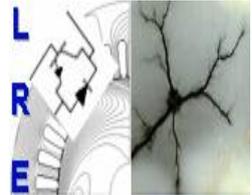




Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Mémoire de Master En Electrotechnique

Présenté par :
DERBAL Massinissa

Intitulé

Elaboration d'un Algorithme de Gestion d'Énergie pour un Système Hybride Éolien Photovoltaïque avec Stockage Hybride Batteries/Supercondensateurs

Directeur du mémoire :

M.O MAHMOUDI
E.M.BERKOUK

Professeur
Professeur

Ecole Nationale Polytechnique d'Alger
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger

Membres de jury :

SAHRAOUI
ZEBBADJI

Docteur
Docteur

Ecole Nationale Polytechnique d'Alger
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger

ENP 2013

ملخص :

الهدف من هذه الأطروحة هو دراسة التخزين الهجين بطارية/مكثفة فائقة لنظام يعمل على طاقة الرياح الشمسية الهجينة متصل بالشبكة الكهربائية. للقيام بذلك، نقوم أولاً بعرض مجال الطاقة المتجددة ومبدأ النظام الهجين. أخيراً قمنا بدمج نظام التخزين الهجين بطارية/مكثفة ووضعنا خوارزمية إدارة الطاقة للنظام الهجين الكامل.

كلمات مفتاحية : نظام هجين، إدارة الطاقة، التخزين الهجين، بطارية، مكثفة فائقة.

Résumé :

L'objectif de ce mémoire est l'étude de stockage hybride d'énergie batteries-supercondensateurs d'un système hybride éolien photovoltaïque en mode connecté au réseau. Pour cela, nous avons commencé par présenter un état de l'art sur les sources d'énergies renouvelables et le principe du système hybride. L'intégration du stockage hybride batteries-supercondensateurs a été réalisée. Finalement, nous avons développé un algorithme de gestion d'énergie pour le système hybride global sous l'environnement MATLAB/Simulink.

Mots clés : système hybride, gestion d'énergie, stockage hybride, batterie, supercondensateur.

Abstract:

The aim of this thesis is the study of battery-supercapacitor energy storage for a hybrid wind solar energy connected to the network. To do so, we begun by presenting a state of art on renewable energies and hybrid system principle. The integration of battery/supercapacitor hybrid storage is performed. Finally, we have developed a power management algorithm for the full hybrid energy system in MATLAB / Simulink.

Keywords: hybrid system, energy management, hybrid storage, battery, supercapacitor.

Remerciement

Nous remercions le bon Dieu miséricordieux et clément, qui nous protège et qui nous a guidés dans la bonne voie des sciences et de la connaissance.

Nous remercions particulièrement et très chaleureusement nos promoteurs M.Berkouk et M.Mahmoudi pour Leurs dévouement, conseils scientifiques et suivis, ce qui nous a permis de mener notre travail à terme.

Notre sincère remerciement et notre profonde gratitude vont également au président et aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous accordent, en acceptant de juger notre travail.

Et enfin, merci à tout ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'accomplissement de ce travail.

Merci

Je dédie ce modeste travail à :

Ma mère

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que tu as consentie pour mon instruction et mon bien être

Je prie Dieu puissant de te protéger et t'accorder santé, bonheur et longue vie.

À la mémoire de mon père

À ma grande mère et ma famille

À tous mes enseignants depuis le primaire

À tous mes amis

À toute la promotion de l'année 2013 de l'ENP, et tous ceux qui connaissent Massinissa de près ou de loin.

Massinissa

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Etat de l'art

I.1 Introduction	2
I.2 Contexte énergétique mondial	2
I.3 L'énergie renouvelable en Algérie	3
I.3.1 Potentiel solaire en Algérie	3
I.3.2 Potentiel en énergie éolienne en Algérie.....	4
I.4 Stockage d'énergie électrique	5
I.4.1 Les batteries	5
I.4.2 Les supercondensateurs.....	5
I.5 Etude des systèmes d'énergie hybride	6
I.5.1. Classification des systèmes d'énergie hybride.....	6
I.5.2. Description du système d'énergie hybride	7
I.5.3 Configurations des systèmes d'énergie hybride.....	8
I.5.4 Commande des systèmes d'énergie hybride	9
I.6 Système hybride étudié	11
I.7 Conclusion	11

Chapitre II : Insertion du stockage et gestion du système globale

II.1 Introduction	12
II.2 Modèle de la batterie Pond-acide	12
II.3 Modélisation des Supercondensateurs	15
II.3.1 Schéma électrique équivalent	15
II.3.2 Identification des paramètres du circuit équivalent	15
II.4 Modélisation du hacheur buck-boost réversible en courant	17
II.4.1 Modèle en valeurs moyennes	18
II.4.2 Commande en courant du hacheur buck–boost réversible en courant.....	19
II.5 Simulation de stockage hybride batteries-supercondensateurs.....	21
II.6 Structure du système hybride et objectifs de la gestion d'énergie	23
II.6.1.a Commande du système de stockage hybride (batterie-supercondensateur)	23
II.6.1.b Coté charge.....	24
II.6.2 Description de la gestion du système hybride	25

II.6.3 L'algorithme de la gestion du système hybride	26
II.7 Résultats de simulation et interprétations	28
II.8 Conclusion	34
Introduction générale.....	35

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I

Figure I.1 : Consommation mondiale d'énergie primaire en 2010	2
Figure I.2 : Carte du vent de l'Algérie.	4
Figure I.3 : Principe d'un supercondensateur.....	6
Figure I.4 : Classification des systèmes d'énergie hybride.....	7
Figure I.5 : Synoptique d'un système d'énergie hybride avec groupe électrogène	8
Figure I.6 : Configuration de SEH à bus CC	9
Figure I.7 : Architecture mixte d'un système hybride.....	9
Figure I.8 : Exemple de gestion des charges selon les priorités	10
Figure I.9 : Schéma globale du système hybride étudié.....	11

CHAPITRE VI

Figure II.1 : Evolution de la tension avec le temps ,durant la charge et la décharge.....	13
Figure II.2 : Modèle électrique équivalent simple de la batterie.	13
Figure II.3 : Circuit équivalent du modèle à deux branches des supercondensateurs.....	15
Figure II.4 : Chargement du supercondensateur	16
Figure II.5 : Hacheur buck-boost réversible en courant associé au supercondensateurs.	18
Figure II.6 : Les deux étapes du convertisseur buck-boost réversible en courant.	18
Figure II.7 : Schéma de principe de contrôle la hacheur Buck-Boost associé aux supercondensateurs.	20
Figure II.8 : contrôle de l'hacheur associé au batteries.....	21
Figure II.9 : Résultats de simulation dynamique du stockage hybride batterie-supercondensateur	22
Figure II.10 : Elaboration des consignes de stockage hybride.....	24
Figure II.11 : Architecture générale de la supervision du système hybride.....	25
Figure II.12 : Algorithme de gestion des flux énergétiques du système hybride.....	28
Figure II.13 : (a) profil de la vitesse du vent , (b) L'irradiation solaire.	29
Figure II.14 : Résultats de la simulation pour les principaux puissances du système hybride (a) Ppv, (b) Ps et Qs , (c) Pr , (d) Pstock (Pbat+Psc).	30
Figure II.15 : La tension du bus continue Vdc.....	30
Figure II.16 : Le profil de courant hybride.	30
Figure II.17 : Puissance de la charge initiale et effective.	31
Figure II.18 : Résultats de la simulation de système de stockage :(a) socbat et socSC , (b) Pbat et Psc.	31
Figure II.19 : La puissance du réseau	31

Figure II.20: (a) vitesse de rotation de la MADA, (b) angle pitch (c) Coefficient de performance de la turbine éolienne, (d) ratio de vitesse, (e) couple électromagnétique, (f) couple mécanique ramené au rotor de la MADA. 32

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: Puissance installée (sources éolienne et photovoltaïque) 3

Tableau I.2: Potentiel solaire en Algérie 4

Introduction
générale



Introduction générale

Actuellement, le monde est à la recherche de sources d'énergie alternatives car la demande d'énergie ne cesse de grandir, et la croissance économique est devenue synonyme d'une consommation énergétique toujours plus importante. Cette dernière reste toujours dépendante des réserves en combustibles fossiles. Cette situation ne peut perdurer, une exploitation plus judicieuse de l'énergie et une transformation du secteur énergétique s'avèrent indispensables.

Dans ce contexte vient notre présent travail, dans le but est de présenter une solution qui se base sur l'utilisation de plusieurs sources d'origines renouvelables, afin de répondre aux exigences d'une charge donnée. Mais la disponibilité aléatoire des sources d'énergie renouvelables (soleil, vent) rend nécessaire l'intégration d'un dispositif de stockage à notre système photovoltaïque-éolien. Cela va permettre de couvrir les creux énergétiques, et d'assurer une bonne qualité de service.

Les systèmes d'énergie hybride trouvent leur importance en surmontant l'intermittence, l'incertitude et la faible disponibilité de chaque source d'énergie renouvelable, ce qui rend ces systèmes plus fiables. Les générateurs photovoltaïque et éolien sont pratiquement complémentaires, car les jours ensoleillés ont souvent un faible vent, mais les jours nuageux et les nuits ont probablement de forts vents. Cette étude est orientée vers les systèmes d'énergie hybride résidentiels connectés au réseau. Cependant, les systèmes hybrides de petites tailles sont devenus plus attractifs pour les consommateurs (prix de plus en plus acceptables).

Le travail présenté dans ce mémoire consiste à étudier le stockage hybride batteries/supercondensateurs d'un système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque connecté au réseau pour une meilleure fiabilité. Enfin nous allons présenter un algorithme de gestion d'énergie globale d'une charge domestique.

Chapitre I

Etat de l'art

I.1 Introduction

Après une longue hésitation dans les décennies passées, les sources d'énergie renouvelables s'imposent progressivement, comme l'une des alternatives les plus sûres à long terme par rapport aux sources traditionnelles qui sont les carburants fossiles et l'uranium, notamment pour la production d'électricité [1] [2]. Dans le présent chapitre, nous allons présenter les différentes ressources des énergies renouvelables, en termes d'intérêt pour la production d'énergie électrique. Ensuite, nous allons entamer le principe de fonctionnement du système d'énergie hybride, en introduisant l'architecture du système hybride proposée pour notre étude.

I.2 Contexte énergétique mondial

L'énergie électrique est un facteur principal pour tout développement économique. La consommation d'énergie ne cesse d'augmenter avec l'accroissement de la population mondiale. Depuis l'ère industrielle, les combustibles fossiles ont joué un rôle essentiel dans le développement car ils permettent de disposer des sources d'énergie concentrées et peu chères. Ces combustibles fossiles sont disponibles en quantité finie, leur épuisement devrait être atteint au cours du $XXII^{\text{ème}}$ siècle, mis à part peut-être le charbon. De plus, l'usage de combustibles rejette du dioxyde de carbone (CO_2) qui a des effets néfastes sur l'environnement. La figure I.1 présente la consommation mondiale de l'énergie primaire (avant transformation) en 2010 [3].

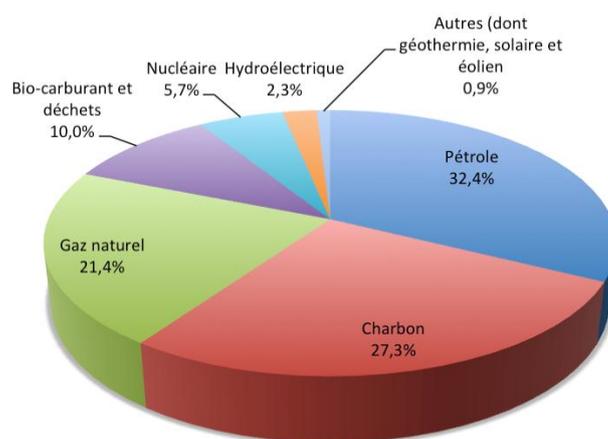


Figure I.1 : Consommation mondiale d'énergie primaire en 2010

Pour un développement durable, il est nécessaire de considérer les ressources renouvelables car la nature les met à notre disposition de façon permanente. Ces ressources renouvelables proviennent essentiellement du soleil. Ces sources ont l'inconvénient d'être peu concentrées, de plus leur intermittence pose quelques problèmes tels que la continuité de service. Un élément de stockage est alors nécessaire pour satisfaire la demande.

La puissance éolienne mondiale installée fin 2009 est de 160 GW soit une augmentation de 31 % par rapport à l'année 2008. Pour le solaire photovoltaïque, la puissance installée est de 22.9 GW soit une évolution de 47% par rapport à 2008 [3]. Les investissements à effectuer dans le domaine des énergies renouvelables sont encore considérables afin d'augmenter la part de ces derniers dans le parc de la production mondiale.

Année	1997	2000	2009
Eolien	7.6 GW	18.5 GW	160 GW
Photovoltaïque	605 MW	1.4GW	22.9 GW

Tableau I.1: Puissance installée (sources éolienne et photovoltaïque) [2]

I.3 L'énergie renouvelable en Algérie

Les réalisations algériennes dans le domaine des énergies renouvelables sont très limitées en comparaison avec l'actuelle évolution du parc d'énergie renouvelable mondial ou européen, qui a atteint des stades très avancés.

L'utilisation des énergies renouvelables en Algérie n'a pas dépassé le seuil d'expérience durant cinq décennies d'indépendance, malgré la position géographique stratégique du pays qui dispose de l'un des gisements solaire les plus importants au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures par an, et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de $1m^2$ est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700kWh/m^2/an$ au Nord et $2263kWh/m^2/an$ au Sud [4].

I.3.1 Potentiel solaire en Algérie

Au sud algérien, les premières expériences ont été effectuées au début des années quatre-vingt, où la première station d'énergie solaire a été installée à Melouka par une société du Royaume de Belgique, la station est aujourd'hui à l'arrêt, le recours aux énergies renouvelables au sud algérien est indispensable et prioritaire dans tout développement durable

de la région, les distances existantes entre les localités, la dispersion de la population dans le sud rend le raccordement au réseau électrique très coûteux [4].

