

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université A. MIRA-BEJAIA
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Mémoire

Présenté par

HACINI Ismail

Pour l'obtention du diplôme de Magister

Filière : Génie électrique

Option : Electrotechnique

Thème

Etude et gestion d'un système d'énergie hybride

Soutenu le : 15 / 12 / 2015

Devant le Jury composé de :

Mr. Smail BERRAH	Professeur	Univ. de Béjaïa	Président
Mr. Kassa IDJDARENE	MCA	Univ. de Béjaïa	Rapporteur
Mr. Nabil TAIB	MCA	Univ. de Béjaïa	Examineur
Mr. Kamal OUARI	MCA	Univ. de Béjaïa	Examineur
M^{me}. Djamila REKIOUA	Professeur	Univ. de Béjaïa	Invité

Année universitaire : 2014/2015

Remerciements

Remerciements

Remerciements

La louange est à DIEU l'unique et la paix et le salut sur celui qui n'a point de messager après lui et sur sa famille, ses compagnons et tous ceux qui suivent son chemin jusqu'au jour de la résurrection.

Je tiens, tout particulièrement, à exprimer ma profonde gratitude et ma reconnaissance à Monsieur Kassa IDJDARENE, Maitre de Conférences Classe A à l'Université de Bejaia et Madame Djamila REKIOUA, Professeur à l'Université de Bejaia, pour avoir dirigé ce travail, pour leurs disponibilités ainsi que, pour m'avoir fait bénéficier de leurs compétences scientifiques.

J'adresse mes sincères remerciements à Monsieur Smail BERRAH, professeur à l'Université de Bejaia, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.

Je remercie Monsieur Nabil TAIB, Maitre de Conférences Classe A à l'Université de Bejaia, pour l'honneur qu'il m'a fait en participant à l'évaluation de ce travail.

Je tiens également à remercier Monsieur Kamal OUARI, Maitre de Conférences Classe A à l'Université de Bejaia, pour m'avoir fait l'honneur de participer dans le jury d'évaluation de ce travail.

J'exprime toute ma reconnaissance à mes parents qui m'ont encouragé tout au long de ces années d'études. Qu'ils reçoivent ici ma profonde gratitude pour leurs innombrables sacrifices. Merci.

Enfin, merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer quotidiennement.

Sommaire

Introduction générale.....1

Chapitre I : Généralités sur les systèmes d'énergie hybride

I.1. Introduction.....3

I.2. Génération d'énergie renouvelable3

I.3. Définition d'un système de production d'électricité.....4

I.4. Description des différentes sources utilisables pour l'hybridation4

 I.4.1. l'énergie solaire4

 I.4.1.1. La cellule photovoltaïque5

 I.4.1.2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque6

 I.4.1.3. Générateurs photovoltaïques7

 I.4.1.4. Caractérisation des panneaux photovoltaïques7

 I.4.1.5. Fonctionnement et constituant d'un système photovoltaïque.....8

 I.4.2. Les éoliennes9

 I.4.2.1 Définition de l'énergie éolienne9

 I.4.2.2. Principe de fonctionnement10

 I.4.3. Les différents types d'éoliennes11

 I.4.4. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne12

 I.4.4. Les éoliennes en fonctionnement isolé et autonome12

 I.4.6. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne13

I.5. Description des différents types de stockage14

 I.5.1. Stockage long terme14

 I.5.1.1. Batteries14

 I.5.1.2. Le stockage par pile à combustible à hydrogène15

 I.5.1.3. Stockage sous forme d'air comprimé (CAES)15

 I.5.2. Stockage à court terme15

 I.5.2.1. Volants d'inertie15

 I.5.2.2. Inductance supraconductrice (SMES)16

I.5.2.3. Super-condensateur.....	16
I.5.3. Comparaison entre les batteries et les supercondensateurs	16
I.5.4. Utilisation du stockage	17
I.6. Hybridation des ressources éoliennes et solaires	18
I.7. Définition du système d'énergie hybride (S E H).....	18
I.8. Etat de l'art des architectures pour systèmes d'énergie hybride.....	19
I.8.1. Architecteur à bus à CA	19
I.8.2. Architecteur mixte à bus à CC/AC.....	21
I.8.3. Architecteur à bus à CC	22
I.9. Choix des convertisseurs de puissance.....	24
1.9.1. Les hacheurs	24
1.9.2. Les onduleurs.....	24
I.10. Classification des systèmes d'énergie hybride.....	25
I.11. Les différentes structures des systèmes hybrides.....	25
I.11.1. Système hybride photovoltaïque-éolien-groupe électrogène	26
I.11.2. Système hybride photovoltaïque/groupe électrogène	27
I.11.2.1. Les différentes configurations des systèmes PV-GE.....	27
I.11.2.1.1 Systèmes hybrides PV/diesel serie	28
I.11.2.1.2 Systèmes hynrides PV/diesel avec interrupteur.....	28
I.11.2.1.3 Systèmes hybrides PV/diesel parallèle	29
I.11.3. Systèmes éolien/source conventionnelle	30
I.11.4. Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage	30
I.12. Avantage et inconvénient d'un système hybride	31
I.14. Système d'énergie hybride (éolien-photovoltaïque-stockage) étudié.....	32
Conclusion.....	33

Chapitre II : Etude et gestion d'énergie d'une chaine de conversion photovoltaïque

II.1. Introduction	34
--------------------------	----

Sommaire

II.2. Les systèmes photovoltaïque isolées et autonomes	34
II.3. Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque	35
II.3.1. Modèle électrique d'un générateur photovoltaïque.....	35
II.3.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque	38
II.3.4. Caractéristique du GPV	39
II.3.5. Influence des paramètres météorologiques sur les caractéristiques du module PV.....	40
II.3.5.1. Influence de l'ensoleillement	40
II.3.5.2. Influence de la température T_c	41
II.4. Modèle et dimensionnement d'un hacheur survolteur (boost)	42
II.5. Commande du système photovoltaïque au point de puissance maximale	44
II.6. Caractéristique électrique du module photovoltaïque avec l'algorithme MPPT.....	46
II.7. Présentation de système photovoltaïque avec stockage par batterie	48
II.8. Modèle du bus continu	49
II.9. Stockage de l'énergie électrique photovoltaïque.....	49
II.9.1. Modélisation de la batterie.....	51
II.9.2. Charge et décharge d'une batterie au plomb.....	52
II.9.3. Dimensionnement des batteries de stockage.....	53
II.10. Modélisation et dimensionnement du convertisseur DC-DC côté unité de stockage.....	54
II.11. Gestion d'énergie du système photovoltaïque.....	55
II.12. Simulation du système photovoltaïque avec stockage	57
II.12.1. Résultats de simulation et interprétations pour une journée d'été	57
II.12.2. Résultats de simulation et interprétations pour une journée d'hiver.....	61
Conclusion.....	63

Chapitre III : Etude et gestion d'énergie d'une chaîne de conversion éolienne

III.1. Introduction	64
III.2. Modélisation de la chaîne de production éolienne	64

Sommaire

III.2.1. Modélisation de la vitesse du vent.....	65
III.2. 2. Modélisation de la turbine	65
III.2.2.1. Le multiplicateur de vitesse.....	67
III.2.2.2. L'arbre de transmission.....	67
III.2.3. Contrôle de puissance	67
III.2.5. Modélisation de la génératrice asynchrone à cage d'écureuil	69
III.2.5.1. Modèle mathématique de la génératrice asynchrone	69
III.2.5.2. Equation générale de la machine asynchrone	69
III.2.6. Modélisation du redresseur MLI	74
III.2.7. Commande vectorielle de la génératrice asynchrone	75
III.3. Le stockage d'énergie éolienne	77
III.4. Présentation de la chaine de conversion éolienne avec stockage par batterie.....	78
III.5. Simulation et Interprétation des résultats	79
III.6. Le stockage par volant d'inertie	85
III.6.1. Modélisation du volant d'inertie.....	86
III.6.2. Calcul du volant d'inertie	88
III.6.3. Eléments de calcul de résistance.....	89
III.7. Dimensionnement de volant d'inertie pour les SISE	90
III.8. Contrôle du SISE associé au générateur éolien.....	92
III.9. Schéma global de simulation.....	93
III.10. Simulation et interprétation des résultats	94
Conclusion.....	97

Chapitre IV : Etude et gestion d'énergie d'un système hybride

IV.1. Introduction.....	98
IV.2. Le bus continu.....	99
IV.3. Dimensionnement du système hybride	99

Sommaire

IV.4. Détermination de la taille des batteries	101
IV.5. Charge à satisfaire par le système hybride.....	102
IV.6. Résultats de dimensionnement.....	102
IV.7. Organigramme de gestion d'énergie	103
IV.8. Résultats de la simulation et discussion.....	104
IV.9. Influence des pics de puissance sur le système.....	108
VI.10. Application des super condensateurs pour le stockage des énergies renouvelables	111
IV.11. Configuration du système avec stockage hybride.....	111
IV.12. Modélisation des super condensateurs	113
IV.12.1. Modèle de super-condensateur double branche	114
IV.12.2. Modèle simple branche.	114
IV. 12.3. Modèle du pack des super-condensateurs	115
IV.12.4. Contrôle de l'état de charge du super-condensateur.....	115
IV.13. Gestion d'énergie du système hybride avec stockage hybride.....	116
IV.14. Simulation et interprétation des résultats	119
Conclusion.....	124
Conclusion générale	125

Liste des figures

Chapitre I :

Figure I.1 : Coupe transversale d'une cellule PV typique [Zid 03]5

Figure I.2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....6

Figure I.2 : Cellule, module et panneau PV [Bou 11]7

Figure 1.3 : Caractéristiques de panneaux photovoltaïques SHARP NTR5E3E8

Figure 1.6 : Conversion de l'énergie cinétique du vent10

Figure 1.7 : Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation Normalisée λ [Ger 02]. 11

Figure 1.8 : Technologies d'éoliennes 11

Figure I.9 Caractéristique puissance-vitesse de vent d'une éolienne [Ger 02]12

Figure I.13 : Diagramme de Ragone 17

Figure I.14 chaîne de production d'énergie électrique [Cou 08].....17

Figure I.15 : Configuration de bus CA 20

Figure I.16 Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA 22

Figure I.17 : Configuration du SEH à bus CC..... 23

Figure I.18 : Système hybride photovoltaïque/éolien/groupe électrogène.....26

Figure 1.19 : Système hybride avec connexion série..... 28

Figure 1.20 : Système hybride à commutation 29

Figure 1.21 : Système hybride à connexion parallèle [Sto 11]..... 30

Figure I.22 : Schéma synoptique du système hybride photovoltaïque/éolien/stockage31

Figure I.23 : Schéma synoptique du système d'énergie hybride étudié 32

Chapitre II

Figure. II.1 : Système photovoltaïque avec convertisseur d'adaptation.....35

Figure II.2 : Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque, modèle simplifié à une diode36

Figure II.3 : Caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$ dans les conditions standards40

Figure II.4 : caractéristiques (puissance/tension) en fonction de la variation de l'ensoleillement41

Figure II.5: caractéristiques (courant/tension) en fonction de la variation de l'ensoleillement41

Figure II.6 : Caractéristique puissance-tension pour différentes températures42

Figure II.7 : Caractéristique courant-tension pour différentes températures42

Figure II.8 : Système PV conçu autour d'un hacheur Boost.....43

Figure II.9 : Caractéristique Ppv (Vpv) d'un panneau photovoltaïque.	46
Figure II.10 : Organigramme de l'algorithme P&O.....	46
Figure II.11 : Réponse de l'algorithme P&O pour différentes variations de l'ensoleillement à.....	47
Température constante (T=25°C)	47
Figure II.12 : Réponse de l'algorithme P&O pour différentes valeurs de températures pour	48
un ensoleillement constante (G=1000W/m2)	48
Figure II.13 Synoptique du système PV autonome avec stockage d'énergie	49
Figure II.14 : Schéma du bus continu.	50
Figure II.15 Modèle R-C de la batterie.....	52
Figure II.16 : Tension de la batterie dans le cas d'un changement d'échelle(Pas de simulation de 5.10 ⁵ s)	54
Figure II.17 : Etat de charge de la batterie dans le cas d'un changement d'échelle(Pas de simulation de 5.10-5s)	54
Figure II.18 : Schéma d'un hacheur Buck-Boost	55
Figure II.19 : Algorithme de gestion d'énergie du système photovoltaïque.....	57
Figure II.20: Profil de l'éclairement pendant une journée d'été.....	59
Figure II.21: Puissance photovoltaïque récupérée	59
Figure II.22: Profil de consommation	59
Figure II.23 Allure des tension du bus continu.....	59
Figure II.24: Tension aux bornes de la batteries	60
Figure II.25: Etat de charge de la batterie	60
Figure II.26 : Courant à dissiper dans une charge dérivative.....	61
Figure II.27: Allure des courants I _{hyb} , I _{ch} et I _{bat}	61
Figure II.28: Profil de l'éclairement pendant une journée d'hiver.....	62
Figure II.29: Puissance photovoltaïque récupérée	62
Figure II.30: Etat de charge de la batterie	62
Figure II.31: Tension aux bornes de la batterie	63
Figure II.32: Allure des courants I _{hyb} , I _{ch} et I _{bat}	63

Chapitre III:

Figure III.1 : Schéma synoptique de l'aérogénérateur	64
--	----

Liste des figures

Figure III.2 : Représentation des enroulements de la machine asynchrone triphasée et biphasée équivalente issue de la transformation de Park.	71
Figure III.3 : Disposition des enroulements suivant les axes d, q.	73
Figure III.4: Schéma du redresseur MLI.....	74
Figure III.5 : Schéma de principe de la commande vectorielle à flux orienté.....	77
Figure III.6 : Schéma du système éolien avec stockage.....	78
Figure III.7 : Schéma du bus continu.	78
Figure III.8 : Profile de vent appliqué	79
Figure III.9 : La puissance demandée par la charge.....	79
Figure III.10 Allure du coefficient de puissance C_p	80
Figure III.11 : Allure de la vitesse relative.....	80
Figure III.12: Allure de la vitesse de la génératrice	80
Figure III.13 : Puissance générée par l'éolienne	81
Figure III.14 : Tension du bus continu	81
Figure III.15 : Allure du couple électromécanique développé et sa référence.....	81
Figure III.16 : Vitesse d'entraînement de la génératrice	82
Figure III.17 : Allure du flux rotorique et sa référence	82
Figure III.18 : Les courants i_{sd} et i_{sq}	83
Figure III.19 : Les courants statoriques.....	83
Figure III.20 : Les courants avec zoom.....	84
Figure III.21 : Allure des courants	84
Figure III.22 : Etat de charge des batteries.....	84
Figure III.23 : Tension aux bornes des batteries de stockage	85
Figure.III.24 : Schémas de principe de stockage inertiel avec volant d'inertie	86
Figure III.25 : Paramètres géométriques du volant d'inertie	88
Figure III.26 : Force et contraintes dans un volant à épaisseur uniforme [Cim 05].....	89
Figure III.27 : Principe du contrôle de SISE associe au générateur éolien [Cha 02].....	92

Figure III.28 : Schéma de contrôle en vitesse pour le SISE et contrôle vectoriel pour MAS.....	93
Figure III.29 : Puissance générée par l'éolienne	94
Figure III.30 : Tension du bus continu	94
Figure III.31: Puissance de SISE et celle de sa référence.....	95
Figure III.32 : Vitesse du volant d'inertie	95
Figure III.33 : Flux du volant d'inertie	96
Figure III.34 : Couple électromagnétique du volant d'inertie.....	96
Figure III.35 : La puissance demandée par la charge.....	96

Chapitre IV :

Figure IV.1 : Système hybride (éolien /photovoltaïque) avec stockage par batterie électrochimique	98
Figure IV.2 : Schéma du bus continu.....	99
Figure VI.3 : Profil de puissance demandée par la charge.....	102
Figure VI.4 : Organigramme de gestion d'énergie du système hybride avec stockage par batteries	104
Figure .IV. 5 : Allure de la vitesse du vent	105
Figure .IV.6 : profile de l'ensoleillement	105
Figure .IV 7: Tension du bus continu.....	105
Figure .IV 8 : Allure de Tension aux bornes des batteries	106
Figure IV 9 : Etat de charge des batteries	106
Figure IV 10: Le courant a dissipé dans une charge dérivative	106
Figure IV 11 : Allure des courants I_{bat} , I_{hyb} , I_{ch}	107
Figure IV.12 : La puissance demandée par la charge avec pics de puissance	108
Figure IV 13 : Le courant demandé par la charge.....	109
Figure IV.14 : Allure du courant de la batterie	109
Figure IV.15 : Allure du courant généré par le système hybride	109
Figure VI.16 : Tension aux bornes des batteries de stockage	110
Figure IV.17 : Etat de charge des batteries	110

Liste des figures

Figure IV.18 : Tension du bus continu.....	110
Figure IV.19 : Système hybride (éolien /photovoltaïque) avec stockage hybride	113
Figure IV.20: Schéma du bus continu.....	113
Figure IV.21 : Modèle à deux branches d'une super capacité (R. Bonert, L. Zubieta) [Ben 13b].	114
Figure IV.22 : Modèle du super-condensateur a simple branche.....	115
Figure IV.23: Organigramme de gestion d'énergie du système hybride avec stockage hybride (batteries / super-condensateur)	118
Figure IV.24 : La puissance demandée par la charge avec pics de puissance	119
Figure IV. 25 : Le courant demandé par la charge.....	119
Figure IV.26: La puissance fournie par le système hybride.....	120
Figure IV.27 : Le courant généré par le système hybride	120
Figure IV.28 : Allure du courant de la batterie	120
Figure IV.29: Etat de charge des batteries	121
Figure IV.30 : Allure de Tension aux bornes des batteries	121
Figure IV.31 : Allure du courant de délestage	121
Figure IV.32: Allure du courant des super-condensateurs	122
Figure IV.33 : Allure de tension aux bornes des super-condensateurs	122
Figure IV.34: Etat de charge des super-condensateurs	122

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau I.2 : Classification des systèmes hybrides par gamme de puissance [**Vec 05**].....25

