \quad (4-3)$$

Avec:  $K_{opt\_hs} = \frac{K_{opt}}{G^3}$  et  $K_{t\_hs} = K_g + \frac{K_r}{G^2}$

Le superviseur proposé prend en compte le modèle du système hybride composé de l'éolienne, de la batterie et de la microturbine à gaz ainsi que des prévisions court terme de la puissance photovoltaïque et de la vitesse du vent. Le module de prédiction de la vitesse du vent est similaire au module de prédiction de la puissance photovoltaïque développé au cours du chapitre III. Il est représenté par la Figure 4-4.

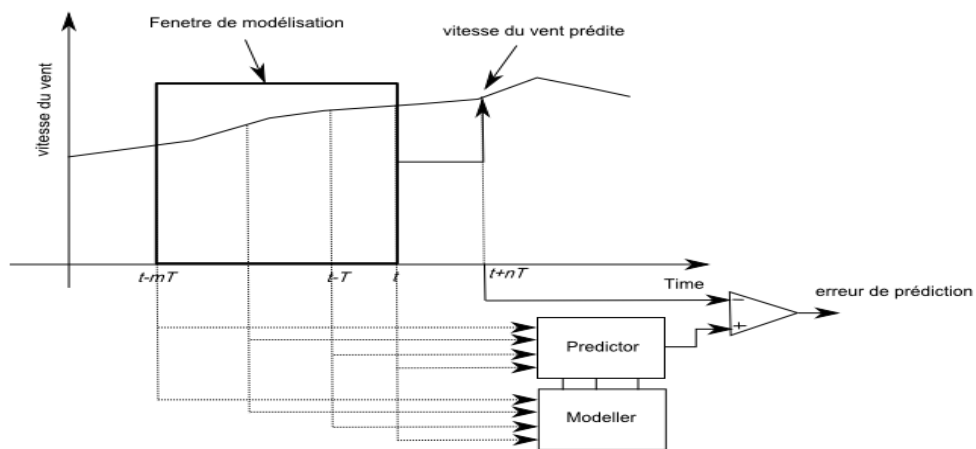
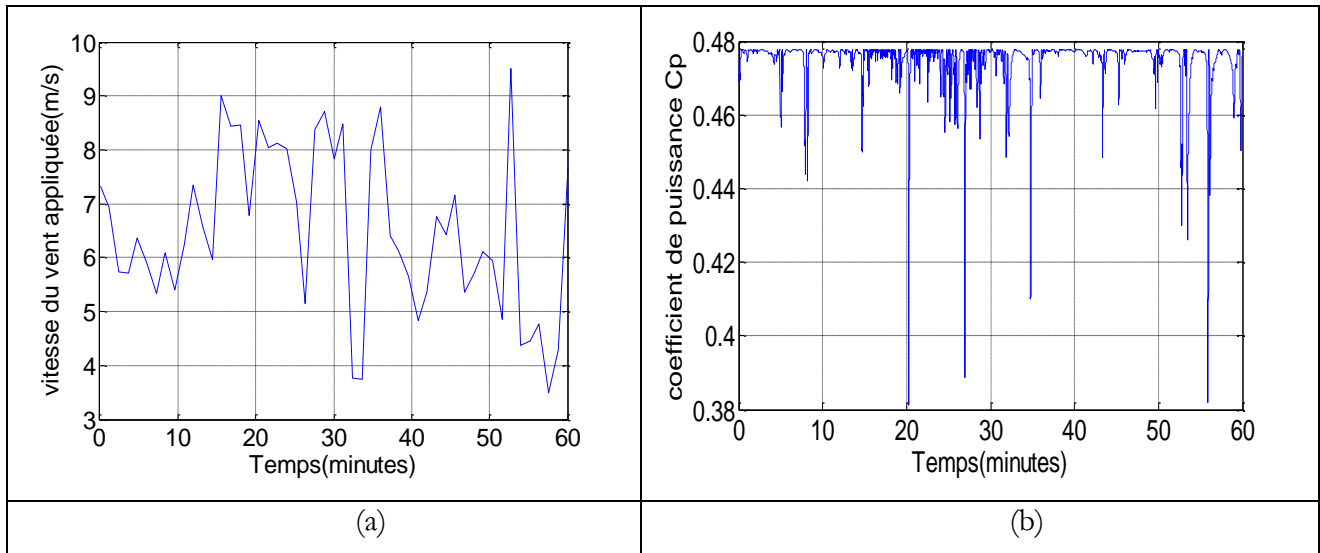


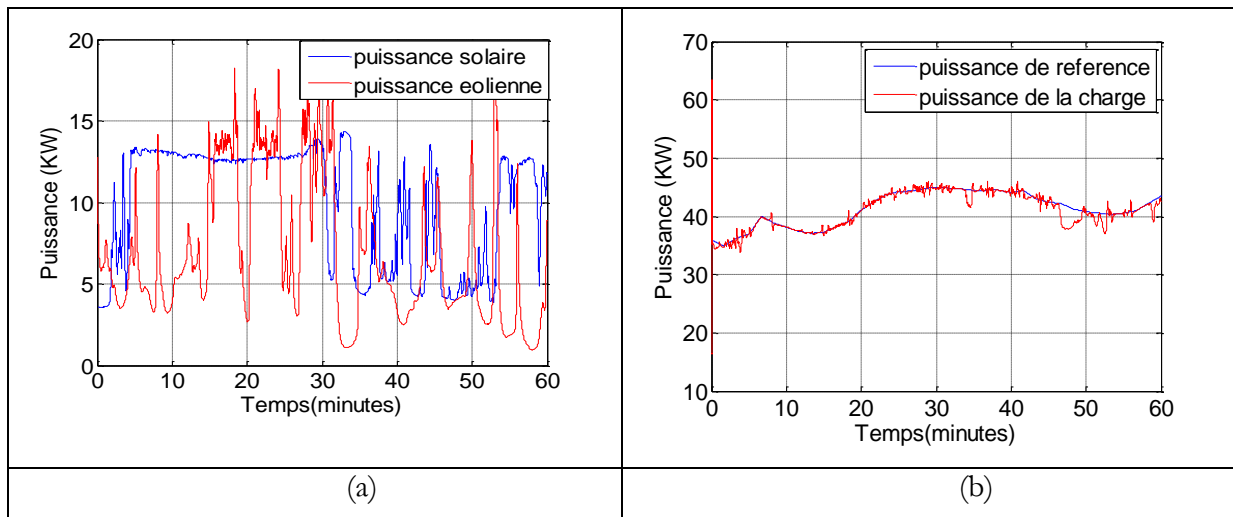
Figure 4-4 Module de prédiction la vitesse du vent

## I.2.Résultats de simulations et discussions

Un profil très fluctuant du vent a été appliqué pendant une durée d'une heure comme le montre la Figure 4-5 (a). On remarque que le coefficient de puissance  $C_p$  est maintenu autour de sa valeur nominale 0.48 afin d'extraire le maximum de puissance.



Le profil de la puissance issue du soleil est représenté sur la Figure 4-6 (en bleu) et le profil de la puissance éolienne est représenté en rouge. La Figure 4-6(b) montre que la puissance de référence est globalement bien suivie en dépit de la nature très fluctuante de la puissance d'origine renouvelable (solaire et éolienne).



On constate aussi que le décalage entre la puissance de référence est important pendant certaines périodes (par exemple entre 48 et 50 minutes). En observant les allures des puissances d'origines

renouvelables, pendant ce laps de temps, on constate qu'elles sont très faibles pendant que la charge à satisfaire est relativement élevée. La charge ne peut être satisfaite pendant cette période, car la batterie est arrivée à sa limite inférieure de saturation (batterie déchargée) et la microturbine fournit sa puissance maximale.

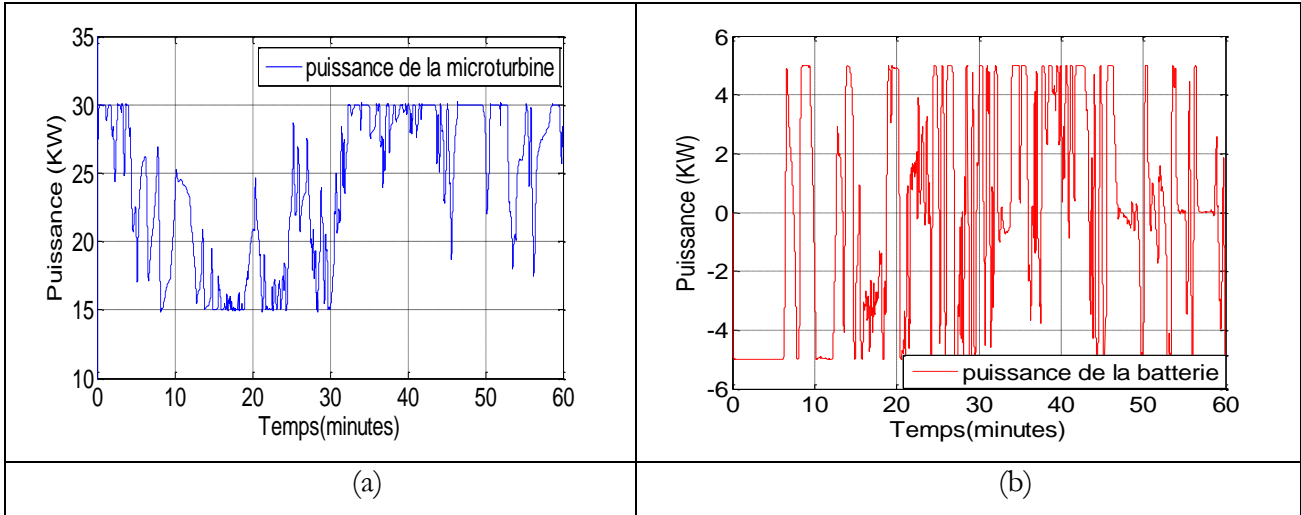


Figure 4-7 (a)Allure de la puissance de la microturbine, (b)Allure de la puissance de la batterie

La Figure 4-7 montre les puissances délivrées par la microturbine à gaz et le système de stockage. Les contraintes imposées à la microturbine ( $15KW \leq P_{mtg} \leq 30KW$ ) et à la batterie ( $-5KW \leq P_{mtg} \leq 5KW$ ) sont bien respectées. L'écart entre la puissance de référence et la puissance produite par les éléments de la cellule multisources est dû aux dynamiques relativement lentes de la batterie et de la microturbine par rapport aux fluctuations rapides de la puissance renouvelable comme le montre la Figure 4-8 (a).

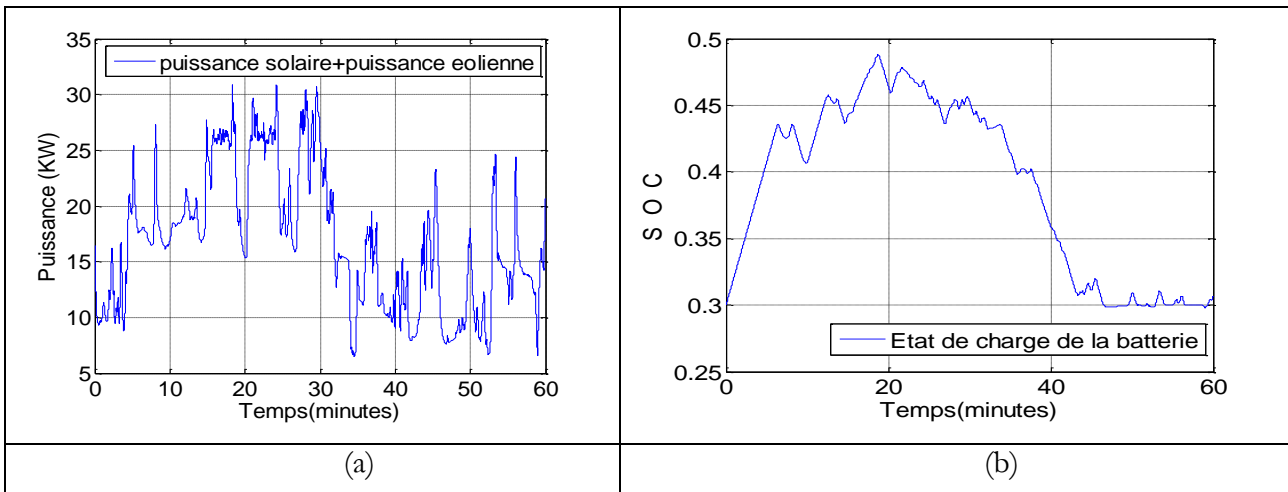


Figure 4-8 (a)Somme des puissances d'origine solaire et éolienne,(b)Etat de charge de la batterie



La figure4-8 (b) montre que les contraintes imposées sur l'état de charge de la batterie ( $30\% \leq SOC \leq 80\%$ ), afin d'allonger sa durée de vie, ont été bien respectées. On remarque aussi que la batterie se charge lorsque la puissance d'origine renouvelable est abondante et elle se décharge lorsqu'elle est peu abondante afin de répondre à la demande de la charge.

### I.3.Résultats expérimentaux

Rappelons qu'afin de reproduire le comportement réel de la batterie, le banc de test des super capacités réalisé a été utilisé. La puissance de référence envoyé à la super capacité est filtrée ( $\tau = 5 s$ ).

Le profil de la puissance mesurée à la sortie du contrôleur MPPT des panneaux photovoltaïques est représenté sur la Figure 4-9(a). La Figure 4-9(b) représente la puissance générée par l'éolienne virtuelle (simulée sous RT-Lab) suite à l'application d'un profil de vent variable (voire Figure 4-10 (a)).

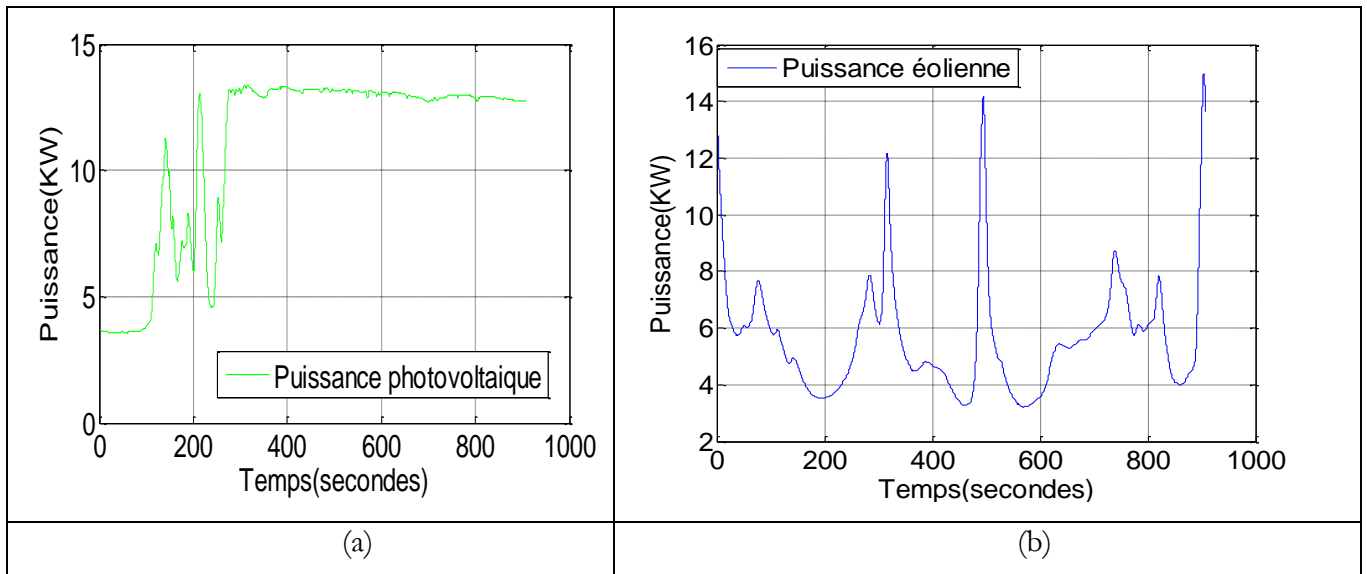


Figure 4-9 (a) Profil de la puissance photovoltaïque, (b) Profil de la puissance éolienne

La Figure 4-10 (b) montre l'allure du coefficient de puissance qui est maintenu à sa valeur optimale, en l'occurrence 0.47, afin d'extraire le maximum de puissance.

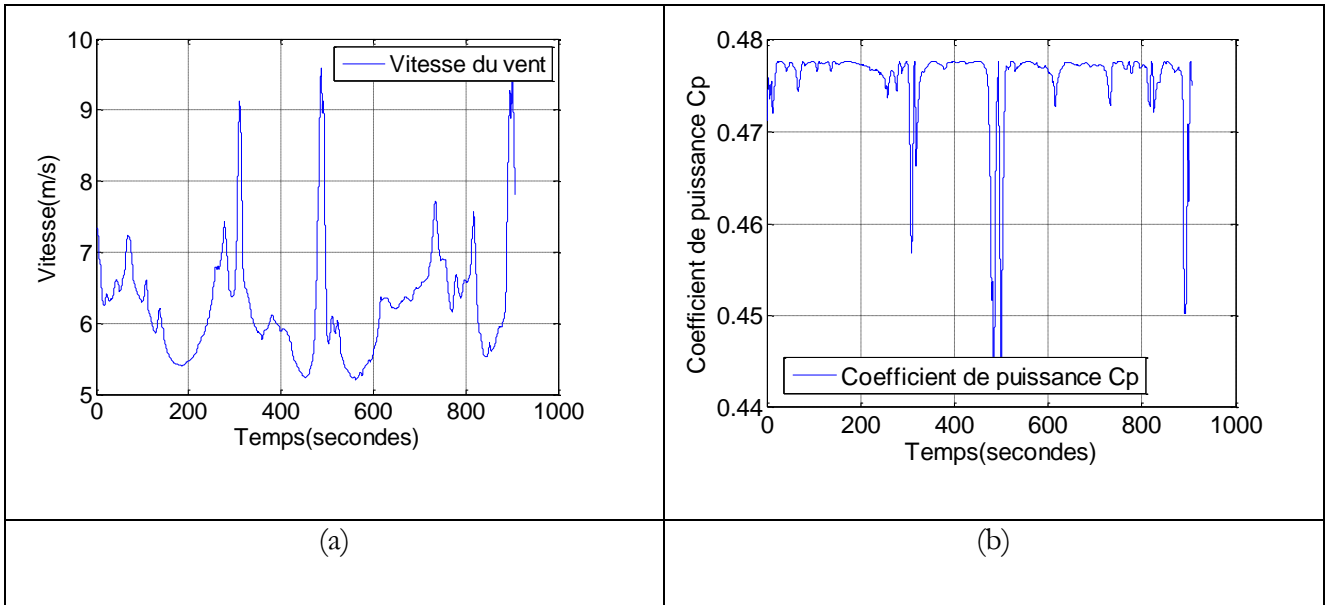


Figure 4-10 (a) Profil de vent appliqué à l'éolienne, (b) Profil du coefficient de puissance Cp

Les allures de la puissance totale produite et la puissance de consigne envoyée par le réseau sont illustrées sur la Figure 4-11. On remarque que lorsque la puissance d'origine renouvelable est fluctuante (éolienne et photovoltaïque), la puissance n'est pas parfaitement suivie notamment entre 100 s et 300 s. Par contre, quand l'une des puissances d'origine renouvelable est peu variable (puissance photovoltaïque) on constate que la puissance totale produite suit quasi parfaitement la puissance de référence (entre 500 s et 900 s). Cela est dû au fait que le modèle de la turbine éolienne est pris en compte lors de la conception du superviseur à base de commande prédictive. En outre, seule la puissance éolienne est fluctuante entre 500 s et 900 s. L'écart entre la puissance de référence et la puissance totale produite est dû au fait que la production d'origine renouvelable est importante et que les autres éléments sont arrivés à saturation comme on le verra sur les profils de puissance de la microturbine et de la batterie ainsi que l'état de charge de la batterie.