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne D'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.2: Potentiel solaire en Algérie [5]

I.3.2 Potentiel en énergie éolienne en Algérie

La première expérience du pompage d'eau avec un éolien en Afrique a été effectuée à Adrar en 1957 au Ksar Sidi-Aissa, pour l'irrigation de 50 Hectare, ce système éolien a été saboté en 1962 à la sortie des français de l'Algérie, L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s, selon la carte du vent). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux et le Sahara. Le potentiel énergétique est énorme dans la région d'Adrar qui se trouve dans un couloir de vent de 6 m/s [4].

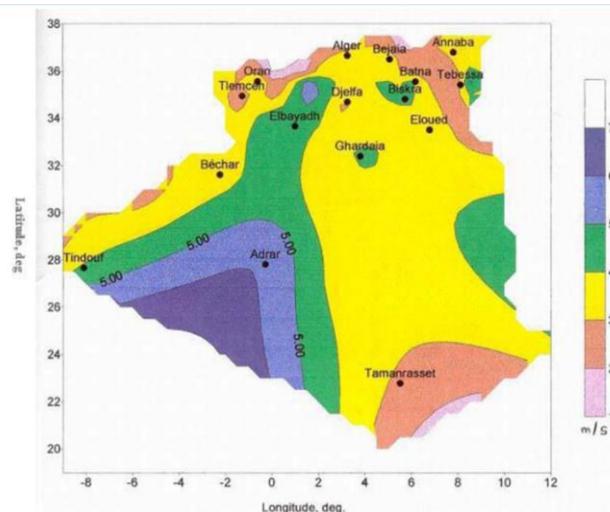


Figure1.2 Carte du vent de l'Algérie

L'Algérie devra produire dans une première étape, 7 % de son électricité grâce à l'énergie solaire et éolienne soit dans les 700 MW. Le pays vise à exploiter le potentiel exceptionnel d'ensoleillement pour utiliser, mettre au point et développer les applications de l'énergie solaire à l'électrification des sites isolés : régions montagneuses et zones désertiques du Sud, notamment les wilayas du Sud : Adrar, Illizi, Tamanrasset, Tindouf).

Des fermes éoliennes sont en projet à Tindouf, Timimoune, Adrar pour 100 MW au total [4].

I.4 Stockage d'énergie électrique

I.4.1 Les batteries

Le mode de stockage d'énergie électrique privilégié actuellement est l'accumulateur. Qu'il s'agit de téléphones portables ou de voitures, les batteries sont très largement répandues. La technologie est basée sur le concept chimique de la pile (on accumule de l'énergie chimique). Fondamentalement, l'élément de base d'une batterie est composé de deux électrodes, jouant les rôles d'anode et cathode, ainsi que d'un électrolyte en contact avec les électrodes qui permet la circulation des ions, et donc la création d'un courant [5] [6].

Parmi les nombreuses filières actuellement développées [5] :

- ❖ Les batteries au plomb, utilisées couramment pour alimenter des installations ne pouvant supporter des coupures d'alimentation électrique (installation hybrides des sites isolées, Hôpitaux ...).

- ❖ Les batteries au nickel-cadmium, largement utilisées sur tous les véhicules électriques. Cependant, le principal défaut de cette filière réside dans l'utilisation de Cadmium, qui est un métal lourd.

- ❖ Toutes les filières dérivées des batteries au lithium : lithium-ion, lithiumpolymères, lithium-métal-polymères...etc.

I.4.2 Les supercondensateurs

Le principe de base d'un supercondensateur est le suivant : un électrolyte (conducteur purement ionique, isolant électronique) est placé entre deux électrodes conductrices à très grande surface spécifique, c'est-à-dire à très grande surface de contact entre l'électrode et l'électrolyte. En général, les matériaux utilisés pour les électrodes sont des grains de carbone (charbon activé, fibres de carbone, aérogels de carbone...) ou des polymères conducteurs qui ont des surfaces spécifiques pouvant atteindre plusieurs milliers de m^2 par gramme de matière. Lorsqu'on applique un champ électrique entre les électrodes, des ions positifs et négatifs se déplacent dans l'électrolyte et forment à la surface de chaque électrode une couche de charges électriques, appelée double couche (voir figure I.3). Comme cette surface est très grande, la quantité de charges accumulées est bien plus importante que dans le cas des condensateurs classiques. L'énergie volumique stockée est d'ailleurs comprise entre 1 et 10 kWh/m³ contre 0,1 à 1 kWh/m³ pour les condensateurs [7]. La cyclabilité est beaucoup plus élevée pour les supercondensateurs (100 000 à 500 000 cycles de charge/décharge) que pour les batteries classiques (300 à 1500 cycles). Cependant, pour obtenir des systèmes exploitables, il faut

mettre en série un grand nombre de cellules pour aboutir à une tension de stockage élevée [8] [9].

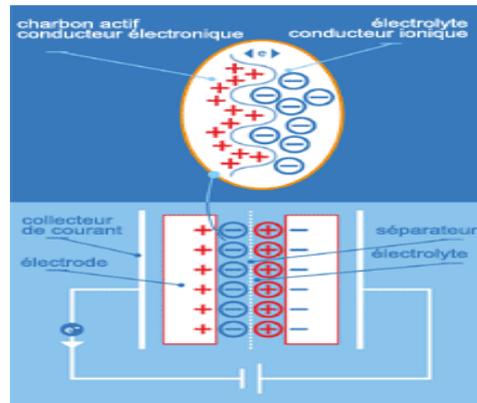


Figure I.3 : Principe d'un supercondensateur [13]

I.5 Etude des systèmes d'énergie hybride

La croissance économique est devenue équivalente à une consommation énergétique de plus en plus importante. Les systèmes de génération éolienne et photovoltaïque sont les plus prometteurs parmi les technologies de production d'énergie renouvelables, par leurs nombreux avantages. Cependant, chacune des technologies mentionnées ci-dessus a ses propres inconvénients. Néanmoins, le système d'énergie hybride est utilisé pour surmonter l'intermittence, l'incertitude, et la faible disponibilité de chaque source d'énergie renouvelable, ce qui rend le système plus fiable [1] [2].

Les systèmes d'énergie hybride (éolien –photovoltaïque) bien adaptés à une production connectée au réseau ou bien décentralisée peuvent contribuer à résoudre plusieurs problèmes d'approvisionnement énergétique. Ainsi, ils peuvent aussi trouver leur application dans les installations de télécommunications [10].

Le système d'énergie hybride a connu de nouveaux développements ces dernières années pour ce qui concerne les méthodes de gestion de la production, ainsi que l'optimisation du dimensionnement par des logiciels spécialisés (HOMER, SOMES, RAPSIM...) [11].

I.5.1. Classification des systèmes d'énergie hybride

Les systèmes d'énergie hybride sont classifiés suivant plusieurs critères. Cependant, nous avons choisi les classifications les plus courantes [12] [13].

I.5.1.a Le régime du fonctionnement

Il existe deux principaux groupes des systèmes d'énergie hybride. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système

électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique.

I.5.1.b Le contenu du système d'énergie hybride

Dans ce classement en fonction du contenu du système, trois critères peuvent être pris en compte. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie conventionnelle. Cette dernière peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz...etc.

Le second critère s'intéresse à la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire.

La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un générateur hydraulique, ou bien une combinaison de plusieurs sources renouvelables. Le choix des sources se base sur une analyse technique et économique.

Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la figure I.4.

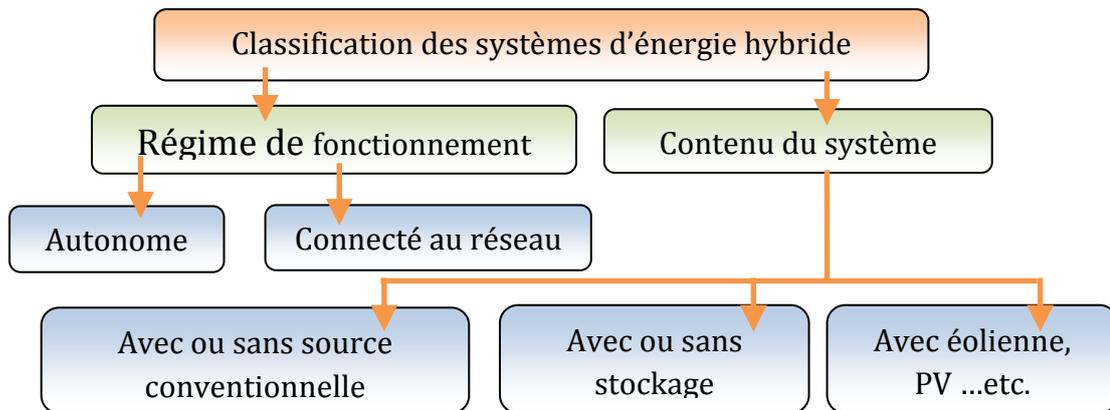


Figure I.4 : Classification des systèmes d'énergie hybride

I.5.2. Description du système d'énergie hybride

Le système d'énergie hybride contient principalement deux bus, un bus à CC pour les sources et les charges à CC et les batteries. Et un bus à CA pour les générateurs à CA et les systèmes de distributions, l'interconnexion entre les deux bus est réalisée à l'aide des convertisseurs de l'électronique de puissance [6].

Les systèmes d'énergie hybride autonome associent en général deux technologies complémentaires, une ou plusieurs sources d'énergies classiques (générateur diesel) avec au moins une source d'énergie renouvelable (figure I.8). Cette dernière comme l'éolienne ou le

photovoltaïque ne délivre pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet une production électrique non interrompue [10].

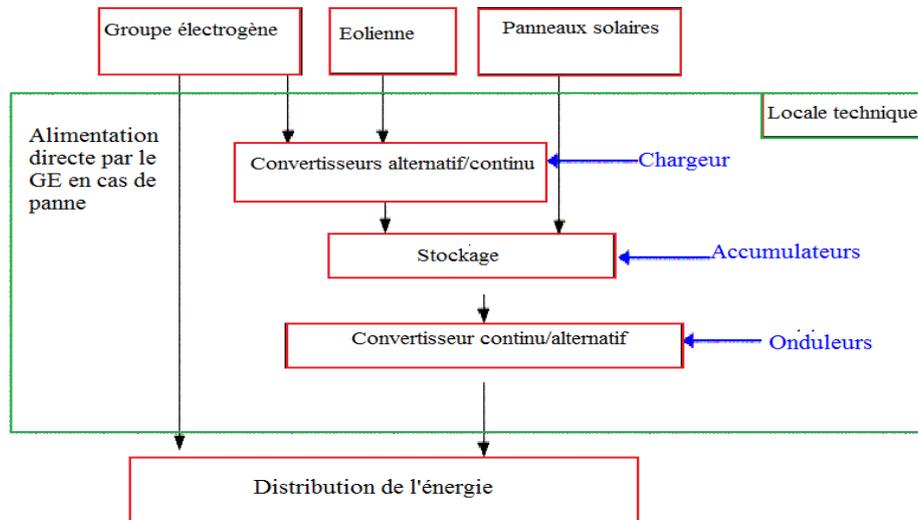


Figure I.5: Synoptique d'un système d'énergie hybride avec groupe électrogène [10].

La plupart des systèmes hybrides comportent un système de stockage généralement des batteries d'accumulateurs (figure I.6). L'utilisation de l'hydrogène permet d'avoir une autonomie beaucoup plus importante. Mais il reste toujours l'inconvénient de la capacité de stockage limitée, ainsi que son coût élevé. Pour cela, on cherche à minimiser le recours au stockage, et c'est l'un des objectifs d'utilisation des systèmes d'énergie hybride [7][14].

En général il y a trois aspects principaux à étudier pour un système d'énergie hybride :

- La configuration du système d'énergie hybride qui résulte d'un dimensionnement en fonction des ressources disponibles, ainsi que les contraintes d'utilisations.
- La maximisation de l'utilisation des ressources renouvelables.
- La qualité de l'énergie électrique fournie à l'utilisateur.

I.5.3 Configurations des systèmes d'énergie hybride

Pour le système d'énergie hybride, il y a deux principales configurations: architecture à bus CC et architecture mixte à bus CC-CA [7] [12].

I.5.3.a Architecture à bus CC

Dans ce cas la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus CC (figure I.6). Ainsi les systèmes de production à CA utilisent des redresseurs. Le système de commande est relativement simple, ce qui constitue le grand avantage pour une telle architecture. Les inconvénients sont principalement le rendement faible à cause de la batterie, et les pertes dans les convertisseurs de puissance [14].

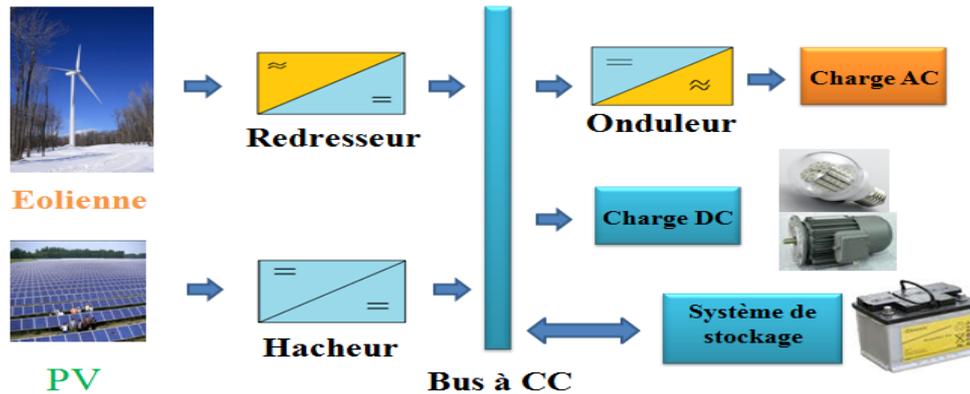


Figure I.6 : Configuration de SEH à bus CC

I.5.3.b Architecture mixte à bus CC/CA :

Cette architecture a des performances plus supérieures par rapport à la configuration à bus CC [25]. En effet, dans ce cas l'éolienne peut alimenter directement la charge CA ce qui permet d'augmenter le rendement du système. Quand il y a un surplus d'énergie les batteries se chargent (voir figure I.7). Pour les convertisseurs, on peut avoir un seul bidirectionnel entre les deux bus CC/CA qui remplace les deux précédents convertisseurs CC/CA unidirectionnels [11].