Tableau. II.1 : Principales données techniques de la batterie au plomb [**Lab 06**].....51

Tableau IV.1 : Energies mensuelle produites par les générateurs éoliens et photovoltaïques et la taille nécessaire des deux générateurs.....101

Tableau IV.2 : Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle.....102

Nomenclature

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
A_{pv}	Surface de GPV	[m ²]
C_{Pmax}	Coefficient de puissance maximale de la turbine éolienne	-
C_{aer}	Couple aérodynamique de la turbine	[N.m]
C_{bat}	Capacité de stockage	[Ah]
C_{em}	Couple électromagnétique	[N.m]
C_{mot}	Couple moteur appliqué sur le générateur	[N.m]
C_p	Coefficient de puissance	-
$C_{rés}$	Couple résistant présent sur l'arbre de la turbine	[N.m]
C_{vis}	Coefficient de frottement visqueux	-
E_0	Constante solaire	[W.m ⁻²]
E_L	Energie demandée par la charge	[Wh]
E_{bat}	Energie stockée dans la batterie	[Wh]
E_{el}	Energie produite par l'aérogénérateur	[Wh]
E_g	Bande d'énergie du semi-conducteur	[J]
E_{pv}	Energie produite par le générateur photovoltaïque	[Wh]
I_{CC}	Le courant de court-circuit	[A]
I_{bat}	Courant de la batterie	[A]
I_c	Courant de la capacité du bus continu	[A]
I_{ch}	Courant de charge	[A]
I_{dc}	Courant du bus continu	[A]
I_{mpp}	Courant à la puissance maximale	[A]
I_{pv}	Courant du générateur photovoltaïque	[A]
I_{so}	Courant à la sortie du hacheur	[A]
J	Inertie total	[kg.m ²]
J_{vol}	Inertie du volant	[kg.m ²]
N_{PV}	Nombre de panneaux photovoltaïque	-
N_{bat}	Nombre de batteries	-
N_{ja}	Nombre de jours d'autonomie sans apport solaire	<i>jours</i>
P_{DD}	Profondeur de décharge maximale autorisée	%
P_{em}	Puissance électromécanique de la GAS	[W]
P_{max}	La puissance maximale crête	[W crête]
P_{pv}	Puissance des panneaux photovoltaïques	[W]
P_t	Puissance de la turbine	[W]
R	Rayon de la turbine	[m]
R_s	Résistance interne de la batterie	[Ω]
V_{CO}	La tension de circuit ouvert	[V]
V_{bat}	Tension des batteries	[V]
V_{ch}	Tension de charge	[V]
V_{dc}	Tension du bus continu	[V]
V_{ds} et V_{qs}	Tension d'axes d et q statorique	[V]
V_e	Tension d'entrée du hacheur	[V]
V_{mpp}	Tension à la puissance maximale	[V]

Nomenclature

$V_{ra,rb,rc}$	Tensions rotoriques	[V]
$V_{sa,sb,sc}$	Tensions statoriques	[V]
V_{so}	Tension de sortie du hacheur	[V]
V_{vent}	Vitesse du vent	[m/s]
i_{ds} et i_{qs}	Courants d'axes d et q statorique	[A]
i_{ph}	Photo-courant	[A]
$i_{ra,rb,rc}$	Courants rotoriques	[A]
$i_{sa,sb,sc}$	Courants statoriques	[A]
Ω_T	Vitesse de rotation des pales	[m/s]
θ	Écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator)	[degré]
θ_0	Angle électrique initial	[degré]
θ_e	Angle électrique	[degré]
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale de la turbine éolienne	-
φ_d et φ_q	Flux d'axes direct (d) et en quadratique (q)	[Wb]
A_{el}	Surface de l'éolienne	[m ²]
G	irradiation solaire	[W.m ⁻²]
h	Constante de Planck	[m ² .kg.s ⁻¹]
I_{bat}	Le courant de la batterie	[A]
I_{sc}	Courant du super condensateur	
I_{sup}	Courant de délistage	[A]
N_p	Nombre de panneaux en parallèle	-
N_{pv}	Nombre de panneaux	-
N_s	Nombre de panneaux en série	-
P_{eol}	Puissance fournie par l'éolienne	
Q_d	La quantité de charge manquante	[Ah]
R_s	La résistance interne de la batterie	
S	Surface balayé par les pales de la turbine	[m ²]
V_{sc}	Tension aux bornes des super condensateurs	[V]
β	Angle de calage	[Degré]
λ	Rapport de vitesse ou vitesse spécifique	-
E	Force électromotrice de la batterie	[V]
G	Rayonnement solaire reçue	[W.m ⁻²]
J	Inertie de la turbine	[kg.m ²]
f	Coefficient de frottement total	[m.s/rad]
p	Nombre de paires de pôles	-
α	Rapport cyclique du hacheur	-
λ	Longueur d'onde	[μm]
ρ	Densité de l'air	[g.m ³]
ω	Pulsation des grandeurs électriques	[rad/s]

Abréviation

Ah	Ampère heure
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
EDC	Etat de charge des batteries (State Of Charge)
GPV	Générateur Photovoltaïque
MLI	Modulation de la largeur d'impulsion
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NOCT	Température d'utilisation normale de la cellule (The Nominal Operating Cell Temperature)
P&O	Perturbation et observation
PI	Proportionnel intégrale
PV	Photovoltaïque
SEH	Systèmes d'Energie Hybrides
STC	Conditions de fonctionnement standard (STandard conditions)
Wc	Watt crête

Les autres abréviations sont explicitées dans le texte.

Introduction générale

Introduction générale

Actuellement, à la demande de la communauté internationale, des efforts sont engagés par les industriels afin de minimiser la consommation des énergies fossiles et les émissions de polluants [Ber 11]. La question énergétique est d'envergure mondiale. Elle prend aujourd'hui une acuité particulière avec l'arrivée, dans le circuit des échanges, de pays très peuplés, très fortement demandeurs [Zid 14]. La raréfaction des ressources fossiles non renouvelables, leur inégale répartition géographique et les tensions qui en résultent sur les prix font de la question énergétique un enjeu de développement majeur. L'énergie de fission nucléaire souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir.

Les solutions technologiques classiques apportées par le stockage électrochimique conventionnel sont onéreuses, limitées techniquement en puissance et restreintes en capacité [Bel 09]. Celles apportées par les groupes électrogènes, de part, la nécessité d'approvisionnement en carburant, d'autre part, celle de leur maintenance, présentent des inconvénients, le bruit, la pollution et surtout leur mauvais rendement à charge partielle [Rou 09].

Les nouvelles solutions technologiques, apportées par les systèmes hybrides à énergie renouvelable, même si elles ne sont pas encore de point de vue économique compétitives, offrent par contre une sûreté élevée. Toutefois, à la vue de la nécessité du développement durable, ces solutions, avec l'appui de la volonté publique, peuvent être économiquement viables, à moyen et long terme.

Le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins de la charge en énergie et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie. L'utilisation des systèmes hybrides, combinant plusieurs sources d'énergie, permet d'une part, de réduire les besoins de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources et, d'autre part,

de constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesel utilisés généralement pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées.

Les systèmes autonomes, associant un générateur photovoltaïque, un générateur éolien et des batteries de stockage, peuvent constituer une excellente alternative [Bel 10]. Grâce à la complémentarité des deux sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune des deux, tout en minimisant leurs inconvénients.

C'est dans ce contexte que vient s'insérer cette étude qui constitue une contribution pour une meilleure gestion des sources d'énergies renouvelables dans un système d'énergie hybride. Le but de notre travail est l'étude et la gestion d'un système d'énergie hybride avec stockage par batterie et super-condensateur, afin d'accomplir au mieux cette étude, le présent mémoire est structuré en quatre chapitres en plus de l'introduction générale et de la conclusion générale.

Dans le premier chapitre, une recherche bibliographique sur les systèmes de production d'énergies renouvelables sera faite. Nous nous intéressons aux sources d'énergie qui composent ces systèmes et les différentes structures des systèmes hybrides, en se accumulant pour notre travail sur le système hybride combinant les deux sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque -éolien) avec des batteries de stockage

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation et la simulation de la chaîne de conversion photovoltaïque composant du système hybride pour l'architecture choisi.

Dans le troisième chapitre, on va présenter une chaîne de conversion éolienne avec stockage, deux types de stockage seront envisager à savoir un stockage à court terme (volant d'inertie) et un autre a long terme (batterie électrochimique).

Dans le dernier chapitre nous allons concevoir un algorithme de gestion pour l'ensemble de l'installation hybride, qui va nous permettre de superviser les flux d'énergie et de protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes, et également de protéger la charge dans le cas où la demande n'est pas satisfaite.

On termine ce travail par une conclusion générale et quelques perspectives.

Chapitre I

**Généralités sur les systèmes
d'énergie hybride**

I.1. Introduction

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future, C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides, à savoir : éolien-diesel, photovoltaïque-diesel, et éolien- photovoltaïque-diesel. Ces mêmes sources d'énergies peuvent être combinées avec d'autres sources telles que l'énergie hydrauliques. Les méthodes d'évaluation des systèmes hybrides (éolien/photovoltaïque) autonomes et leurs avantages se sont beaucoup développées ces dernières années.

I.2. Génération d'énergie renouvelable

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée au fait que la matière première n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui est extrait des gisements respectifs est acheminé vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de Kilomètres. Par contre, le lieu de l'extraction de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives, par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographique les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées. [Boy 06], [Sem99], [Agg 11].

Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques), et l'énergie sous forme de chaleur (géothermie, solaire thermique).

Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulin, ...), cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique, à l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient de la non régularité des ressources, à l'opposé les fluctuations de demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. La solution à retenir est

certainement la diversification voire le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne.

I.3. Définition d'un système de production d'électricité

Nous cherchons à définir les structures possibles pour un système de production d'électricité en site isolé, qui assure la gestion de son énergie produite en autonomie totale.

Deux composants sont alors indispensables à son architecture [Cro 13]: une source d'énergie renouvelable, disponible près de la structure à alimenter, et une unité de stockage capable continuellement d'emmagasiner les excès de production, tantôt de les restituer pour compléter celle-ci.

Un système de production est un dispositif formé de plusieurs éléments de nature différente, qui assure une fonction déterminée, donc un système d'alimentation hybride consiste en un assemblage de sources d'énergie dont les caractéristiques et les propriétés sont différentes, destiné à alimenter un système doté d'un consommateur. Par cette définition, sera considéré comme hybride tout dispositif étant alimenté par le biais de plusieurs sources d'énergie, une extension de cette définition est applicable aux systèmes à consommateurs multiples étant, eux aussi, alimentés par plusieurs sources.

Finalement, comme cas particulier de la formulation précédente, la définition d'un système de stockage hybride consiste en un assemblage d'accumulateurs d'énergie dont les caractéristiques et les propriétés sont différentes, destiné à alimenter un système doté d'un consommateur [Del 13].

Nous allons donc étudier les différents composants utilisables dans les systèmes de production d'énergie hybride.

I.4. Description des différentes sources utilisables pour l'hybridation

Différentes sources d'énergies sont exploitables dans un système d'énergie hybride (SEH) autonome. Les deux conditions pour qu'elles représentent une solution viable sont la possibilité d'absorber de la puissance à l'aide d'un générateur suffisamment compact et facile à entretenir pour un utilisateur isolé, et la viabilité économique comparée aux solutions de raccordement au réseau ou à l'utilisation d'énergies fossiles.

I.4.1. l'énergie solaire

La première énergie disponible en grande quantité sur la surface terrestre est l'énergie solaire, caractérisée par l'ensoleillement qui donne l'énergie fournie par le soleil par unité de

surface sur une période donnée, en J/m^2 , et par l'irradiation solaire qui correspond à la puissance à un instant donné, en W/m^2 [Cor 13].

L'effet photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité (courant continu CC). Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie ($h\nu$). Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap (E_g) de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction [Mao 05].

Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de phonons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction. Si les photons ont une énergie inférieure E_g ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

I.4.1.1. La cellule photovoltaïque

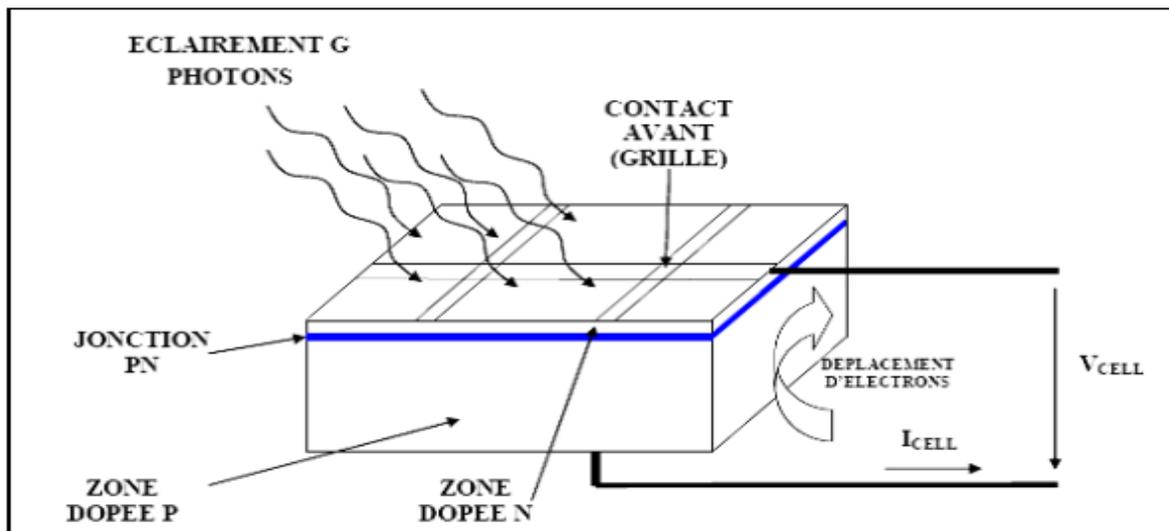


Figure I.1 : Coupe transversale d'une cellule PV typique [Zid 03]

La cellule photovoltaïque est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par le processus « effet photovoltaïque ». Elle est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces

atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P) [Zid 03]. Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches.

La tension maximale pour une cellule est d'environ 0.6V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension du circuit ouvert (V_{co}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées il est appelé courant de court-circuit (I_{cc}) et dépend fortement du niveau d'éclairement [Pas 06].

I.4.1.2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque est composé d'un générateur de courant qui modélise l'éclairement et d'une diode en parallèle qui modélise la jonction PN. Mais le schéma équivalent réel tient compte de l'effet résistif parasite dû à la fabrication, il est représenté sur le schéma équivalent par deux résistances (figure I.2) [Lal 09].

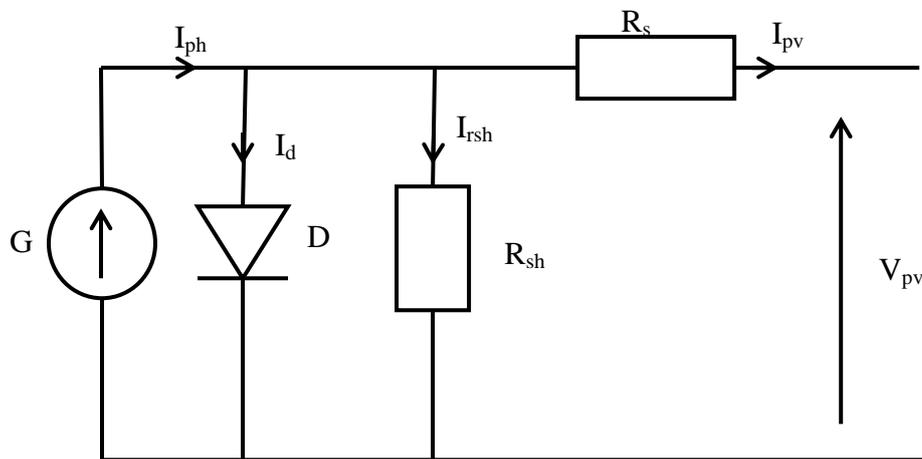


Figure I.2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

La diode modélise le comportement de la cellule dans l'obscurité. Le générateur de courant modélise le courant I_{ph} généré par l'éclairement. Les deux résistances modélisent les pertes internes :

Résistance série R_s : modélise les pertes ohmiques du matériau (chutes de tension).

Résistance shunt R_{sh} : modélise les courants parasites qui traversent la cellule (courant de fuite).

Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque ; Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque ou générateur photovoltaïque GPV.

I.4.1.3. Générateurs photovoltaïques

Un module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et en parallèle [Che 08], elles produisent de l'électricité du moment où elles sont exposées au rayonnement solaire, elles ne polluent pas, n'ont aucune pièce mobile, ne nécessitent pratiquement aucun entretien et ne produisent aucun bruit [Nou12].

Un générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules PV en série et / ou en parallèle pour obtenir une puissance, un courant de court-circuit I_{cc} et une tension en circuit ouvert V_{co} désirés [Che 08].

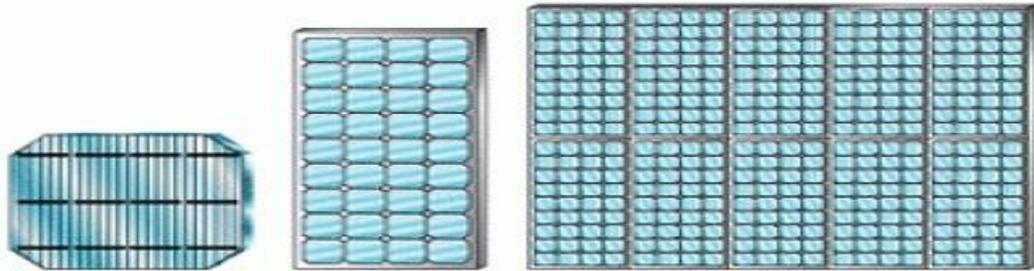


Figure I.2 : Cellule, module et panneau PV [Bou 11]

I.4.1.4. Caractérisation des panneaux photovoltaïques

Le comportement d'un panneau peut être décrit à travers ses caractéristiques courant-tension et puissance-tension [Wre 04]. Un exemple des deux courbes est présenté (figure I.3) en conditions STC. La première est de forme exponentielle ; lorsque la tension est basse, le courant tend vers une valeur de court-circuit I_{cc} , et lorsque son courant descend, sa tension tend vers la tension de circuit ouvert V_{oc} entre les deux, un coude plus ou moins marqué peut être caractérisé par le facteur de forme du panneau, FF. La caractéristique de puissance indique que c'est au niveau de ce coude que se situe le point de fonctionnement de puissance maximale P_{pvmax} . Ainsi, le panneau est entièrement caractérisé par I_{cc} , V_{oc} et $FF = P_{pvmax} / (V_{oc} \cdot I_{cc})$.