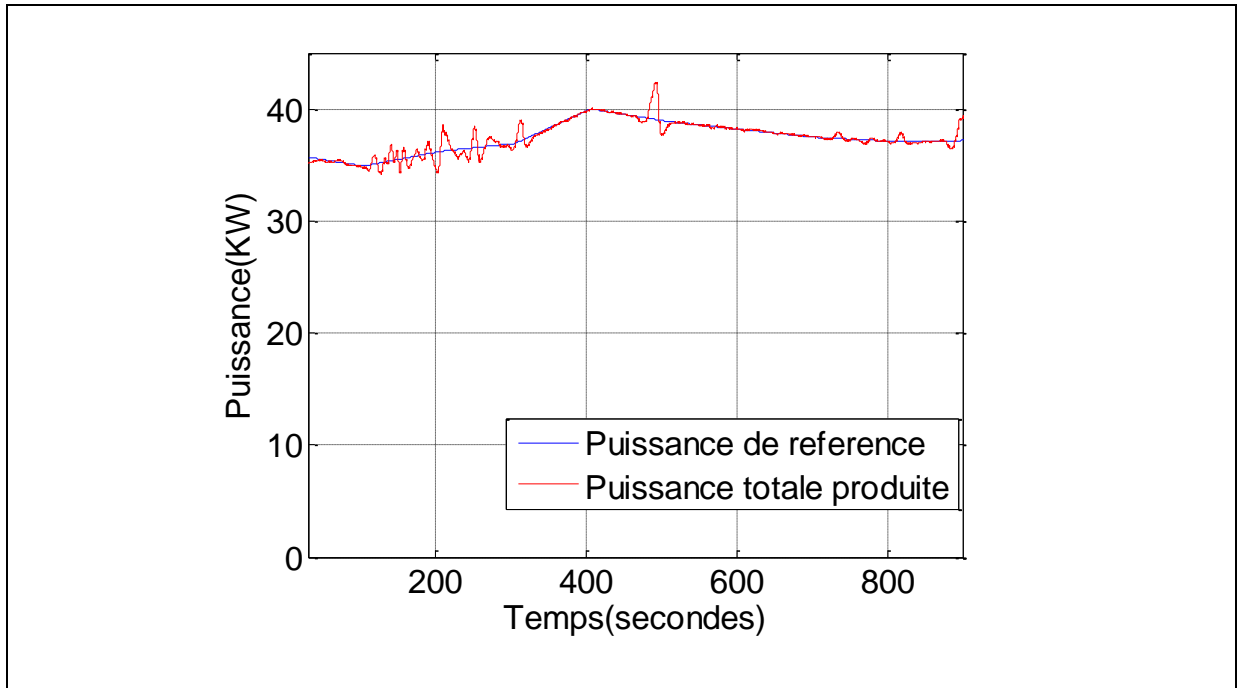


Figure 4-11 Allure de la puissance de consigne ainsi que la puissance de la charge totale produite

La figure 4-12 montre les allures de la puissance de la microturbine (a) et la puissance de la batterie (b). On constate que les contraintes imposées à la microturbine ainsi qu'à la batterie sont bien respectées.

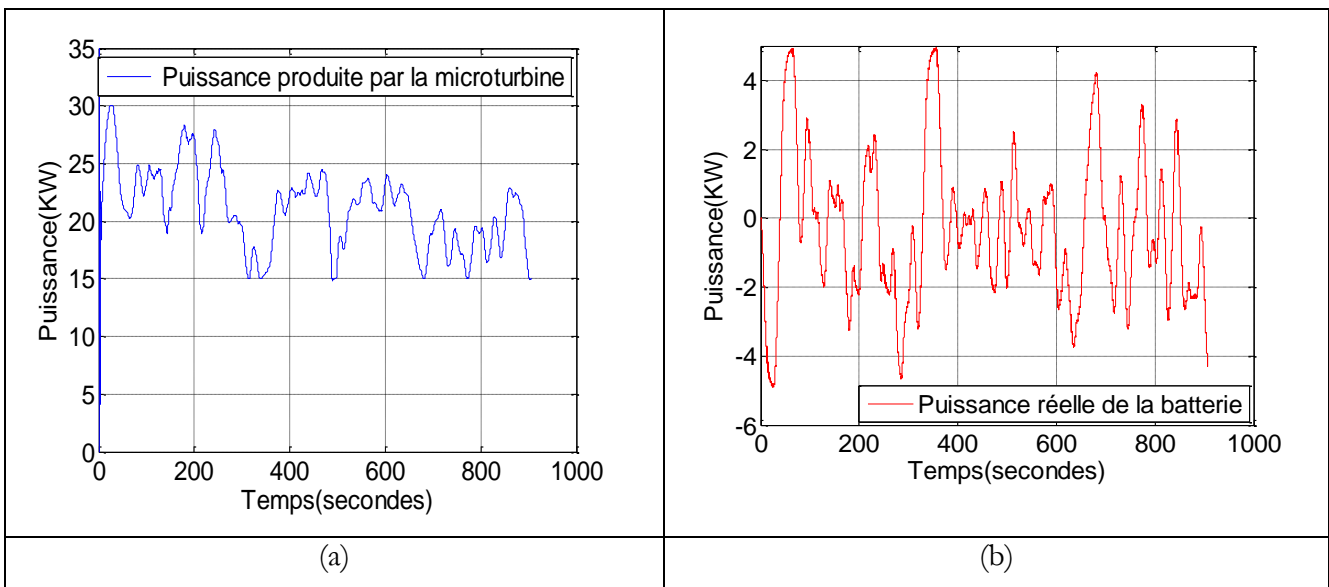


Figure 4-12 (a)Allure de la puissance de la microturbine,(b)allure de la puissance de la batterie

L'allure de l'état de charge du système de stockage est représentée par la Figure 4-13. Rappelons que le système de stockage est une super capacité dont on a ralenti la réponse afin de reproduire le comportement d'une batterie. C'est la raison pour laquelle l'état de charge arrive à la saturation rapidement. On constate que les limites imposées à l'état de charge sont bien respectées.

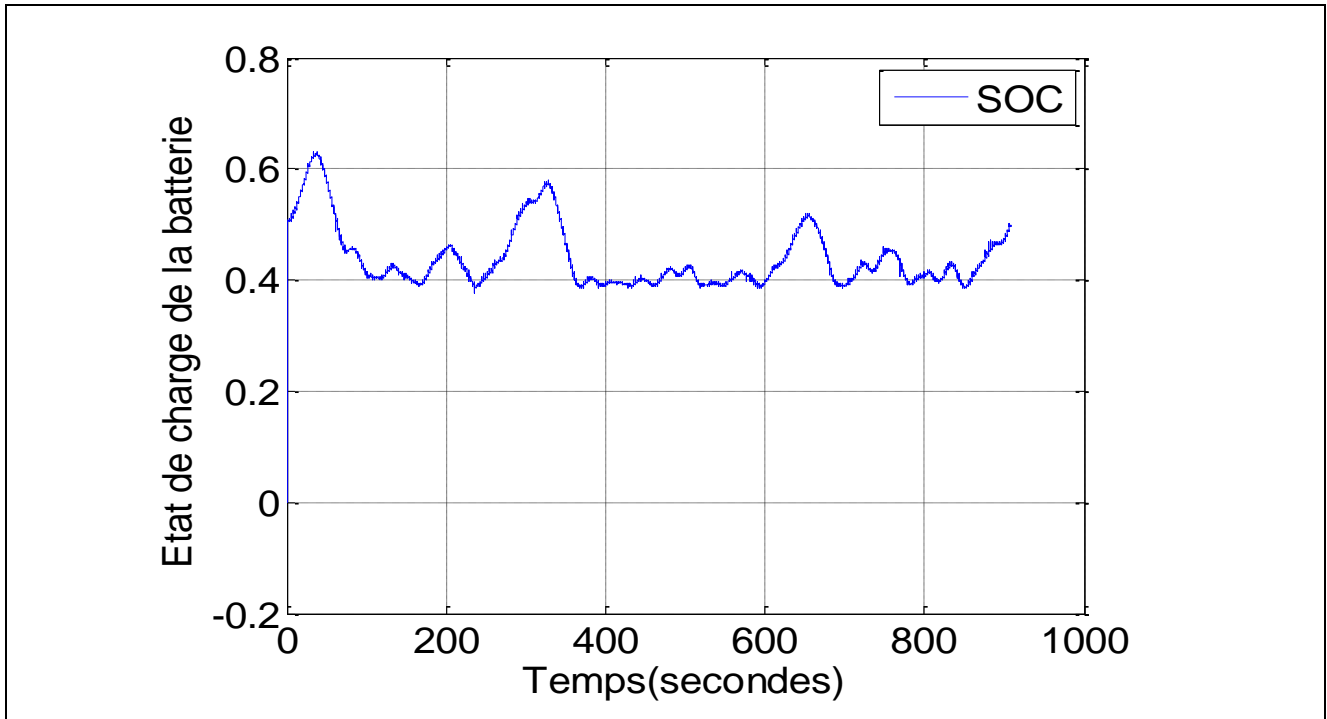


Figure 4-13 Allure de l'état de charge de la batterie

## II. Supervision optimale de la nouvelle cellule : éolienne contrôlée en mode dégradé

### II.1.Méthodes pour contrôler les éoliennes

Nous avons déjà explicité les principales zones de fonctionnement des éoliennes. Il s'agit d'une zone d'extraction maximale de puissance et d'une zone de contrôle utilisant l'angle de calage afin de limiter la sortie en puissance de l'éolienne. Les lois de réglage de ces générateurs éoliens peuvent être modifiées afin de permettre la fourniture des services système (réglage de fréquence ou de tension par exemple). Afin de permettre aux éoliennes de participer au réglage de fréquence, deux modes peuvent être utilisés [102] [103] :

- Participation à charge totale (la vitesse du vent est supérieure à la vitesse du vent nominale) : l'angle de calage va limiter la puissance active à une valeur inférieure à sa valeur nominale. La réserve en puissance peut être délivrée en réduisant la valeur de l'angle de calage (Figure 4-14).

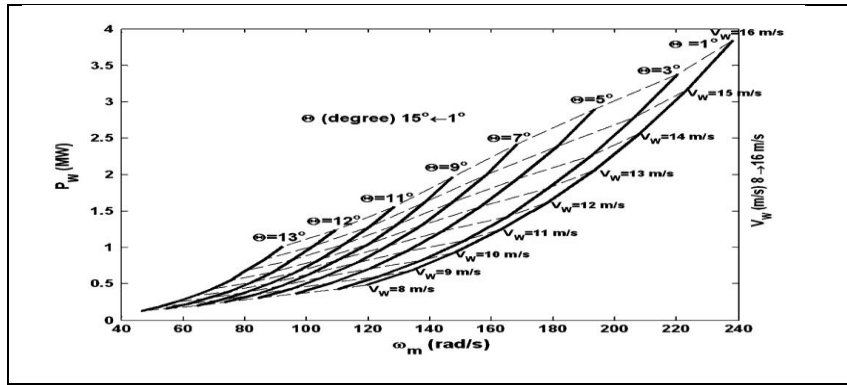


Figure 4-14 Influence de l'angle de calage sur la puissance

- La participation à charge partielle : dans ce cas la réserve en puissance peut être obtenue en réduisant le transfert de l'énergie de l'éolienne en énergie mécanique en utilisant l'angle de calage ou une vitesse du rotor appropriée. Dans le cas où la vitesse du rotor est utilisée, son augmentation par rapport au cas optimal permet aussi de garder une réserve de puissance en augmentant l'énergie cinétique (Figure 4-15).

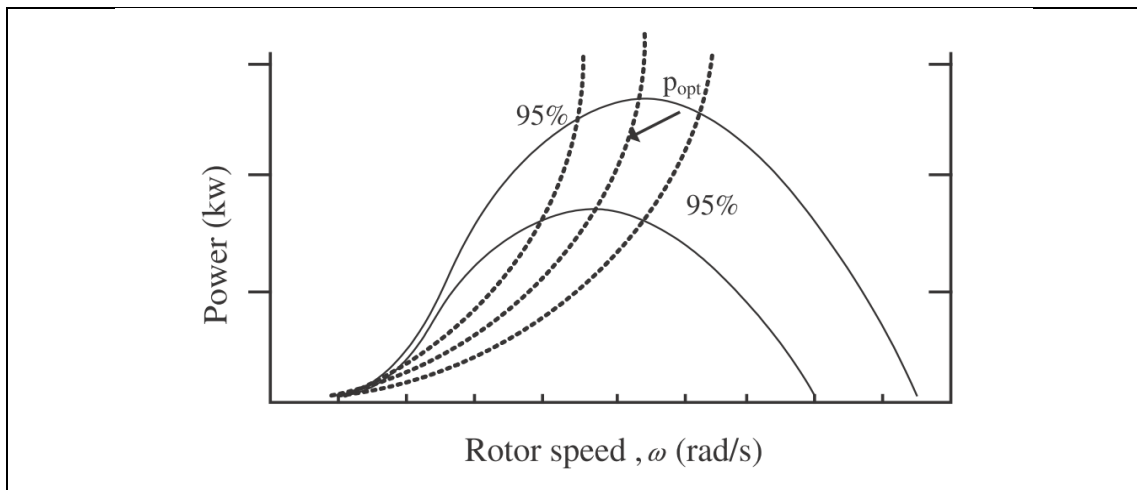


Figure 4-15 Contrôle de l'éolienne en mode dégradé (en variant la vitesse)

Notre objectif est de contrôler en dessous de la puissance maximale qu'on peut extraire dans le but d'optimiser la gestion de la puissance même si l'éolienne est sous-exploitée. En effet, la nature aléatoire et très variable de la ressource éolienne rend encore plus difficile la gestion du flux de puissance. Contrôler l'éolienne peut ainsi réduire les variations de la puissance et ainsi réduire le cyclage de la batterie et permettre un meilleur suivi de puissance. Le contrôle de l'éolienne doit être bien spécifié lors de la formulation du critère à minimiser.

## II.2. Superviseur proposé

L'objectif du superviseur prédictif consiste à maximiser les économies du fuel, minimiser les émissions polluantes, allonger la durée de vie de la batterie ainsi que maintenir l'équilibre entre la

puissance générée et la puissance demandée par le réseau tout en contrôlant l'éolienne en mode dégradé comme on l'a expliqué précédemment.

L'objectif peut être exprimé mathématiquement comme suit :

$$\min J \quad (4-4)$$

où :

$$\begin{aligned} J = & \sum_{k=0}^{H_p} \alpha (P_{d,k} - P_{pv,k} - P_{eol,k}^* - P_{bat,k} - P_{mtg,k})^2 \\ & + \beta \sum_{k=0}^{H_p} (P_{eol,k}^* - P_{eol,k}^{mppt})^2 + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{fuel,k})^2 \\ & + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{emissions,k})^2 + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{cyclng,k})^2 \end{aligned} \quad (4-5)$$

sous les contraintes suivantes :

$$\begin{aligned} P_{eol,k}^* & \leq P_{eol,k}^{mppt} \\ P_{mtg,min} & \leq P_{mtg,k} \leq P_{mtg,max} \\ P_{bat,min} & \leq P_{bat,k} \leq P_{bat,max} \\ SOC_{min} & \leq SOC \leq SOC_{max} \end{aligned} \quad (4-5)$$

avec

- $P_{eol}^{mppt}$  : la puissance maximale que peut délivrer l'éolienne,
- $P_{eol,k}^*$  : la puissance de l'éolienne en mode dégradé,
- $P_d$  : la puissance demandée par la charge,
- $P_{pv}$  : la puissance issue des panneaux solaires,
- $P_{eol}$  : la puissance délivrée par l'éolienne,
- $P_{mtg}$  : la sortie en puissance de la microturbine à gaz,
- $P_{bat}$  : la puissance de la batterie,
- $C_{fuel}$  : la fonction coût concernant la consommation de fuel ,
- $C_{emissions}$  : la fonction coût concernant les émissions  $CO_2$  ,
- $C_{cyclng}$  : la fonction coût du cyclage de la batterie,
- $P_{mtg,min}$  ,  $P_{mtg,max}$  : respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la microturbine à gaz ,

- $P_{bat,min}$  ,  $P_{bat,max}$  : respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la batterie,
- $SOC$  : représente l'état de charge de la batterie,
- $SOC_{min}$  ,  $SOC_{max}$  : respectivement la limite inférieure et supérieure de l'état de charge de la batterie.

Le premier terme du critère de performance vise à maintenir l'équilibre entre la puissance demandée par le réseau et la puissance produite par les éléments constituant la cellule multisources. Ce membre est à l'origine une contrainte qu'on a transformée en un critère. L'originalité lors de l'écriture de ce terme est de contrôler l'éolienne en dessous du point optimal obtenu généralement par l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking). En d'autres termes, cela va induire des pertes inutiles d'énergie en exploitant l'éolienne. Par contre vis-à-vis du fonctionnement global de la cellule multisources, cela ne peut avoir que des bénéfices comme réduire le cyclage de la batterie en réduisant sa sollicitation et améliorer le suivi de puissance.

Notons que le superviseur n'envoie pas uniquement les références de puissance aux éléments contrôlables: la microturbine et la batterie mais aussi à l'éolienne pour permettre de fonctionner en mode sous-optimal. Le second terme du critère de performance permet au superviseur de générer cette référence. La puissance de référence qu'on peut envoyer à l'éolienne ne peut excéder la puissance maximale extractible ( $P_{eol,k}^* \leq P_{eol,k}^{mpppt}$ ).

### II.3. Résultats de simulations

La Figure 4-16 nous montre le profil des puissances produites au sein de la cellule multisources. Entre 0 et 30 minutes, les panneaux photovoltaïques ne produisent pas de la puissance (courbe bleue). La courbe bleu clair représente la puissance totale produite par les éléments de la cellule multisources et le trait noir représente la puissance de référence envoyée par le réseau. Le trait vert est la puissance optimale que l'on extrait du vent (fonctionnement en MPPT). Le trait rouge est la puissance produite réellement par l'éolienne. On constate qu'elle se situe en dessous du point de fonctionnement optimal.