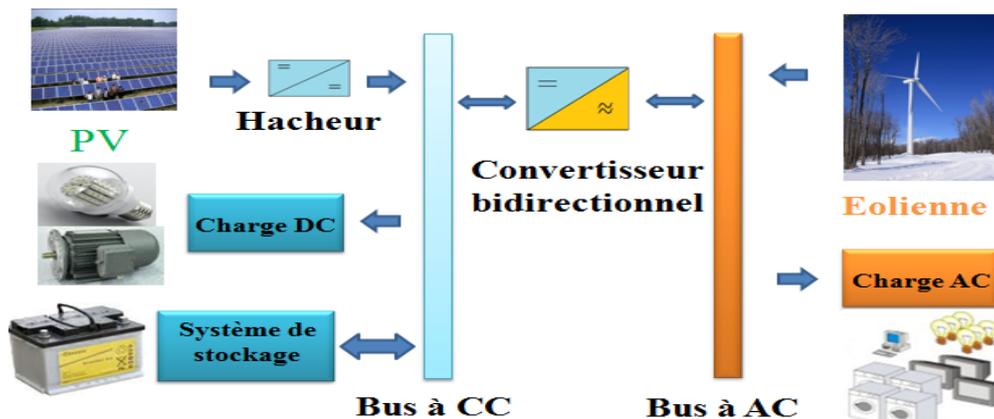


Figure I.7: Architecture mixte d'un système hybride

I.5.4 Commande des systèmes d'énergie hybride

Le but de cette commande est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge malgré les grandes fluctuations des sources.

I.5.4.a Stratégie de fonctionnement :

C'est un algorithme qui permet de gérer le flux d'énergie dans les différents composants du système pendant une période importante. Selon le profil de charge et les caractéristiques propres du système, ainsi que les exigences sur la qualité de l'énergie voulue. Le fonctionnement d'un système d'énergie hybride dépend des paramètres suivants [15] :

- Le profil de charge : les variations quotidiennes, les variations saisonnières, les pics les creux...
- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, l'écart type, les fréquences des événements, les valeurs extrêmes, les variations quotidiennes, les variations saisonnières...etc.
- La configuration du système : le nombre et les types de composants.
- Les normes de la qualité d'énergie.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces pour des applications particulières.

I.5.4.b. Gestion du stockage :

Les deux principales stratégies de gestion de stockage sont [9] [13]:

* La stratégie de stockage à court-terme "Peack Shaving Strategy" (par exemple par des supercondensateurs), elle permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou la charge.

-La stratégie à long terme "Cycle Charge Strategy" (par exemple par des batteries) est utilisée pour alimenter la charge sur une longue durée, elle permet aussi d'améliorer l'équilibre énergétique.

I.5.4.c Gestion des charges :

Elle peut être aussi à court terme ou à long terme, les charges sont connectées ou déconnectées par ordre de priorité (figure I.8).

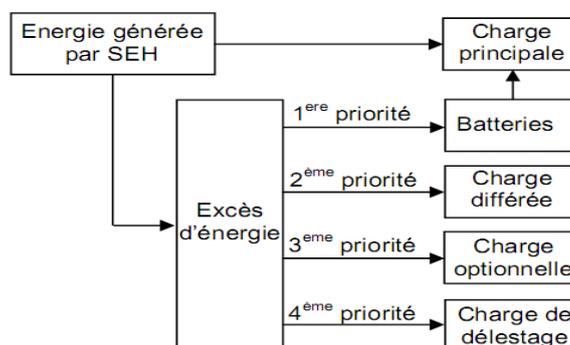


Figure I.8 : Exemple de gestion des charges selon les priorités [15]

I.6 Système hybride étudié :

La figure I.9 montre l'architecture du système hybride proposé dans ce mémoire. Les sources principales sont les générateurs éolien (à base de la Machine Asynchrone à Double Alimentation MADA) et photovoltaïque, tandis que le système de stockage hybride batteries-supercondensateurs joue un rôle essentiel dans la disponibilité d'énergie.

Le réseau électrique fonctionne comme une source secondaire de soutien. Le système est projeté vers des applications résidentielles.

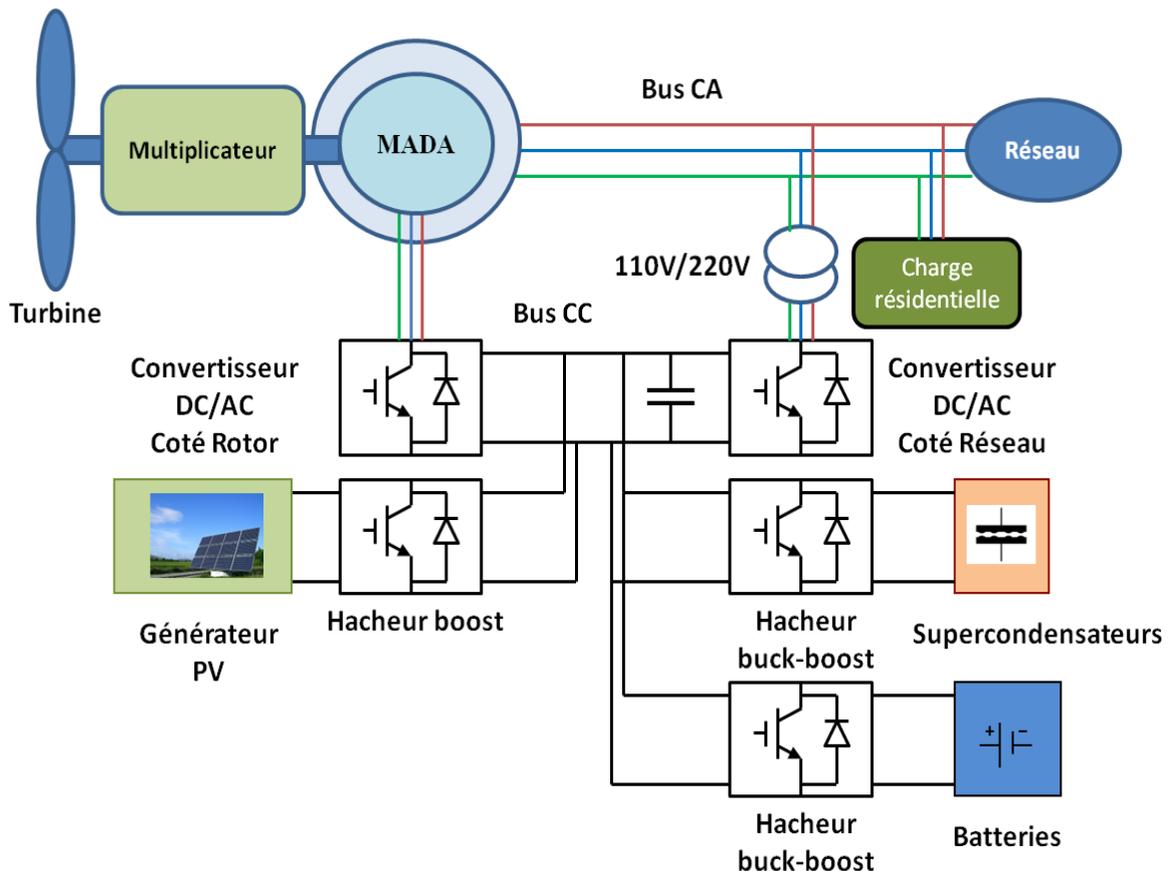


Figure I.9: Schéma globale du système hybride étudié.

I.7 Conclusion :

Actuellement, le recours vers les énergies renouvelables est devenu une nécessité. Il existe plusieurs configurations possibles d'un système hybride éolien/photovoltaïque. La plus optimale est l'architecture à bus mixte CC/CA avec stockage batterie/supercondensateurs. Pour une charge résidentielle, un algorithme de gestion doit être élaboré pour assurer une fiabilité du système et augmenter la durée des composants.

Chapitre II

*Insertion de stockage
et gestion du système
globale*

II. Insertion de stockage et gestion du système globale

II.1 Introduction

Pour un bon fonctionnement du système d'énergie hybride, il faut prévoir un système de stockage d'énergie. Il nous permet d'avoir une continuité de service et améliore la fiabilité du système hybride. Dans notre travail nous avons utilisé un système de stockage hybride batteries-supercondensateurs.

Les supercondensateurs avec leur grande densité de puissance interviennent aux phases transitoires (augmentation rapide de la demande en énergie), et les batteries aux phases permanentes (fin des phases transitoires) [9].

Dans ce chapitre nous allons modéliser le système de stockage et développer un algorithme de gestion d'énergie globale en coordonnant entre les différents composants du système hybride.

II.2 Modèle de la batterie Plomb-acide

Pour caractériser une batterie, on utilise principalement les paramètres électriques suivants [15] :

- ❖ **La capacité nominale q_{max}** : Est la valeur maximale d'ampères-heures (Ah), qui peut être extrait de la batterie dans les conditions de décharge prédéfinies.
- ❖ **L'état de charge SOC (state of charge)** : Est le rapport entre la capacité présente est la capacité nominale q_{max} : $SOC = \frac{q}{q_{max}}$, théoriquement $0 \leq SOC \leq 1$ ainsi , si $SOC = 1$ la batterie est totalement chargée, si $SOC = 0$ la batterie est totalement déchargée.
- ❖ **Le régime de charge (ou de décharge)** : Il caractérise le rapport entre la capacité nominale de la batterie et le courant au quel cette dernière est chargée (ou déchargée). Il est exprimé en heures par exemple pour une batterie de 100 Ah déchargée à 5 A, le régime de décharge est de 20 h.
- ❖ **La durée de vie** : Est le nombre de cycle charge /décharge que la batterie peut soutenir avant de perdre 20% de ça capacité.

Il existe plusieurs modèles des batteries dans la littérature, mais ils ont une mise en œuvre difficile, notamment à cause du nombre élevé des paramètres à déterminer.[5][8] Ces paramètres sont nécessaires pour modéliser l'évolution dans le temps de la tension aux bornes de la batterie, sur toute la phase de charge et de décharge (voir figure II.1). Ce type de modèles est adéquat avec les simulations à long terme.

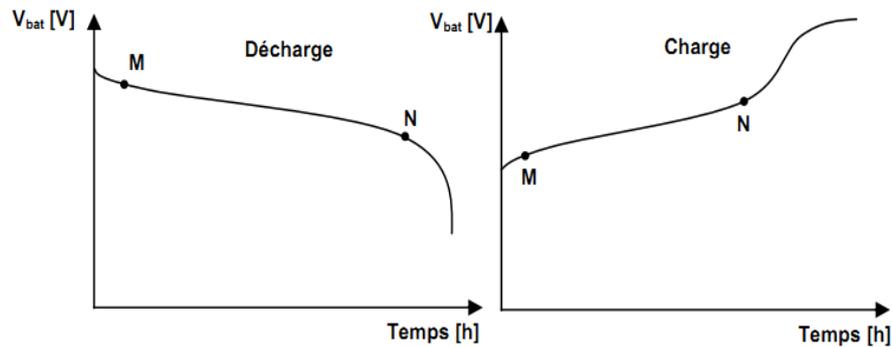


Figure II.1 : Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge.

Dans notre étude nous utilisons un modèle qui représente la partie linéaire des courbes de charge et de décharge (entre les points M-N sur les courbes présentées dans la figure II.1). Ainsi, notre simulation sera effectuée sur des intervalles de temps assez courts, il est plus convenable d'utiliser un modèle simplifié, le schéma électrique d'un tel modèle est présenté dans la figure II.2.[9]

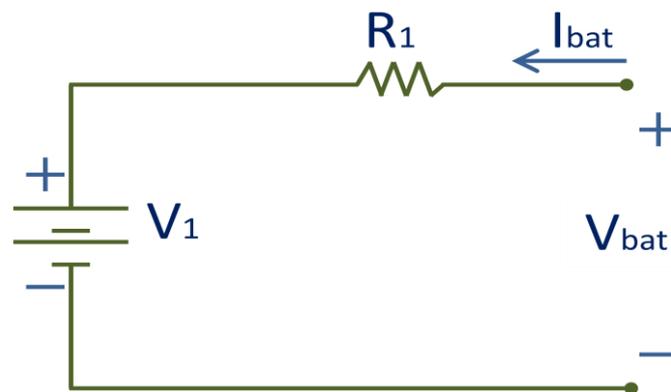


Figure II.2: Modèle électrique équivalent simple de la batterie.

Le modèle équivalent électrique est composé d'une source de tension en série avec une résistance (résistance interne). V_1 représente la tension à vide, R_1 la résistance série et I_{bat} le courant de la batterie. La tension en charge est déduite directement de la tension à vide et de la chute de tension due à la résistance interne série.

Nous avons utilisé un modèle électrique qui comporte deux modes opératoires charge et décharge. La batterie est dans le mode charge quand le courant d'entrée est positif, par contre elle est dans le mode décharge quand ce courant est négatif. V_1 et R_1 sont déterminées par des équations qui dépendent du mode opératoire de la batterie, nous avons [5] :

$$V_b = V_1 + I_b R_1 \quad (II.1)$$

Mode charge

Les paramètres du modèle en fonction de l'état de charge SOC sont donnés par :

$$V_1 = V_{ch} = [2 + 0.148 * SOC(t)] * n_s \quad (II.2)$$

$$R_1 = R_{ch} = \frac{0.758 + \frac{0.1309}{[1.06 - SOC(t)]}}{Q_n} * n_s \quad (II.3)$$

Avec : $SOC(t)$ représente l'état de charge actuelle, Q_n la capacité nominale de batterie en [Wh] et n_s est le nombre de cellules de 2V de la batterie en séries.

Mode décharge

$$V_1 = V_{dch} = [1.926 + 0.124 * SOC(t)] * n_s \quad (II.4)$$

$$R_1 = R_{dch} = \frac{0.19 + \frac{0.1307}{[SOC(t) - 0.14]}}{Q_n} * n_s \quad (II.5)$$

Il est important aussi dans la modélisation de pouvoir estimer l'état de charge instantanée. Cette estimation est réalisée par une équation qui est issue d'un bilan d'énergies relatives :

$$SOC(t + dt) = SOC(t)(1 - D dt) + k_b \left(\frac{V_b I_b - R_1 I_b^2}{Q_n} \right) dt \quad (II.6)$$

Où, k_b est le rendement charge décharge de la batterie, D représente le taux de la décharge interne de la batterie en [h^{-1}], V_b est une fonction de V_1 cette dernière équation devient alors :

$$SOC(t + dt) = SOC(t)(1 - D dt) + k_b \left(\frac{V_1 I_b}{Q_n} \right) dt \quad (II.7)$$

Nous pouvons écrire donc :

$$\frac{SOC(t + dt) - SOC(t)}{dt} = k_b \left(\frac{V_1 I_b}{Q_n} \right) - D SOC(t) \quad (II.8)$$

Finalement :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \int_{t-1}^t \left(k_b \left(\frac{V_1 I_b}{Q_n} \right) - D SOC(t) \right) \frac{dt}{3600} \quad (II.9)$$

II.3 Modélisation des Supercondensateurs

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles qui sont développés pour la description des supercondensateurs. Dans notre étude, nous avons choisi celui appelé modèle à deux branches [44]. Ce dernier est représenté dans la figure II.3.