Enfin, le rendement photovoltaïque est défini, pour une irradiation I_r et une surface de panneau S_{pv} , par $\eta_{pv} = P_{pvmax} / (S_{pv} \cdot I_r)$.

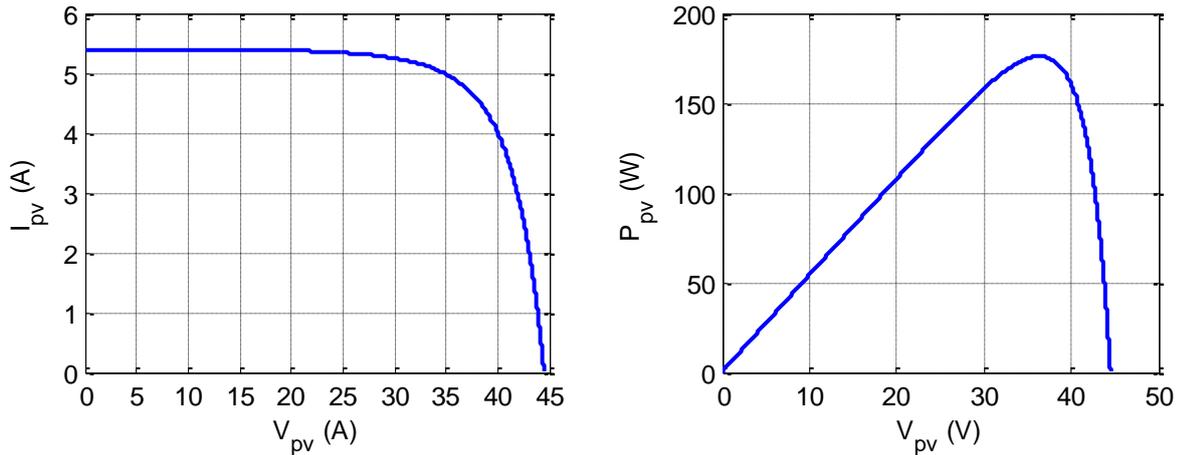


Figure 1.3 : Caractéristiques de panneaux photovoltaïques SHARP NTR5E3E

I.4.1.5. Fonctionnement et constituant d'un système photovoltaïque

Un système photovoltaïque est un dispositif utilisé pour fournir de l'énergie électrique alternative à partir d'irradiation solaires afin d'être utilisée par l'homme le système est constitué généralement des éléments suivants [Bel 04] :

- Le champ photovoltaïque, composé d'un ensemble de module orientés et interconnectés en série et en parallèle, qui recueillent les radiations lumineuses du soleil et les transforment en courant continu à basse tension.
- Un accumulateur, qui stock l'énergie produite par le générateur et permet de disposer de courant électrique pendant la nuit ou les jours nuageux.
- Un régulateur de charge, c'est un dispositif électronique qui surveille l'état de charge des accumulateurs, il les protège contre les surcharges et les décharges profondes.
- Un convertisseur à pilotage MPPT, c'est un dispositif électronique qui assure que le système travail toujours à puissance maximale.
- Un onduleur, est un dispositif électronique qui assure la conversion de la tension continue d'entrée en tension alternative de sortie.
- Charge : l'utilisation (consommateur).

Les systèmes photovoltaïques, les plus couramment utilisés sont de deux types [Pet 09] :

- Les systèmes PV autonomes, utilisés pour des applications diverses et installés surtout dans des endroits isolés ou difficiles d'accès.
- Les systèmes PV connectés au réseau de distribution électrique, par l'intermédiaire d'un onduleur piloté à la fréquence du réseau.

Les systèmes photovoltaïques autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. Deux types de systèmes se distinguent selon l'utilisation ou non d'un système de stockage d'énergie.

- Systèmes autonomes utilisant un système de stockage d'énergie pour l'utilisation nocturne ou durant les périodes où le rayonnement solaire est insuffisant.
- Système autonome sans système de stockage d'énergie, par exemple le pompage.

I.4.2. Les éoliennes

La deuxième source possible est l'énergie du vent, propre et renouvelable, elle est disponible en quantité abondante sur toute la surface de la planète, son exploitation est devenue au cours des dernières années la principale source d'électricité d'origine renouvelable, hors énergie hydraulique, avec plus de 200 TWh produits dans le monde en 2015 [Cro 13]. Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer, c'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pâles profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité [Poi 03].

I.4.2.1. Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne [Has 10], est un dispositif destiné à transformer une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, disponible sur un arbre de transmission, l'énergie mécanique se transforme en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure (I.6)).

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière. De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [Poi 03].

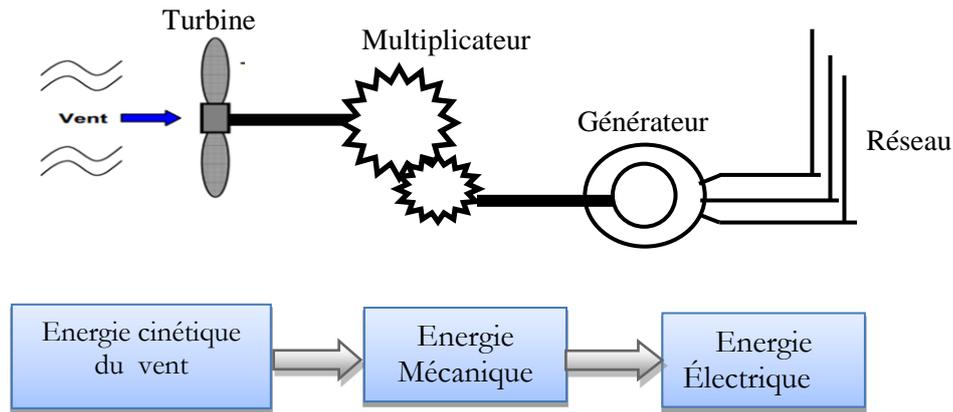


Figure 1.6 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

I.4.2.2. Principe de fonctionnement

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en trois étapes:

- 1) au niveau des pâles (capteur d'énergie), qui extraient une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- 2) la génératrice électrique, reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au convertisseur statique.
- 3) le convertisseur statique, qui est en général placé entre le générateur électrique et la charge, qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à ce qu'exige la charge. Cette dernière peut être un chauffage électrique, un moteur, une pompe ou un réseau de distribution d'énergie électrique.

La puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne peut s'écrire sous la forme :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_p^2 \cdot V_{\text{vent}}^3 \quad (\text{I.1})$$

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du vent. Il peut avantageusement s'exprimer en fonction de λ , la vitesse spécifique ou normalisée. λ est le rapport entre la vitesse périphérique en bout de pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V_{\text{vent}}} \quad (\text{I.2})$$

La figure (I.7) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [Ger 02]. On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée λ_{opt} , qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur

le maximum de la courbe. Plus la caractéristique $C_p(\lambda)$ sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

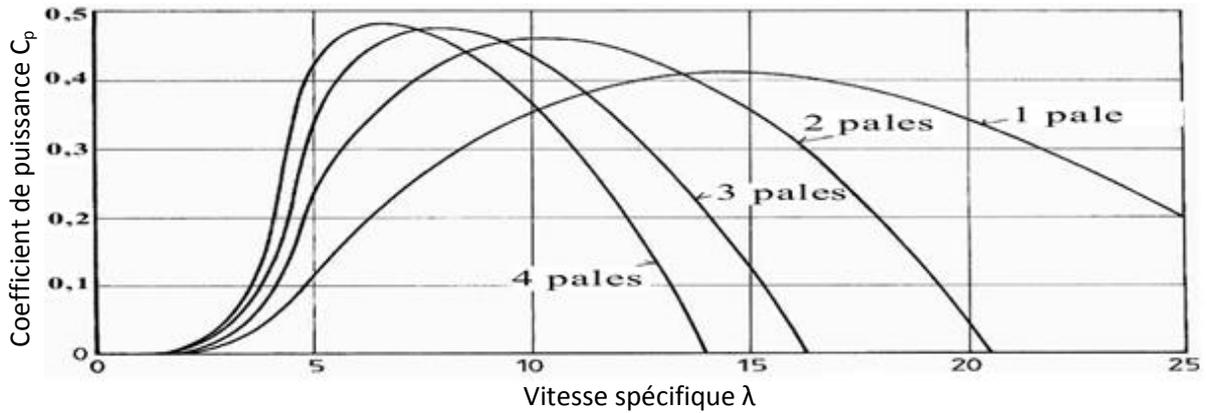


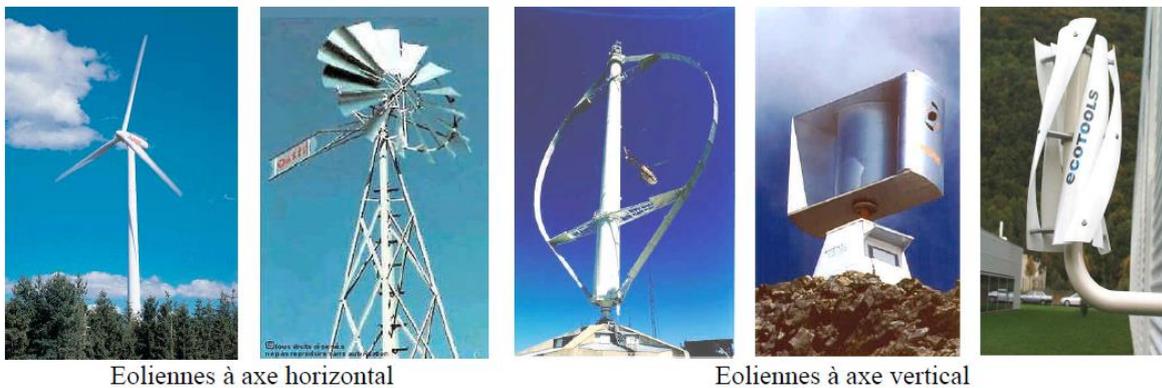
Figure 1.7 : Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation Normalisée λ [Ger 02].

I.4.3. Les différents types d'éoliennes

On peut regrouper les générateurs éoliens selon différentes catégories. Ils peuvent être classés selon [Lec 04], [Idj 10], [Ger 02], [Mir 05], [Poi 03] :

- ✓ la nature du convertisseur électromécanique (machine synchrone, asynchrone, à courant continu, etc...),
- ✓ le mode de régulation (pitch ou stall control),
- ✓ la nature de l'accouplement mécanique (présence de multiplicateur de vitesse ou attaque directe),
- ✓ le type de fonctionnement (vitesse fixe ou variable),
- ✓ le type de capteur (à axe horizontal ou vertical).

Ces différentes catégories peuvent se croiser, par exemple, une éolienne peut être à vitesse variable, posséder un multiplicateur de vitesse et une génératrice asynchrone.



Eoliennes à axe horizontal

Eoliennes à axe vertical

Figure 1.8 : Technologies d'éoliennes

I.4.4. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

L'objectif de cette régulation est double, d'une part de protéger l'éolienne par vent fort et d'autre part de délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour fournir une puissance nominale P_n à une vitesse de vent nominale V_n , au-delà de cette vitesse les paramètres de la turbine doivent évoluer afin de fournir la puissance nominale et de ne pas produire au-delà d'une vitesse maximale V_m qui pourrait endommager la turbine.

On peut définir quatre zones de fonctionnement [Ger 02], [Bel 10], [Has 10], [Mir 05] [Cou 08], [Aim 04]:

- la zone I : le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner la turbine
- la zone II : la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent
- la zone III : la vitesse de rotation est maintenue constante par régulation de la vitesse et la puissance P fournie reste égale à P_n
- la zone IV : dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

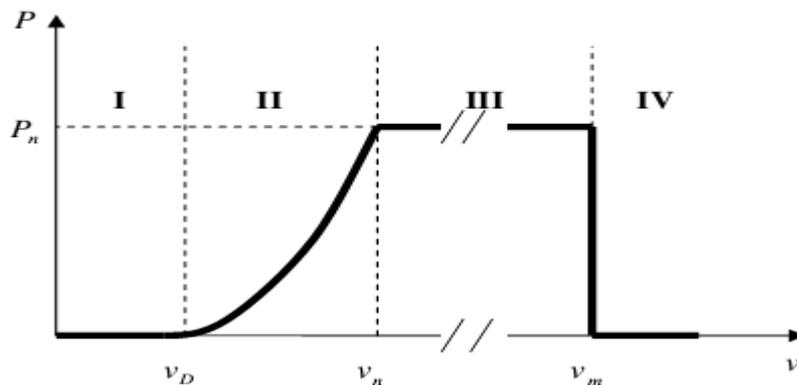


Figure I.9 : Caractéristique puissance-vitesse de vent d'une éolienne [Ger 02]

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice [Lai 07].

I.4.4. Les éoliennes en fonctionnement isolé et autonome

Le terme « Systèmes autonomes » regroupe tous les systèmes qui produisent leur propre électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. L'autonomie énergétique garantit l'alimentation du système en période d'exploitation sans raccordement au réseau électrique public.

Les systèmes éoliens dans les applications isolées et autonomes sont généralement conçus pour répondre à un besoin énergétique allant du simple éclairage à l'électrification complète d'un village.

I.4.6. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est liée aux avantages de son utilisation. Cette source d'énergie a également des inconvénients qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

Les avantages

- L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée).
- L'énergie éolienne est en plein développement en termes de puissance installée dans le monde. Plusieurs facteurs ont contribué et contribuent encore à son essor :
- L'énergie éolienne est propre : les éoliennes n'engendrent aucune pollution. Elle ne rejette aucune substance dangereuse dans l'environnement et n'engendre aucun déchet.
- L'énergie éolienne est abondante : le vent est inépuisable, Il constitue donc une véritable ressource renouvelable [**Has 10**].

Les inconvénients

- La qualité de la puissance électrique : la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante donc la qualité de la puissance produite n'est pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau reste limité.
- L'impact sur les oiseaux: certaines études montrent que ceux -ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux -ci ne se fassent pas attraper par les aéroturbines [**Bel 10**].
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés [**Cam 03**].

I.5. Description des différents types de stockage

Les unités de stockage sont des éléments indispensables dans les systèmes en site isolé. Correctement dimensionnées, elles participent en effet à garantir l'autonomie du site, en constituant une réserve d'énergie lorsque les sources produisent en excédent, et en la restituant lorsqu'elles ne produisent momentanément plus assez.

Les systèmes de stockage d'électricité peuvent se décomposer en deux grandes familles, les systèmes de stockage à long terme et les systèmes de stockage à court terme [Sin 10], [Ato 11], [Ben 12], [Cou 08], [Cam 11].

I.5.1. Stockage long terme

Les systèmes de stockage ayant un horizon temporel d'une dizaine de minute à plusieurs années peuvent être considérés comme des stockages longs terme. Ainsi, les types de stockage peuvent aller des barrages hydrauliques jusqu'aux batteries chimiques.

I.5.1.1. Batteries

Dans les batteries, l'énergie est stockée sous forme électrochimique. Elles sont composées de deux électrodes séparées par un électrolyte et des interfaces dans lesquelles interviennent des réactions d'oxydation ou de réduction qui cèdent ou absorbent des électrons. Les ions ainsi générés circulent dans l'électrolyte. Les systèmes de batteries sont constitués d'un ensemble de modules de batteries à basse tension qui se connecte en parallèle ou en série pour obtenir les caractéristiques électriques désirées, elles représentent les systèmes de stockage qui ont la plus grande capacité de stockage d'énergie électrique. Les batteries se chargent quand elles subissent une réaction chimique interne sous un potentiel appliqué à leurs bornes, elles se déchargent, pour la réaction chimique inverse [Ara 06]. La batterie au plomb acide est la plus utilisée, en raison de son coût qui est relativement faible et de sa disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont beaucoup plus utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [Bel 07].

Pour des raisons de sécurité, de qualité de service, mais aussi de coût, de nombreux domaines d'application souhaitent ou doivent se prémunir contre toute coupure énergétique, en ayant à leur disposition une source d'énergie indépendante et fiable (une énergie de secours). Parmi les choix possibles, la batterie d'accumulateurs au plomb est une solution de stockage particulièrement séduisante. Recyclable, de faible coût et d'une grande maturité, elle s'impose sur le marché des batteries stationnaires de secours [Gui 04], [Luq 03].

I.5.1.2. Le stockage par pile à combustible à hydrogène

La pile à combustible, fonctionnant avec l'hydrogène comme carburant, repose sur le principe de production de l'électricité par conversion directe de l'énergie chimique du combustible. Celle-ci ayant la particularité d'utiliser deux gaz : l'hydrogène H_2 et l'oxygène O_2 comme couple électrochimique, les réactions d'oxydoréduction qui s'opèrent dans la pile sont donc particulièrement simples [Arb 06]. La réaction se produit au sein d'une structure essentiellement composée de deux électrodes (anode et cathode) séparées par un électrolyte, matériau permettant le passage des ions. Les électrodes mettent en jeu des catalyseurs pour activer, d'un côté, la réaction d'oxydation de l'hydrogène et de l'autre côté, la réaction de réduction de l'oxygène.