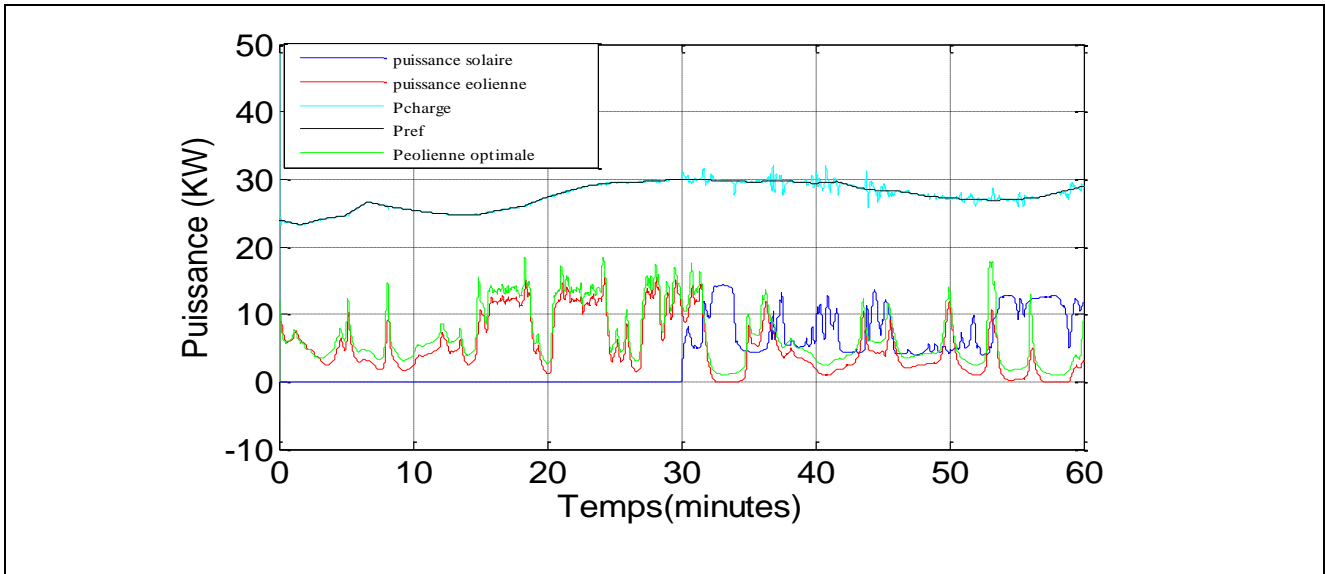


Figure 4-16 Allure des puissances de la charge ainsi que les ressources renouvelables

Néanmoins, entre 0 et 30 min la puissance totale produite suit presque parfaitement la puissance de référence. Cela est dû, en sus de la prise en compte du modèle de l'éolienne et des prédictions du vent, aux effets du contrôle de l'éolienne qui nous permet de réduire les effets néfastes des variations brusques de la vitesse du vent. Autrement dit, la puissance éolienne en zone MPPT est « filtrée ». Entre 30 et 60 min, les panneaux photovoltaïques, contrôlés en zone de fonctionnement optimal, commencent à produire de la puissance. On constate les effets de la fluctuation de la puissance d'origine photovoltaïque sur le suivi de puissance. Sans le contrôle de l'éolienne en mode dégradé, l'erreur entre la puissance de référence et la puissance totale produite par la cellule multisources serait plus élevée, comme on l'a constaté lors des essais avec l'éolienne contrôlée en zone MPPT où les fluctuations de la puissance éolienne et de la puissance d'origine solaire s'ajoutent.

La Figure 4-17 montre l'allure de la puissance échangée entre la batterie et le réseau ainsi que l'état de charge de la batterie. Elle montre bien que les limites imposées en puissance ( $\pm 5 \text{ kW}$ ) et sur l'état de charge (30 % -80%) sont bien respectées.



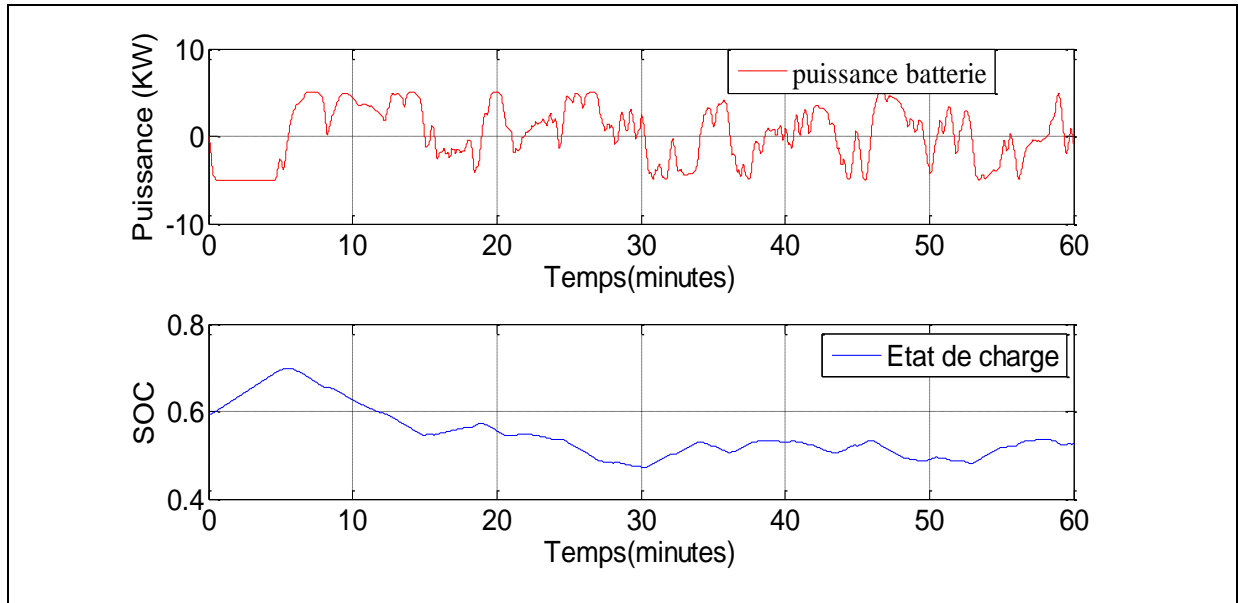


Figure 4-17 Allure de la puissance de la batterie et de son état de charge

## II.4. Résultats expérimentaux

Une simulation temps réel a été réalisée en utilisant le critère défini précédemment. La référence demandée par le réseau s'élève à 30 kW (Figure 4-18 (b)). On a supposé qu'elle est constante pendant un quart d'heure. Le profil des puissances produites par les panneaux photovoltaïques et l'éolienne contrôlée en mode dégradé est représenté par la Figure 4-18 (a). On constate que la puissance photovoltaïque est très fluctuante pendant les 300 premières secondes et stable pendant le reste de la simulation. On remarque que la puissance totale produite suit globalement bien la référence souhaitée. Néanmoins, on constate que lorsque la puissance d'origine photovoltaïque est très fluctuante la puissance produite ne suit pas parfaitement la consigne. Cela est dû au fait que la puissance photovoltaïque est totalement utilisée et les panneaux photovoltaïque sont contrôlés en mode MPPT. La puissance produite par l'éolienne contrôlée en mode dégradé est relativement stable et c'est la raison pour laquelle la puissance de consigne est bien suivie. Entre 400 et 600 secondes on constate un pic de puissance au niveau de la puissance produite par l'éolienne suite à un vent brusque. C'est la raison pour laquelle on voit le pic aussi au niveau de la puissance totale produite.

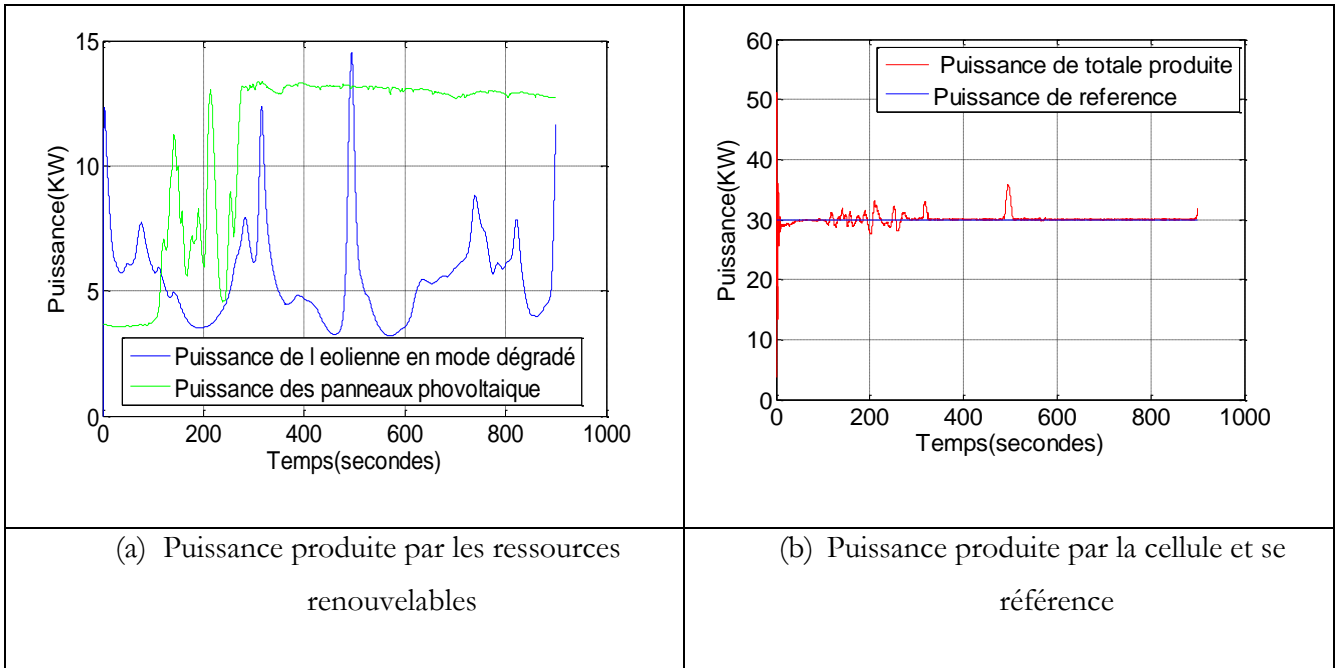


Figure 4-18 Allure des puissances d'origine renouvelable et la puissance produite

La puissance produite par les éléments contrôlables est représentée par la Figure 4-19. On remarque que les contraintes imposées à ces deux sources sont bien respectées. Certes contrôler l'éolienne en dessous de son point optimal de fonctionnement induit des pertes a priori inutiles d'énergie. Vis-à-vis du fonctionnement global de la cellule, on constate que la batterie et la microturbine sont moins sollicitées. En d'autres termes, cela va avoir des effets bénéfiques sur le fonctionnement global de la cellule comme l'allongement de la durée de vie de ces deux éléments (batterie et microturbine).

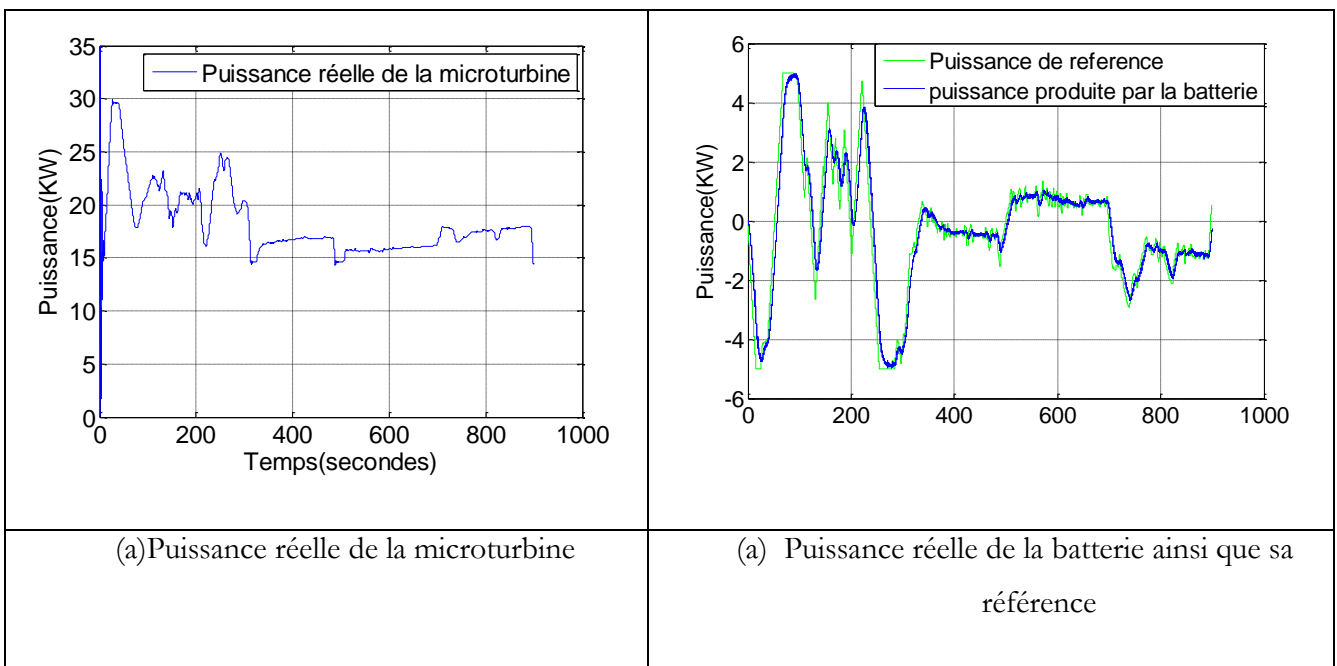


Figure 4-19 Allure des puissances produites par les éléments contrôlables

La Figure 4-20 représente l'état de charge de la surcapacité (utilisée comme batterie). On remarque, en sus du respect des contraintes imposées lors de la synthèse du superviseur, que la batterie est peu cyclée et donc sa durée de vie est allongée. L'augmentation de la durée de vie de la batterie se traduira par une meilleure fiabilité et une réduction significative des coûts de fonctionnement.

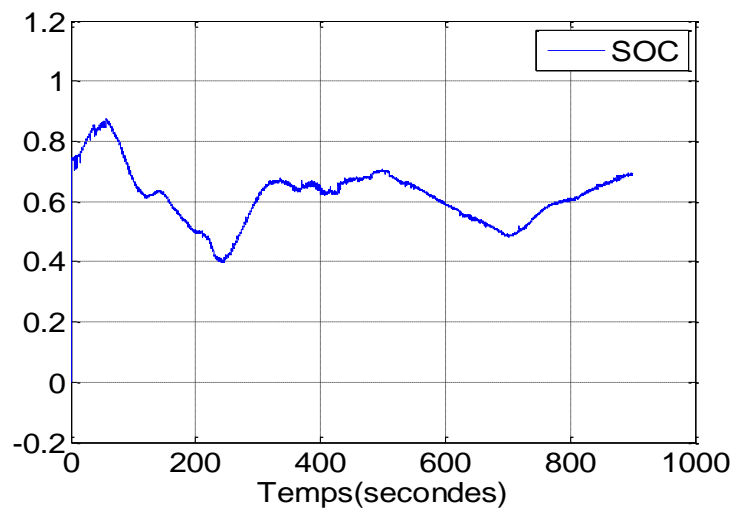


Figure 4-20 Allure de l'état de charge de la batterie

### III. Superviseur à horizon de prédiction variable

Au cours de cette partie nous proposons une stratégie de commande prédictive dédiée à la supervision d'un système multisources constitué d'une microturbine à gaz, d'une batterie électrochimique ainsi que de panneaux photovoltaïques. Elle se base, en premier lieu, sur un critère homogène qui prend en compte l'équilibre entre la puissance produite par la cellule et la puissance demandée par le réseau, les émissions polluantes, le coût de fuel ainsi que le coût du cyclage. Deuxièmement, l'horizon est variable dans le temps en fonction de la pertinence des prédictions. Cela pourrait permettre de mieux gérer la puissance lorsque la puissance d'origine renouvelable devient très fluctuante lors d'un passage nuageux ou autre. Le critère que l'on cherche à minimiser est alors dynamique (horizon de prédiction variable). Selon les auteurs dans [104], plus l'horizon de prédiction est long plus l'anticipation est optimisée. Or, hormis le profil de la charge, les ressources renouvelables sont très mal prédites sur des horizons relativement élevés. En d'autres termes, en cas de choix d'un horizon de prédiction long, l'optimisation se fera au détriment du rejet des perturbations. D'où l'idée de résoudre le problème sur un horizon de prédiction variable dans le temps en fonction de la pertinence

des prévisions. La détection des instants du changement d'horizon pourrait être effectuée par des techniques de type CUSUM sur une fenêtre glissante. D'après les auteurs dans [104] [81] le choix d'un horizon de prédiction long permet de donner de meilleures marges de stabilité et la commande devient moins agressive comme on pourra le constater lors des simulations. Lors d'un passage nuageux ou des variations brusques de température, les dynamiques peuvent être très rapides. Ainsi utiliser un horizon réduit lors de l'observation de telles fluctuations permettra au superviseur d'être plus réactif et par conséquent de mieux gérer la puissance.

## II.1. Supervision de la cellule pour une journée ensoleillée

Le profil de la puissance issue des panneaux solaires, pour une journée ensoleillée est représenté sur la Figure 4-21. Comme on peut le constater la forme d'onde de la puissance produite par les panneaux solaires est globalement régulière. Néanmoins, on constate par exemple entre [6.4 h, 6.6h], des fluctuations de puissance qui correspondent à un passage nuageux ou à une variation de température. La puissance photovoltaïque varie en fonction de la position du soleil par rapport à la surface des panneaux solaires, elle atteint un maximum de puissance vers le milieu de la journée.

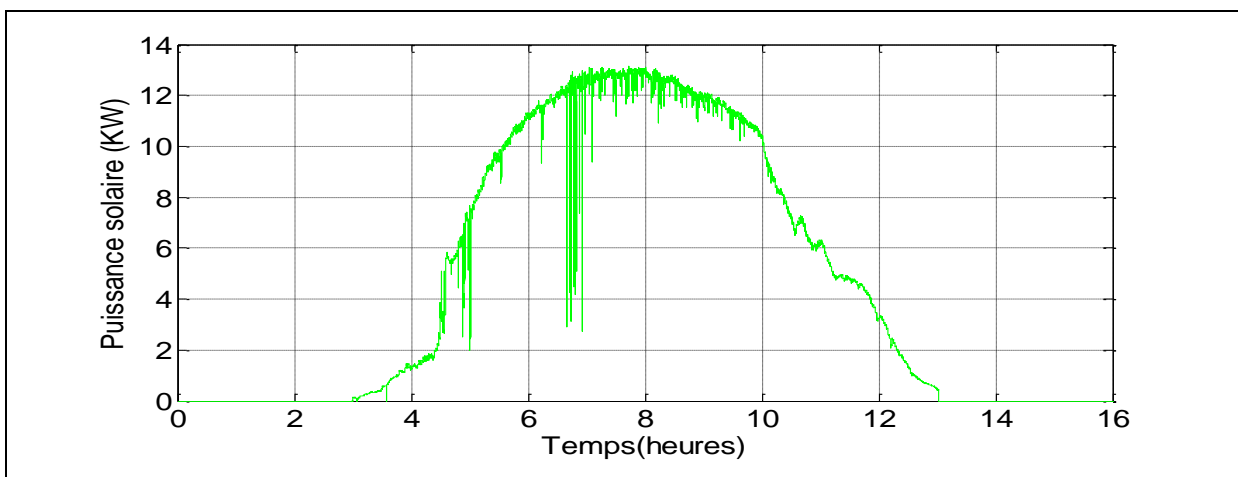


Figure 4-21 Profil de la puissance solaire pour journée ensoleillée

La Figure 4-22 montre l'intérêt de la prise en compte des prédictions de la charge et de la ressource solaire. Un meilleur suivi de la puissance de référence est observé lorsque les prédictions sont exploitées ( $H_p = 10s$ ). On constate que lorsque, les fluctuations de la ressource solaire sont très importantes, l'écart entre la référence et la puissance produite est élevé, et un écart plus faible peut être constaté lorsque l'on tient compte des prédictions. Lorsque la puissance de la ressource photovoltaïque varie peu, notamment lorsqu'on atteint le milieu de la journée on peut faire varier l'horizon de prédiction afin d'éviter des calculs d'optimisations inutiles.