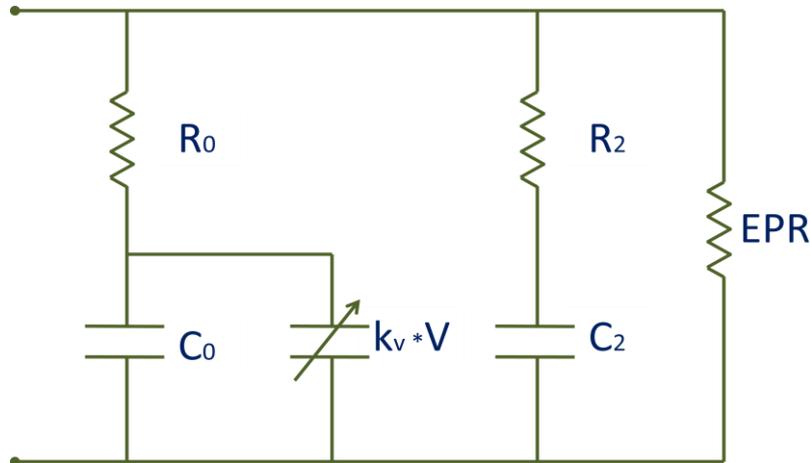


Figure II.3: Circuit équivalent du modèle à deux branches des supercondensateurs.

II.3.1 Schéma électrique équivalent

A partir de la figure II.3, nous pouvons distinguer trois parties [16][17] :

- **Branche principale :** Elle est la responsable principale du stockage. Elle comporte un condensateur à capacité constante C_0 , un condensateur dont la capacité est proportionnelle à la tension aux bornes $k_v * V$, et une résistance série R_0 .
- **Branche lente :** Qui est composée de la résistance R_2 et du condensateur C_2 . Elle représente le phénomène de redistribution de tension à l'intérieur du dispositif sur le moyen et long terme à la fin de charge ou de décharge.
- **La résistance EPR :** C'est la résistance équivalente parallèle de fuite qui caractérise l'autodécharge.

II.3.2 Identification des paramètres du circuit équivalent

La méthode d'indentification est basée sur l'analyse des résultats obtenus, en chargeant les supercondensateurs à partir de la tension nulle, jusqu'à la tension nominale avec un courant constant comme le montre la figure II.4 [18].

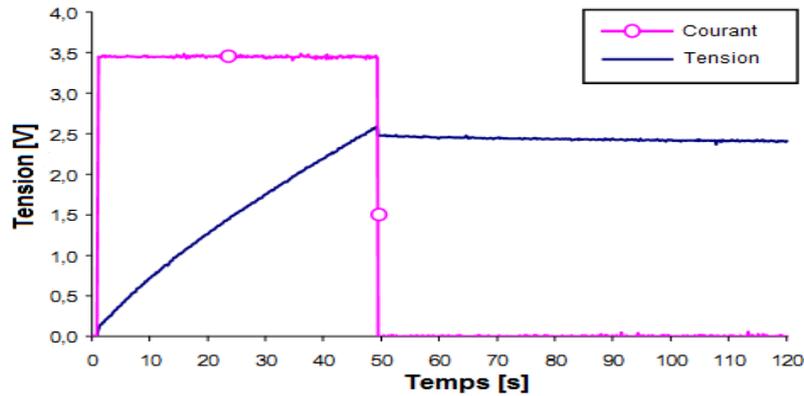


Figure II.4: Chargement du supercondensateur [18].

Détermination de R_0 :

Durant la phase de chargement la branche lente (R_2, C_2) n'a pas d'influence, la résistance R_0 est déterminée comme suit :

$$R_0 = \frac{\Delta V}{I_C} \quad (II.10)$$

Où ΔV est la chute de tension au premier moment de chargement, en supposant que tous les condensateurs sont déchargés et I_C représente le courant de charge.

Détermination de C_0 et k_v :

Dans la branche principale nous avons :

$$i = (C_0 + k_v \cdot v_c) \cdot \frac{dv_c}{dt} \quad (II.11)$$

L'intégration de cette dernière équation en considérant un courant de charge constant, nous donne :

$$t = f(V) = \frac{C_0}{I_C} \cdot V + \frac{1}{2} \cdot \frac{k_v}{I_C} \cdot V^2 \quad (II.12)$$

En observant la figure II.4, on voit que la courbe inverse $t = f(V)$ durant la phase de chargement est sous la forme suivante :

$$t = c_2 \cdot V^2 + c_1 \cdot V \quad (II.13)$$

En comparant (II.12) et (II.13) on obtient :

$$\begin{cases} C_0 = c_1 \cdot I_C \\ k_v = 2 \cdot c_2 \cdot I_C \end{cases} \quad (II.14)$$

Comme I_C est imposé, il suffit de connaître c_1 et c_2 . En choisissant deux points représentatifs de la courbe $P_1(t_1, V_1)$ et $P_2(t_2, V_2)$, on aura le système suivant :

$$\begin{cases} t_1 = c_2 \cdot V_1^2 + c_1 \cdot V_1 \\ t_2 = c_2 \cdot V_2^2 + c_1 \cdot V_2 \end{cases} \quad (II.15)$$

La résolution de l'équation (II.15) permet de déterminer c_1 et c_2 et par la suite C_0 et k_v :

$$\begin{cases} c_1 = \frac{t_1}{V_1} - \frac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_2^2 - V_1 \cdot V_2} \\ c_2 = \frac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_1 \cdot V_2^2 - V_1^2 \cdot V_2} \end{cases} \quad (II.16)$$

$$\begin{cases} C_0 = \left[\frac{t_1}{V_1} - \frac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_2^2 - V_1 \cdot V_2} \right] \cdot I_C \\ k_v = 2 \cdot \left[\frac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_1 \cdot V_2^2 - V_1^2 \cdot V_2} \right] \cdot I_C \end{cases} \quad (II.17)$$

Détermination de la branche lente C_2 et R_2

Dans cette partie, il faut fixer la constante du temps $\tau_2 = R_2 C_2$ moyennement longue qui est empiriquement de l'ordre de 240s. En suite, la tension V_{2f} est mesurée à un temps égal à trois fois cette période, et on suppose qu'à partir de ce moment la branche lente est complètement chargée [17]. Par conséquent, tous les condensateurs ont la même tension, ce qui donne :

$$Q_{tot} = I_C \cdot T_C = C_2 \cdot V_{2f} + \left(C_0 + \frac{k_v}{2} \cdot V_{2f} \right) \cdot V_{2f} \quad (II.18)$$

Dans (II.18) tous les termes sont connus sauf C_2 , ce qui rend sa détermination facile, finalement la valeur de la résistance R_2 est exprimée par :

$$R_2 = \frac{\tau_2}{C_2} \quad (II.19)$$

II.4 Modélisation du hacheur buck-boost réversible en courant

L'hacheur buck-boost est utilisé pour le système de stockage par batteries et par supercondensateurs. Il est considéré comme un étage d'adaptation, il permet également de réaliser les opérations de charge et de décharge vue ça réversibilité en courant. Il est élévateur de tension pour la décharge, et abaisseur de tension pour la charge. La non linéarité de ce convertisseur, nous ramène à faire une linéarisation au tour d'un point de fonctionnement pour modéliser le système. Car la fréquence de découpage reste assez grande devant la dynamique des composants physiques du convertisseur [16].

II.4.1 Modèle en valeurs moyennes

Dans cette partie, on prend l'hacheur associé aux supercondensateurs comme illustration de la modélisation en valeurs moyennes (voir figure II.5), sachant que pour les batteries on suit la même procédure. La commande des deux interrupteurs de puissance est complémentaire.

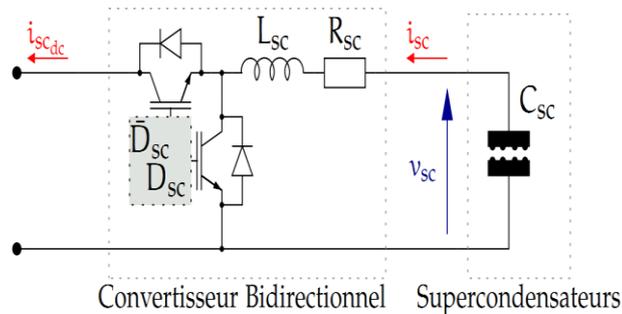


Figure II.5 : Hacheur buck-boost réversible en courant associé aux supercondensateurs.

Deux étapes de fonctionnement sont distinguées pour ce type d'hacheur, chaque période d'échantillonnage T_{MLI} est divisée en deux parties.

Etape 1 : $t \in [0, D_{sc} T_{MLI}]$

A partir de la figure II.6 (a) nous pouvons écrire :

$$v_{sc} = L_{sc} \frac{di_{sc}}{dt} + R_{sc} i_{sc} \quad (II.20)$$

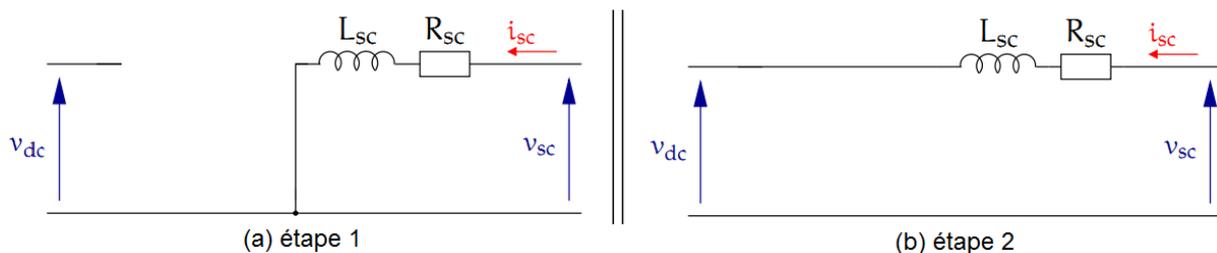


Figure II.6 : Les deux étapes du convertisseur buck-boost réversible en courant.

Etape 2 : $t \in [D_{sc} T_{MLI}, T_{MLI}]$

En appliquant la loi des mailles nous avons:

$$v_{sc} = L_{sc} \frac{di_{sc}}{dt} + R_{sc} i_{sc} + v_{dc} \quad (II.21)$$

La moyenne de ces deux dernières équations sur une période de découpage, nous donne le modèle moyen décrit par :

$$L_{sc} \frac{di_{sc}}{dt} = v_{sc} - (1 - D_{sc}) v_{dc} - R_{sc} i_{sc} \quad (II.22)$$

II.4.2 Commande en courant du hacheur buck–boost réversible en courant

Les transferts d'énergie entre le bus continu et les dispositifs de stockage (batteries et supercondensateurs) sont contrôlés par action sur les références des courants de stockage dans le système de commande de l'hacheur buck-boost. Cette commande utilise un régulateur PI qui a démontré des bonnes performances pour le contrôle en courant [16].

La détermination des paramètres du régulateur PI passe par le modèle à petits signaux du convertisseur associé aux supercondensateurs. Cela en considérant que le courant qui passe par l'inductance i_{sc} et que les tensions v_{sc} et v_{dc} s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} i_{sc} = \overline{I_{sc}} + \widetilde{i_{sc}} \\ v_{sc} = \overline{V_{sc}} + \widetilde{v_{sc}} \\ v_{dc} = \overline{V_{dc}} + \widetilde{v_{dc}} \end{cases} \quad (II.23)$$

Où : $\overline{I_{sc}}$, $\overline{V_{sc}}$ et $\overline{V_{dc}}$ représentent respectivement les valeurs moyennes de i_{sc} , v_{sc} et v_{dc} .

$\widetilde{i_{sc}}$, $\widetilde{v_{sc}}$ et $\widetilde{v_{dc}}$ sont les perturbations autour du point de fonctionnement.

L'équation (II.22) devient donc :

$$L_{sc} \frac{d(\overline{I_{sc}} + \widetilde{i_{sc}})}{dt} = (\overline{V_{sc}} + \widetilde{v_{sc}}) - \left(1 - (\overline{D_{sc}} + \widetilde{d_{sc}})\right) (\overline{V_{dc}} + \widetilde{v_{dc}}) - R_{sc} (\overline{I_{sc}} + \widetilde{i_{sc}}) \quad (II.24)$$

Sachant que la tension du bus continue v_{dc} est maintenue constante par une boucle de régulation du système, et que la variation de la tension des supercondensateurs v_{sc} est largement grande par rapport à la période d'échantillonnage, on peut supposer que les tensions v_{dc} et v_{sc} restent constantes ($\widetilde{v_{dc}} = 0$ et $\widetilde{v_{sc}} = 0$). Ainsi, On obtient l'équation (II.25) qui caractérise le régime permanent, et l'équation (II.26) qui décrit les variations autour de ce point de fonctionnement.

$$0 = \overline{V_{sc}} - (1 - \overline{D_{sc}}) \overline{V_{dc}} - R_{sc} \overline{I_{sc}} \quad (II.25)$$

$$L_{sc} \frac{d\widetilde{i_{sc}}}{dt} = \widetilde{d_{sc}} \overline{V_{dc}} - R_{sc} \overline{I_{sc}} \quad (II.26)$$

On peut déterminer la fonction de transfert du convertisseur comme suit:

$$\frac{\widetilde{i_{sc}}}{\widetilde{d_{sc}}}(s) = \frac{\frac{\overline{V_{dc}}}{R_{sc}}}{1 + \frac{L_{sc}}{R_{sc}} s} \quad (II.27)$$

Le régulateur PI est écrit sous la forme suivante :

$$PI(s) = k_{psc} \left(1 + \frac{1}{\tau_{isc} s} \right) = \frac{k_{psc}(1 + \tau_{isc} s)}{\tau_{isc} s} \quad (II.28)$$

Avec, k_{psc} est le gain proportionnel, τ_{isc} est la constante de temps de l'action intégrale qui est choisit pour éliminer la constante de temps du système. Les paramètres du régulateur sont exprimés par :

$$k_{psc} = \frac{L_{sc}}{V_{dc} T_0} \quad (II.29)$$

$$\tau_{isc} = \frac{L_{sc}}{R_{sc}} \quad (II.30)$$

T_0 est une constante de temps qui caractérise le comportement du système en boucle fermée. Pour améliorer la vélocité, elle est choisie inférieure à celle en boucle ouverte $T_0 = 0.5$ ms [19].