I.5.1.3. Stockage sous forme d'air comprimé (CAES)

Le principe de ces installations est de comprimer de l'air avec un turbocompresseur. L'air comprimé est stocké dans des cavernes situées à grande profondeur. Pour récupérer l'électricité, l'air comprimé est dirigé vers une machine semblable à une turbine à gaz. Pour être exploité, l'air est réchauffé dans une chambre de combustion grâce à un appoint de gaz naturel. Cette technique conduit à stocker de l'énergie sous forme d'air comprimé, soit dans de grandes cavités géologiques (par exemple mine de sel) soit à une échelle plus petite, dans des bouteilles de gaz sous pression. Les inconvénients de cette technologie sont son rendement, la faible manœuvrabilité, l'investissement élevé et la consommation de gaz.

I.5.2. Stockage à court terme

I.5.2.1. Volants d'inertie

Le stockage d'énergie par masse tournante que l'on appelle couramment volant d'inertie se compose de l'ensemble convertisseur-machine électrique (Machine Asynchrone-volant d'inertie) est appelé système de stockage inertiel [Lec 04].

Ces systèmes de stockage ont une capacité de stockage de plusieurs minutes, en fonction de leur conception, la transformation de l'énergie est réversible. Lors du stockage, l'énergie électrique est convertie en énergie mécanique par un fonctionnement en moteur de la machine électrique. Ensuite, l'énergie mécanique est stockée dans le volant d'inertie sous forme d'énergie cinétique dans la masse tournante [Bou 07]. Le régime de fonctionnement (moteur ou générateur) est imposé par le convertisseur d'électronique de puissance, qui impose le sens de transfert de l'énergie à travers la machine électrique [Bel 10], [Bou 07], [Cim 05].

I.5.2.2. Inductance supraconductrice (SMES)

Les SMES sont des stockages magnétiques qui utilisent des matériaux supraconducteurs qui fonctionnent à très basse température, ce qui permet d'avoir une résistance quasi-nulle. L'absence de résistance dans les conducteurs permet de stocker de l'énergie dans un bobinage court-circuité sur lui-même pendant un temps théoriquement infini. La complexité de ce type de stockage réside dans la nécessité d'avoir un système de réfrigération. Ce système est commercialisé notamment aux Etats-Unis. Ce type de stockage a été utilisé pour la stabilisation des réseaux (contrôle de P et Q) ou pour améliorer la qualité du réseau.

I.5.2.3. Super-condensateur

L'énergie électrique est accumulée dans le champ électrique de ses capacités. La technologie est connue depuis les années 80, elle était alors utilisée en électronique. Vers la fin des années 1990, la taille des dispositifs a permis d'envisager des applications à grande puissance [Sar 04]. Les super-condensateurs (capacité à double couche) sont des composants dont le principe de fonctionnement est basé sur celui des condensateurs classiques, mais dont la technologie est issue de celles des batteries électrochimiques. Ils offrent des performances supérieures à celles des batteries en densité de puissance et des densités énergétiques plus élevées que les condensateurs. Cette technologie impose l'utilisation des convertisseurs d'électronique de puissance.

I.5.3. Comparaison entre les batteries et les supercondensateurs

Le supercondensateur possède une puissance instantanée plus importante que celle des batteries et une énergie plus grande que celle des condensateurs classiques. Sa durée de vie est plus élevée que celle des batteries (environ 10 ans). Sur le diagramme de Ragone (Figure (I.13)), nous avons représenté les différents systèmes de stockage d'énergie électrique dans le plan puissance spécifique-énergie spécifique. Ce diagramme montre que les condensateurs électrochimiques possèdent une très grande densité de puissance mais une très faible énergie spécifique. Ils sont utilisés généralement pour des constantes de temps inférieures à quelques centaine de milliseconde. Les batteries ont une densité de puissance très faible et une énergie spécifique élevée. Elles peuvent être utilisées avec une constante de temps supérieure à la minute. En ce qui concerne la pile à combustible c'est un convertisseur d'énergie et non pas un élément de stockage. Entre les batteries et les condensateurs électrochimiques se trouvent les supercondensateurs qui sont utilisés pour stocker l'énergie avec une constante de temps inférieure à quelques dizaines de secondes.

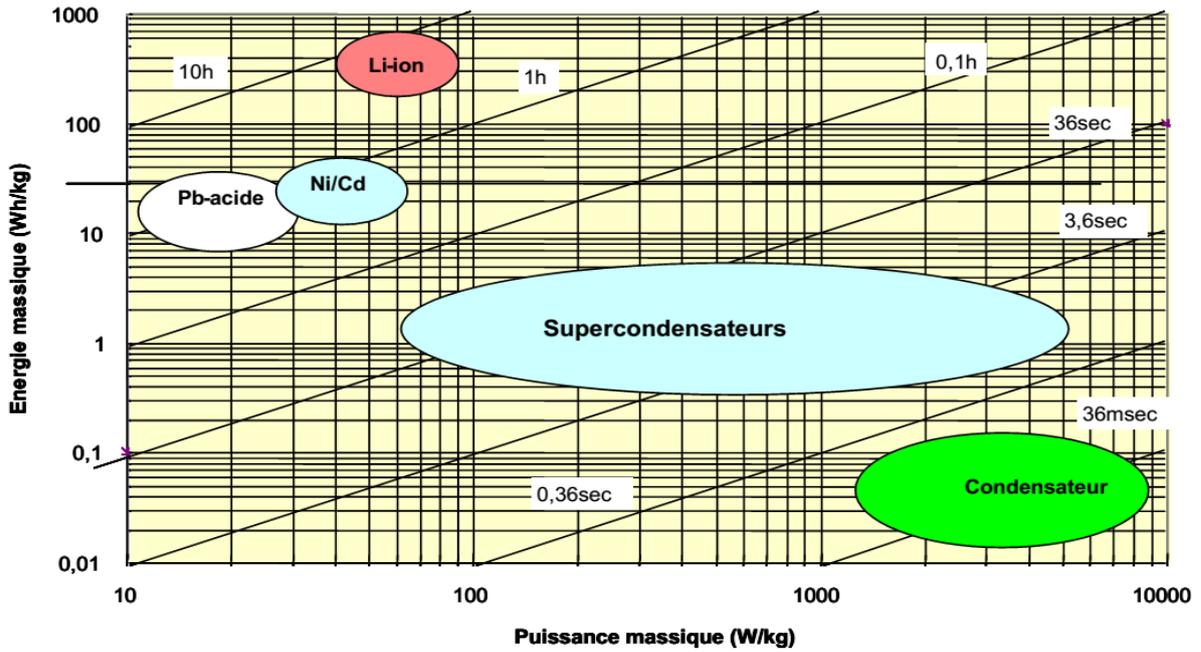


Figure I.13 : Diagramme de Ragone

I.5.4. Utilisation du stockage

Si l'utilisation du stockage est indispensable dans les systèmes de production d'énergie, il n'en est pas de même dans les réseaux électriques. Dans le cadre d'un système électrique le recours à un système de stockage doit être justifié économiquement. Il n'en reste pas moins que sur un plan technique le stockage augmente la souplesse et la fiabilité des réseaux électriques et peut intervenir à tous les niveaux de la chaîne électrique.

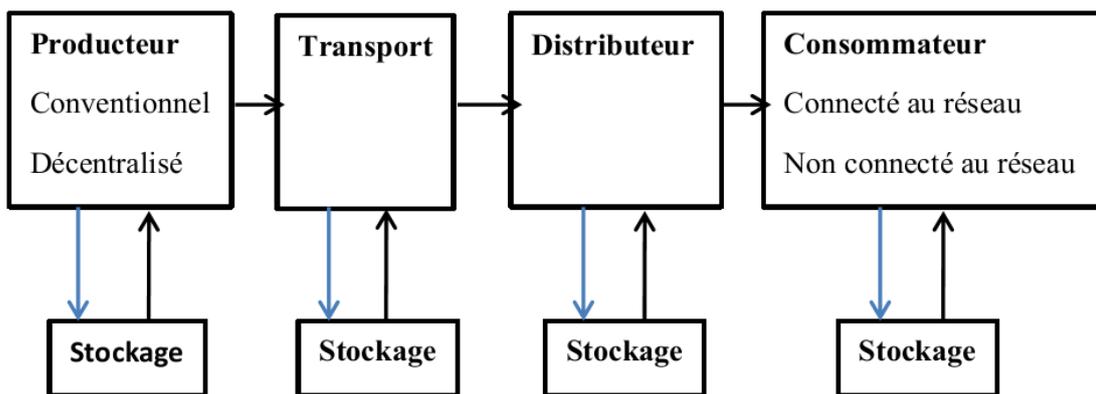


Figure I.14 : Chaîne de production d'énergie électrique [Cou 08]

I.6. Hybridation des ressources éoliennes et solaires

L'énergie solaire et l'énergie éolienne sont des ressources intermittentes, Pour créer un système hors réseau fiable, ces systèmes éoliens ou photovoltaïques nécessitent une grande quantité d'accumulateurs (batteries) très coûteux [Jos 11], et qui doivent généralement être remplacés avant la fin de vie des installations.

L'intérêt d'un système hybride réside dans le fait que l'utilisation simultanée de plusieurs sources d'énergie permet de mieux répondre à une demande continue d'énergie de la part de l'utilisateur ou du réseau électrique [Sto 11], pour cela il faudrait assurer la fiabilité de la production de panneaux photovoltaïques, dépendante de l'irradiation solaire sur le site, ou de celle d'une éolienne, tributaire de la vitesse du vent [Cro 13]. Si nous étudions ces deux paramètres climatiques à l'échelle d'une année, nous pouvons voir qu'ils varient énormément, sans compter les variations à court terme du vent. Ainsi à court terme, les deux variables semblent presque toujours découplées. Cependant, lors par exemple de gros temps, nous pouvons supposer que la baisse de luminosité sera compensée par la levée de grosses bourrasques. Par ailleurs, le vent peut toujours assurer un minimum de production la nuit. Les deux productions peuvent donc être assez complémentaires. Ainsi, les deux sources potentielles se complètent l'une l'autre, ce qui tend à lisser la production globale. Cela revient à dire que pour avoir une production plus régulière, et assurer l'autonomie du site, il est plus favorable d'associer les deux sources que de cumuler les panneaux ou d'agrandir une éolienne pour obtenir une puissance moyenne équivalente. L'utilisation d'un système hybride réduira la taille de ces composants, diminuera l'énergie perdue, augmentera sa fiabilité et rendra l'utilisation des sources renouvelables d'énergie plus intéressante économiquement.

Tous ces avantages seront d'autant plus importants que les sources solaires et éoliennes seront complémentaires entre elles et en phase avec la courbe de consommation. Et nous nous intéresserons uniquement à la complémentarité des sources et ceux à deux niveaux [Sto 11] :

- au niveau mensuel, autrement dit les mois ventés sont les moins ensoleillés.
- au niveau journalier c'est-à-dire la courbe d'énergie éolienne sur 24h est en opposition de phase avec celle de l'ensoleillement.

I.7. Définition du système d'énergie hybride (S E H)

Les systèmes d'énergie hybrides (SEH), sont des systèmes d'approvisionnement en électricité [Kou 11], comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable [Sto 11], souvent utilisés pour l'alimentation des sites isolés. Les sources d'énergie

renouvelable, comme l'éolienne et le photovoltaïque, qui sont les plus utilisés parmi les différents types des technologies des ressources renouvelables, ne délivrent pas une puissance constante, et leur combinaison peut permettre de parvenir à une production électrique plus continue. L'hybridation consiste ainsi à associer plusieurs sources d'énergie et unités de stockage au sein d'un même système afin d'en optimiser la production et la gestion de l'énergie [Cro 13]. Nous pouvons dans ce cas parler de système d'énergie hybride, ou de système multi-sources multi-stockages.

Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi comme sources l'éolienne et les panneaux photovoltaïques, pour leur maturité technologique, leur possibilité de dimensionnement, et pour leur facilité d'entretien. Nous avons choisi pour unité de stockage principale la batterie de plomb-Acid, et en secondaire les supercondensateurs, d'une très grande durée de vie et offrant une grande puissance spécifique pour compléter la batterie. Cependant, ces éléments ne sont pas les seuls composants dans un système de puissance. Il nous faut donc étudier les couplages possibles entre chacun, et d'autre part les différents convertisseurs de puissance qui pourraient les adapter à ce couplage.

I.8. Etat de l'art des architectures pour systèmes d'énergie hybride

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Ces configurations constituées par des sources d'énergies renouvelables, des batteries et des générateurs diesels se résument en trois types :

- Architecteur à bus à CC [Vec 05], [Rou 09], [Cor 13] et
- Architecteur à bus CC-CA (la connexion et mixte, bus à CC et bus à CA) [Vec 05],
- Architecteur à bus à CA [Bag 11], [Cro 13].

Nous présentons ci-après, une description ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

I.8.1. Architecteur à bus à CA

De nouvelles approches sont proposées pour améliorer la modularité par un couplage CA (toute l'énergie converge vers un même bus CA) [Eng 00], [Eng 97]. Toutes les sources de productions sont reliées au bus AC via des convertisseurs sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus.

Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateur du côté CA permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires [Cro 13]. En

fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétique, aussi bien renouvelable que conventionnelles. Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques, pour répondre à des besoins en énergie croissants.

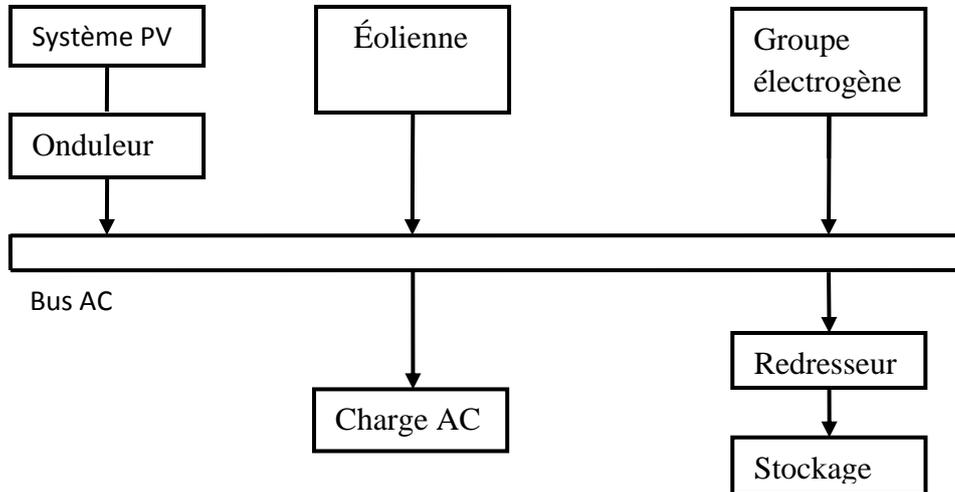


Figure I.15 : Configuration de bus CA

Ces structures peuvent être utilisées pour l'alimentation de tous les consommateurs électriques, y compris dans les régions rurales des pays en voie de développement et des pays nouvellement industrialisés dans lesquels l'électricité, l'approvisionnement en eau et la purification de l'eau potable sont des besoins vitaux [Kou 11]. L'utilisation du courant alternatif présente plusieurs avantages et inconvénients :

Avantages

- Un découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres ;
- Le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence de bus AC ;
- Capacité d'augmenter et de réduire la tension à l'aide d'un simple dispositif passif (transformateur) ;
- Appareillage de connexion bon marché et disponible facilement ;
- Les circuits triphasés produisent un champ magnétique rotatif permettant des moteurs compacts et efficaces
- La fréquence peut être utilisée comme moyen de contrôle (dérive de fréquence).

Inconvénients

- le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs ;
- la connexion de toutes les sources sur un bus à CA complique le système de commande.

Si historiquement, la plupart des grands réseaux fonctionnent en tension alternative et imposent des normes strictes en conséquence sur la forme d'onde des puissances qui les traversent, les systèmes de production non raccordés au réseau ne sont pas tributaires de ces standards, et le couplage AC pour transporter la puissance électrique des sources au consommateur n'est pas une solution obligatoire ; il n'est d'ailleurs en général pas utilisé pour ce type d'application. Nous allons présenter les deux types de couplage plus couramment choisis dans les systèmes de production en site isolé.

I.8.2. Architecture mixte à bus à CC/AC

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est présentée dans la figure (I.16). Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure (un couplage CC).

Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale de GD et de l'onduleur. Le ou les générateurs diesels et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [Ash 99], [Wic 97]. Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionnement en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé. Pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte (bus à CA et bus à CC), avec des batteries de stockage, est très répandue [Rui 00], [Lun 01].

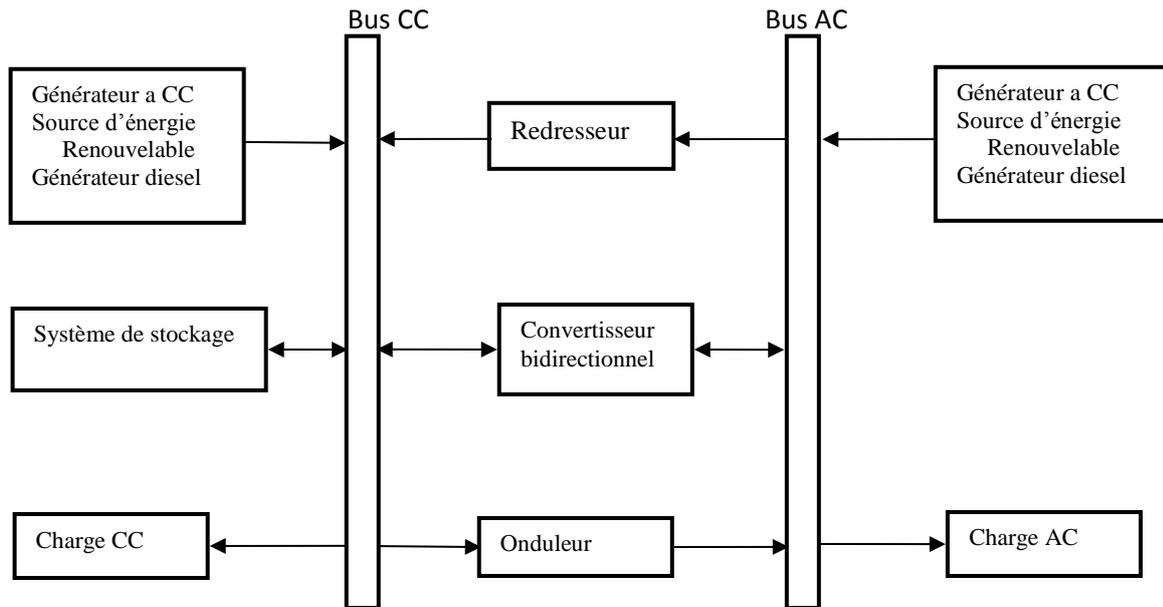


Figure I.16 : Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA

Les avantages et les désavantages d'un tel système sont présentés ci-après.