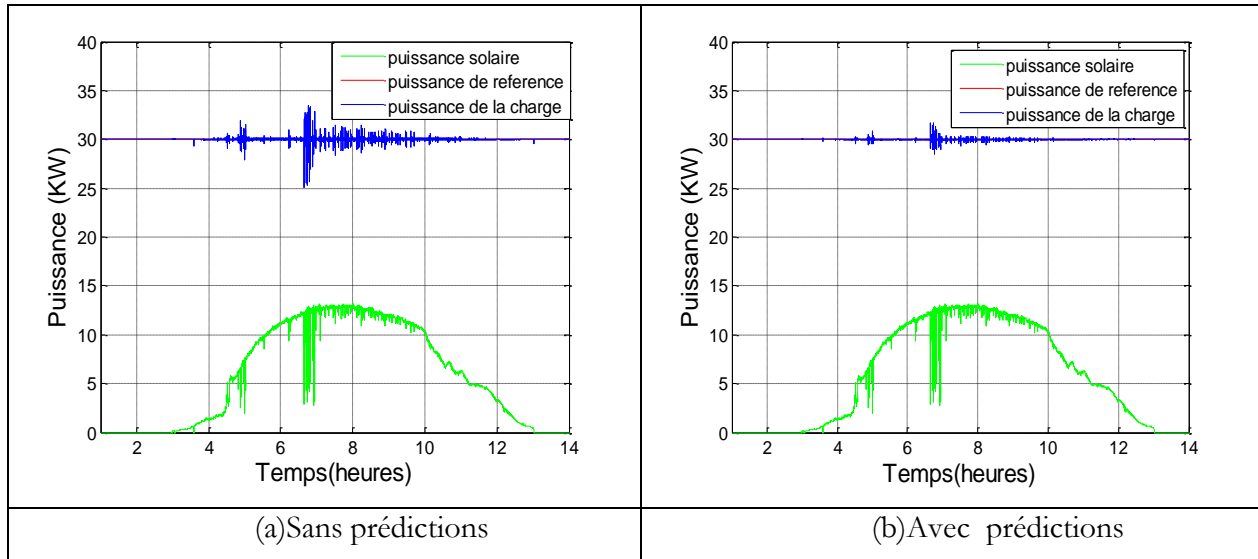


Figure 4-22 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources

La Figure 4-23 montre la forme d'onde de la puissance de la microturbine dans les deux cas : avec et sans prises en compte des prédictions. Un zoom entre [6.6h, 7h] permet de voir l'effet anticipatif lorsqu'on tient compte des prédictions. On constate parfois des variations brusques de la puissance générée par la microturbine. Cela est dû à la saturation de la batterie, et la puissance de la microturbine doit être adaptée afin de maintenir l'équilibre entre la référence et la puissance produite.

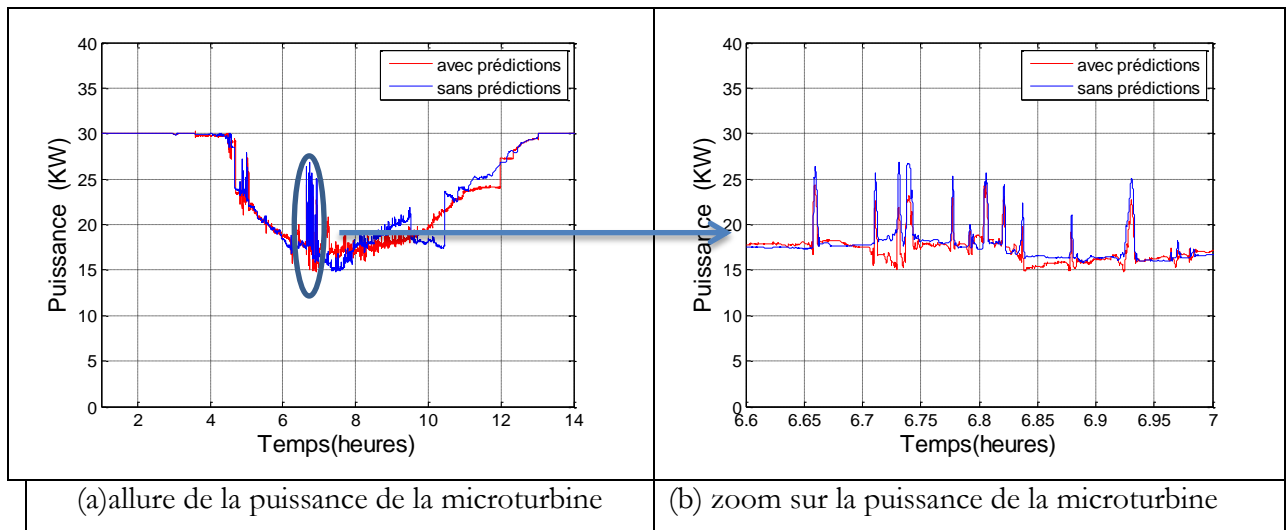


Figure 4-23 Allure de la puissance de la microturbine

Dans ce qui suit on va comparer, les résultats de simulation obtenus dans les deux cas suivants :  $H_p = 10s$  et  $H_p = 100s$ . La Figure 4-24 montre qu'on a un meilleur suivi de puissance lorsque l'horizon de prédiction est de 10s et notamment lorsque la puissance photovoltaïque est très fluctuante. En choisissant un horizon de prédiction élevé, les anticipations se font un peu trop tôt, et l'écart est plus élevé. Les erreurs de prédictions commises sont d'autant plus importantes pour un

horizon de prédiction de 100 s lorsque la puissance solaire est très fluctuante. Néanmoins, on remarque que lorsque la puissance d'origine solaire est peu fluctuante, un horizon de prédiction long, permet d'avoir un suivi de puissance acceptable. Lorsque la puissance est très fluctuante, la cellule multisources est très dépendante du réseau électrique ce qui accroîtra le coût de son exploitation.

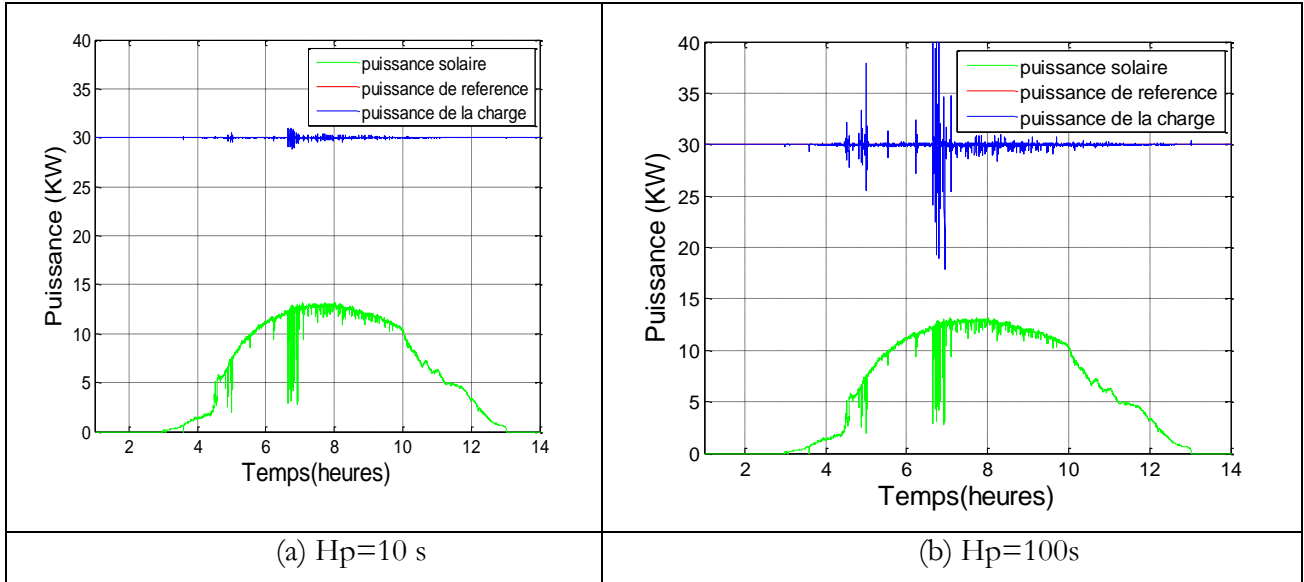


Figure 4-24 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources

On remarque que d'après la Figure 4-25, la puissance de la microturbine est globalement moins sollicitée dans le cas d'un horizon de prédiction long hormis dans les périodes où la puissance solaire est très fluctuante. Un horizon de prédiction long, accroîtra certainement la durée de vie de la microturbine (microturbine moins stressée).

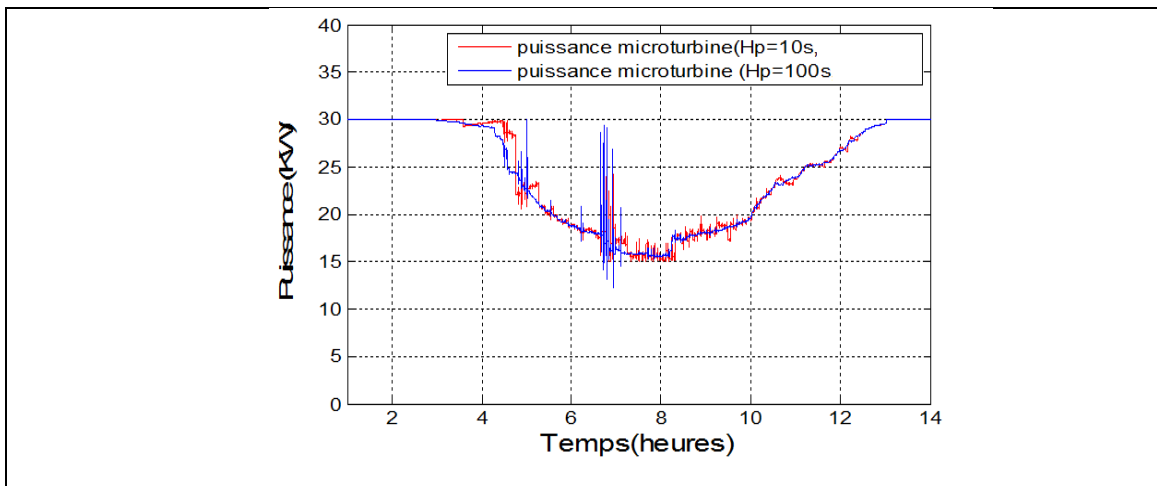


Figure 4-25 Allure de la puissance de la microturbine pour Hp=100s et Hp=10

La Figure 4-26 montre l'allure de la puissance au niveau du système de stockage. On constate qu'avec un horizon de prédiction plus élevé, la batterie est moins sollicitée. En d'autres termes, la batterie

est moins cyclée, ce qui augmentera significativement sa durée de vie et par conséquent réduire le coût du cyclage et allonger sa durée de vie.

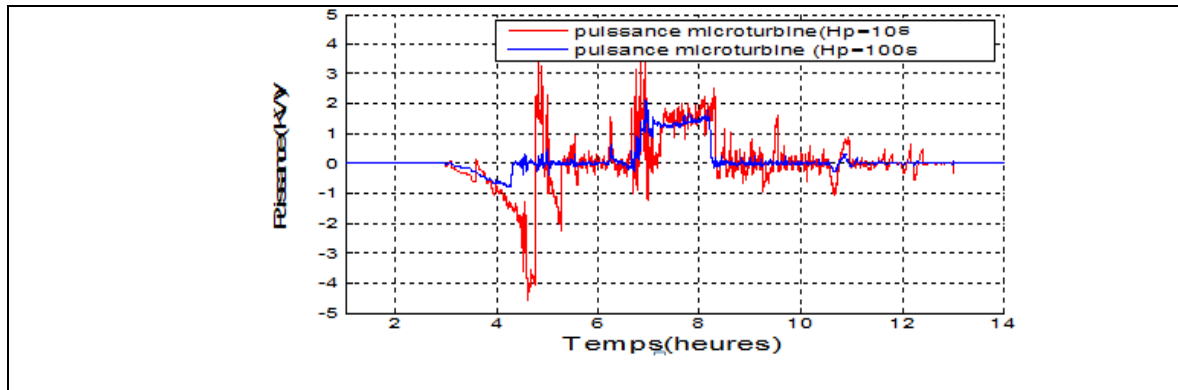


Figure 4-26 Allure de la puissance de la batterie pour Hp= 100s et Hp= 10s

D'après les résultats de simulation, on a pu montrer que le choix d'un horizon de prédiction long permet d'avoir de meilleures performances lorsque la puissance des panneaux solaires est peu fluctuante et régulière. Dans ce cas, le coût global de l'exploitation de la cellule multisources sera plus faible que dans le cas d'un horizon de prédiction court. Par contre, l'écart est très élevé entre la référence et la puissance produite dans le cas où la puissance solaire est très fluctuante. Cela accroîtra le coût global et la dépendance au réseau de distribution. Néanmoins, dans le contexte actuel, l'énergie achetée du réseau est relativement bon marché et en termes d'énergie (intégrale de la puissance sur un laps de temps) l'écart serait très faible. Le choix d'un horizon de prédiction faible, dans les périodes où la puissance solaire est très fluctuante est primordial afin de réduire l'écart de puissance dans le cas où le gestionnaire du réseau est très exigeant. Donc, faire varier l'horizon de prédiction, nous permettra d'avoir des coûts plus bas comparativement au cas où on choisit de gérer la cellule multisources avec un horizon de prédiction fixe. Dans ce qui suit, on réduira l'horizon de prédiction (déclenché sur instants) lorsque la puissance solaire devient très fluctuante.

### III.2. Variation de l'horizon de prédiction et algorithmes de détection

La détection de changement est la mise en œuvre de techniques ayant pour but de repérer, de mettre en évidence, de quantifier et, enfin, de comprendre l'évolution temporelle ou le changement d'états d'un objet ou d'un phénomène à partir d'une série d'observations à différents instants. Le problème de la détection des changements et des non stationnarités est un problème très fréquemment abordé en traitement du signal. En fait la décomposition d'un signal non stationnaire en segments stationnaires, lorsqu'ils existent, constitue une première phase dans bon nombre d'analyses de signaux. Parmi les domaines où les chercheurs ont développé des algorithmes de segmentation, on peut citer le domaine de traitement de parole, le traitement des signaux sismiques et des signaux biomédicaux. Les algorithmes de

détection sont essentiellement fondés sur la théorie statistique des tests d'hypothèses. Citons par exemple l'algorithme de somme cumulée (CUSUM) qui est l'un des algorithmes séquentiels de détection les plus simples et les plus efficaces dans le cas où les paramètres sont connus [105]. ).

A chaque pas de temps, la statistique est comparée à un seuil  $h$ . Une alarme est déclenchée lorsque la statistique de test dépasse le seuil. En pratique, le choix de ce seuil a une très grande importance. En prenant un seuil trop bas, on s'expose à un grand nombre de fausses alarmes alors qu'un seuil trop élevé entrainera dans le meilleur des cas un retard dans la détection et dans le pire, une non détection. Les figures 4-27 et 4-28 montrent un exemple de détection de changement de moyenne.

### Exemple d'illustration

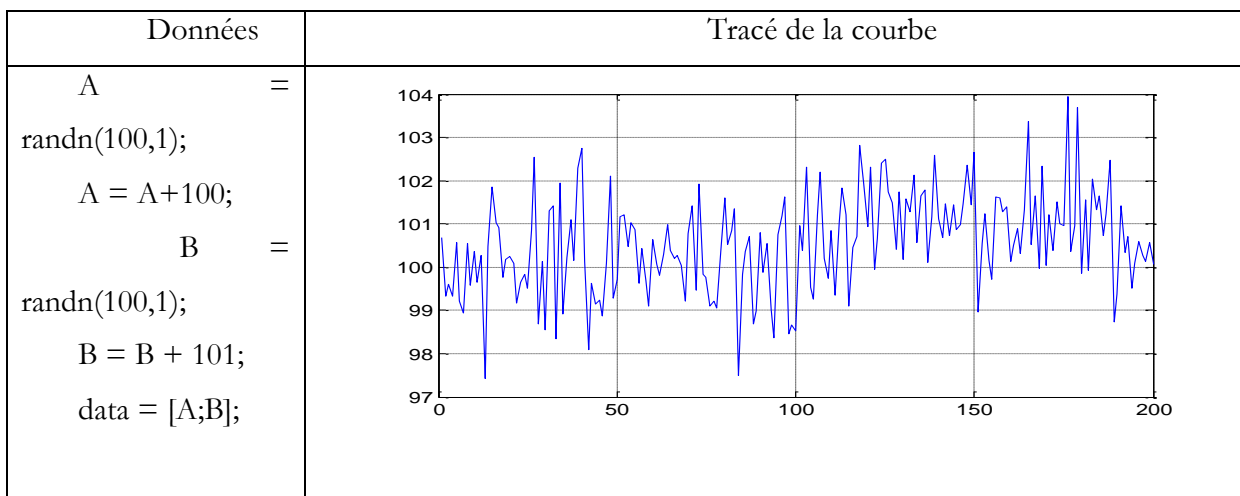


Figure 4-27 Exemple d'un signal

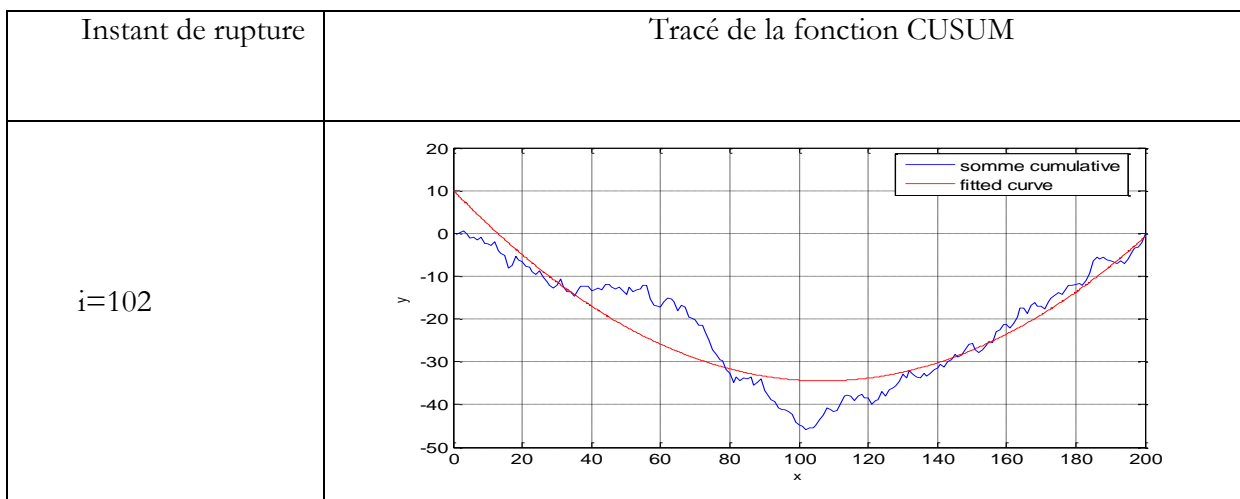


Figure 4-28 Détection de l'instant de rupture



### III.3.Résultats de simulation

D'après les résultats de simulation, on a pu montrer que le choix d'un horizon de prédiction long permet d'avoir de meilleures performances lorsque la puissance des panneaux photovoltaïques est peu fluctuante et régulière. Dans ce cas, on peut prédire que le coût global de l'exploitation de la cellule multisources sera moins important que dans le cas d'un horizon de prédiction court. Par contre, l'écart est très élevé entre la référence et la puissance produite dans le cas où la puissance solaire est très fluctuante. Cela accroîtra le coût global et la dépendance au réseau de distribution. Le choix d'un horizon de prédiction faible, dans les périodes où la puissance solaire est très fluctuante est primordial. Faire varier l'horizon de prédiction nous permettra d'avoir des coûts plus bas que dans le cas où on choisit de faire fonctionner la cellule multisources avec un horizon fixe. Dans ce qui suit, on réduira l'horizon de prédiction (déclenché sur instants) lorsque la puissance solaire devient très fluctuante. On a choisi d'utiliser un horizon de prédiction long ( $H_p=100s$ ) lorsque la courbe de la puissance solaire est régulière, et un horizon de prédiction court ( $H_p=10s$ ) lorsque la puissance solaire est très variable (entre [6.65h,7h]).