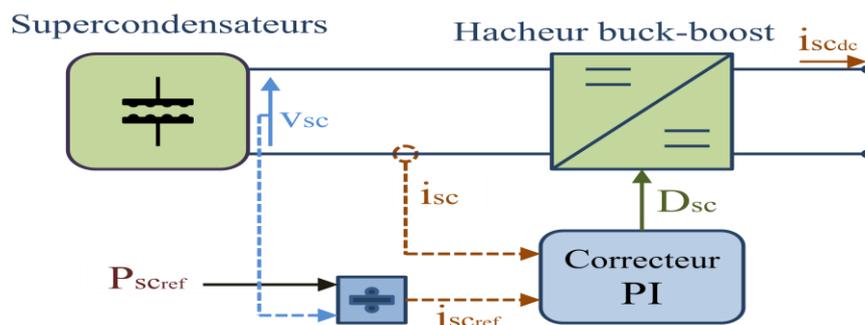


Figure II.7 : Schéma de principe de contrôle du hacheur Buck-Boost associé aux supercondensateurs.

Comme l'illustre la figure II.7, la référence de la puissance des supercondensateurs P_{scref} est générée par le système gestion d'énergie. A partir de cette dernière, nous pouvons tirer le courant correspondant des supercondensateurs i_{scref} . Dans le but de charger ou de décharger les supercondensateurs le régulateur PI asservit le courant i_{sc} afin de suivre la référence i_{scref} . Le contrôle de l'hacheur buck-boost réversible en courant associé aux batteries suit le même principe, dans ce cas c'est la référence P_{batref} qui est imposée par le système de gestion d'énergie comme l'illustre la figure II.8.

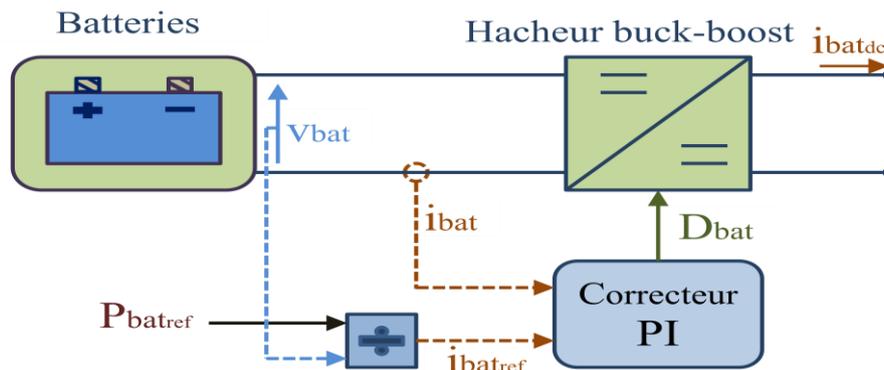
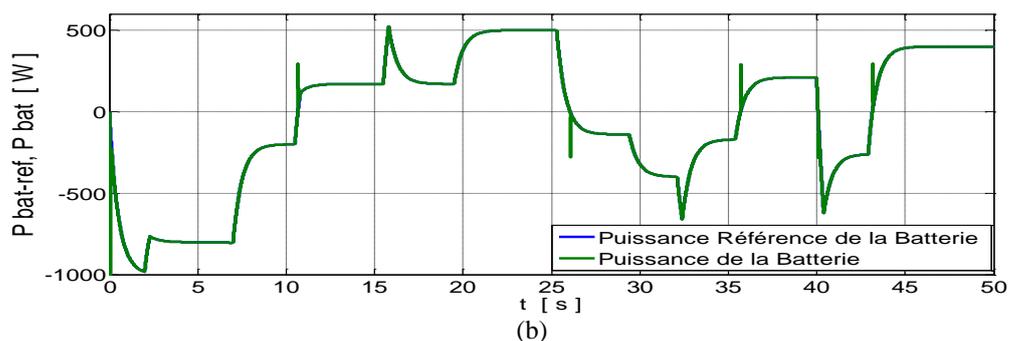
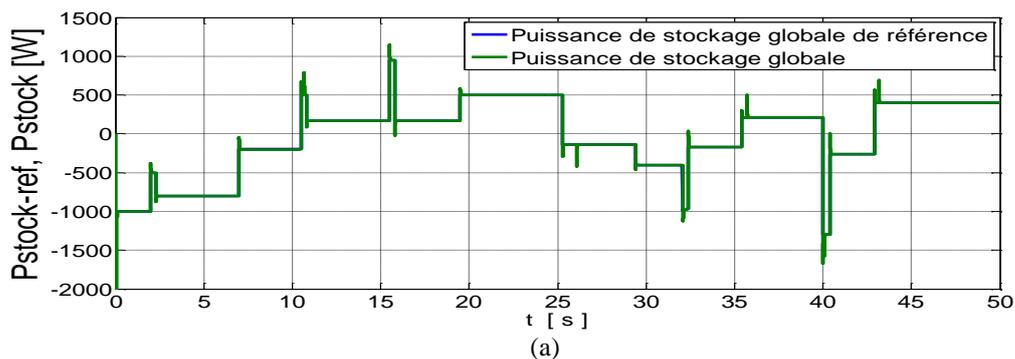


Figure II.8 : Contrôle de l'hacheur associé aux batteries.

II.5 Simulation de stockage hybride batteries-supercondensateurs

La consigne du stockage traverse un filtre passe-bas vers les batteries, par contre les supercondensateurs reçoivent la partie transitoire restante. Nous choisissons pour le filtre passe-bas une constante de temps de 0.5s. De plus, les paramètres des batteries et des supercondensateurs sont indiqués dans l'annexe A. L'état de charge initiale des batteries est de 45% et celle des supercondensateurs est de 43% et les états de charge limites des batteries et des supercondensateurs ne sont pas tenues en compte dans cette simulation. La tension du bus continu est considérée constante à 400V. En outre, la puissance de stockage de référence est générée de façon à contenir des variations rapides et autres lentes.



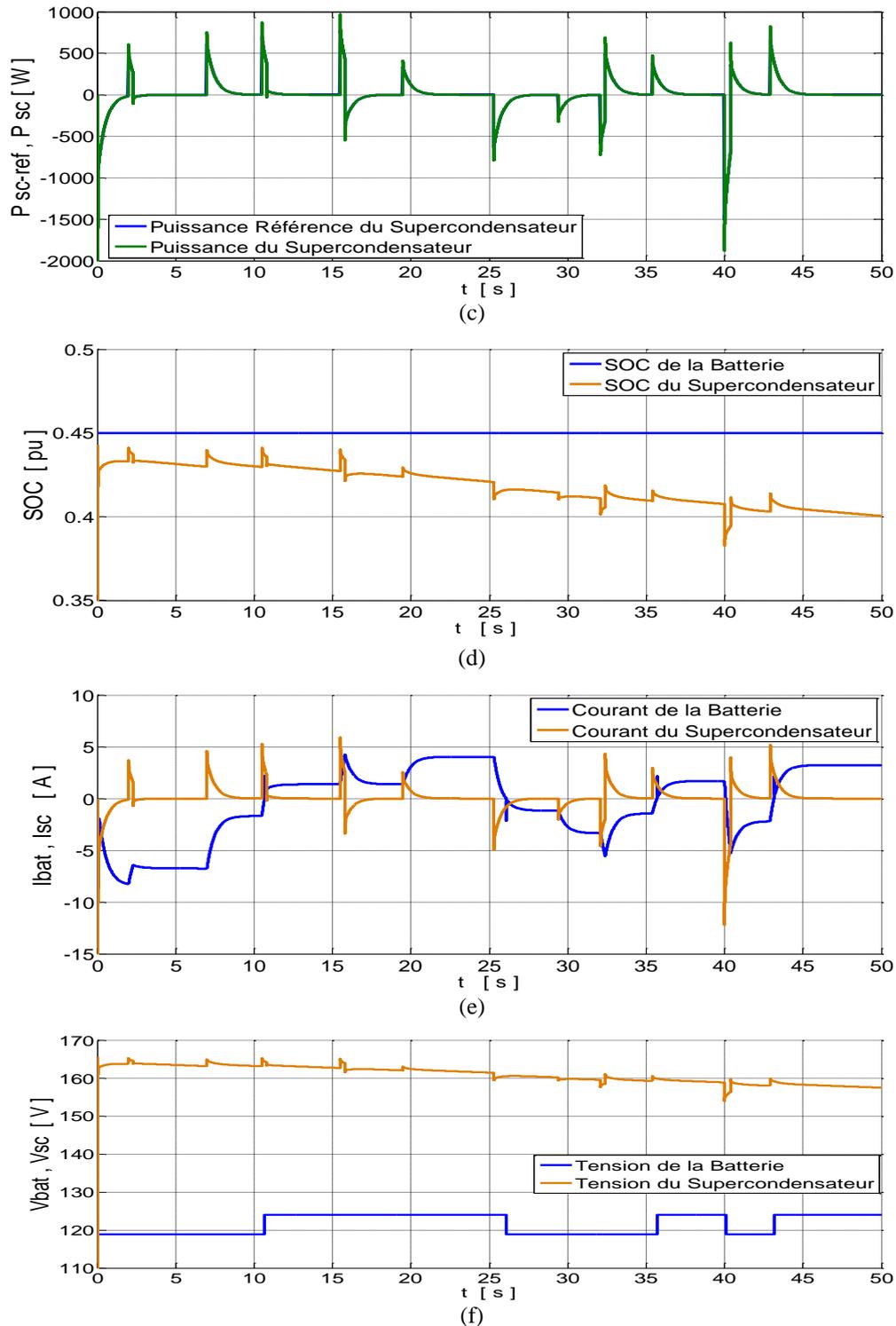


Figure II.9: Résultats de simulation dynamique du stockage hybride batterie-supercondensateur

A partir de la figure II.9(a), Nous remarquons que la puissance globale produite suit bien la référence de la puissance de stockage avec des très faibles dépassements. De même pour la puissance des batteries (voir figure II.9(b)), et celle des supercondensateurs (voir figure II.9(c)), cela démontre l'efficacité de la commande des convertisseurs buck-boost.

Nous observons bien que le supercondensateur intervient seulement pour les phases transitoires comme le montre la figure II.9 (c) et la figure II.9 (e), par contre les batteries ont une dynamique de réaction nettement plus longue, cela est clair dans les allures des courants comme l'illustre la figure II.9 (e). Dans cette dernière figure, il est clair que les courants de la batterie et du supercondensateur sont complémentaires.

L'état de charge des batteries reste pratiquement stable à 45% vu la courte période de simulation comme le montre la figure II.9(d). Tandis que l'état de charge des supercondensateurs diminue faiblement.

II.6 Structure du système hybride et objectifs de la gestion d'énergie

II.6.1.a Commande du système de stockage hybride (batterie-supercondensateur)

Le système de stockage est très important pour avoir une puissance fournie plus lisse, et une maximisation d'utilisation des énergies d'origines renouvelables. Ce qui minimise le recours à la puissance issue du réseau électrique.

Dans notre cas, nous avons utilisé un système de stockage hybride, dont la batterie permet le stockage à long terme et le supercondensateur agit dans les transitoires de la puissance de stockage demandée. Et cela, afin d'améliorer la dynamique du stockage.

Pour chaque type de stockage, nous avons utilisé un convertisseur DC/DC, qui dans le cas de la décharge travaille comme hacheur élévateur de tension, et pour le mode chargement il devient hacheur abaisseur de tension. Ce convertisseur est contrôlé pour assurer le courant de stockage requis.

Le système de supervision fournit la puissance référence de stockage, qui passe par la suite à travers un filtre passe-bas vers les batteries, et la partie transitoire est reçue par les supercondensateurs. Par convention, si la puissance de stockage de référence est positive ça veut dire qu'on est dans le mode chargement, et si elle est négative, on est dans le mode décharge.

Les batteries ou les supercondensateurs sont ouverts si la puissance de référence est nulle. Pour la préservation de la durée de vie des éléments de stockage la gestion des opérations charge/décharge est très importante. Pour cela, l'état de charge SOC des batteries ou des supercondensateurs ne doit pas dépasser (90%) en charge, et ne doit pas être inférieure à (25%) en décharge, comme le montre les équations (II.31) et (II.32). Si non, l'algorithme de gestion va immédiatement déconnecter l'élément de stockage correspondant. Deux commutateurs contrôlés par les états de charges et la puissance de référence envoyée vers les

batteries ou vers les supercondensateurs permettent de désactiver les éléments de stockage, comme l'illustre la Figure (II.10).