Avantages :

- Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge.
- La possibilité de réduire la puissance nominale de GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système d'alimenter les pics de charge [Ash 99].

Désavantage :

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle (l'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non- autonome en synchronisant les tensions en sortie avec les tensions en sortie de GD) [Ash 99].

I.8.3. Architecteur à bus à CC

Dans le système hybride présenté dans la figure (I.17), la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Le ou les générateurs diesels sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA. Les générateurs diesels ne peuvent donc pas alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude

et la fréquence [Ash 99]. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable [Rou 09].

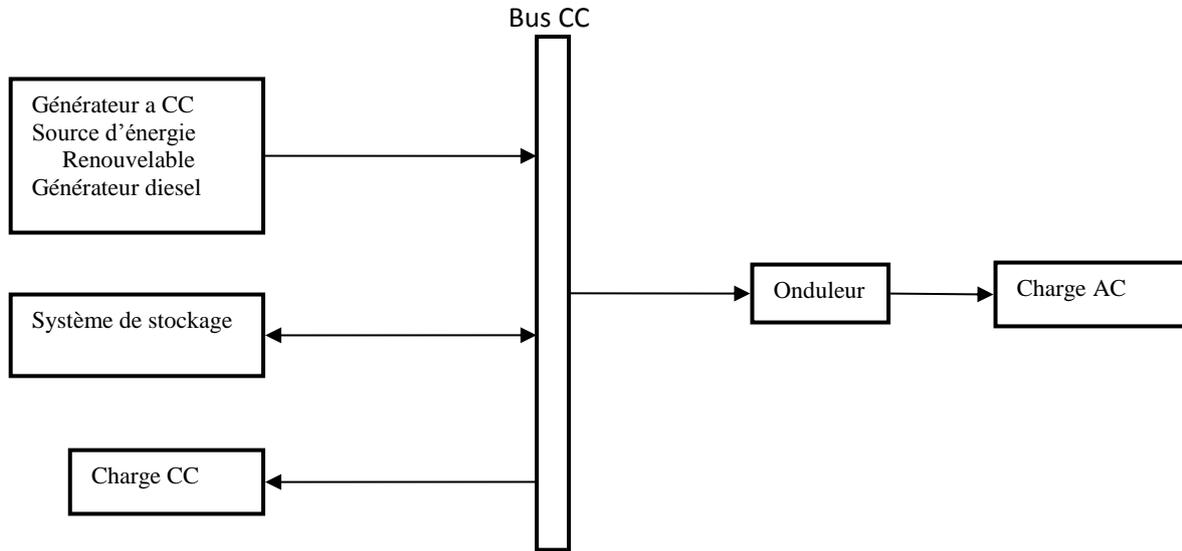


Figure I.17 : Configuration du SEH à bus CC

Ce système s'affranchit alors des questions de synchronisation et de maintien de la forme d'onde du bus autrement que par la régulation de sa tension continue [Cro 13]. Les fluctuations de la production et de la demande peuvent provoquer des variations de cette tension, mais elles sont plus faciles à compenser et portent moins à conséquences que dans les cas précédents. Les différentes sources et éléments de stockage du système ainsi que les charges sont alors reliées au bus par des convertisseurs DC/DC ou AC/DC [Bri 12]. L'un de ces composants impose la tension du bus, tandis que les convertisseurs des autres prennent sa valeur mesurée comme référence de tension de sortie, quel que soit, Le système est alors viable tant que cette tension reste dans une plage raisonnable à dimensionner ; par exemple tant qu'elle ne dépasse pas la tension d'entrée d'un hacheur abaisseur ou ne descend pas en-dessous de la valeur de saturation d'un onduleur qui serait utilisé dans l'architecture du système.

Finalement, ce type de couplage est adapté pour les micro-réseaux sans générateurs Diesel et à charges continues, ou pour les systèmes en sites isolés sans générateur Diesel. Nous retiendrons cette dernière configuration dans notre étude. Dans ce cas de figure, si l'unique charge est alternative, un onduleur peut permettre de la raccorder au bus continu sans trop alourdir le système.

Les avantages et les inconvénients d'un tel système sont présentés ci-après.

Avantage :

- La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande.
- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge, de 75 - 80% [Ash 99].

Inconvénients :

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge [Ash99].

1.9. Choix des convertisseurs de puissance

Différentes architectures ont été proposées pour les systèmes de puissance multi-sources éolien-photovoltaïque, pour les différents modes de couplage vu précédemment. Dans chacune, l'objectif principal est de maximiser la production de puissance des sources. Pour cela, chacune est connectée à un convertisseur de puissance, qui permet de contrôler son point de fonctionnement, et le relie au bus commun avec l'adaptation nécessaire.

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose entre la source et la charge, il y'a deux types de convertisseurs : convertisseurs continu-continu (les hacheurs) et convertisseurs continu-alternatif (les onduleurs).

1.9.1. Les hacheurs

Les hacheurs sont des convertisseurs directs du type continu-continu. Leur utilisation permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Il existe plusieurs types d'hacheurs, nous citons les plus utilisés couramment : le hacheur buck, le hacheur boost, le hacheur buck-boost.

1.9.2. Les onduleurs

Dans leur principe, les structures de ces convertisseurs continu-alternatif sont naturellement réversibles en puissance instantanée, donc en puissance moyenne, autorisant ainsi des marches en onduleur, lorsque la source continue, fournit une puissance moyenne non nulle à la source alternative, mais aussi au redresseur, dans le cas contraire.

I.10. Classification des systèmes d'énergie hybride

La puissance délivrée par les SEH peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte (bus à CA et bus à CC), avec des batteries de stockage, est très répandue [Ash 99], [Vec 04]. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de SEH utilise des petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à CC. Quand il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels. Une autre possibilité est de convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en-dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à CC [Lun 01].

Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux interconnectés [Vec 05]. Si ces systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage, ce qui est rare, c'est pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable. Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins donner un classement par gamme de puissance (tableau I-2).

Puissance du SEH [kW]	Applications
Faible <5	Système autonome : station de télécommunication, de pompage de l'eau, autres applications isolées.
Moyenne: 10 - 250	Micro réseau isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
Grande >500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires)

Tableau I.2 : Classification des systèmes hybrides par gamme de puissance [Vec 05]

I.11. Les différentes structures des systèmes hybrides

Le système hybride de production d'énergie, de façon générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Dans ce qui suit nous allons présenter quelque différente combinaison de système hybride.

I.11.1. Système hybride photovoltaïque/éolien/groupe électrogène

L'utilisation du photovoltaïque dans les zones isolées est un grand avantage, de par sa facilité de mise en œuvre et le peu d'entretien qu'il nécessite. Cependant, le Watt photovoltaïque délivré est assez coûteux pour les moyennes et grandes puissances par rapport aux autres sources d'énergie. Ainsi, les spécialistes ont été amenés à coupler plusieurs systèmes énergétiques (vent, solaire, diesel), afin d'augmenter la fiabilité du système alimentant la charge et d'autre part diminuer de manière importante le coût de l'électricité produite par une diminution importante de la taille du système de stockage [Bel 02], [Lal 09].

Il existe deux types de système de production hybride, système alterné et système parallèle. Le système alterné consiste en association d'un système éolienne, un système photovoltaïque et un groupe électrogène relié par un système de commutation entre les trois permettant d'assurer le passage d'un fonctionnement d'une source à une autre (selon les conditions météorologique jour et nuit), par contre le système parallèle relie les deux sources (éolienne, photovoltaïque) en même temps à la batterie et le groupe électrogène intervient en secours (quand les batteries sont déchargées) [Rek 08].

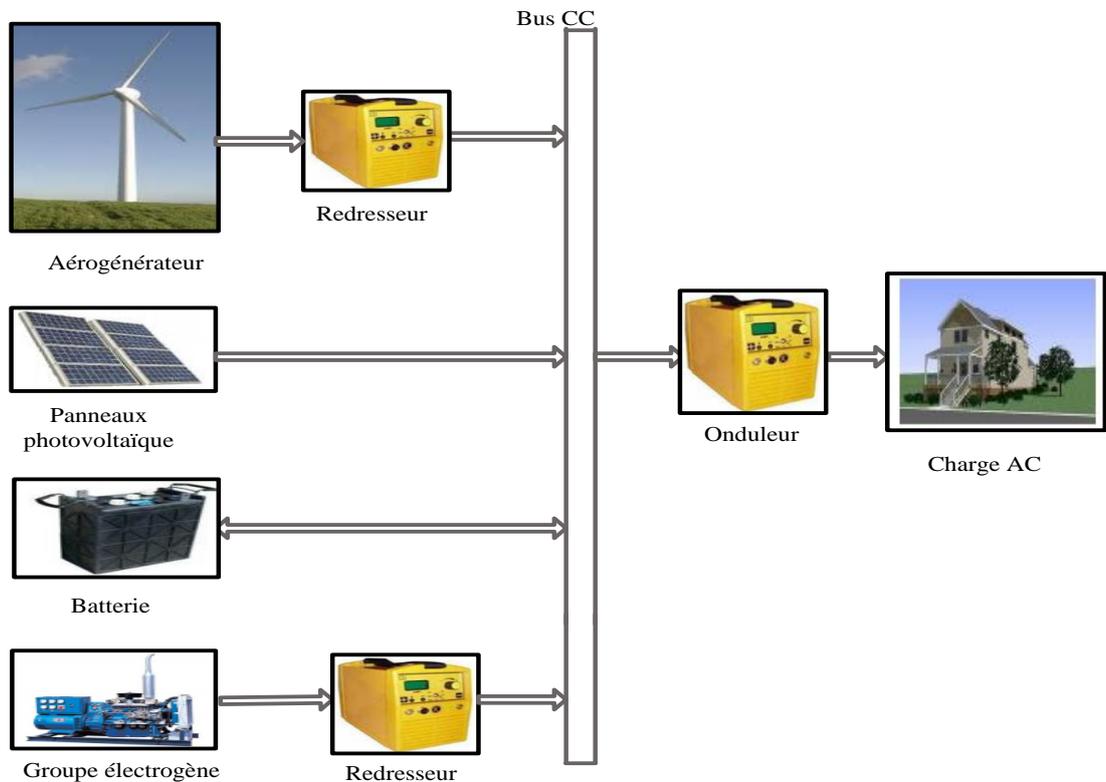


Figure I.18 : Système hybride photovoltaïque/éolien/groupe électrogène

Ce type de système est caractérisé par la combinaison d'un groupe électrogène avec deux sources d'énergies renouvelables. Le couplage de ces sous-systèmes est assuré par leur association à un système de stockage, ce qui présente les avantages suivants:

- Exploitation du système sans interruption;
- Possibilité de préserver le surplus d'énergie produite par ce système;
- Sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques.

Généralement, le choix de cette combinaison permet d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, la multiplication des sources de natures différentes permet d'obtenir alors un système dit multi sources [Kou 11].

I.11.2. Système hybride photovoltaïque/groupe électrogène

L'objectif de ces systèmes lorsqu'ils travaillent en mode autonome, est d'alimenter sans interruption une maison, un bâtiment de logements, ou administratif, ou un village.

Les panneaux photovoltaïques et les groupes électrogènes se comportent très bien les uns aux autres. Les systèmes photovoltaïques n'entraînent aucune consommation de combustible et leur frais d'entretien sont généralement bas, mais les frais d'immobilisation sont un peu plus élevés et la production d'énergie est de façon intermittente. Par contre les groupes électrogènes entraînent des coûts d'entretien et d'exploitation élevée, mais peuvent produire de l'énergie à la demande. La combinaison de ces deux sources permet la production continue de l'énergie, cependant elle n'est pas entièrement renouvelable [Mou 05]. Pour les applications hors réseau, il est possible d'avoir un système PV fonctionne en parallèle avec un générateur diesel, en toute complémentarité. Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud comme par exemple le sud d'Algérie, où le potentiel solaire est important [Kou 11].

Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries mais aussi d'autres dispositifs de stockage. Les batteries et le champ photovoltaïque produisent du courant continu. Par contre, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs continus ou alternatifs. Le plus souvent les consommateurs demandent du courant alternatif.

I.11.2.1. Les différentes configurations des systèmes PV-GE

Le champ photovoltaïque génère du courant continu, mais la consommation domestique exige le plus souvent du courant alternatif [Kou 11], c'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre au système un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en

parallèle ou en alternance avec le générateur diesel [Sto 11]. On distingue les configurations suivantes :

- o Système hybride PV-GE série ;
- o Système hybride PV-GE commuté ;
- o Système hybride PV-GE parallèle.

I.11.2.1.1. Systèmes hybrides PV/diesel série

Dans cette configuration, l'énergie produite par le générateur diesel est tout d'abord redressée puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est arrêté. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par l'onduleur. De plus, il faut noter que pour la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre de cycles charge- décharge (Figure. 1.19) [Sto 11], [Kou 11], [Bri 12].

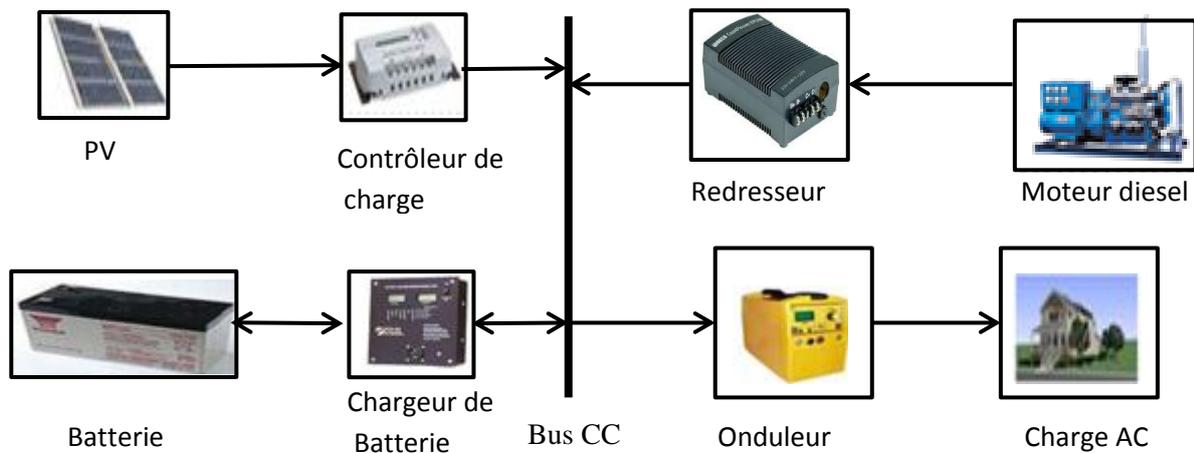


Figure 1.19 : Système hybride avec connexion série

I.11.2.1.2. Systèmes hybrides PV/diesel avec interrupteur

Dans ce système et d'après le schéma de la figure (I.20) la batterie peut être chargée par le champ PV et le générateur diesel par l'intermédiaire d'un redresseur. La charge peut être alimentée directement par le GD. Si la puissance délivrée par ce dernier excède celle de la charge, cet excès d'énergie sera utilisé pour recharger la batterie. Durant la période de faible demande d'énergie, le générateur diesel est interrompu, la charge est alimentée par le champ PV et la

batterie via l'onduleur pour alimenter la charge de nature alternative. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride [Sto 11], [Bri 12]. L'étude de l'efficacité de conversion mène à dire que ce système est plus efficace que le série [Bri 12].

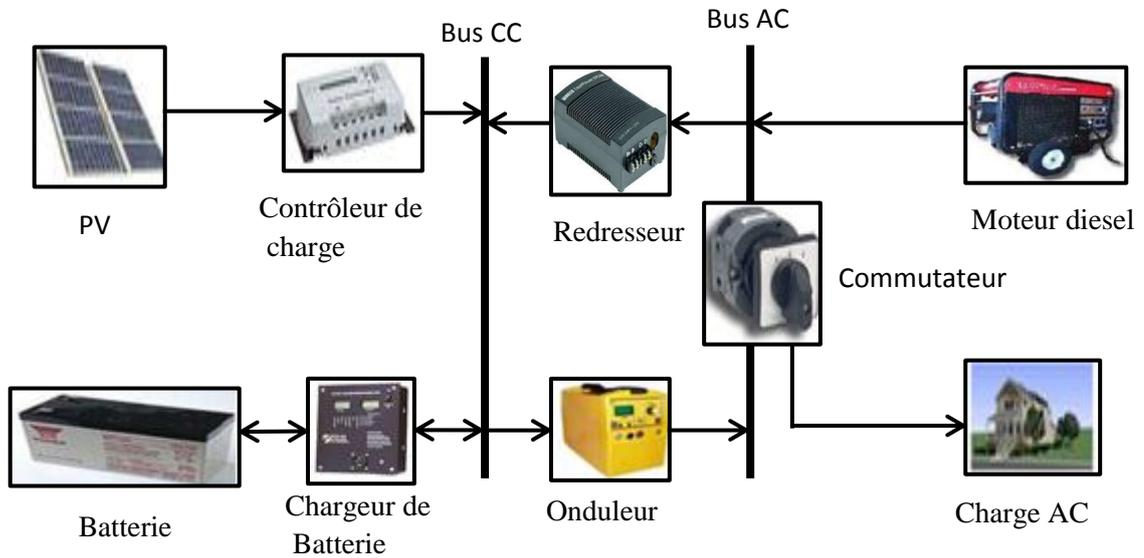


Figure 1.20 : Système hybride à commutation

I.11.2.1.3. Systèmes hybrides PV/diesel parallèle

La dernière configuration d'un système hybride (photovoltaïque/source conventionnelle) est à connexion parallèle. Ici le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif.