La Figure 4-29 suivante montre la puissance photovoltaïque ainsi que la puissance produite par la cellule multisources.

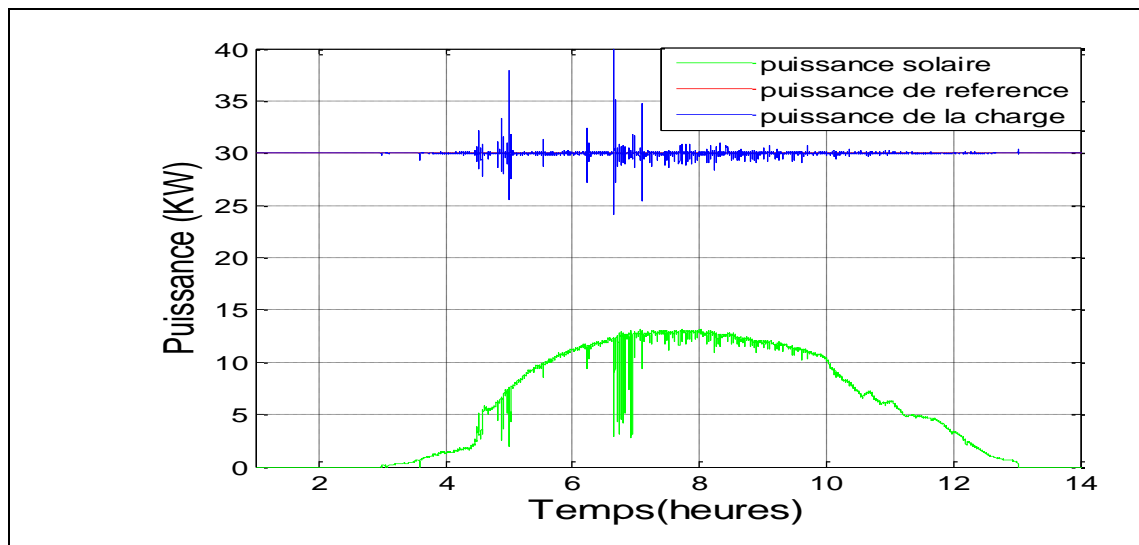


Figure 4-29 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources

On constate que lors de la variation de l'horizon de prédiction, un pic brusque de puissance est observé. L'allure de la puissance de la microturbine comme on peut le constater sur la Figure 4-25, est régulière c'est-à-dire moins sollicitée.

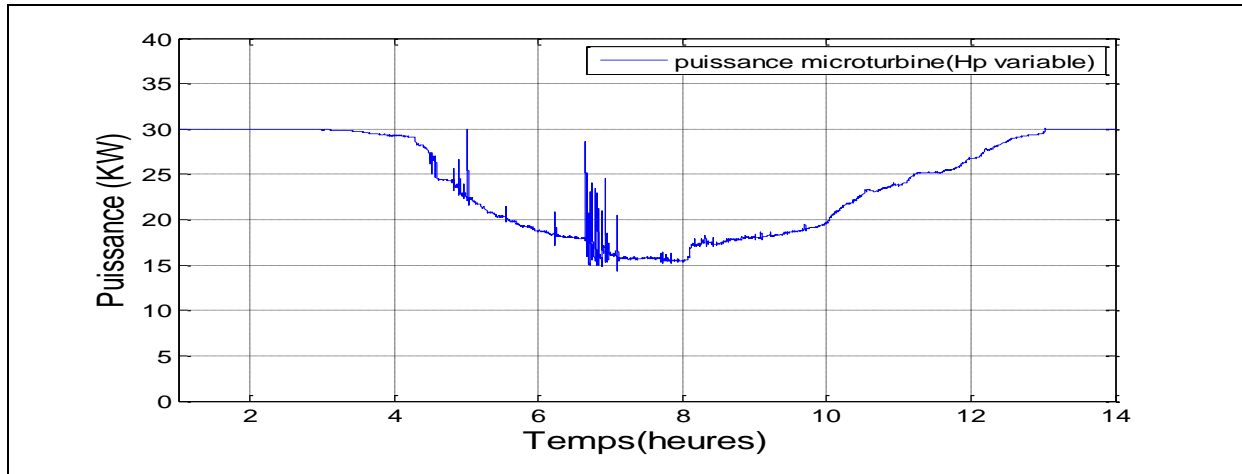


Figure 4-30 Allure de la puissance de la microturbine

Lorsqu'on diminue l'horizon de prédiction afin de maintenir l'équilibre entre la puissance demandée et celle produite, la microturbine et la batterie deviennent plus réactives afin de répondre aux variations brusques de la puissance solaire et ainsi réduire l'erreur entre la référence et la puissance totale produite. Les variations brusques de la puissance d'origine photovoltaïque, peuvent être détectées avec l'algorithme CUSUM.

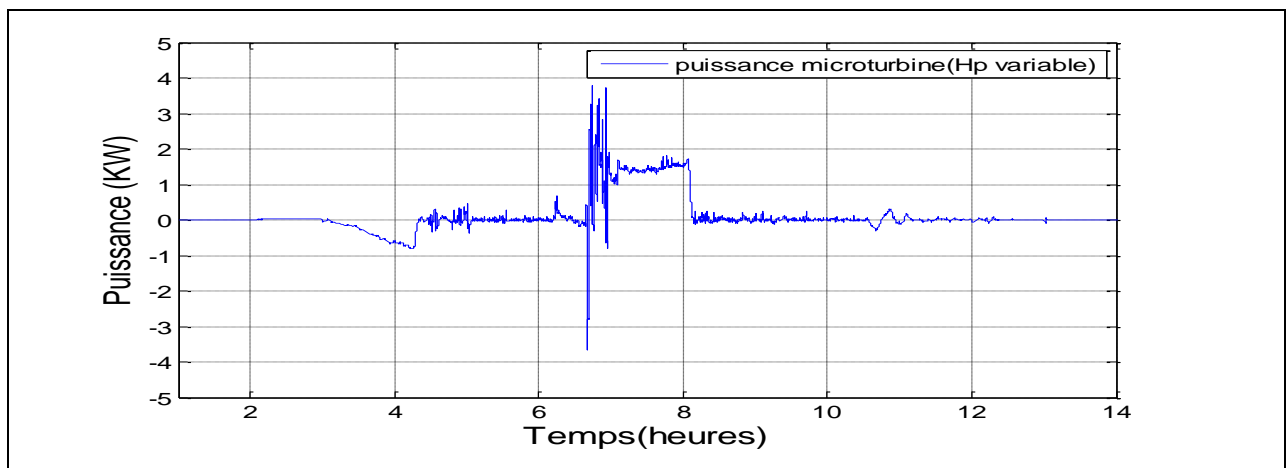


Figure 4-31 Allure de la puissance de la batterie

### III.4.Résultats expérimentaux

Au cours de cette partie nous allons valider la stratégie de supervision avec un critère dynamique (Horizon de prédiction variable dans le temps). Un profil de puissance photovoltaïque constant puis très fluctuant a été appliqué. L'algorithme de détection de changement Cusum, détecte un changement par rapport à la moyenne à  $t=470s$ .

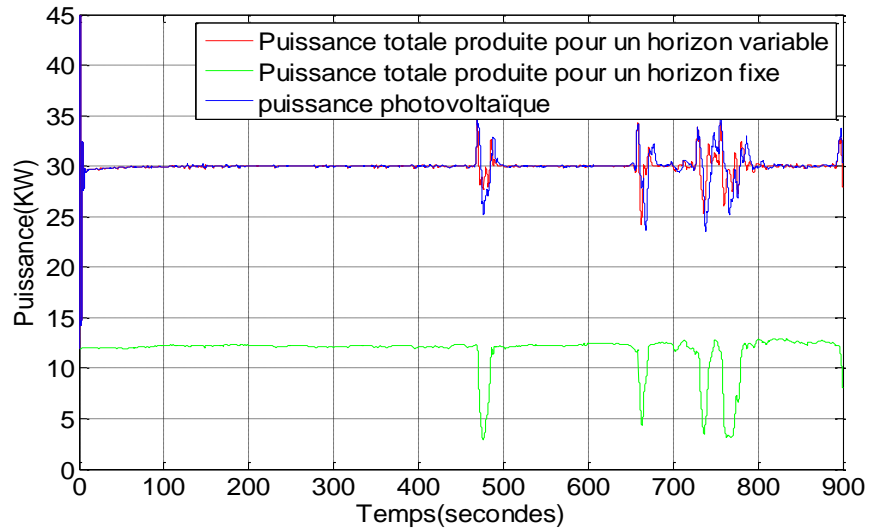


Figure 4-32 Allure de la puissance totale produite ainsi que la puissance photovoltaïque

La Figure 4-32 montre la puissance totale produite et la puissance d'origine photovoltaïque dans les deux cas : horizon fixe et horizon variable. Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'algorithme de la somme cumulée détecte un changement de moyenne à  $t=470s$ . Le trait bleu montre les résultats obtenus avec un horizon de prédiction  $H_p$  fixe de 50 s. Le trait vert montre la puissance totale produite pour un horizon de prédiction  $H_p$  de 50 s et lorsque l'algorithme de détection indique un changement de moyenne, on décide à cet instant de réduire l'horizon de prédiction de 50s à 20 s afin de permettre au superviseur d'être plus réactif aux fluctuations de la puissance d'origine photovoltaïque. On constate, en effet, un meilleur suivi de puissance quand on fait varier l'horizon de prédiction. La variation de l'horizon de prédiction permettra au superviseur d'être plus réactif quand une fluctuation d'origine renouvelable survient, et ainsi permettre un meilleur suivi de puissance notamment. Notons, que le coût de l'erreur sur l'énergie (intégrale de l'erreur en puissance) échangée avec le réseau dans le cas d'un horizon de prédiction constant ( $H_p = 50 s$ ) est faible. Cela est dû aux tarifs actuellement appliqués par le gestionnaire du réseau (0.11 euro le KWh). Cependant dans le cas de la libéralisation du marché de l'électricité en France, varier l'horizon de prédiction peut s'avérer comme une nécessité absolue afin de répondre aux exigences des gestionnaires du réseau.

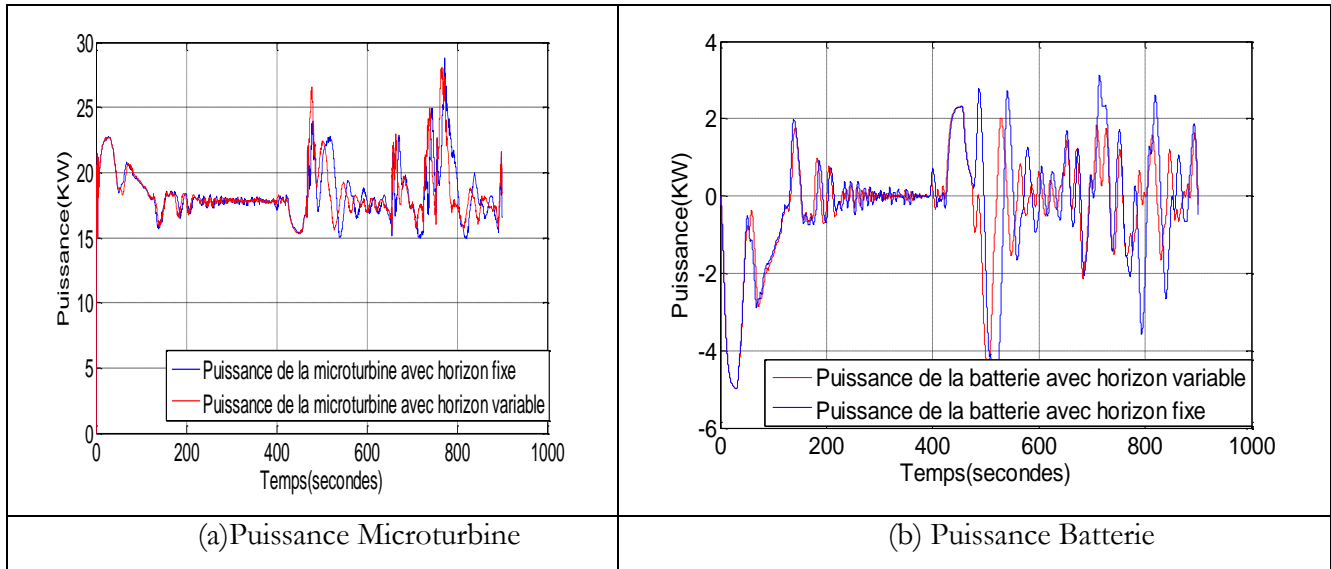


Figure 4-33 Allure de la puissance des éléments contrôlables

La figure 4-33 montre l'allure des puissances des éléments contrôlables (batterie et microturbine). Entre  $t=0$  s et  $t=470$  s l'allure des puissances est identique car le superviseur effectue des prévisions pour un horizon de 50s. Dès que l'algorithme CUSUM détecte un changement de moyenne, l'horizon de prévision est réduit à 20 s afin de rendre le superviseur plus réactif aux perturbations d'origine photovoltaïque. Effectivement, on constate que la microturbine et la batterie sont plus sollicitées (trait rouge) que dans le cas où l'horizon de prédiction est fixe.

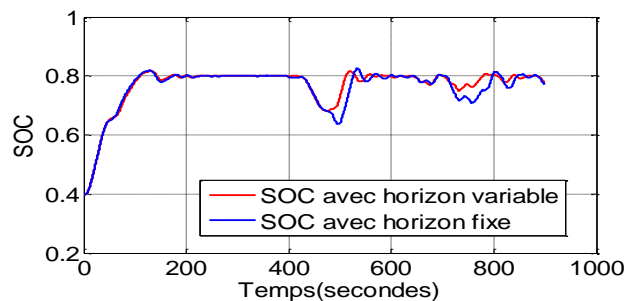


Figure 4-34 Allure de l'état de charge de la batterie

La figure 4-34 montre la forme de l'état de charge de la batterie. Avant la détection du changement de l'horizon de prédiction (à  $t=470$ s) les deux allures sont identiques. Néanmoins, les deux états de charge sont légèrement différents quand l'horizon de prévision est réduit. On constate, en outre le respect des contraintes imposées, que la batterie est principalement sollicitée quand une perturbation d'origine photovoltaïque survient afin de maintenir l'équilibre entre la demande et la référence en tenant du critère précédemment défini.

## **Conclusion**

Au cours de ce chapitre, dans un premier temps, nous avons montré la modularité de la structure de supervision à base de commande prédictive. En effet, nous avons introduit une nouvelle source d'énergie renouvelable, en l'occurrence une éolienne, dans la cellule initialement étudiée au cours du chapitre III. Nous avons pris en compte les prédictions de l'énergie primaire (le vent) ainsi que du modèle de l'aérogénérateur qui permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Les simulations temps réel montrent que le superviseur permet de mieux gérer la puissance en tenant compte des contraintes liées à chaque élément et en minimisant un critère bien spécifié. Dans la cellule nous avons à titre d'illustration ajouté une éolienne. D'autres éléments peuvent être ajoutés comme une hydro éolienne à condition de bien les caractériser. Les prédictions des énergies primaires (par exemple courants marins) peuvent être incorporées.

Ensuite, nous avons modifié le superviseur afin de contrôler l'éolienne en dessous de ce point optimal et de montrer les intérêts possibles d'une telle stratégie. Contrôler l'éolienne en reformulant le critère à minimiser nous permet d'avoir un meilleur suivi de puissance car l'éolienne fonctionne d'une manière sous-optimale et n'extrait pas toute la puissance du vent mais vis-à-vis du fonctionnement global de la cellule. Un gain a été constaté notamment au niveau du suivi de puissance et au niveau du stress des éléments contrôlables (batterie et microturbine). Le superviseur est donc tout à fait modulaire puisque, pour incorporer un nouvel élément, il suffit de déterminer son type de fonctionnement (élément contrôlé ou non), son modèle et sa contribution au critère économique.

Enfin nous avons proposé une structure novatrice de supervision à base de la commande prédictive en utilisant un horizon de prédiction variable dans le temps en fonction de la pertinence des prévisions. Une technique de détection de changement (somme cumulée) a été utilisée afin de détecter l'instant de changement de l'horizon de prédiction. Cette stratégie nous permet d'avoir un superviseur plus réactif quand une perturbation d'origine renouvelable survient. Quand la puissance d'origine renouvelable est relativement stable, un horizon de prédiction long nous permet de moins solliciter les éléments contrôlables et ainsi d'allonger leurs durées de vie.