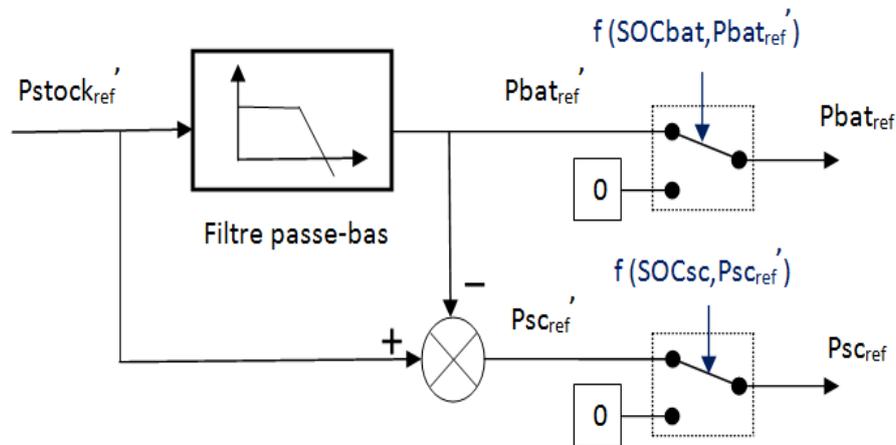


Figure II.10 : Elaboration des consignes du stockage hybride

$$P_{BATref} = \begin{cases} 0 & \text{si} & \begin{cases} P'_{BATref} < 0 \text{ et } SOC_{bat} > 90\% \\ P'_{BATref} > 0 \text{ et } SOC_{bat} < 25\% \end{cases} \\ P'_{BATref} & \text{si} & \begin{cases} P'_{BATref} < 0 \text{ et } SOC_{bat} < 90\% \\ P'_{BATref} > 0 \text{ et } SOC_{bat} > 25\% \end{cases} \end{cases} \quad (II.31)$$

$$P_{SCref} = \begin{cases} 0 & \text{si} & \begin{cases} P'_{SCref} < 0 \text{ et } SOC_{sc} > 90\% \\ P'_{SCref} > 0 \text{ et } SOC_{sc} < 25\% \end{cases} \\ P'_{SCref} & \text{si} & \begin{cases} P'_{SCref} < 0 \text{ et } SOC_{sc} < 90\% \\ P'_{SCref} > 0 \text{ et } SOC_{sc} > 25\% \end{cases} \end{cases} \quad (II.32)$$

II.6.1.b Coté charge

Dans notre étude, nous avons cherché à favoriser l'utilisation des énergies renouvelables et à minimiser le besoin de recourir au réseau électrique. Dans ce contexte, nous avons considéré qu'une gestion de la charge est importante dans certains scénarios de fonctionnement où le système hybride ne peut pas satisfaire la charge totale, et doit par la suite solliciter le réseau. Pour cela, nous avons attribué pour chaque charge une priorité selon l'importance de cette dernière.

Ces charges peuvent être commutées par le système de gestion, selon l'état de charge SOC des batteries. Les détails de la gestion de charge seront discutés par la suite dans la section suivante. Les charges sont modulées comme des résistances contrôlables leurs valeurs sont déterminées selon le profil de charge et la tension du bus alternative.

II.6.2 Description de la gestion du système hybride

L'algorithme de gestion représente un contrôle classique du type UPDOWN, qui supervise les différents modes d'opérations, ainsi que les flux énergétiques à travers les composants du système hybride. Ces derniers sont asservis par les contrôleurs locaux, qui eux même sont sous le contrôle du système de gestion globale. Dans l'objectif d'assurer un fonctionnement optimale, l'architecture générale de supervision est décrite dans la figure II.11.[20]

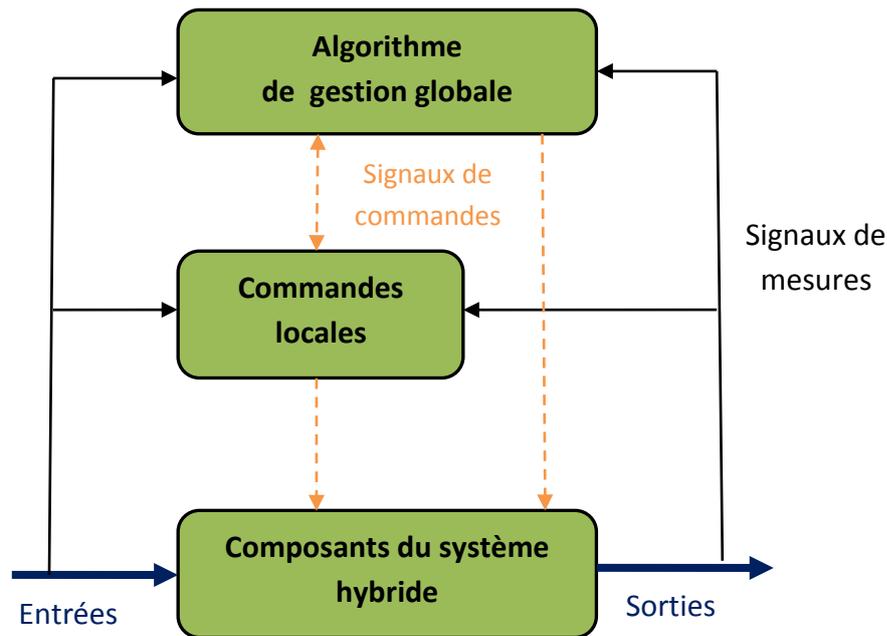


Figure II.11 : Architecture générale de la supervision du système hybride. [28]

La caractérisation des modes de fonctionnement du système hybride se base sur des contraintes spécifiques. L'algorithme proposé de gestion des flux énergétiques à comme objectif principale de satisfaire la demande, tout en gardant un équilibre entre les différents composants du système hybride dans tout les scénarios de fonctionnement possibles, et cela en se basant sur les directives suivantes :

- Dans le cas où les batteries et les supercondensateurs sont complètement chargés, le surplus d'énergie produit par le système hybride est transféré vers le réseau.
- Seule la charge avec la priorité la plus élevée qui peut être soutenue par le réseau, en cas où le système hybride ne permet pas de satisfaire la demande avec la priorité la plus importante. Les autres charges sont déconnectées par ordre de priorité croissant, cela permet de maintenir une certaine indépendance vis-à-vis le réseau.
- L'algorithme de gestion doit assurer une transition lisse entre les différents modes de fonctionnement.

- La durée de vie et la disponibilité des batteries et des supercondensateurs doivent être préservées, par une gestion adéquate des opérations charge/décharge du système de stockage hybride.

Les modes d'opération du système d'énergie hybride sont détaillés comme suit :

II.6.2.a Mode de fonctionnement normale M1

Ce mode apparaît quand l'état de charge des batteries SOC est entre 50% et 90%, dans ce cas les générateurs PV et éolien produisent de l'énergie électrique suivant les conditions climatiques. Le système hybride satisfait la demande et toutes les charges sont connectées.

II.6.2.c Mode faible état de charge M2

Ce mode intervient quand l'état de charge des batteries chute en dessous de 50% mais reste supérieure à 35%. Pour éviter une décharge rapide des batteries et par la suite la nécessité de solliciter le réseau électrique. L'algorithme de supervision va commuter en fermeture de la charge avec la plus faible priorité (charge P3).

II.6.2.d Mode très faible état de charge M3

Si le SOC des batteries décroît à une valeur inférieure à 35% mais demeure supérieure à 25%, les batteries peuvent toujours fonctionner en mode décharge. Mais pour prolonger l'indépendance du système hybride vis-à-vis le réseau électrique, la charge avec la seconde priorité (charge P2) est commutée en ouverture, elle est ajoutée donc à la charge P3.

II.6.2.e Mode sollicitation du réseau électrique M4

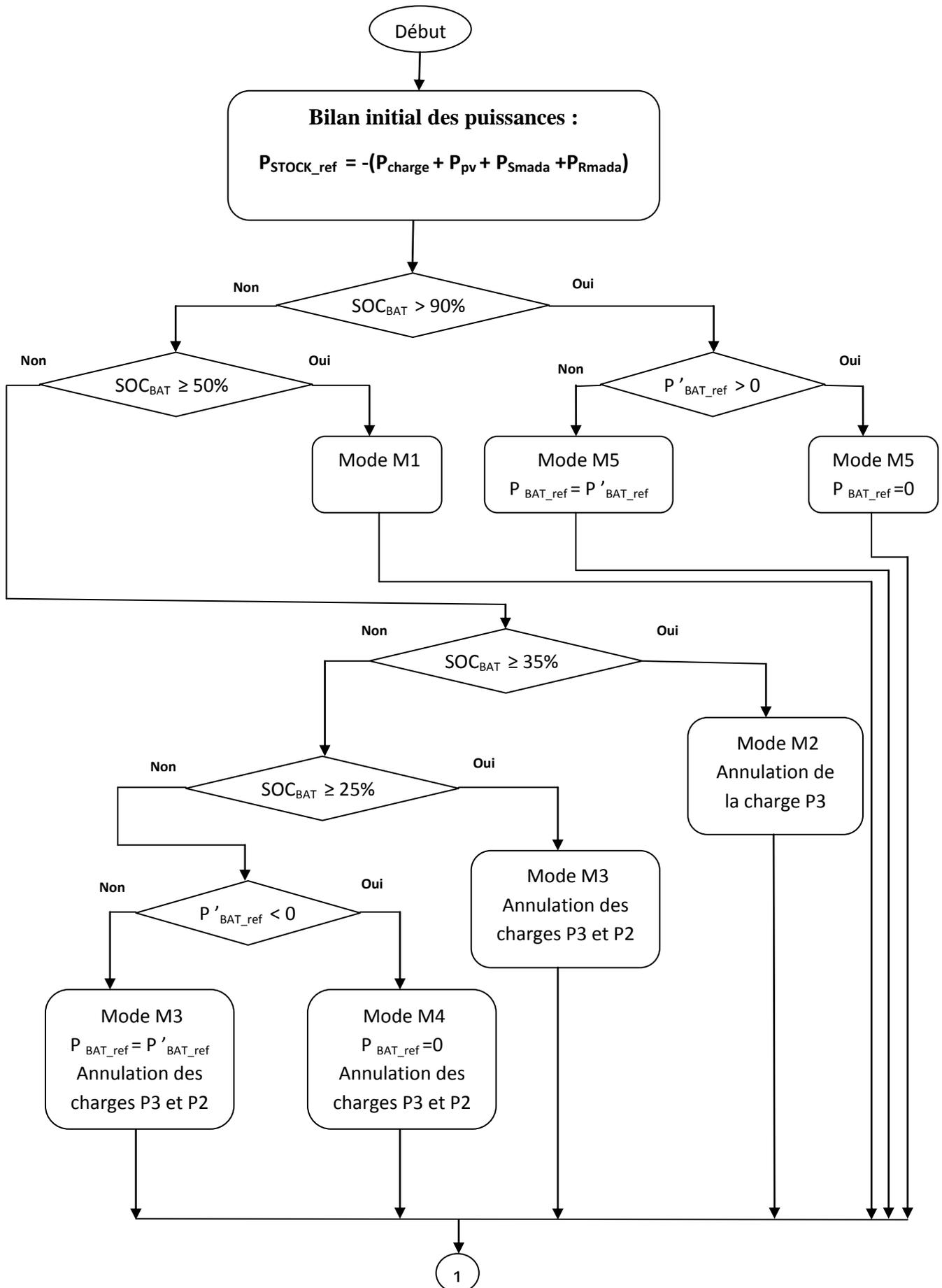
Si les batteries continuent à se décharger ($P_{BATref} < 0$), et le SOC des batteries diminue en dessous de 25%, ça veut dire que le système hybride n'est pas capable de satisfaire la charge principale avec la priorité P1. Dans ce cas, nous faisons recours au réseau électrique qui joue le rôle d'une source de soutien. Les batteries et les supercondensateurs sont déconnectés pour éviter les décharges profondes.

II.6.2.f Mode état de charge maximale M5

Le SOC des batteries dépasse la valeur de 90%, dans cette situation le chargement des batteries n'est plus autorisé. Si il ya un surplus d'énergie et que les supercondensateurs sont complètement chargés, il est envoyé vers le réseau électrique et les batteries sont déconnectées.

II.6.3 L'algorithme de gestion du système hybride

La figure II .12 illustre l'algorithme proposé pour la gestion d'énergie, qui tient compte des différents modes de fonctionnement du système hybride. La structure modulaire de cet algorithme le rend capable de fonctionner pour d'autres configurations possibles du système en mode connecté au réseau électrique et aussi bien en mode isolé.



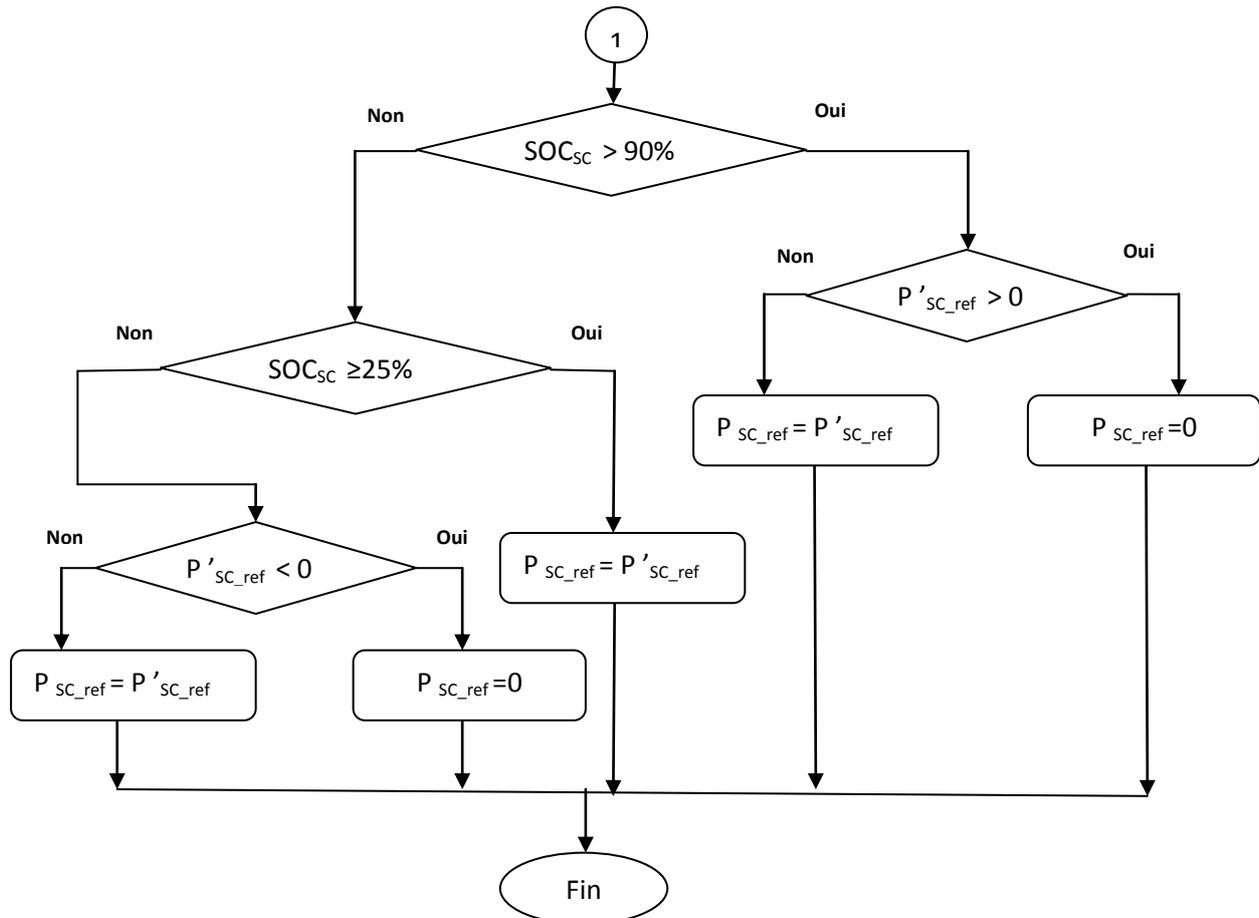


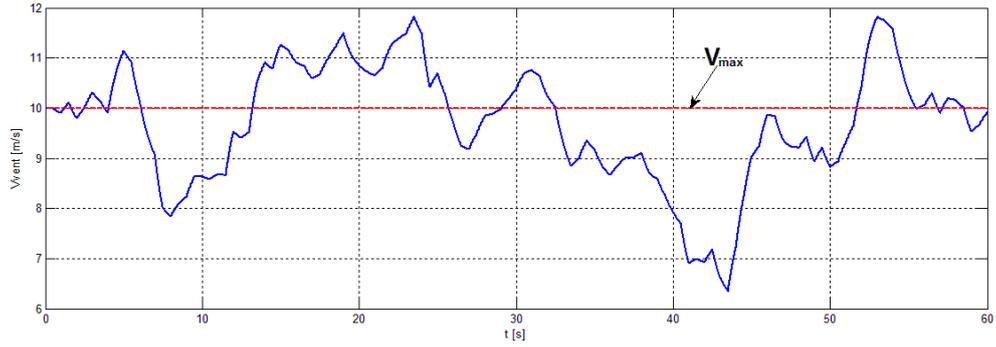
Figure II.12 : Algorithme de gestion des flux énergétiques du système hybride