L'installation photovoltaïque et la batterie sont connectées en série avec le convertisseur bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. De cette façon, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément [Kou 11], [Bri 12].

Le schéma d'un tel système hybride est représenté sur la Figure (I.21).

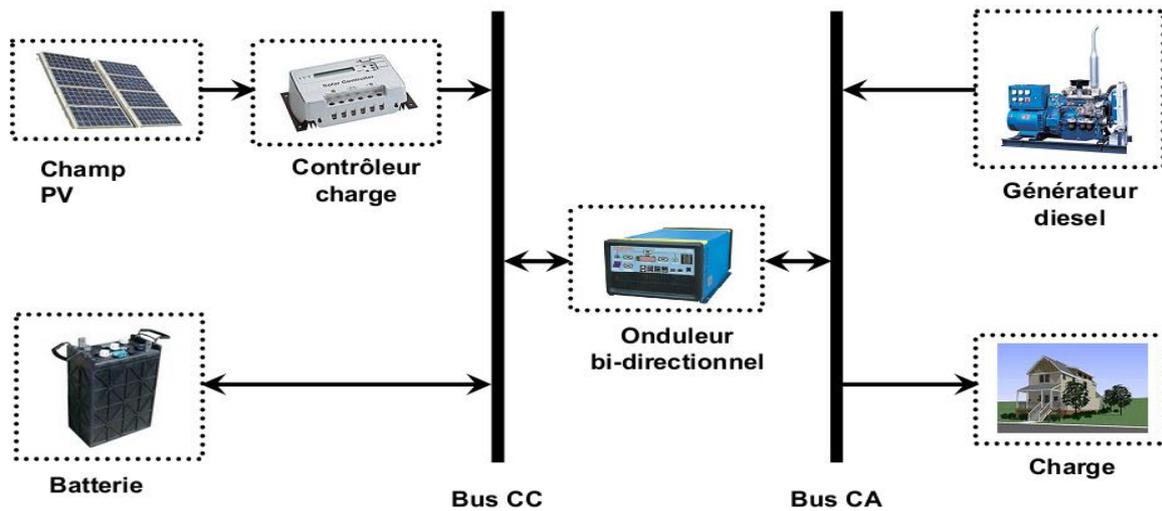


Figure 1.21 : Système hybride à connexion parallèle [Sto 11]

I.11.3. Systèmes éolien/source conventionnelle

Les recherches sur les systèmes hybrides éolien/diesel se distinguent des études sur les systèmes hybrides photovoltaïques car les éoliennes sont capables de produire du courant alternatif identique à celui produit par le générateur diesel. De cette façon il n'y a pas une grande diversité des configurations du système hybride.

Ces systèmes sont plus répandus sur les îles, où les brises de mer et le vent favorisent l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité.

I.11.4. Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

Ces systèmes hybrides fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire même impossible.

Dans le but d'exploiter la complémentarité existant entre les potentiels énergétiques solaire et éolien, il est préférable d'opter pour un système hybride composé du photovoltaïque et de l'éolien. Cependant, cette combinaison permet une production stable [Kou 11], sachant que minimiser le coût du stockage et optimiser sa capacité est la raison essentielle de la combinaison des systèmes éolien et photovoltaïque. [Bel 02].

Dans notre travail nous nous sommes particulièrement intéressés au système hybride qui combine les deux sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque-éolien) avec des batteries de stockage. Son schéma synoptique est donné par la figure (I.22).

L'intérêt porté à ce système est dû au fait que l'Algérie dispose d'une position géographique stratégique d'où la disponibilité et la complémentarité des gisements solaire et éolien [Lal 09].

Ce système hybride a fait objet de plusieurs travaux de recherches [Ger 02], [Kaa 06], [Lal 09], [Has 10], [Sto 11], [Nou 12] [Bri 12], [Zid 14]. Pour faire face à l'inconstance du vent et du rayonnement solaire, une stratégie de contrôle appropriée s'avère être nécessaire, afin de satisfaire les besoin de la charge et de maximiser le rendement énergétique global. Avec notre travail, on souhaite donc étudier la problématique de l'optimisation et la gestion d'énergie dans ce type de système hybride.

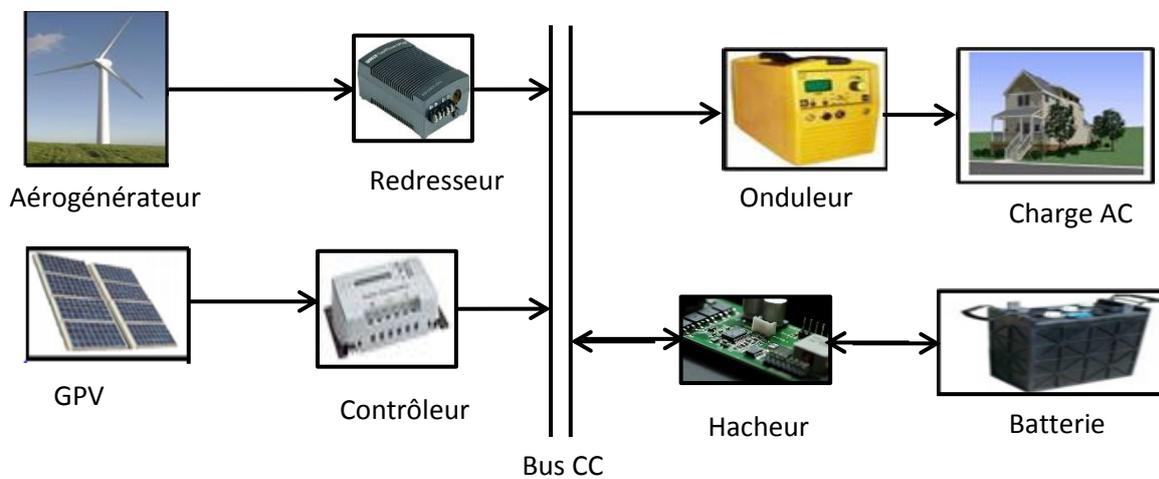


Figure I.22 : Schéma synoptique du système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

I.12. Avantage et inconvénient d'un système hybride

Avantages

- Capable de satisfaire des charges évolutives.
- Exploitation simple, travaux de maintenance et révision réduits.
- Non dépendant d'une seule source d'énergie.

Inconvénients

- Coût de capital élevé.
- Plus complexe que les systèmes électrique isolés; nécessite le stockage par batterie et le conditionnement de l'électricité [Lal 09].

I.14. Système d'énergie hybride (éolien/photovoltaïque/stockage) étudié

L'objectif est d'alimenter une charge à usage domestique sur un site spécifique en Algérie, avec une énergie issue de la combinaison de l'éolien et du photovoltaïque. Le problème est de trouver un équilibre entre l'apport énergétique de chaque source d'énergie, le rayonnement solaire, la vitesse du vent, et la demande (type de charge) qui varie en fonction du temps de la journée, de la saison et de l'année. L'équilibre entre l'apport énergétique et la demande n'est pas toujours possible. Ce manque sera compensé par l'introduction du stockage électrochimique dans le système. Toutefois, en vue de sécuriser le système, nous intégrons des super-condensateurs.

Le système d'énergie hybride étudié dans notre travail est composé : D'un générateur photovoltaïque, Un générateur éolien, Dispositif de stockage hybride (batterie électrochimique et super-condensateur), Une charge. Le système qu'on va étudier est résumé dans la figure (I.23).

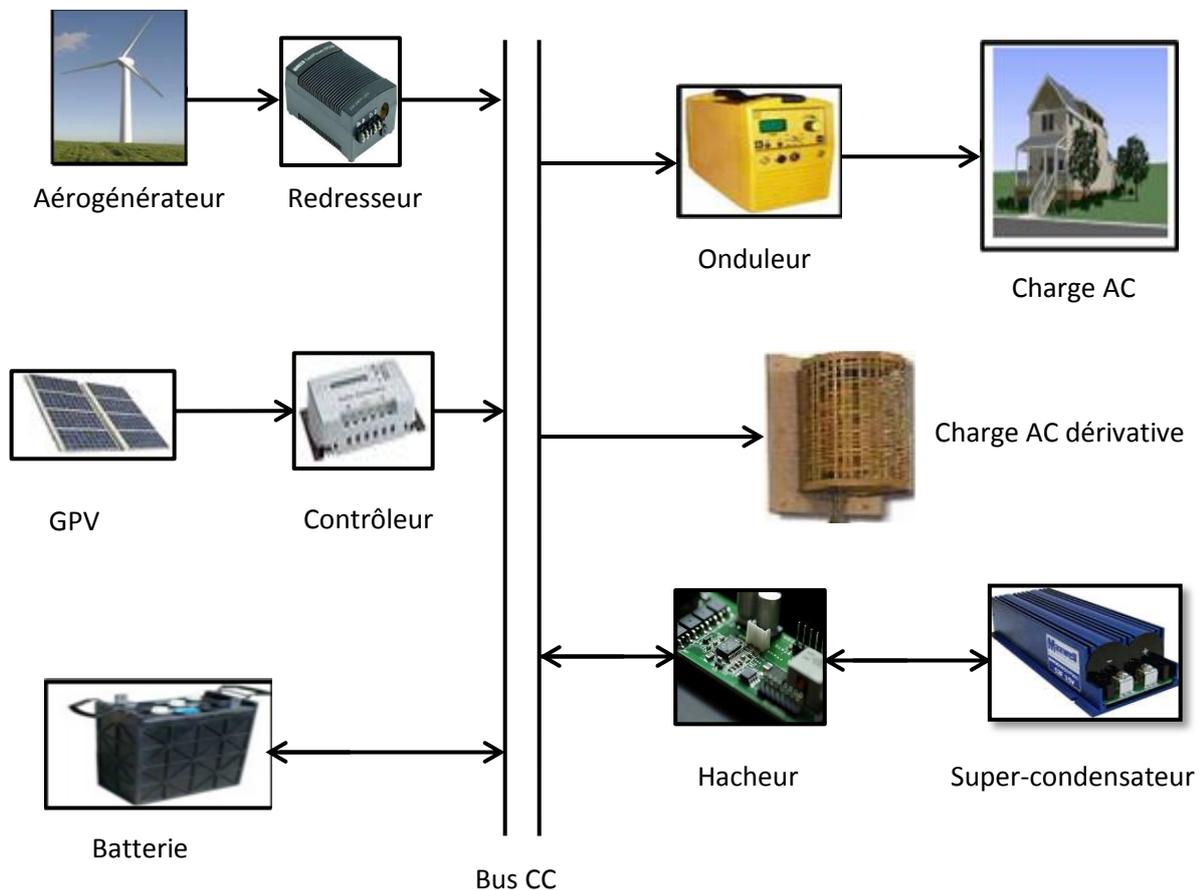


Figure I.23 : Schéma synoptique du système d'énergie hybride étudié

Conclusion

Dans ce chapitre, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les SEH ont été données. Notre travail portant sur un système qui regroupe les deux sources d'énergie renouvelable (éolien-photovoltaïque) avec stockage hybride (batteries et super-condensateur), une attention particulière a été consacrée à ce type de sources et de stockage. Les différents types d'architectures existants, ainsi que les différentes structures des systèmes d'énergie hybride ont également été présentés.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes du système globale doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Dans ce but, les sources du SEH étudié sont modélisées et simulées dans les chapitres suivants.

Chapitre II
Etude et gestion d'énergie d'une
chaîne de conversion
photovoltaïque

II.1. Introduction

L'objectif de ce deuxième chapitre est d'introduire la problématique de la production d'électricité d'origine photovoltaïque, associée à des systèmes de stockage électrochimique.

Nous présentons le fonctionnement des systèmes photovoltaïques autonomes, ainsi les principales propriétés d'un générateur photovoltaïque (GPV) avec ses caractéristiques courant-tension $I(V)$ spécifiques, non-linéaires et présentant des points de puissance maximum dépendant du niveau d'éclairement, de la température des cellules. Nous illustrons nos propos à travers une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque avec stockage, associé à un convertisseur statique et sa commande, une charge sera explicitée afin de mettre en évidence les principaux critères d'optimisation utilisés.

II.2. Les systèmes photovoltaïque isolées et autonomes

Les générateurs photovoltaïques autonomes sont conçus avec leur propre moyen de stockage d'énergie (souvent calibrés à 3 jours) pour assurer une fourniture d'énergie compatible avec les applications, quel que soit la qualité de l'ensoleillement [Rey 11], cette fourniture d'énergie sera assurée par un système de stockage électrochimique permettant de restituer l'énergie à la demande. Les batteries sont également très prometteuses pour ce type d'application, compte tenu de leurs caractéristiques spécifiques, Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

Le stockage intermittent de l'énergie photovoltaïque est une opération délicate car peu de moyens de stockage acceptent une charge variable au fil du temps pouvant présenter des pics de courant importants suivis et précédés de périodes d'absence de courant pouvant être plus ou moins longues. Dans notre cas le système photovoltaïque autonome alimentant une charge (Consommateur) dont les besoins énergétiques sont estimés à 11.95 kWh/j, le système de gestion d'énergie doit être conçu de manière à ce qu'il puisse faire face aux grandes fluctuations de courants d'entrées liées à la météo et de sorties liées aux besoins de consommations de l'utilisateur.

Les accumulateurs électrochimiques stationnaires de technologie plomb sont aujourd'hui les principaux éléments utilisés dans les systèmes photovoltaïques. En prenant en

compte leur durée de vie de 3 à 5 ans, les accumulateurs représentent environ 30% du coût total d'une installation photovoltaïque autonome [Rey 11].

II.3. Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque

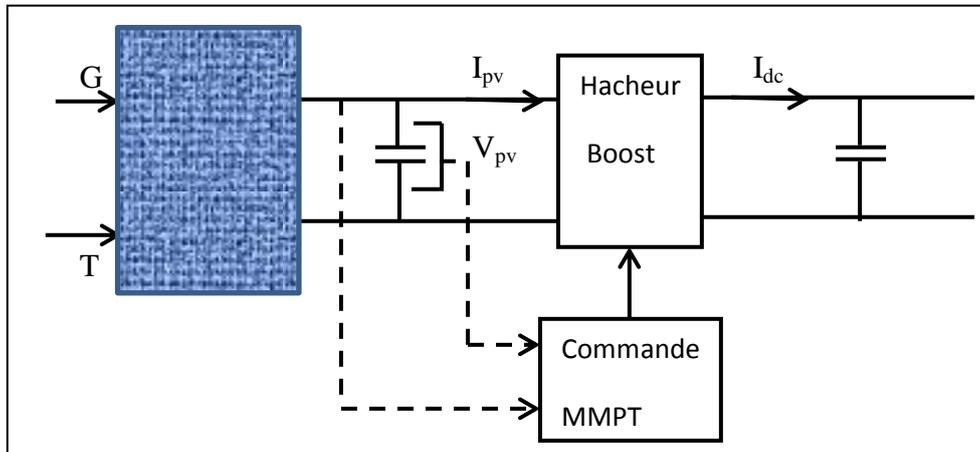


Figure. II.1 : Système photovoltaïque avec convertisseur d'adaptation

Un système photovoltaïque est l'ensemble des éléments permettant de convertir l'énergie solaire qu'il reçoit en énergie électrique utilisée pour couvrir une charge spécifique à une application donnée. Il est composé, comme présenté sur la Figure (II.1), par un : Système de captation énergétique, hacheur survolteur et un système de commande

II.3.1. Modèle électrique d'un générateur photovoltaïque

Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance des générateurs PV sont basées sur les caractéristiques courant-tension et puissance. Dans la littérature on trouve de nombreux modèles mathématiques pour représenter le comportement fortement non linéaire d'une cellule photovoltaïque .

Parmi ces modèles on trouve:

- **Le modèle idéalisé:** c'est le modèle le plus simplifié, la valeur de la résistance R_{sh} étant généralement très grande, elle est donc souvent supposée infinie (négligée), la valeur de la résistance R_s étant petite elle est supposé être nul ($R_s = 0$).
- **Le modèle à une diode :** pour tenir compte des chutes de tension dans les zone P et N, on doit ajouter une résistance série dans le modèle idéalisé, une résistance série R_s et pour le courant de fuite, une résistance parallèle R_{sh} .

- **Le modèle à deux diodes** : une diode supplémentaire mise en parallèle avec la diode du modèle précédent, permettant de reproduire des effets chimiques de recombinaison des électrons. [Ber 09]

Pour trouver le modèle du générateur photovoltaïque, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques ont été proposés pour simuler la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire (ou d'un panneau) [Rek 07].

Ces modèles se différencient par la procédure de calcul, la précision et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de cette caractéristique. Nous avons choisi un modèle simplifié, qui est un modèle à cinq paramètres (I_{cc} , I_{mpp} , V_{co} , V_{mpp} , R_s), qui tient compte de la variation du courant et de la tension du panneau photovoltaïque en fonction des conditions climatiques. Ce modèle est caractérisé par son schéma équivalent (figure II.2) :

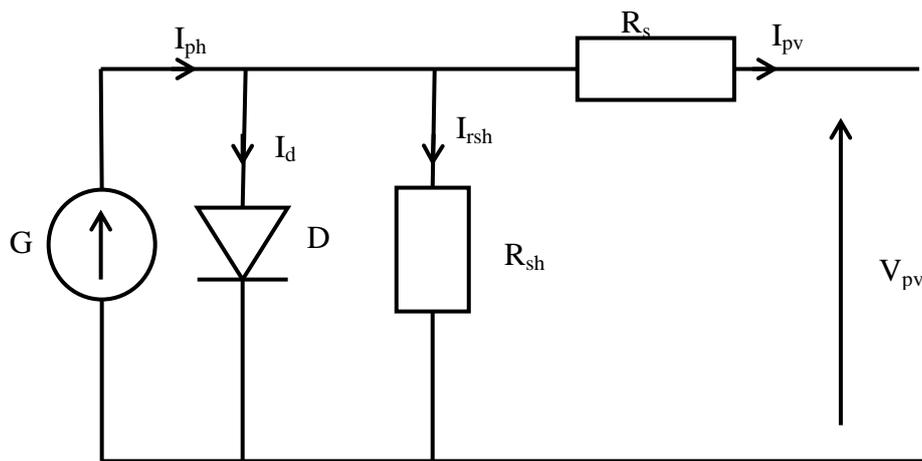


Figure II.2 : Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque, modèle simplifié à une diode

D'après la figure (II.2), le courant I_{pv} du générateur photovoltaïque sous les conditions standards de fonctionnement, est donné par l'équation (II.1) :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (\text{II.1})$$

L'expression (II.1) s'écrit aussi de cette manière :

$$I_{pv} = I_{cc} \cdot [1 - K_1 \cdot (e^{K_2 \cdot V_{pv}^m} - 1)] \quad (\text{II.2})$$

Dans cette équation, le courant I_{pv} dépend des paramètres K_1, K_2, m et de la tension aux bornes du générateur PV.