## Conclusion générale et perspectives

L'objectif de cette thèse est de proposer une méthode de supervision d'une centrale multisources pour la production d'énergie électrique composée de sources classiques et de sources d'énergies renouvelables ainsi que d'un élément de stockage. A priori, une approche déterministe optimale ne peut être appliquée au système considéré. En effet, la puissance des ressources renouvelables et la charge sont des variables stochastiques difficilement prédictibles. Néanmoins, elles peuvent servir comme une référence utilisée dans des techniques de contrôle (expériences, intuitions ...etc.). L'examen des stratégies existantes montre la complexité du problème de supervision et les différentes approches utilisées pour le résoudre. Ces méthodes peuvent être très différentes les unes des autres. Ces différentes stratégies de supervisions ont été explicitées et classées. Nous avons également souligné les similitudes et les éventuelles interconnexions. L'intérêt des stratégies basées sur l'optimisation, à la différence des stratégies à base de règles, est de proposer une plus grande modularité et une meilleure facilité de réglage. En effet, les algorithmes à base d'optimisation sont dérivés de résultats mathématiques qui garantissent une solution optimale ou proche de l'optimal, contrairement aux stratégies à base de règles (intuitions, expériences,..). Les stratégies à base d'optimisation nécessitent la connaissance du modèle du système hybride. La robustesse de ces algorithmes peut être accrue en construisant un modèle qui prend en compte la variation de certains paramètres du système-. A la différence d'un superviseur à base de règles qui nécessite la définition de nombreuses règles et des seuils (cas de la logique floue), un superviseur à base d'optimisation peut être implémenté en définissant le problème d'une façon formelle, basé sur un critère et des contraintes statiques ou dynamiques. En outre, si l'architecture du système hybride est modifiée, une stratégie à base d'optimisation ne nécessite que le changement des paramètres les plus pertinents, et pas la réécriture toutes les règles et la redéfinition tous les seuils (cas du superviseur à base de règles). Dans le cas de la supervision dédiée pour les systèmes multisources, les fonctions coût sont choisies de façon à minimiser uniquement le coût de l'énergie. Or, dans un contexte de système multisources, la fonction coût doit non seulement tenir compte des performances, du coût mais aussi des considérations liées aux éléments du système multisources (vieillessement, émissions polluantes, rendement ....etc.). Tous ces aspects (prévisions à court terme, modèles dynamiques, fonction coût adaptée au système multisources, contraintes .....) peuvent être pris en compte par une approche de type commande prédictive. En effet, c'est un outil adapté au pilotage des cellules multisources, en raison de la possibilité de prendre en compte tous les aspects précédemment cités et notamment de pouvoir prendre en compte une prédiction à court terme des puissances renouvelables.

Un modèle dynamique approprié de la cellule multisources est nécessaire afin de tester les différentes stratégies pour résoudre le problème de la gestion de puissance. Ce modèle doit être suffisamment détaillé pour refléter les principales caractéristiques (dynamiques) de chaque sous-système de la cellule multisources. Néanmoins, afin de faciliter l'analyse et l'implémentation temps-réel, il est intéressant de développer des modèles ayant très peu d'états. Le modèle de chaque composant de la cellule est présenté au chapitre II. Ce chapitre fournit une description détaillée des hypothèses de modélisation. Une approche modulaire est utilisée afin de faciliter leur réutilisation (en modifiant la structure du système hybride par exemple).

Le chapitre III est consacré au développement d'une stratégie de supervision innovante afin de mieux gérer la puissance au sein de la cellule multisources. Traditionnellement, les ressources renouvelables sont considérées comme une incertitude sur la puissance produite (puissance négative qui s'ajoute à la puissance produite) qui est tout à fait acceptable pour une faible contribution des ressources renouvelables dans le mix énergétique. L'intégration massive de ces ressources pose de sérieux problèmes aux gestionnaires de réseau en raison de leurs caractères incertains. Ainsi, il nous est apparu nécessaire de prendre en compte les prévisions des ressources renouvelables lors de la synthèse du superviseur à base de commande prédictive. Le survol des techniques de prédictions et les horizons associés nous a montré que les prédictions à court terme sont relativement précises. Prendre en compte les prévisions à court terme est justifié par le niveau de supervision choisi (centaine de secondes) ainsi que la nécessité d'utiliser des prédictions plus ou moins précises. En effet, les prédictions de la ressource solaire, par exemple pour une journée marquée par des passages nuageux, est difficile si l'on considère un horizon de prédiction long. Le pilotage est encore plus contraignant dans ce cas de figure-. Comme perspectives à nos travaux, il serait judicieux d'estimer les erreurs de prédictions, d'ajuster les décalages possibles et d'utiliser des prédicteurs plus sophistiqués (prédiction de la température et du rayonnement, prédiction de la vitesse du vent).

Une fois la méthode de prédiction choisie, nous avons défini les objectifs qu'on veut atteindre afin de spécifier la fonction coût à minimiser. La caractérisation des éléments du système hybride, nous a permis de comprendre les contraintes de fonctionnement de chacun d'eux (rendement de la microturbine, état de charge, vieillissement...etc.). En plus de la minimisation de la consommation de fuel, nous avons proposé d'intégrer dans le critère d'optimisation, le coût de l'énergie achetée du réseau, les émissions polluantes formulées sous forme d'une taxe (en euro) et le coût de l'usure de la batterie exprimé en euro. Notons, que la fonction coût proposée peut être modifiée, en fonction de la disponibilité des données, c'est-à-dire qu'elle peut intégrer des fonctions plus représentatives du

fonctionnement des éléments (courbes coût=f(puissance) basées sur des essais réels, indicateurs de vieillissement plus pertinents en fonction du type de la batterie , etc. ) .

Ainsi, le superviseur proposé calcule les consignes à envoyer aux éléments contrôlables de la cellule multisources, sur un horizon de prédiction, en minimisant un critère non-linéaire formulé sous forme homogène (en €), ce que l'on appelle une commande prédictive économique. La comparaison entre un superviseur à base de commande prédictive avec et sans prise en compte des prédictions nous a permis d'apprécier l'aspect anticipatif du superviseur à base de commande prédictive qui prend en compte les prédictions des paramètres exogènes. Ensuite, nous avons comparé le superviseur à base de commande prédictive avec un superviseur séquentiel pour une journée type. Le coût global de l'exploitation de la cellule multisources avec les deux algorithmes est relativement le même. Néanmoins, on constate que le coût du cyclage de la batterie est nettement inférieur si l'on tient compte des prédictions. Ainsi, nous avons montré l'importance de considérer les prédictions à court terme et de concevoir un critère qui doit non seulement tenir compte des performances de coût mais aussi de considérations liées aux éléments des systèmes, par exemple le vieillissement de la batterie. Le choix de la stratégie de supervision est donc primordial pour mieux intégrer les ressources renouvelables de façon massive dans les réseaux électriques, en combinaison à d'autres sources. Afin de montrer la validité de l'algorithme à base de la commande prédictive proposé, des expériences ont été réalisées sur un système réel .Nous avons également réalisé au cours de ces travaux un banc de test automatisé pour gérer la puissance échangée entre le réseau électrique et le stockage électrochimique.

L'objectif du dernier chapitre était de montrer la modularité de la stratégie développée en ajoutant d'autres éléments, et de faire varier l'horizon de prédiction en fonction de l'apparition d'évènements soudains. Nous avons introduit le modèle d'une éolienne dans la cellule multisources et nous avons pris en compte les prédictions à court terme de la ressource primaire (vitesse du vent). Les simulations temps réel nous ont montré que le superviseur permet de gérer la puissance en prenant en compte les contraintes liées à chaque élément du système hybride. Ensuite nous avons décidé de contrôler l'éolienne en dessous du point de fonctionnement optimal et nous avons reformulé le critère à optimiser. Les résultats montrent l'intérêt d'une telle stratégie, si le gestionnaire du réseau est plus strict par rapport au respect de la puissance demandée. Ainsi nous avons montré la modularité de la structure de supervision proposée et la facilité à ajouter ou supprimer un élément. Par exemple, si on décide de remplacer la batterie par une super capacité, il suffit juste de spécifier la taille et les contraintes liées à cette dernière. Le superviseur est donc tout à fait modulaire puisque, pour incorporer un nouvel élément,



il suffit de déterminer son type de fonctionnement (élément contrôlé ou non), son modèle et sa contribution au critère économique.

Enfin, nous avons proposé une structure novatrice de supervision avec un critère dynamique (horizon variable en fonction de la pertinence des prédictions). Une technique de détection de changement de type Cusum a été utilisée. Cette stratégie nous a permis d'avoir un superviseur plus réactif par rapport à une fluctuation de la ressource renouvelable. Choisir un horizon de prédiction relativement long, quand la puissance d'origine renouvelable est relativement stable permet de moins solliciter les éléments contrôlables. Il serait intéressant, comme perspective, de formuler cette structure de supervision sous forme d'une MPC-DEVS (Discret Event System Specifications). En effet cet outil est adapté pour formuler une structure de supervision à base d'une MPC dynamique afin de faire des déclenchements suite à des événements (passage nuageux, chute brusque de la vitesse du vent ...etc). En effet, l'outil DEVS permettra d'adapter la structure du superviseur MPC [106] [107].

Comme autres perspectives, il serait intéressant d'ajouter une microturbine réelle de type Capstone C30 et d'ajouter la partie cogénération jusqu'ici négligée, d'ajouter un indicateur de vieillissement de la microturbine et de l'intégrer dans la fonction coût. Pour optimiser le rendement de la microturbine, elle doit tourner au minimum à 50%. Il serait intéressant d'intégrer des coûts de démarrage (à chaud, à froid) et d'arrêt lors de la synthèse du superviseur. Gérer le stockage au sein de la batterie est une problématique qu'il faut étudier. En effet, une référence de l'état de charge peut être envoyée au système de stockage afin de le ramener au niveau souhaité.

Intégrer des tarifs d'achat et de vente d'énergie dans la structure de supervision ne peut avoir que des effets bénéfiques sur le fonctionnement global de la cellule. Nous avons considéré des tarifs statiques, mais le gestionnaire de réseau peut imposer des prix variables. Par exemple, dans le cas de la cellule avec l'éolienne, les panneaux solaires, la microturbine et la batterie, l'éolienne peut être contrôlée à son point optimal quand les tarifs sont bas, mais dès que le prix de l'énergie augmente, le superviseur MPC pourra sous-contrôler l'éolienne afin de minimiser la dépendance au réseau et ainsi minimiser le coût de l'exploitation de la cellule multisources.

# Bibliographie

[1]	T.Y Lee and C.L Chen, "Wind-photovoltaic capacity coordination for a time-of-use rate industrial user," <i>IEEE Transactions on Renewable Power Generation</i> , vol. 3, no. 2, pp. 153-67, 2009.
[2]	M. Martiskainen and J. Coburn, "The role of information and communication technologies (ICTs) in household energy consumption—prospects for the UK," <i>Energy Efficiency</i> , vol. 4, no. 2, pp. 209-221, 2011.
[3]	D. Elliott, "Emergence of European supergrids – Essay on strategy issues," <i>Energy Strategy Reviews</i> , vol. 1, no. 2, pp. 112-129, mai 2012.
[4]	S.G. Tesfahunegn, Ø. Ulleberg, P.J.S. Vie, and T.M. Undeland, "Optimal shifting of Photovoltaic and load fluctuations from fuel cell and electrolyzer to lead acid battery in a Photovoltaic/hydrogen standalone power system for improved performance and life time," <i>Journal of Power Sources</i> , vol. 196, no. 23, pp. 10401–10414, 2011.
[5]	M.K. Deshmukha and S.S Deshmukhb, "Modeling of hybrid renewable energy systems," <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , vol. 12, no. 1, pp. 235–249, 2008.
[6]	M.T. Iqbal, "Modeling and control of a wind fuel cell hybrid energy system," <i>Renewable Energy</i> , vol. 28, no. 2, pp. 223–237, 2003.
[7]	O.A. Jaramillo, M.A. Borja, and J.M. Huacuz, "Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power," <i>Renewable Energy</i> , vol. 29, no. 11, pp. 1887–1909, 2004.
[8]	S. Kumaravela and S. Ashoka, "An Optimal Stand-Alone Biomass/Solar-PV/Pico-Hydel Hybrid Energy System for Remote Rural Area Electrification of Isolated Village in Western-Ghats Region of India," <i>International Journal of Green Energy</i> , vol. 9, no. 5, pp. 398-408, 2012.
[9]	M.J. Khan and M.T. Iqbal, "Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland," <i>Renewable Energy</i> , vol. 30, no. 6, pp. 835–854, 2005.
[10]	W. El-Khattam and M.M.A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," <i>Electric Power Systems Research</i> , vol. 71, no. 2, pp. 119-128, 2004.
[11]	A. Thomas, A. Göran, and S. Lennart, "Distributed generation: a definition," <i>Electric Power System Research</i> , vol. 57, no. 3, pp. 195-204, 2001.
[12]	J. Peirs, D. Reynaerts, and F. Verplaetsen, "A microturbine for electric power generation," <i>Sensors and Actuators A: Physical</i> , vol. 113, no. 1, pp. 86-96, 2004.
[13]	J.P. Barton, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," <i>IEEE Transactions on Energy Conversion</i> , vol. 19, no. 2, pp. 441- 448 , 2004.

[14]	N. Hadjsaid and J.C Sabonnadiere, <i>La distribution d'électricité – Vol. 2</i> , 1st ed. Paris: Lavoisier, 2000.
[15]	J.A. Momoh, <i>Electric Power System Applications of Optimization</i> , 1st ed. New York: Marcel Dekker, 2001.
[16]	J. Morren, S.W.H. de Haan, and J.A., Ferreira, "Contribution of DG units to primary frequency control," in <i>International Conference on Future Power System</i> , Amsterdam, 2005.
[17]	R. Sioshansi, R. O'Neill, and S.S. Oren, "Economic consequences of alternative solution methods for centralized unit commitment in day-ahead electricity markets," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 23, no. 2, pp. 344- 352, 2008.
[18]	H. Ma and S.M. Shahidehpour, "Unit commitment with transmission security and voltage constraints," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 14, no. 2, pp. 757-762, 1999.
[19]	F. Zhuang and F.D. Galiana, "Towards a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian relaxation," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 3, no. 2, pp. 763 - 773, mai 1988.
[20]	R. Boqiang and J. Chuanwen, "A review on the economic dispatch and risk management considering wind power in the power market," <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , vol. 13, no. 8, pp. 2169–2174, 2009.
[21]	A. Baghini, <i>Handbook of Power Quality</i> , 1st ed., Wiley, Ed. Chichester , UK: John Wiley & Sons, 2008.
[22]	T. Zhou, "Commande et supervision énergétique d'un générateur hybride actif eolien incluant du stockage sous forme d'hydrogène et des super-condensateurs pour l'Intégration dans le système électrique d'un micro réseau," Thèse de doctorat de l'université de Lille 1, 2009.
[23]	A. Davigny, "Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie," Thèse de Doctorat de l'université de Lille 1, 2007.
[24]	M. Tekin, D. Hissel, M.C. Pera, and J.M. Kauffmann, "Energy management strategy for embedded fuel-cell systems using fuzzy logic," <i>IEEE Transactions on Industrial Electronics</i> , vol. 54, no. 1, pp. 595–603, 2007.
[25]	J.M. Yang, K.W.E Cheng, J. Wu, P. Dong, and B. Wang, "The study of the energy management system based-on fuzzy control for distributed hybrid wind-solar power system," in <i>International Conference on Power Electronics Systems and Application</i> , Hong Kong, China, 2004.
[26]	H.M.E. Torres and M. Velez-Reyes, "Hierarchical control of Hybrid Power Systems," in <i>Power Electronics Congress</i> , Marelos,Mexico, 2008, pp. 169-176.

[27]	W. Caisheng and M.H. Nehrir, "Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System," <i>IEEE Transactions on Energy Conversion</i> , vol. 23, no. 3, pp. 957 - 967, 2008.
[28]	J. Yang, K. Cheng, J. Wu, P. Dong, and B. Wang, "The study of the energy management system based-on fuzzy control for distributed hybrid wind-solar power system," in <i>International Conference on Power</i> , Hong Kong, China, 2004.
[29]	V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique," Thèse de doctorat de l'ENSAM de Lille, 2008.
[30]	G.V.C Raju and Zhou Jun, "Adaptive Hierarchical Fuzzy Controller," <i>IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics</i> , vol. 24, no. 4, pp. 937-980, 1993.
[31]	R. Bañosa and F. Manzano-Agugliarob, "Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review," <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , vol. 15, no. 4, pp. 1753–1766, 2011.
[32]	F. Mohamed and H. Kiovo, "System modelling and online optimal management of microgrid using mesh adaptive direct search," <i>International Journal of Electrical Power and Energy Systems</i> , vol. 32, no. 3, pp. 398-407, 2010.
[33]	S.A.J. Filho and E. Ruppert, "A predictive direct power control of doubly-fed induction generator," in <i>IEEE International Conference on Industrial Technology</i> , Viña del Mar, Chile, 2010.
[34]	L. Lavoie and P. Lautier, "Nonlinear predictive power controller with constraint for a wind turbine system," in <i>IEEE International Symposium on Industrial Electronics</i> , Montreal, Canada, 2006.
[35]	A. Kusiak, W. Li, and Z. Song, "Dynamic control of wind turbines," <i>Renewable Energy</i> , vol. 35, no. 2, pp. 456-463, 2010.
[36]	E.B. Muhando, T. Senjyu, K. Uchida, H. Kinjo, and T. Funabashi, "Stochastic inequality constrained closed-loop model-based predictive control of MW-class wind generating system in the electric power supply," <i>IET Renewable Power Generation</i> , vol. 4, no. 11, pp. 23-35, 2010.
[37]	F. Tadeo and T. Alvarez, "Implementation of predictive controllers as outer-loop controllers," <i>IET Control Theory &amp; Applications</i> , vol. 3, no. 2, pp. 261-269, march 2009.
[38]	R.R. Negenborn, M. Houwing, B. De Schutter, and J. Hellendoorn, "Model predictive control for residential energy resources using a mixed-logical dynamic model," in <i>International Conference on Network in Sensing and Control</i> , Okayama, Japan, 2009.