II.7. Résultats de simulation et interprétations

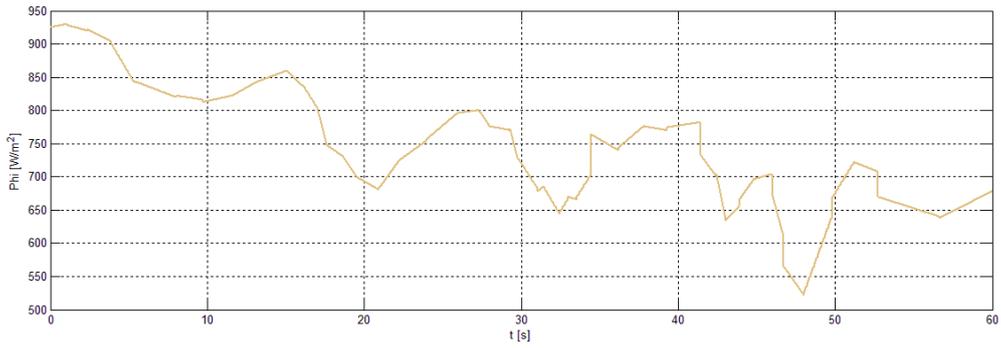
Cette simulation est réalisée sous l'environnement MATLAB/SIMULINK, elle permet de tester l'efficacité de l'algorithme de gestion d'énergie à satisfaire la charge alternative qui comporte :

- Une charge d'habitation qui contient une charge non linéaire dont $P = 1\text{kW}$ et une charge linéaire variable entre 0 et 5kW, (Première priorité P1).
- Un système de refroidissement de 2kW, (Seconde priorité P2).
- Un système de pompage 1kW, (Troisième priorité P3).

La figure II.13 (a) montre le profil de la vitesse du vent générée par le model ARMA, elle varie entre 6 m/s et 12 m/s avec une moyenne de 10 m/s. L'irradiation solaire est générée de manière à avoir des variations rapides et autres lentes comme le montre la figure II.13 (b).

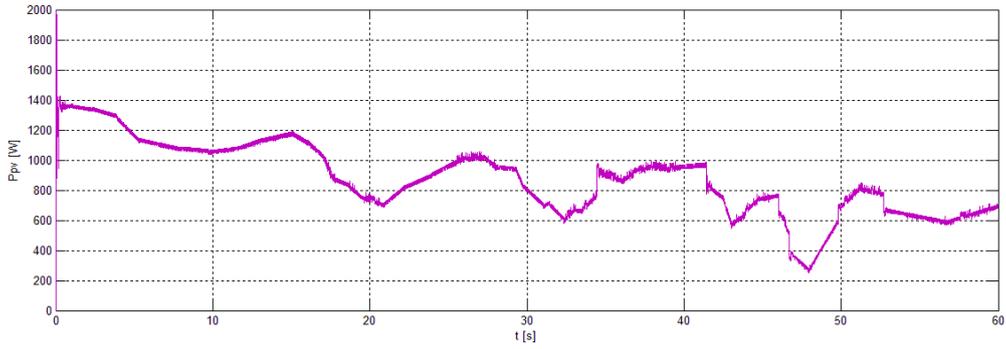


(a)

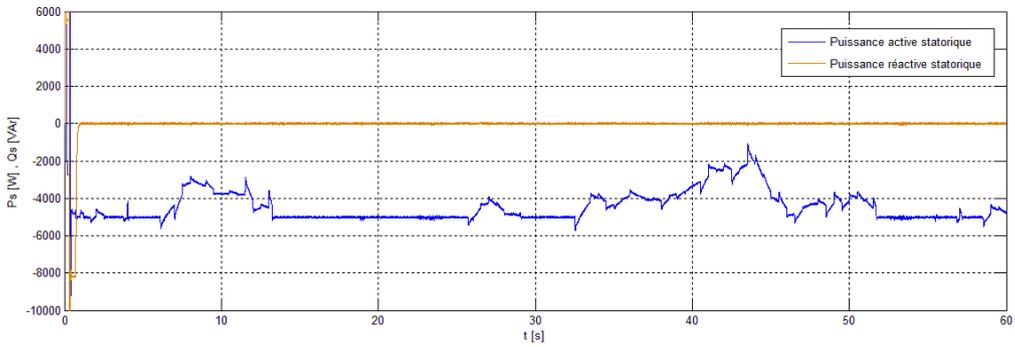


(b)

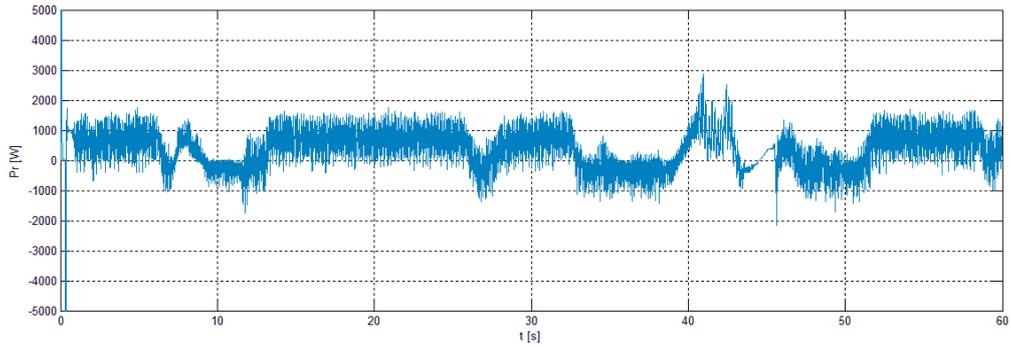
Figure II.13: (a) profil de la vitesse du vent, (b) L'irradiation solaire.



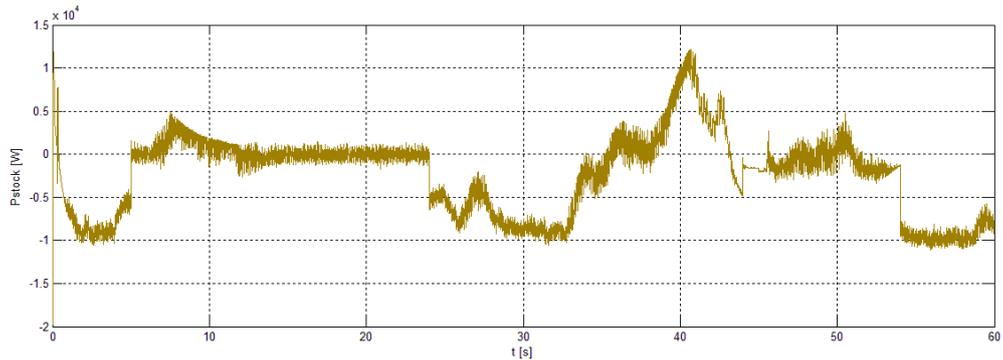
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure II.14 : Résultats de la simulation pour les principales puissances du système hybride. (a) Ppv , (b) Ps et Qs , (c) Pr , (d) Pstock (Pbat+Psc)

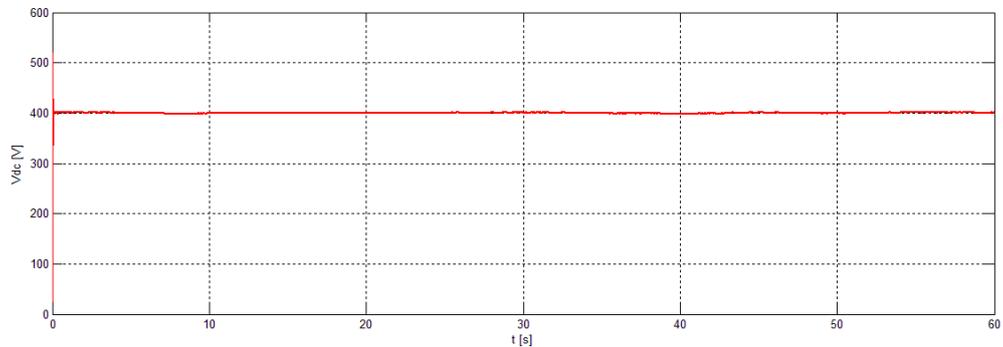


Figure II.15 : La tension du bus continue Vdc

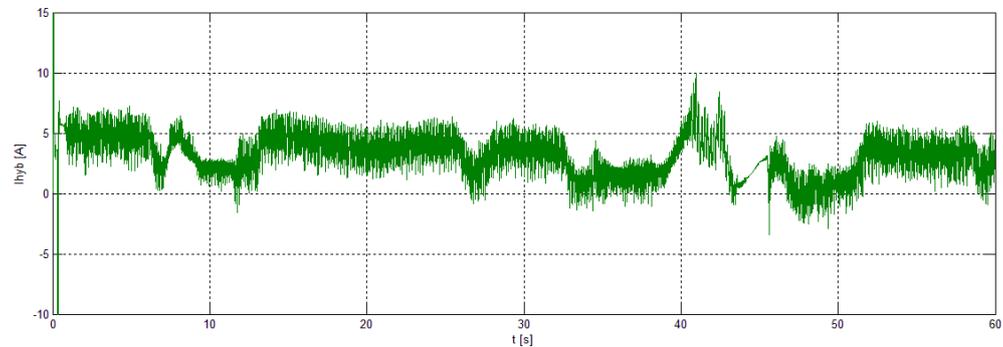


Figure II.16 : Le profil de courant hybride

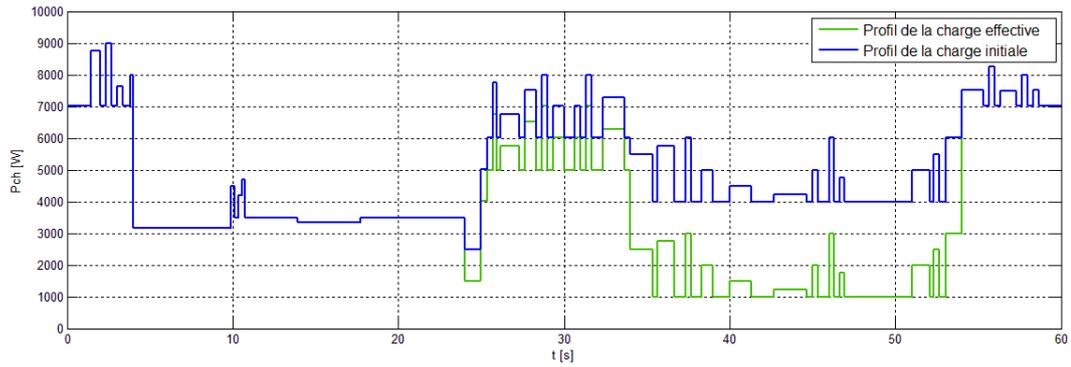
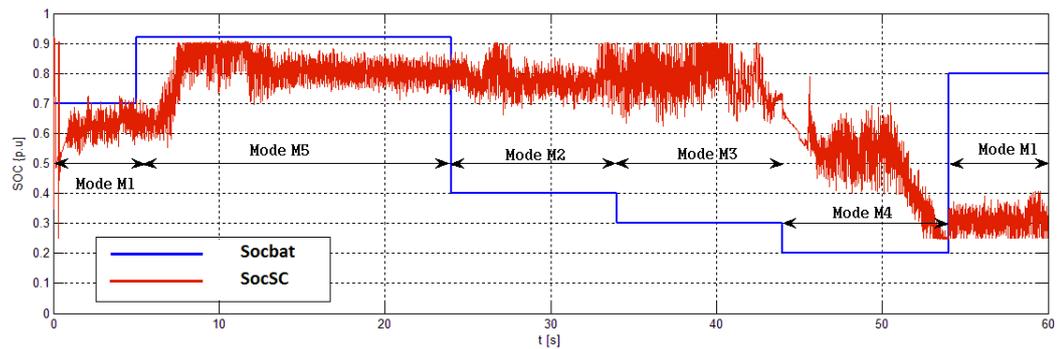
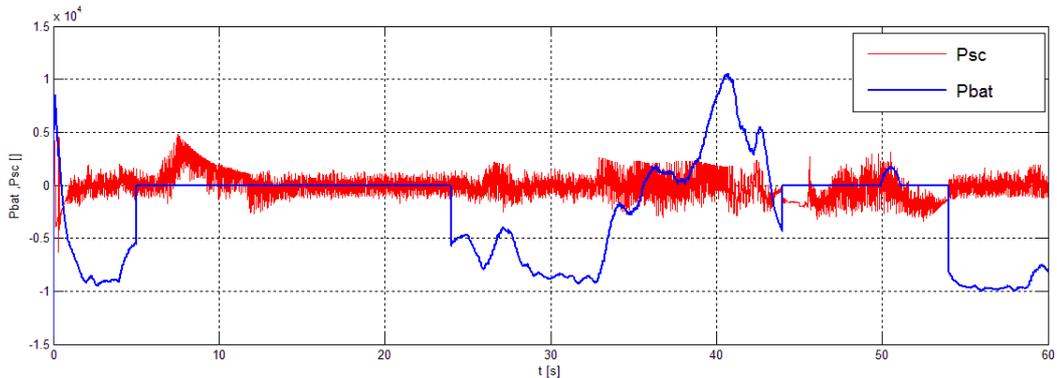