Les coefficients K_2, K_3 et K_4 sont donnés par les équations suivantes :

$$K_1 = 0.01175$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{co}^m} \quad (II.3)$$

$$K_3 = \ln \left[\frac{I_{cc} \cdot (1 + K_1) - I_{mpp}}{K_1 \cdot I_{cc}} \right] \quad (II.4)$$

$$K_4 = \ln \left[\frac{1 + K_1}{K_1} \right] \quad (II.5)$$

$$m = \frac{\ln \left[\frac{K_3}{K_4} \right]}{\ln \left[\frac{V_{mpp}}{V_{co}} \right]} \quad (II.6)$$

Tel que :

I_{mpp} : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum.

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale appelée aussi tension optimale.

I_{cc} : Courant de court circuit.

V_{co} : Tension en circuit ouvert.

Il est à noter que l'équation (II.2) est applicable que pour un niveau d'ensoleillement G_{STC} et de température particulière ($G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{STC} = 25 \text{ °C}$). Relatifs aux conditions standards de fonctionnement (STC). Quand l'ensoleillement et la température varient, les paramètres du module photovoltaïque changent suivant ces équations :

$$\Delta T_c = T_c - T_{STC} \quad (II.7)$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha_{cc} \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \cdot \Delta T_c + \left(\frac{G}{G_{STC}} - 1 \right) \cdot I_{cc,STC} \quad (II.8)$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta_{oc} \cdot \Delta T_c - R_s \cdot \Delta I_{pv} \quad (II.9)$$

Avec :

G_{STC} et G : Représentent respectivement, l'ensoleillement dans les conditions standards de fonctionnement et dans les conditions quelconques.

T_{STC} et T_c : Représentent respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans les conditions quelconques.

ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'ensoleillement et à la température.

ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'ensoleillement et à la température.

ΔT_c : Représente la variation de la température.

α_{cc} : Coefficient d'incrémentation du courant quand la température augmente (par rapport aux conditions standards de fonctionnements).

β_{oc} : Coefficient d'incrémentation de la tension quand la température augmente (par rapport aux conditions standards de fonctionnements).

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant photovoltaïque sont données par

$$V_{pv,nouv} = V_{pv,STC} + \Delta V_{pv} \quad (II.10)$$

$$I_{pv,nouv} = I_{pv,STC} + \Delta I_{pv} \quad (II.11)$$

Les paramètres (I_{cc} , I_{mpp} , V_{co} , V_{mpp}) du module sous les conditions standard de fonctionnement c'est-à-dire ($G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$, $T_{STC}=25 \text{ °C}$) sont fournis par les constructeurs de panneaux photovoltaïques.

Chaque groupe de panneau est une association série-parallèle de N_s , N_p cellule élémentaires. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons un GPV, selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées.

II.3.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

L'efficacité de toute installation électrique dépend fondamentalement de la rigueur de son dimensionnement et de son utilisation [Bel 09], donc le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité du système PV en site isolé, il

constitue donc une étape cruciale lors de la mise en place du système. La puissance du champ photovoltaïque est donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv} = \frac{E_{ele}}{N_{eq}(\text{enseillement}) * (Cp)} \quad (\text{II.12})$$

Avec :

N_{eq} : Nombre d'heures par jour d'exposition aux conditions STC.

Cp : Coefficient de pertes qui est dû aux pertes par salissure du panneau photovoltaïque (neige, sable), pertes aux niveaux du régulateur et du câblage ainsi que l'efficacité énergétique des batteries. En règle générale on retrouve des pertes de 0.5 à 1% ($Cp=0.9$ à 0.95).

Le nombre de panneaux photovoltaïques est calculé par le rapport de la puissance totale (P_{pv}) et de la puissance unitaire ($P_{pv,u}$), et on prend le rapport entier par excès:

$$N_{pv} \geq \text{ENT} \left[\frac{P_{pv}}{P_{pv,u}} \right] \quad (\text{II.13})$$

II.3.4. Caractéristique du GPV

Notre générateur photovoltaïque (GPV) est composé de trois branches en parallèles dont chacune contient onze panneaux en séries. Les caractéristiques du GPV sont données par :

$$I_{pV} = N_p \cdot I \quad (\text{II.14})$$

$$V_{pV} = N_s \cdot V \quad (\text{II.15})$$

$$P_{pV} = N_s \cdot N_p \cdot P \quad (\text{II.16})$$

La figure (II.3) représentent les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module SHARP NTR5E3E pour un éclairement et une température donnée ($E = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 25^\circ\text{C}$)

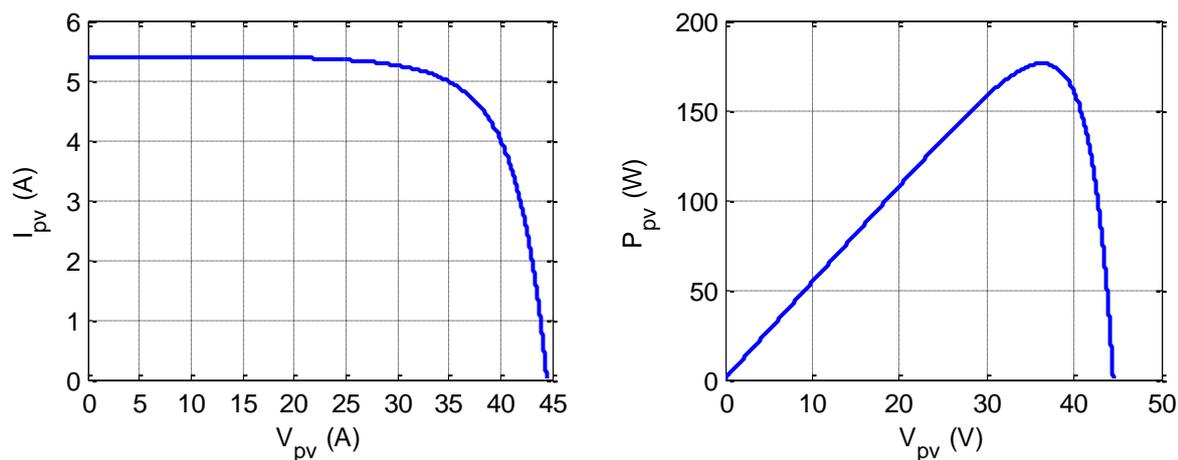


Figure II.3 : Caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$ dans les conditions standards

On remarque d'après la caractéristique (courant-tension) que le module photovoltaïque possède trois zones de fonctionnement qui sont :

La zone (1): où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant

La zone (2): qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

La zone (3): correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

II.3.5. Influence des paramètres météorologiques sur les caractéristiques du module PV

Pour valider ce modèle nous l'avons simulé en effectuant un couplage direct du panneau photovoltaïque à une charge capacitive et nous avons déterminé les caractéristiques courant-tension et puissance-tension pour différents niveaux d'irradiations à température constante et à différentes températures à irradiation constant

Nous présentons ci-dessous les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque, sans l'application d'un algorithme d'optimisation (MPPT), pour différentes variations d'ensoleillement et de température.

II.3.5.1. Influence de l'ensoleillement

La caractéristique I-V donnée sur la figure (II.4) est obtenue pour l'éclairement de référence 1000 W/m^2 et a une température de 25°C . L'éclairement et la température de cellule

vont modifier cette caractéristique, non dans sa forme générale, mais pour les valeurs, I_{cc} , V_{co} , et le produit ($I_m * V_m$).

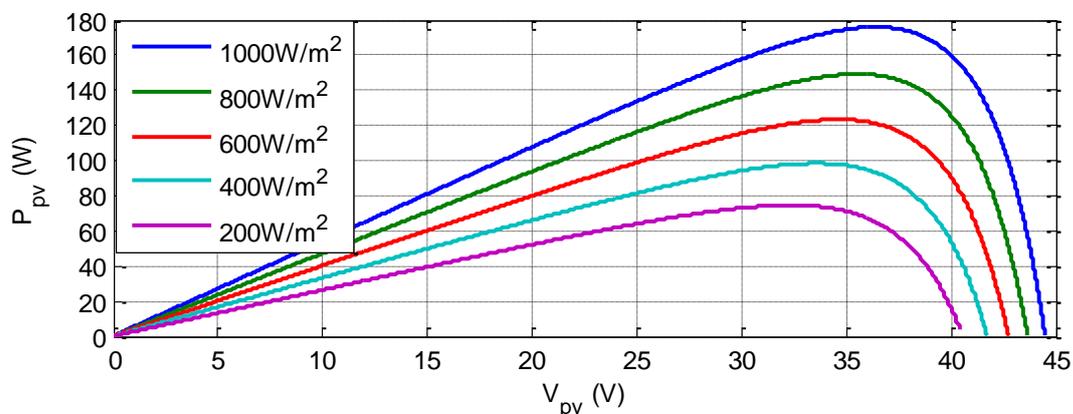


Figure II.4 : Caractéristiques (puissance/tension) en fonction de la variation de l'enseillement

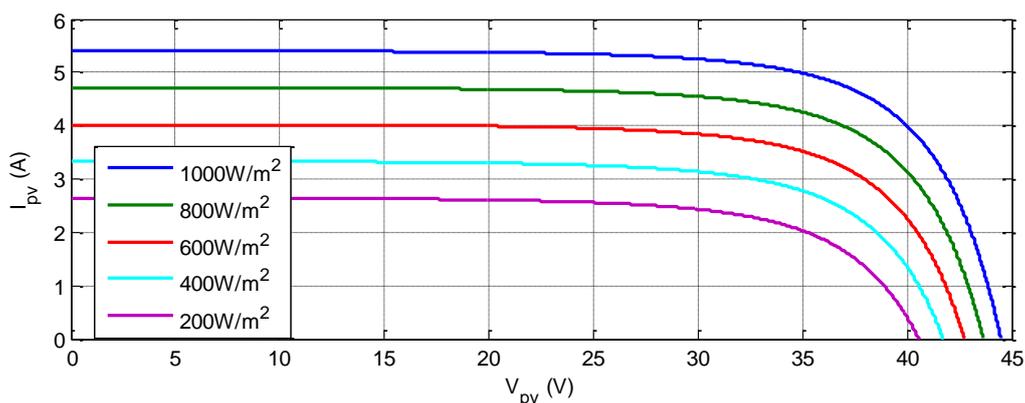


Figure II.5: Caractéristiques (courant/tension) en fonction de la variation de l'enseillement

Les caractéristiques des figures (II.4), (II.5) montrent bien la variation du courant du module photovoltaïque ainsi que de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement. On peut voir aussi sur le graphe, l'existence de maximum sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points de puissances maximales lorsque l'irradiation varie pour une température donnée. On peut voir que le courant de court-circuit I_{sc} varie proportionnellement à l'irradiation. De même, la tension de circuit ouvert V_{oc} varie très peu.

II.3.5.2. Influence de la température T_c

Les caractéristiques puissance/tension et courant/tension en fonction de la variation de la température sont représenté sur les figures ci-dessous.

La température a un effet très important sur la tension de circuit ouvert et un effet non remarquable sur le courant de court-circuit de la cellule. Suivant les figures (II.6) et (II.7), on constate que lorsque la température croît à irradiation constante la tension de circuit ouvert V_{co} décroît fortement et le courant de court-circuit I_{cc} augmente légèrement. L'augmentation de la température se traduit au total par une diminution de la puissance maximale disponible.

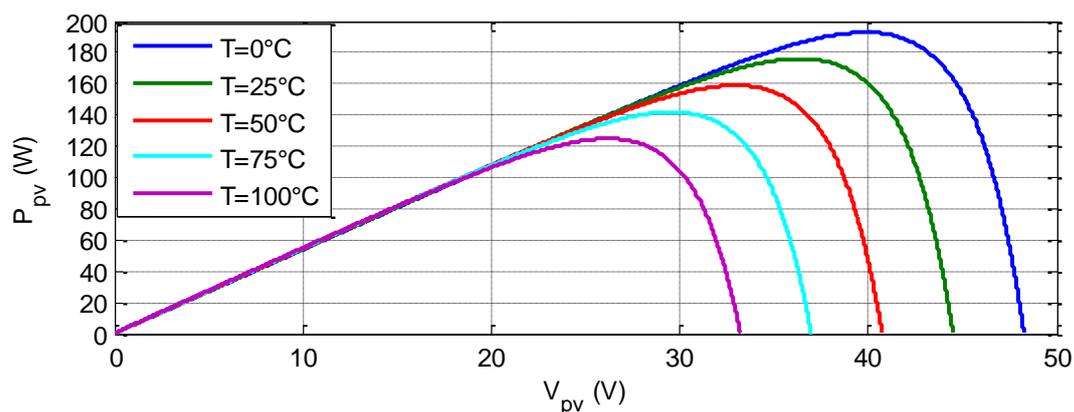


Figure II.6 : Caractéristique puissance-tension pour différentes températures

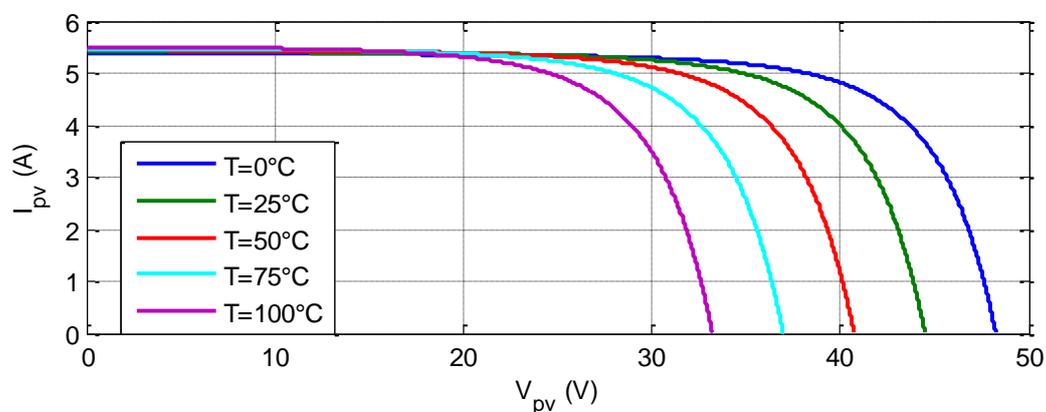


Figure II.7 : Caractéristique courant-tension pour différentes températures

D'après ces résultats de la simulation on peut dire que les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions météorologiques, particulièrement l'ensoleillement et la température

II.4. Modèle et dimensionnement d'un hacheur survolteur (boost)

Les convertisseurs statiques DC/DC, appelés aussi hacheurs, sont souvent utilisés dans les systèmes photovoltaïques comme interface d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et sa charge. Ils permettent de commander le flux d'énergie générée par les

GPV et d'assurer la poursuite du point de puissance maximale en suivant des stratégies de contrôle spécifiques.

Le convertisseur Boost est un élévateur de tension, la tension de sortie est toujours supérieure à la tension d'entrée [Zao 11]. La figure (II.8) représente la structure d'un hacheur de type Boost utilisé pour adapter un système photovoltaïque. On utilise un convertisseur Boost lorsqu'on désire augmenter la tension disponible d'une source continue. Les systèmes alimentés par photovoltaïque utilisent souvent plusieurs cellules en série afin de disposer d'un niveau de tension suffisamment élevé. Un convertisseur Boost permet d'augmenter la tension fournie par la cellule photovoltaïque et ainsi diminuer le nombre de cellule nécessaires pour atteindre le niveau de tension désiré.

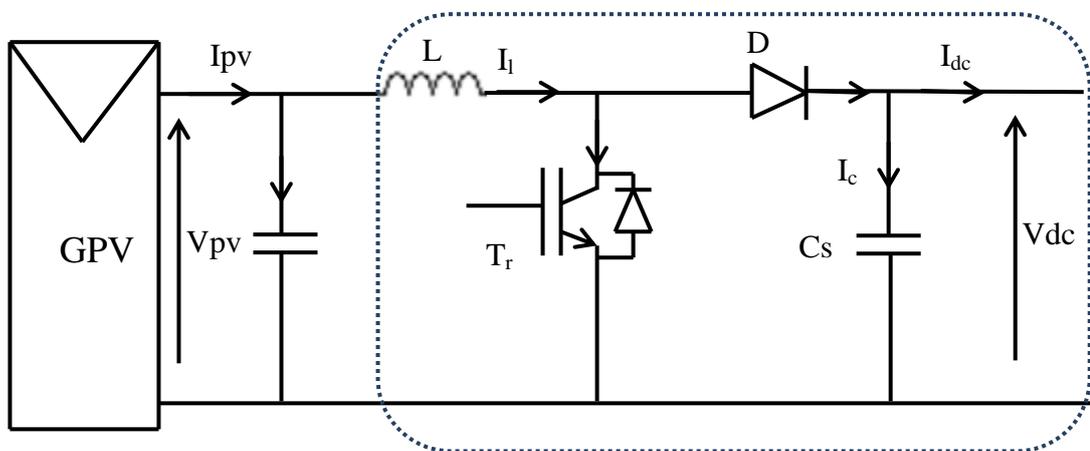


Figure II.8 : Système PV conçu autour d'un hacheur Boost

En mode de conduction continue le fonctionnement de ce convertisseur peut être divisé en deux phases selon l'état du transistor Tr [Zoa 09].