[39]	R., Poulsen, N.K. Halvgaard, H. Madsen, and J.B. Jorgensen, "Economic Model Predictive Control for Building Climate Control in a Smart Grid," in <i>Innovative Smart Grid Technologies Conference</i> , Columbia, USA., 2012.
[40]	T.G. Hovgaard, L.F.S. Larsen, M.J. Skovrup, and J.B. Jorgensen, "Optimal Energy Consumption in Refrigeration systems - modelling and non-convex optimisation," <i>The Canadian Journal of Chemical Engineering</i> , vol. 90, no. 6, pp. 1426-1433, 2012.
[41]	M. Back, M. Simons, F. Kirschbaum, and V. Krebs, "Predictive control of drive trains," in <i>IFAC 15th World Congress</i> , Barcelona, 2002.
[42]	M. Koot, J. Kessels, B. De Jager, M. Heemels, and P. Van den Bosch, "Energy management strategies for vehicle power nets," in <i>Proceedings of the American Control Conference</i> , Boston, 2004.
[43]	D. De Vito, A. Miotti, and R. Scattolini, "Power flow management with predictive capabilities for a hybrid fuel cell vehicle," in <i>Proceedings of the 5th IFAC Symposium on Advances in Automotive Control</i> , USA, 2007.
[44]	W. Qi, J. Liu, and P.D. Christofides, "A distributed control framework for smart grid development: Energy/water system optimal operation and electric grid integration," <i>Journal of Process Control</i> , vol. 21, no. 10, pp. 1504-1516, 2011.
[45]	S.S. Soman, H. Zareipour, O. Malik, and P. Mandal, "A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons," in <i>North American Power Symposium</i> , Texas USA, 2010.
[46]	A.J. Del Real, C. Bordons, and D.R. Ramirez, "Real-Time implementation of a constrained MPC for efficient airflow control in a PEM fuel cell," <i>IEEE Transactions on Industrial Electronics</i> , vol. 57, no. 6, pp. 1892- 1905, 2010.
[47]	R. Sharma, P. Dennis, C. Manzie, C. Nesic, and M.J. Brear, "Real time model predictive idle speed control of ultra-lean burn engines: experimental results," in <i>IFAC World Congress</i> , Milano, 2011, pp. 1304-1309.
[48]	D.B Crawley, L.K Lawrie, F.C Winkelmann, and W.F Buhl, "Creating a new-generation building energy simulation program," <i>Energy and Buildings</i> , vol. 33, no. 4, pp. 443-457, 2001.
[49]	National Renewable Energy Laboratory, "Getting started guide for Homer version 2.1," Golden, Colorado, 2005.
[50]	T. Givler and P. Lilienthal, "Using HOMER® Software, NREL's Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems Case Study:

	Sri Lanka," Colorado, Technical report 2005.
[51]	I.O. Feth, L.A. Dessaint, and K. Al-haddad, "Modeling and simulation of the electric part of a grid connected microturbine," in <i>IEEE transactions on Power Engineering Society General Meeting</i> , Colorado,USA, 2004.
[52]	P. Kiameh, <i>Power Generation Handbook</i> , 2nd ed. New York: Mc Graw-Hill, 2002.
[53]	R. Sonntag, C. Borgnakke, and G. Van Wylen, <i>Fundamentals of thermodynamics</i> , 7th ed. Michigan,USA: Kindle edition, 1998.
[54]	I. Rowen, "Simplified mathematical representations of heavy-duty gas," <i>ASME Journal of Engineering for Power</i> , vol. 105, no. 4, pp. 865–869, 1983.
[55]	L.N. Hannett and A. Khan, "Combustion turbine dynamic model validation from tests," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 8, no. 1, pp. 152-158, 1993.
[56]	A. Al-hinai and A. Feliachi, "Dynamic model of a micro-turbine used as a distributed generator," in <i>Proceedings of the Thirty-Fourth South-eastern Symposium on System Theory</i> , Huntsville, 2002.
[57]	L.N Hannet and A. Khan, "Combustion Turbine Dynamic Model Validation," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 8, no. 1, pp. 152-158, 1993.
[58]	F. Jurado and J.R. Saenz, "Adaptive control of a fuel cellmicroturbine hybrid power plant," <i>IEEE Transactions on Energy Conversion</i> , vol. 18, no. 2, pp. 342- 347 , 2003.
[59]	H.G. Arantzamendi, "Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux," Thèse de doctorat de l'université de Grenoble, 2006.
[60]	L. N. Hannett and K. Afzal, "Combustion turbine dynamic model validation from tests," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 8, no. 1, pp. 152-158, 1993.
[61]	Y. Zhu and K. Tomsovic, "Development Of Models For Analyzing The Load-Following Performance Of Microturbines And Fuel Cells," <i>Journal of Electric Power</i> , vol. 62, no. 2, pp. 1-11, 2002.
[62]	W.l Heinz, B.G Ian, K.r Rudi, and Y. L Bor, "Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery," <i>Journal of Power Sources</i> , vol. 144, no. 2, pp. 373-384, 2005.
[63]	C.M. Shephred, "Design of primary and secondary cells - Part 2. An equation describing battery discharge," <i>Journal of Electrochemical Society</i> , vol. 112, no. 1, pp. 657-664, 1965.
[64]	J.B. Copetti, E. Lorenzo, and F. Chenlo, "A general battery model for PV system

	simulation," <i>Progress in Photovoltaics : Research and Applications</i> , vol. 1, no. 2, pp. 283-292, 1993.
[65]	B. S. Borowy, Z. M. Salameh, L. Pierrat, and Y.J Wang, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a Wind/PV hybrid system. Discussion," <i>IEEE Transactions on Energy Conversion</i> , vol. 11, no. 3, pp. 367-375, 1996.
[66]	Y. Sukamongko, A.S. Chung, and W. Ongsakul, "A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads," <i>Renewable Energy</i> , vol. 27, no. 2, pp. 237–258, 2002.
[67]	A. Rajapakse and S. Chungpaibulpatana, "Dynamic simulation of a photovoltaic refrigeration system," <i>Regional Energy Resources Information Center</i> , vol. 16, no. 3, pp. 67-101, 1999.
[68]	M. Ehsani, "Real Time Simulation of Vehicle Power and Propulsion Systems Using Opal-RT Real Time Tools," Texas A&M University , 2010.
[69]	F. Blaabjerg, Z. Chen, and S.B. Kjaer, "Power electronic as efficient interface in dispersed power generation systems," <i>IEEE Transactions on Power Electronics</i> , vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, 2004.
[70]	S. Astier, "Conversion photovoltaïque du rayonnement solaire à la cellule," <i>Techniques de l'ingénieur</i> , D 3 936 2008.
[71]	Y. Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque," Thèse de doctorat de l'ENSAM de Lille 2004.
[72]	I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," Thèse de Doctorat de l'Université du Havre 2005.
[73]	J. H. Lee, H. B. Bo, and H. Cho, "Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size," in <i>in Proceedings Power Electronics and Motion Control Conference</i> , 2006.
[74]	N. Horiuchi and T. Kawahito, "Torque and power limitations of variable speed wind turbines using pitch control and generator power control," in <i>Power Engineering Society Summer Meeting</i> , 2001.
[75]	B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, "Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines," <i>Renewable Energy</i> , vol. 32, no. 8, pp. 1273–1287, 2007.
[76]	E.A. Bossany, "The Design of closed loop controllers for wind turbines," <i>Wind Energy</i> , vol. 3, no. 2, pp. 149-163, 2000.
[77]	L. Chalal, J.Y Dieulot, F. Colas, and G. Dauphin-Tanguy, "Dynamic model of a flexible



	blade wind turbine in an electrical grid control structure," in <i>the 4th International Conference on Integrated Modeling and Analysis in Applied Control and Automation</i> , Marocco, 2010.
[78]	S. Agarwal, L. Chalal, G. Dauphin-Tanguy, and X. Guillaud, "Bond Graph Model of Wind Turbine Blade," in <i>In Proceedings of the 7th Vienna International Conference on Mathematical Modelling</i> , Vienna, 2012.
[79]	S. Agarwal, L. Chalal, G. Dauphin-Tanguy, and X. Guillaud, "Bond Graph Model of Wind Turbine Blade," <i>Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems (accepted for publication)</i> , 2012.
[80]	J.Y Dieulot, L. Chalal, and F. Colas, "A vibration damping MPPT strategy for wind turbine using delayed feedback," in <i>Proceedings of the 18th IFAC World Congress</i> , Milano, Italy, 2011.
[81]	P. Boucher and D. Dumur, <i>La commande prédictive: avancées et perspectives</i> , 1st ed. Paris: Hermes, 2006.
[82]	P.A. Agachi, Z.K. Nagy, M.V. Cristea, and A. Imre-Lucaci, <i>Model Based Control: Case Studies in Process Engineering</i> , 1st ed.: Wiley-VCH , 2006.
[83]	S.J Qin and T.A Badgwell, "A survey of industrial model predictive control technology," <i>Control Engineering Practice</i> , vol. 11, no. 7, pp. 733-764, 2003.
[84]	C.N Stoica, "Robustification de lois de commande prédictives multivariables," Supélec, thèse de doctorat de Supelec Paris, 2008.
[85]	J. Richalet, A. Rault, J.L Testud, and J. Papon, "Model predictive heuristic control : Applications to industrial processes," <i>Automatica</i> , vol. 14, no. 5, pp. 413-428, 1978.
[86]	H. Benlaouki, "Méthodes géométriques pour la construction des ensembles invariants: Application à la faisabilité des lois de commande prédictive," Thèse de de Doctorat Supélec Paris 2009.
[87]	S. Olaru, "Contribution à l'étude de la commande prédictive sous contraintes par approche géométrique," Thèse de doctorat de Supelec Paris, 2005.
[88]	M. Cannon, "Efficient nonlinear model predictive control algorithms," <i>Annual Reviews in Control</i> , vol. 28, no. 5, pp. 229-237, 2004.
[89]	R. Halvgaard, N. Kjølstad Poulsen, H. Madsen, and J.B. Jørgensen, "Modeling Smart Energy Systems for Model Predictive Control," in <i>Proceedings of the 17th Nordic Process Control Workshop</i> , Kgs Lyngby, Denmark., 2012.
[90]	D.A Ahlburg, "Error measures and the choice of a forecast method," <i>International Journal of Forecasting</i> , vol. 8, no. 6, pp. 99-104, 1992.

[91]	S. Kalogirou, "Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review," <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , vol. 5, no. 12, pp. 373-401, 2001.
[92]	A Mellit and S.A Kalogirou, "Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review," <i>Progress in Energy and Combustion Science</i> , vol. 34, no. 6, pp. 574-632, 2008.
[93]	C. Voyant, C. Paoli, M. Muselli, and M.L. Nivet, "Forecasting of preprocessed daily solar radiation time series using neural network," <i>Solar Energy</i> , vol. 84, no. 12, pp. 2146-2160, 2010.
[94]	L. Landberg, I.G. Giebe, H. Nielsen, T. Nielsen, and H. Madsen, "Short-term Prediction—An Overview," <i>Wind Energy</i> , vol. 6, no. 3, pp. 273-280, 2003.
[95]	R.J. Aguiar, M. Collares-Pereira, and J.P. Conde, "Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices," <i>Solar Energy</i> , vol. 3, no. 40, pp. 269-279, 1988.
[96]	R.W. Mueller, K.F. Dagestad, P. Ineichen, M. Schroedter-Homscheidt, and S. Cros, "Rethinking satellite-based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module," <i>Remote Sensing of Environment</i> , vol. 91, no. 4, pp. 160-174, 2004.
[97]	L. Diazrobles, J. Ortega, and J. Fu, "A hybrid ARIMA and artificial neural networks model to forecast particulate matter in urban areas: The case of Temuco, Chile," <i>Atmospheric Environment</i> , vol. 35, no. 42, pp. 8331-8340, 2008.
[98]	H. Kanchev, D. Lu, B. Francois, and V. Lazarov, "Smart monitoring of a microgrid including gas turbines and a dispatched PV-based active generator for energy management and emissions reduction," in <i>Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe</i> , 2010.
[99]	W. Qi, J. Liu, X. Chen, and P.D. Christofides, "Supervisory Predictive Control of Standalone Wind/Solar Energy Generation Systems," <i>IEEE Transactions on Control Systems Technology</i> , vol. 19, no. 1, pp. 199 - 207, 2011.
[100]	R. Dufolopez and J. Bernal-Augustin, "Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms," <i>Solar Energy</i> , vol. 79, no. 3, pp. 33-46, 2005.
[101]	T. Gjengedal, S. Johansen, and O. Hansen, "Emission constrained Unit-Commitment," <i>Energy Conversion System</i> , vol. 11, no. 5, pp. 132-138, 1996.
[102]	J. Morren, S.W.H. de Haan, W.L. Kling, and J.A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , vol. 21, no. 1, pp. 433- 434, 2006.

[103]	I.D. Margaritis, S.A. Papathanassiou, N.D. Hatzargyriou, A.D. Hansen, and P. Sorensen, "Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration," <i>IEEE Transactions on Sustainable Energy</i> , vol. 3, no. 2, pp. 189- 199 , 2012.
[104]	P. Boucher and D. Dumur, <i>La commande prédictive</i> , 2nd ed.: Technip, 1996.
[105]	M. Basseville and I. Nikiforov, <i>Detection of Abrupt Changes: Theory and Application.:</i> Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1993.
[106]	D. Huang, H. Sarjoughian, D. Rivera, and G. Godding, "Flexible experimentation and analysis for hybrid devs and mpc models," in <i>In Proceedings of Winter Simulation Conference</i> , Monterey,USA, 2006.
[107]	H. Dongping, H.S. Sarjoughian, W. Wenlin, G. Godding, and D.E. Rivera, "Simulation of Semiconductor Manufacturing Supply-Chain Systems With DEVS, MPC, and KIB," <i>IEEE Transactions on Semiconductor Manufacturing</i> , vol. 22, no. 1, pp. 164- 174, 2009.



# Annexes

# Annexe 1 Modèle Bond Graph de la turbine éolienne

Le modèle d'une turbine éolienne est classiquement considéré comme un générateur de couple avec un modèle du train de puissance à une ou deux masses.

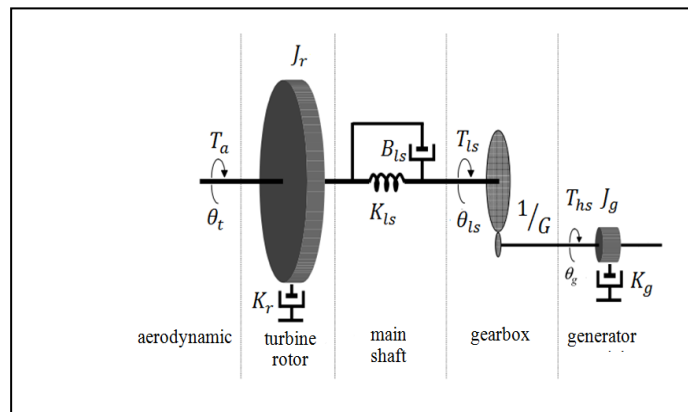


Figure A-1 Modèle à deux masses de la turbine éolienne

La stratégie de contrôle dans la zone d'optimisation est donnée par l'équation suivante :

$$T_{em} = K_{opt\_hs} \omega_g^2 - K_{t\_hs} \omega_g$$

Le développement de cette loi de contrôle est explicité au cours du chapitre II.

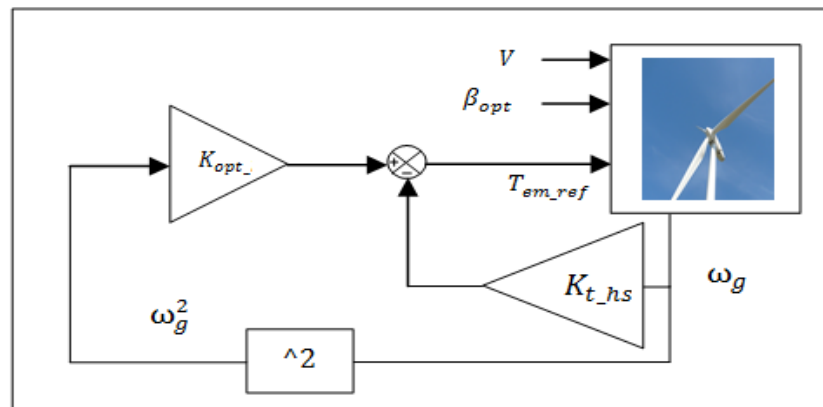


Figure A-2 Contrôle de l'éolienne en zone MPPT

Le modèle de la pale est intégré dans la structure du train de puissance comme montré par la Figure A-2.

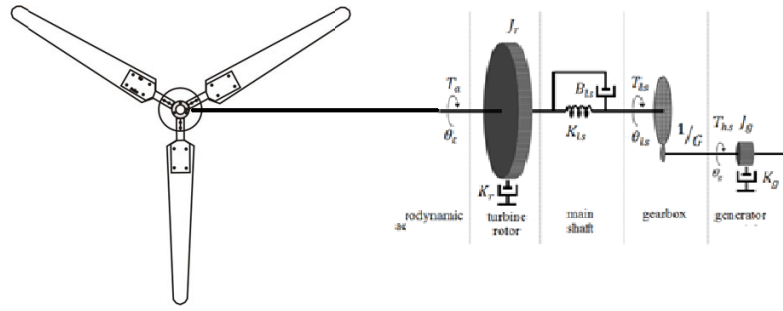


Figure A-3 Modèle à deux masses avec les pales flexibles

Cependant, ces deux représentations ne tiennent pas compte de la flexibilité des pales et leur inertie est regroupée avec le moyeu. Certains auteurs intègrent un mode flexible dans l'axe rotatif relié au générateur électrique. Toutes ces représentations supposent que les pales sont rigides. Dans un futur proche de plus en plus d'éoliennes de grande puissance vont voir le jour et la longueur des pales pourrait atteindre une centaine de mètres. La rigidité des turbines va diminuer en raison du poids et de nouveaux matériaux vont être utilisés. Nous avons décidé d'intégrer la flexibilité de la pale et de montrer l'intérêt de l'utilisation d'un modèle dynamique d'une éolienne. L'outil Bond-Graph a été utilisé et les simulations sont réalisées sous le logiciel 20sim.

La pale est considérée comme une poutre flexible de type Rayleigh. Elle est divisée en un nombre fini comme montré sur la figure A-4.

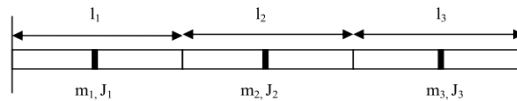


Figure A-4 Poutre de Rayleigh subdivisée en 3 éléments

Le

Les forces exercées sur un élément de la poutre sont : les forces élastiques, les forces inertielles, les forces d'amortissement ainsi que les forces externes. Le modèle Bond Graph d'un élément de la pale est représenté par la Figure A-5.

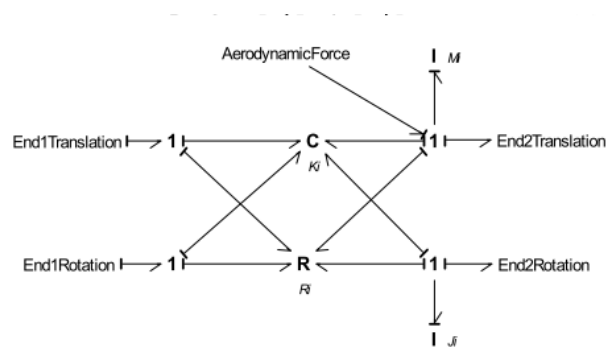


Figure A-5 Modèle Bond graph d'une section avec les forces aérodynamiques

La pale entière est représentée sur la figure A-6.  $V_0$  et  $W_r$  représentent respectivement la vitesse du vent et la vitesse de rotation. Les gyrateurs sont utilisés pour calculer les forces exercées sur chaque élément de la pale. La théorie de l'élément de la pale (*Blade Momentum Theory*) est utilisée pour calculer ces forces.

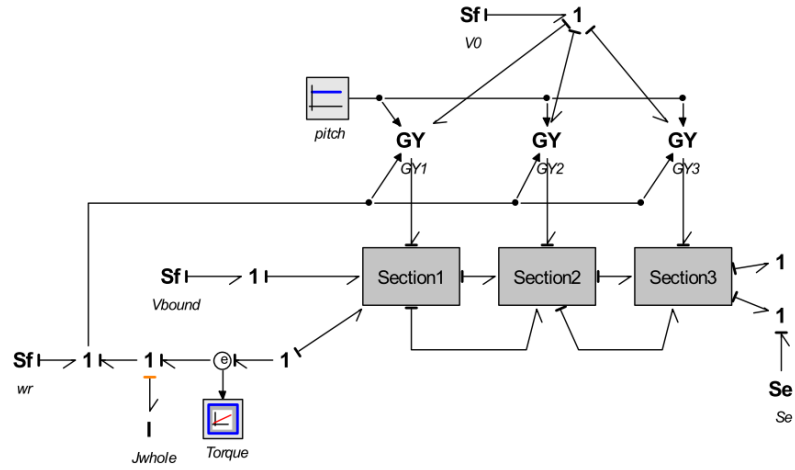


Figure A-6 Modèle Bond graph de la pale entière

Ces travaux ont fait l'objet de plusieurs publications [77] [78] [79], auxquelles il conviendra de se reporter pour plus de détails.