Figure II.17 : Puissance de la charge initiale et effective



(a)



(b)

Figure II.18 : Résultats de la simulation de système de stockage.
(a) socbat et socSC , (b)Pbat et Psc

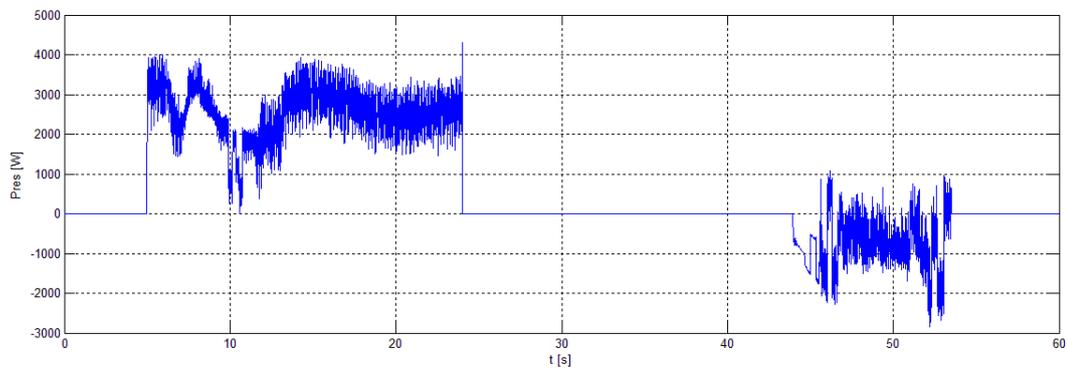


Figure II.19 : La puissance du réseau.

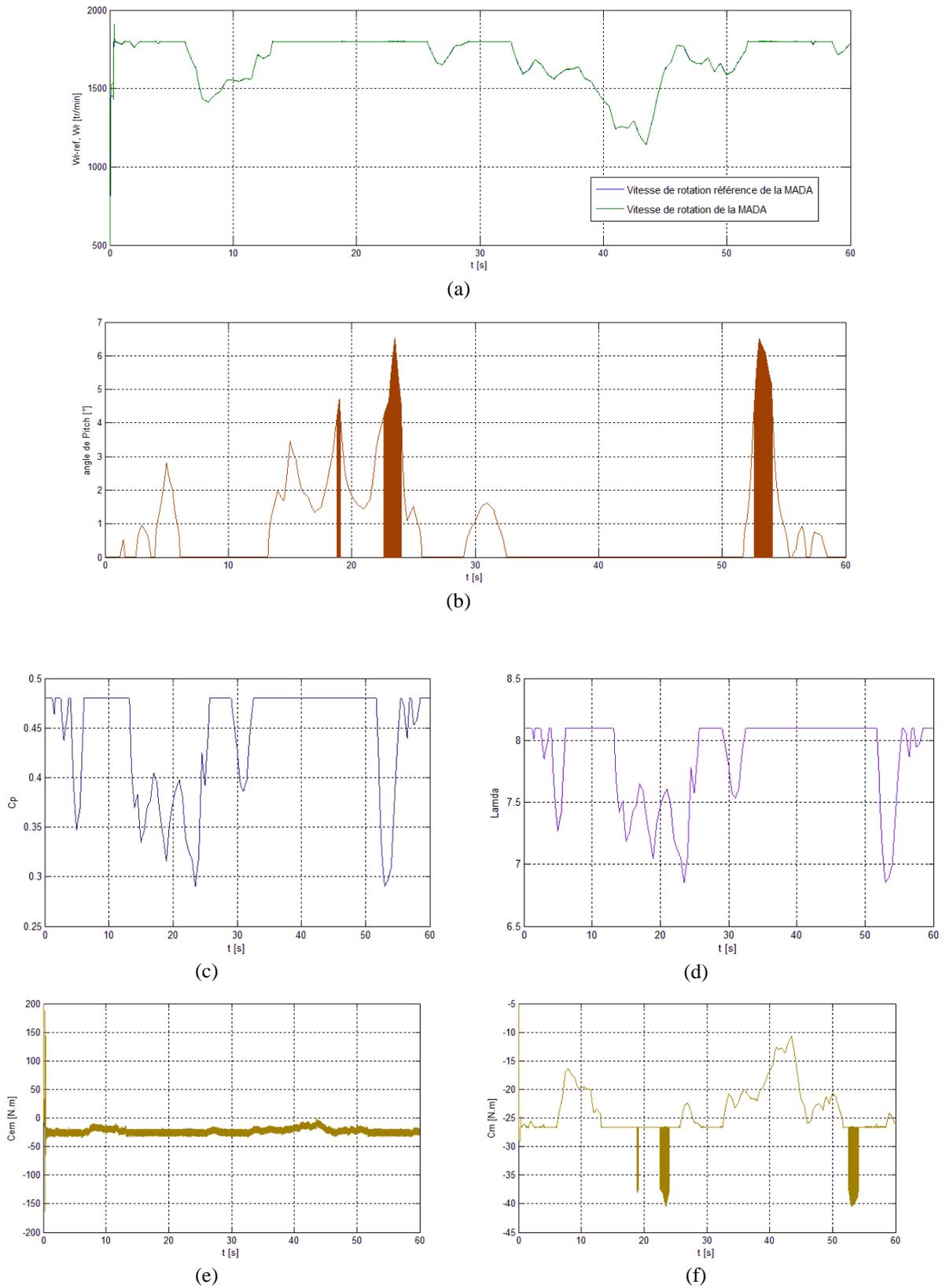


Figure II.20 : (a) vitesse de rotation de la MADA, (b) angle pitch (c) Coefficient de performance de la turbine éolienne, (d) ratio de vitesse, (e) couple électromagnétique, (f) couple mécanique ramené au rotor de la MADA.

Interprétations

La figure VI.15 montre une tension du bus continu stabilisée à 400 V par la commande de l'onduleur. L'allure de la vitesse de rotation de la MADA est représentée dans la figure VI.20(a), et celle de la puissance réactive statorique dans la figure VI.14(b). Ces deux dernières quantités suivent leurs références respectives, ce qui démontre l'efficacité de la commande locale du redresseur coté rotor et la réussite de l'intégration de la MADA dans le système hybride globale. Les supercondensateurs répondent bien aux variations transitoires de la charge, ce qui a permis d'avoir une bonne dynamique de fonctionnement du système de stockage (voir la figure VI.18), et aussi une souplesse dans le passage entre les différents modes de fonctionnement.

Pour différents modes du fonctionnement et selon SOC des batteries, l'algorithme de gestion réagit selon les objectifs de gestion prédéfinis. Nous pouvons distinguer les modes d'opérations suivants :

- Phase 1: (Mode M1) entre 0s et 5s :

L'état de charge des batteries est de 70%. Par conséquent, le système est dans le mode de fonctionnement normale M1. Pendant ce mode, les générateurs photovoltaïque et éolien produisent de l'énergie selon l'irradiation solaire et la vitesse du vent, comme le montre les figures VI.14(a), (b) et (c). En outre, toutes les charges sont connectées (voir figure VI.17) et le système reste indépendant du réseau électrique (figure VI.19)

- Phase 2: (Mode M5) entre 5s et 24s

Pendant cette période, le SOC des batteries excède les 90%, comme le représente la figure.VI.18(a). Ainsi, le système est dans le mode état de charge maximale M5. Les batteries sont déconnectées mais, le surplus d'énergie va en priorité vers les supercondensateurs qui sont en phase de chargement comme l'illustre la figure.VI.18(b). Lorsque, le SOC de ces derniers atteint les 90%, le système hybride envoie le surplus d'énergie vers le réseau.

- Phase 3: (Mode M2) Entre 24s et 34s

Le système fonctionne dans le mode faible état de charge M2, car l'état de charge des batteries est dans les 40% (voir figure VI.18(a)). Par conséquent, la charge avec la plus faible priorité P3 est commutée en ouverture comme le montre la figure.VI.17. Les batteries sont en phase de décharge, et les supercondensateurs réagissent bien aux fluctuations de la charge (voir figure.VI.18(b)).

➤ Phase 4: (Mode M3) entre 34s et 44s

Le SOC des batteries devient inférieur à 35%, cela veut dire que le système est dans le mode très faible état de charge M3. L'algorithme de gestion d'énergie commute en ouverture de la charge avec la seconde priorité P2, en plus de P3 qui est déjà déconnectée, comme l'illustre la figure.VI.17. Nous constatons que le système hybride assure l'alimentation de la charge principale indépendamment du réseau électrique (voir figure VI.19).

➤ Phase 5: (Mode M4) entre 44s et 54s

L'état de charge des batteries est de 20%, l'énergie produite par le système hybride est inférieure à la demande de la charge principale P1, le système fait recours au réseau électrique, et nous passons donc au mode sollicitation du réseau électrique M4.

➤ Phase 6: (Mode M1) entre 54s et 60s

Dans cette période l'état de charge des batteries montent à 80%, cela signifie que le système est dans Mode de fonctionnement normale M1 comme le montre la figure.VI.18(a). Ainsi, toutes les charges sont reconnectées comme il est illustré dans la figure.VI.17.

VI.8 Conclusion :

Dans cette partie, nous avons commencé par une étude approfondie du système de stockage hybride batteries-supercondensateurs. Ainsi, on a développé la modélisation mathématique de ces différents composants, et la commande des convertisseurs buck-boost associés au système de stockage.

Afin de développer un algorithme de gestion d'énergie du système, une description détaillée est donnée pour les objectifs du contrôle et la stratégie de supervision suivie. Finalement, la simulation numérique a permis de monter les performances de l'algorithme de gestion d'énergie proposé dans plusieurs modes du fonctionnement du système hybride.

*Conclusion
générale*



CONCLUSION GENERALE

Le monde des énergies renouvelables connaît ces dernières décennies une extension majeure dans le parc énergétique mondiale. Tout développement durable doit être accompagné par des installations utilisant des énergies renouvelables.

La voie hybride parmi d'autres éolienne/photovoltaïque offre plusieurs avantages tels que la fiabilité et la complémentarité de ces deux sources naturelles.

Le travail effectué dans le cadre de ce projet de Master nous a permis d'étudier le stockage hybride batteries/supercondensateurs d'un système hybride éolien/photovoltaïque en mode connecté au réseau. Nous avons commencé dans le premier chapitre par présenter le potentiel en énergie renouvelable en Algérie, nous avons aussi présenté les différentes structures des systèmes hybrides.

Finalement, une étude de l'intégration du stockage hybride batteries-supercondensateurs a été réalisée pour améliorer la dynamique du fonctionnement. De plus, nous avons développé un algorithme de supervision, qui a comme objectifs principaux de satisfaire la charge et de gérer les flux énergétiques entre les différents composants du système. En outre, la simulation du système hybride illustre l'efficacité de l'algorithme de gestion d'énergie proposé pour différentes contraintes du fonctionnement.

Bibliographie



BIBLIOGRAPHIE

- [1] V. Quaschnig, "Understanding Renewable Energy Systems", Livre Edition Earthscan, Grande Bretagne, 2005.
- [2] B. Multon, " Production d'énergie électrique par sources renouvelables ", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 4 005.
- [3] www.bp.com/statisticalreview, Rapport technique British Petroleum, juin 2011.
- [4] A. FERRAI."Dimensionnement des Infrastructures Utilisant Diverses Sources énergétiques Renouvelables Potentielles pour l'Alimentation Electrique d'un Village" Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2008.
- [5] T. Scimone, " Energy Storage in Electric Power Generation Plant from Renewable Sources ", Université Degli Studi di Catania, Italie, 2010.
- [6] H. G. Arantazamendi,"Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux micro-réseaux", Doctorat, INP de Grenoble, 2006.
- [7] J. De Dinechin , "Le stockage énergétique", Cours A5-2 Energies Renouvelables. ENSTA, 2007.
- [8] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, et M. L. Crow, "Energy Storage Systems for Advanced Power Application", Proceedings Of The IEEE, VOL. 89, NO. 12, December 2001.
- [9] D. Lu, "Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain", Doctorat, ECL Lille, 2010.
- [10] D. Koussa, et M. Belhamel, "Production d'électricité sans interruption moyennant un système hybride (éolien – photovoltaïque – diesel)", Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07, Tlemcen, 2007.
- [11] L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov," Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables", Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1, 2007, PP.1-18.
- [12] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", Doctorat en Energétique, Université Technique de Sofia, 2011.
- [13] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique". Doctorat, CNAM, Paris, 2008.
- [14] M. Belatel, F. Benchikh, Z. Simohamed, F. Ferhat et F.Z. Aissous, "Technologie du couplage d'un système hybride de type photovoltaïque-éolien avec la pile à combustible pour la

production de l'électricité verte", Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1, pp. 145 – 162, 2011.

[15] I. Vichiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelable dans un réseau autonome", Mémoire de Doctorat, Université du Havre, Décembre, 2005.

[16] P. Damien, "Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entrainements électriques hybrides", Thèse de Doctorat, Université de Belfort-Montbéliard, 2010.

[17] H. Djeghloud, "Filtrage Actif de Puissance", Thèse de Doctorat, Université MENTOUTI Constantine, 2007.

[18] S.Aggad, A.Touati, "Etude et Commande d'un Système Eolien avec Amélioration de la Qualité du Réseau Electrique", Thèse d'ingénieur, ENP 2012.

[19] R. Faranda, M. Gallina, et D.T. Son, "A new simplified model of Double-Layer Capacitors", IEEE, 2007.

[20] C.Wang, "Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems", Thèse de Doctorat, Université d'Etat de Montana, 2006.