## **Annexe 2 Paramètres des panneaux photovoltaïques utilisés**

Le système photovoltaïque utilisé, installé sur le toit de l'ENSAM de Lille, peut délivrer une puissance 17.3 kWc. Ce système fait partie d'un mini réseau réalisé sur la plateforme énergies réparties du L2EP. Ce système se compose de 108 panneaux PV de type BP Solar - BP3160. Les caractéristiques générales sont données par la Figure A-7.

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.

**Performance**

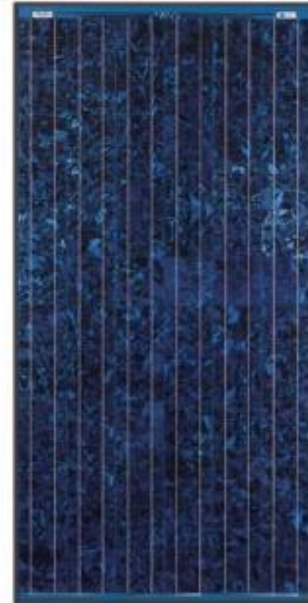
Rated power ( $P_{max}$ )	160W
Power tolerance	$\pm 5\%$
Nominal voltage	24V
Limited Warranty <sub>1</sub>	25 years

**Configuration**

<b>B</b> BP 3160B	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
<b>S</b> BP 3160S	Clear universal frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
<b>L</b> BP 3160L	Unframed laminate version of BP 3160S
<b>U</b> BP 3160U	Clear universal frame with standard junction box

**Electrical Characteristics<sup>2</sup>**

	<b>BP 3160</b>
Maximum power ( $P_{max}$ ) <sup>3</sup>	160W
Voltage at Pmax ( $V_{mp}$ )	35.1V
Current at Pmax ( $I_{mp}$ )	4.55A
Warranted minimum $P_{max}$	152W
Short-circuit current ( $I_{sc}$ )	4.8A
Open-circuit voltage ( $V_{oc}$ )	44.2V
Temperature coefficient of $I_{sc}$	(0.065 $\pm$ 0.015)%/°C
Temperature coefficient of $V_{oc}$	-(160 $\pm$ 20)mV/°C
Temperature coefficient of power	-0.5 $\pm$ 0.05)%/°C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m <sup>2</sup> ; wind 1m/s)	47 $\pm$ 2°C
Maximum series fuse rating	15A (S, L); 20A (U)
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC & IEC 61215 rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)


**Mechanical Characteristics**

Dimensions	<b>B,S,U</b>	Length: 1593mm (62.8")	Width: 790mm (31.1")	Depth: 50mm (1.97")
	<b>L</b>	Length: 1580mm (62.2")	Width: 783mm (30.8")	Depth: 19mm (0.75")
Weight	<b>B,S,U</b>	15.0 kg (33.1 pounds)		
	<b>L</b>	12.4 kg (27.3 pounds)		
Solar Cells	<b>B,S,L,U</b>	72 cells (125mm x 125mm) in a 6x12 matrix connected in series		
Output Cables	<b>B,S,L</b>	RHW AWG# 12 (4mm <sup>2</sup> ) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 1250mm (-) and 800mm (+)		
Junction Box	<b>U</b>	Standard junction box with 6-terminal connection block; IP 54, accepts PG 13.5, M20, ½ inch conduit, or cable fittings accepting 6-12mm diameter cable. Terminals accept 2.5 to 10mm <sup>2</sup> (8 to 14 AWG) wire.		
Diodes	<b>B,S,L,U</b>	Three 9A, 45V Schottky by-pass diodes included		
Construction	<b>B,S,L,U</b>	Front: High-transmission 3mm (1/8 <sup>th</sup> inch) tempered glass; Back: Tedlar;		

Figure A-1 Caractéristiques des panneaux utilisés

Ces panneaux sont couplés au réseau triphasé EDF par l'intermédiaire de 6 onduleurs MPPT de la marque FRONIUS – IG30 ayant une puissance nominale de 2,5 kW. Le schéma du système photovoltaïque est montré à la Figure A- 8.

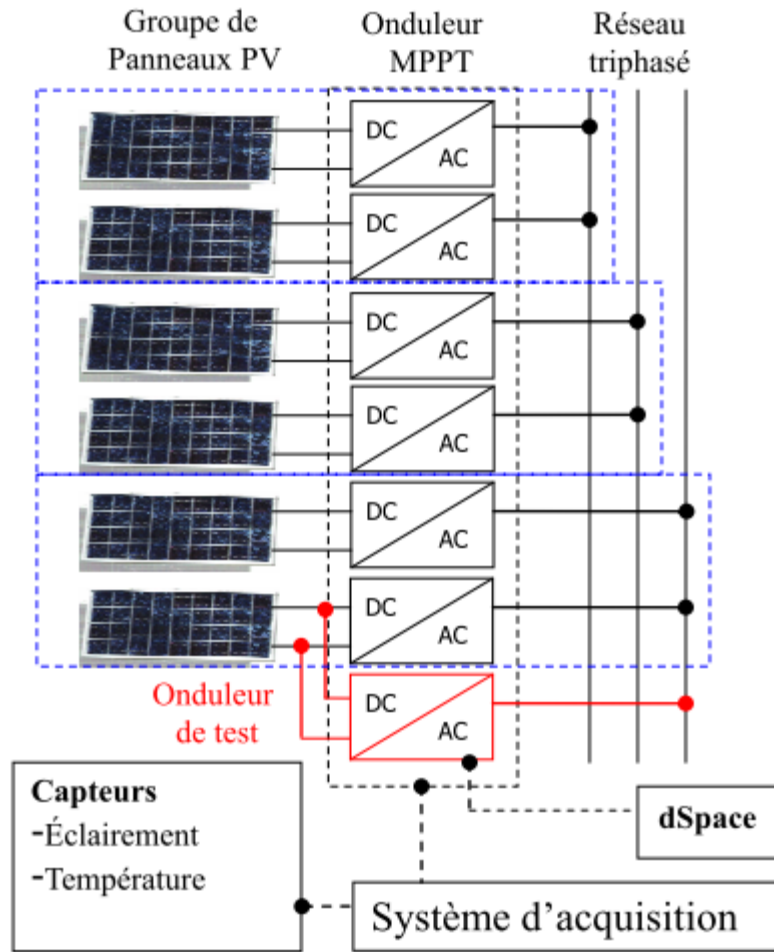


Figure A-2 Système photovoltaïque utilisé

## Annexe 3 Description détaillée du banc de test

Cette annexe précise les dispositifs de banc d'essai du système de stockage basé sur supercondensateurs réalisé. Nous avons filtré la référence envoyée aux supercondensateurs afin de reproduire le comportement d'une batterie de stockage électrochimique.

Le schéma électrique correspondant est présenté à la Figure A-9.

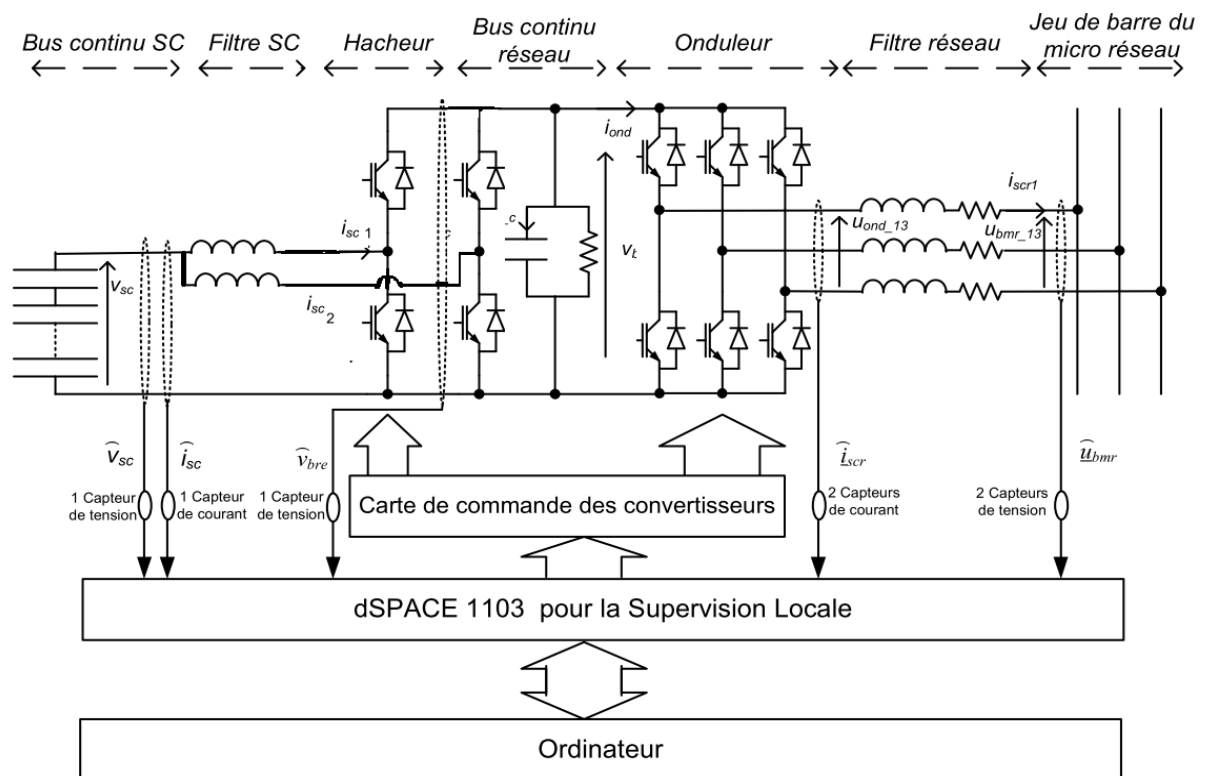


Figure A-1 Schéma électrique correspondant

La super-capacité utilisée est composée de quatre modules de supercondensateurs Maxwell BMOD0160 E48 160V/48F en série. Ce système comprend également un filtre triphasé, un hacheur entrelacé (pour réduire l'ondulation du courant délivré par la supercapacité), un bus continu, un onduleur et un filtre réseau triphasé. Les quatre modules des supercondensateurs sont connectés en série et puis connectés au bus continu via le hacheur entrelacé. Le courant issu de la supercapacité est divisé par deux et passe par un filtre monophasé (4 mH).

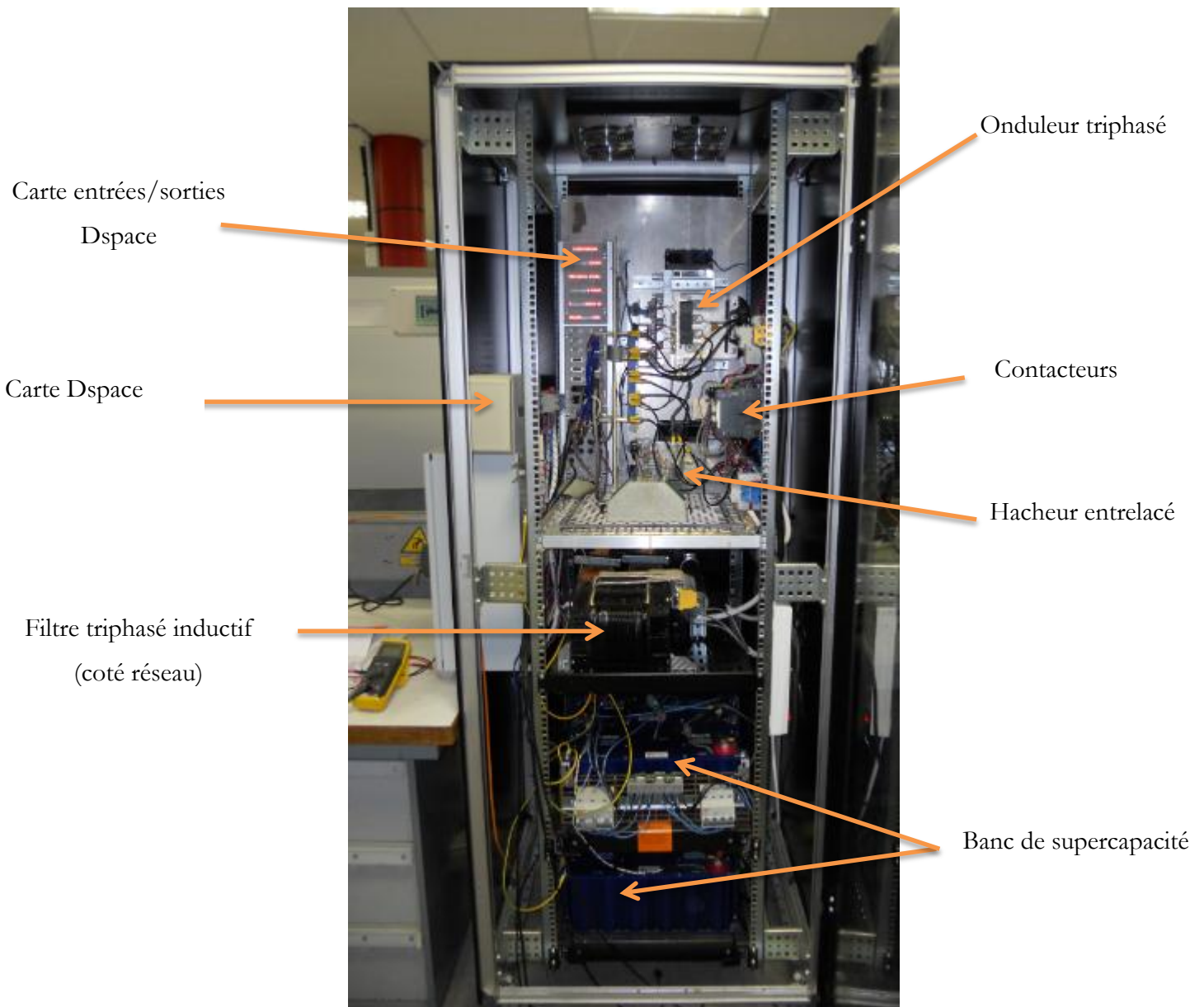
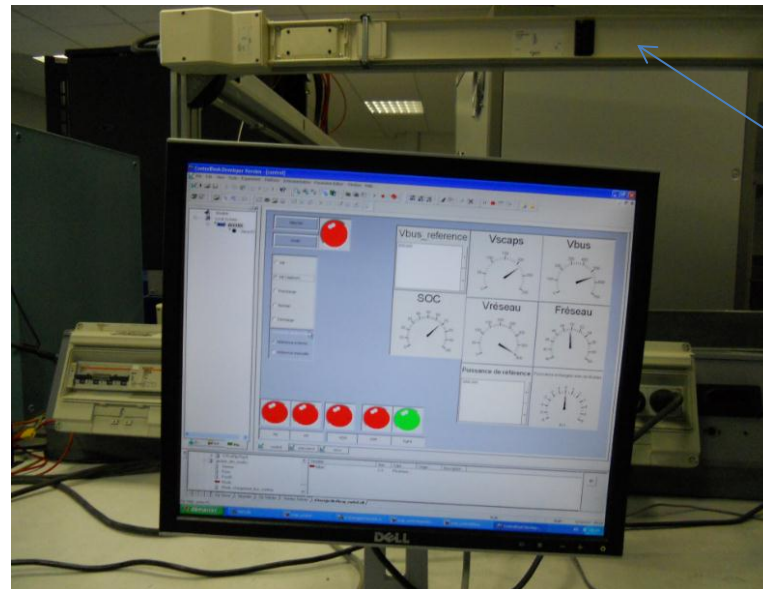


Figure A-2 Armoire de puissance réalisée

Les convertisseurs, le bus continu et les dispositifs accessoires sont installés dans une armoire (Figure A-10). Le filtre réseau est un filtre triphasé de 3mH pour chaque phase. Entre les deux convertisseurs, on a un bus continu composé de deux condensateurs en série de  $1100\mu F$ . Les convertisseurs (le hacheur et l'onduleur) sont des modules IGBT de SEMIKRON. Ce sont des modules SKM 145GB123D (le courant maximal est de 145A sous la température  $25^{\circ} C$ ) pour la cellule de commutation du hacheur (qui supporte un courant plus fort que ceux de l'onduleur) et le SKM

75GB123D (le courant maximal est de 75A sous la température 25° C) pour les trois cellules de commutation de l'onduleur. Ils sont pilotés par les sorties digitales d'une carte temps-réel dSPACE 1103.

Les signaux MLI sont envoyés par une carte insérée entre les commandes générées par Dspace et les convertisseurs ( $\pm 15V$ ). La figure A-11 montre le pc de supervision des différents modes de fonctionnement du banc des super capacités.



Jeu de barre

Figure A-3 PC de supervision (ControlDesk)

# Lamine CHALAL

## Coordination de systèmes multisources pour favoriser la production d'énergie électrique renouvelable

### Résumé

Cette thèse est consacrée à la coordination des systèmes multisources intégrant des ressources de production renouvelables. Le chapitre I est consacré à l'état de l'art traitant la supervision des systèmes hybrides. Au cours de ce chapitre nous avons défini le contexte et le cadre de notre étude et nous avons présenté les avantages et les inconvénients des stratégies actuellement utilisées. Ensuite, nous avons présenté notre vision de la supervision des systèmes multisources intégrant des ressources renouvelables.

Au cours du chapitre II nous avons spécifié le système hybride et les modèles de ces composants afin de les intégrer dans une structure de supervision à base de commande prédictive. Le chapitre III concerne le développement du superviseur à base de commande prédictive. La fonction coût doit non seulement prendre en compte le suivi de la consigne mais aussi des critères technico-économiques (coût de l'énergie, émissions polluantes, cyclage de l'élément de stockage ....etc). Ce superviseur prend en compte non seulement les modèles dynamiques mais aussi des prédictions à court termes de la ressource photovoltaïque. Le critère est minimisé pour chaque nouvelle fenêtre de prédiction afin d'envoyer les consignes à chaque composant du système hybride. Les résultats de la validation expérimentale du superviseur proposé montrent la validité de l'algorithme. Le chapitre IV vise à montrer la généralité du superviseur à base de commande prédictive proposé. En effet, une éolienne contrôlée en zone d'optimisation a été ajoutée au système hybride. Ensuite, l'éolienne est contrôlée en mode dégradé dans le but de réduire l'impact des variations de la vitesse du vent sur le suivi de la consigne de puissance. La fonction coût a été modifiée pour répondre à ces nouvelles exigences. Enfin, nous avons explicité les bénéfices potentiels d'un horizon de prédiction variable. La variation de l'horizon de prédiction est effectuée en fonction des pertinences des prévisions des ressources d'origine renouvelables. Les essais sur le système réel montrent la validité de tous les concepts développés.