Dans la première phase Tr est passant, la tension aux bornes de l'inductance vaut $V_L = V_{pv}$ le courant traversant l'inductance augmente linéairement ; dans la deuxième phase le transistor est bloqué, la diode devient passante. La tension aux bornes de l'inductance vaut $V_{pv} = V_L + V_{dc}$ Dans cette phase le condensateur C_s se charge en même temps par le courant stocké dans l'inductance et par le générateur [Amm 06]. Les équations électriques du hacheur boost sont :

$$V_{pv} = L \frac{di_1}{dt} + (1 - \alpha)V_{dc} \quad (\text{II.17})$$

$$(1 - \alpha)I_1 = C_s \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (\text{II.18})$$

En valeurs moyennes, la tension de sortie est fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique moyen. Son expression est donnée par l'équation (II.19).

$$V_{dc} = \frac{1}{(1-\alpha)} V_{pv} \quad (\text{II.19})$$

Et le courant par la relation :

$$I_{dc} = (1 - \alpha) I_1 \quad (\text{II.20})$$

La régulation de la tension de sortie se fait alors en contrôlant le rapport cyclique.

Le dimensionnement des éléments de chaque convertisseur est fonction de l'application et des caractéristiques du générateur photovoltaïque utilisé. On utilise un hacheur parallèle survolteur (BOOST) si nous souhaitons atteindre une tension avec charge supérieur à celle du GPV. Ce dernier fonctionne comme un générateur de courant ($I \approx \text{cte}$) [Sob 07].

Dans le fonctionnement continu du hacheur et pour une ondulation de courant et de tension donnée, les valeurs des capacités et de la bobine de l'hacheur peuvent être déterminées comme suit [Sob 07], [Ato 11], [Zao 09]:

$$L = \frac{V_{pv} \cdot \alpha}{f \cdot \Delta I_{pv}} \quad (\text{II.21})$$

$$C_s = \frac{V_{pv} \cdot I_{dc} \cdot \alpha}{f \cdot V_s \cdot \Delta V_s \cdot (1-\alpha)} \quad (\text{II.22})$$

$$C_{pv} = \frac{I_{dc} \cdot \alpha \cdot (1-\alpha)}{f \cdot V_{pv} \cdot \Delta I_{pv}} \quad (\text{II.23})$$

II.5. Commande du système photovoltaïque au point de puissance maximale

Dans un système électrique comprenant une source et une charge, la recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation représente ce qui est le plus important [Him 15]. Dans le cas du photovoltaïque, la présence de convertisseur (DC/DC) permet la mise en place d'algorithmes de recherche de point de puissance maximal (MPPT). Ces algorithmes vont modifier l'impédance équivalente du convertisseur pour s'assurer que le générateur PV fonctionne à sa puissance maximale. De nombreux travaux ont été et sont menés sur l'amélioration de ces algorithmes.

Ils existent différentes méthodes permettent le fonctionnement en MPPT, telle que :

- La méthode d'ajustement de courbe ;
- La méthode « look-up table » ;
- La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur,
- La méthode de court-circuit ;
- La méthode Perturbation Observation (P&O) ;

- La méthode d'incrément de conductance ;
- Les méthodes avancées (logique floue, réseaux de neurones).

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation et le nombre réduit des capteurs utilisés [Him 15], [Esr 07]. Le principe de cette commande consiste à perturber la tension d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance qui en résulte, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension engendre un accroissement de la puissance, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM (figure II.9). Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît.

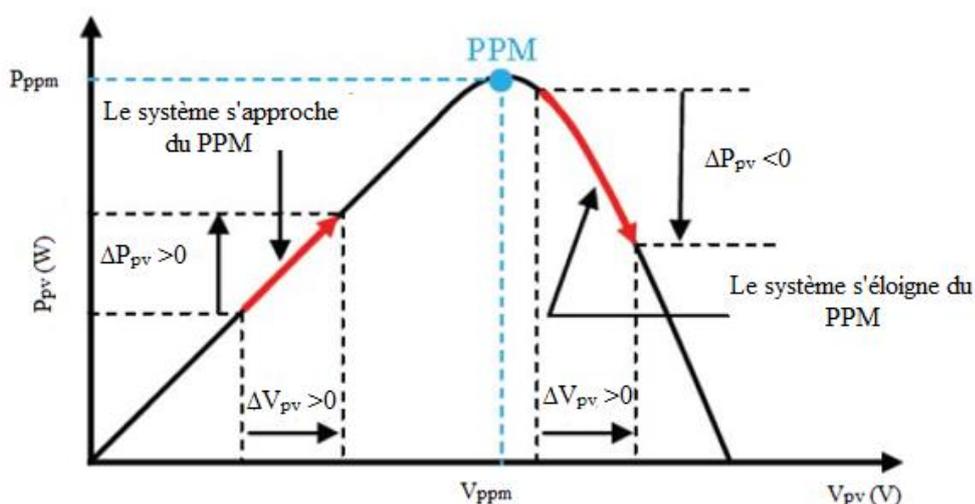


Figure II.9 : Caractéristique P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau photovoltaïque

La figure (II.10) représente l'algorithme associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (mesurant le courant et la tension des panneaux PV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant. L'algorithme de la méthode perturber et observer est illustré à la figure (II.10).

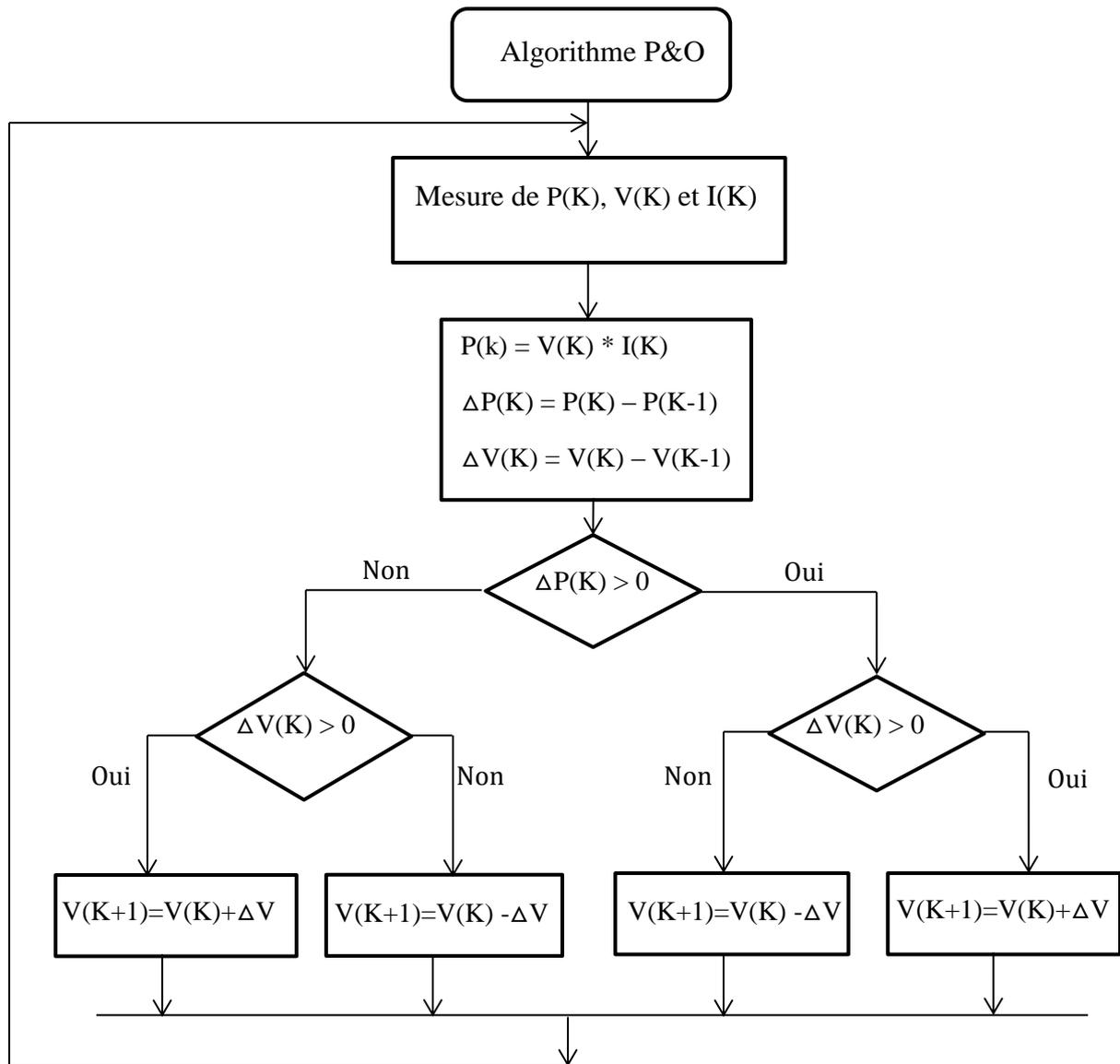


Figure II.10 : Organigramme de l'algorithme P&O

II.6. Caractéristique électrique du module photovoltaïque avec l'algorithme MPPT

Nous présentons ci-dessous les caractéristiques de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque avec l'application de l'algorithme d'optimisation MPPT, pour une extraction maximale de la puissance pour toute variation de l'ensoleillement et de la température.

Afin d'évaluer l'efficacité de l'algorithme MPPT utilisé dans le système de conversion photovoltaïque avec stockage, vis-à-vis des perturbations induites par les variations de l'éclairement et de la température nous avons procédé à différents tests.

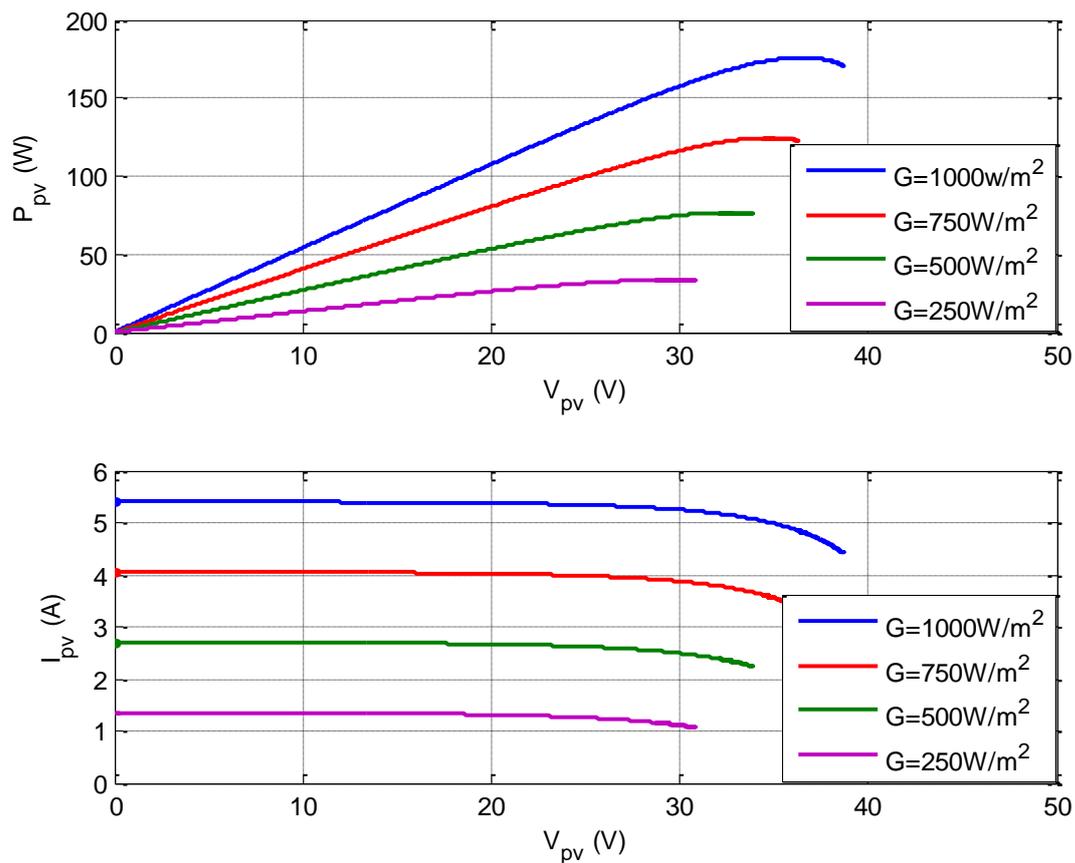
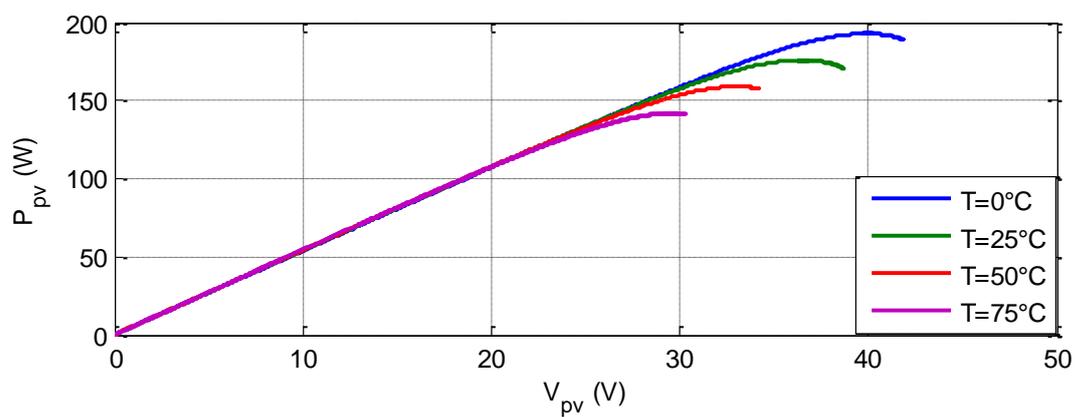


Figure II.11 : Réponse de l’algorithme P&O pour différentes variations de l’ensoleillement à Température constante ($T=25^\circ\text{C}$)



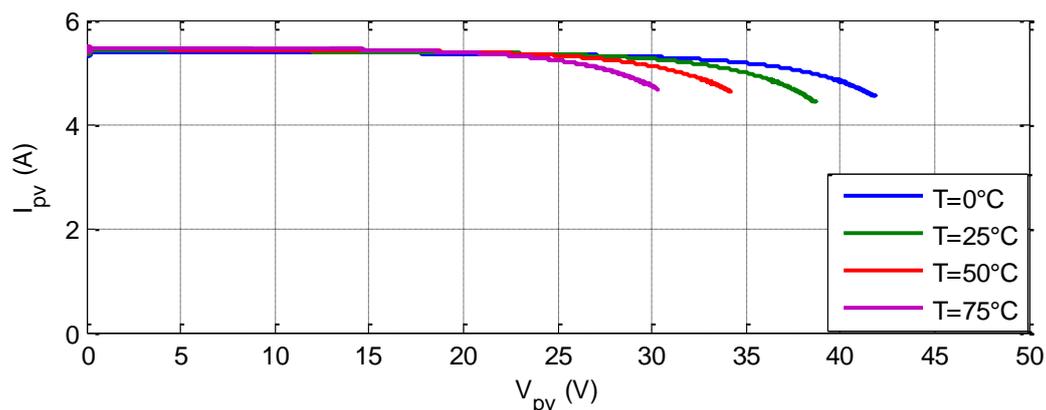


Figure II.12 : Réponse de l'algorithme P&O pour différentes valeurs de températures pour un ensoleillement constant ($G=1000\text{W/m}^2$)

Pour les deux tests on remarque toujours une convergence de la puissance vers le point de puissance maximal (PPM), le courant converge également vers un point qui correspond à la valeur de la puissance maximale.

II.7. Présentation de système photovoltaïque avec stockage par batterie

C'est le système le plus répandu. Le composant de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Il existe divers composants de stockage, dont les plus répandus, les batteries électrochimiques.

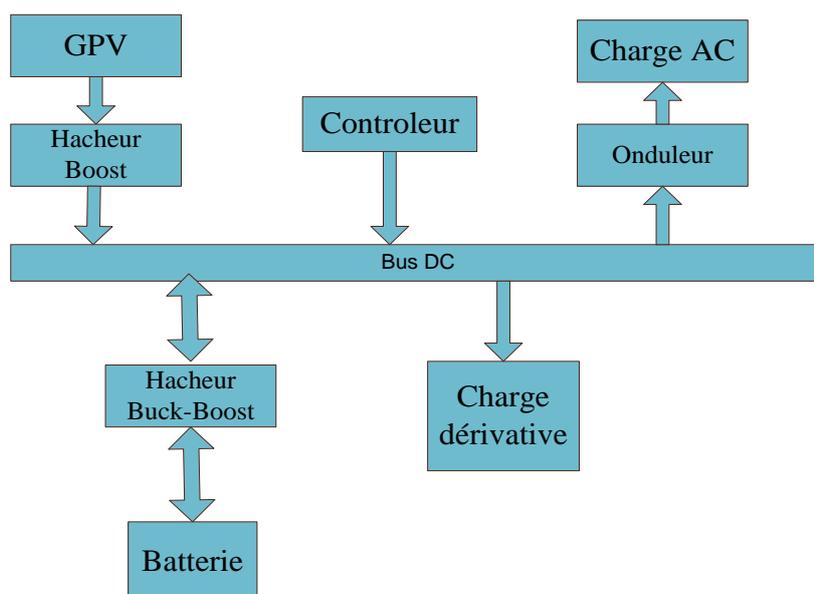


Figure II.13 : Schéma synoptique du système PV autonome avec stockage d'énergie

Un système photovoltaïque (PV) autonome est composé dans son ensemble d'un:

- panneaux photovoltaïques,
- moyen de stockage : électrochimique (batteries) ou électrique (super capacités),
- Hacheur permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum,
- Onduleur permettant d'alimenter les charges alternatives,
- module de contrôle pour la charge et la décharge des batteries.

La source d'énergie de notre système est assurée par des panneaux photovoltaïques de 175 Wc, les échanges d'énergies entre les composants se font à travers un bus continu de 465V.

II.8. Modèle du bus continu

Le bus continu est composé d'une capacité, qui a pour but de filtrer la tension.

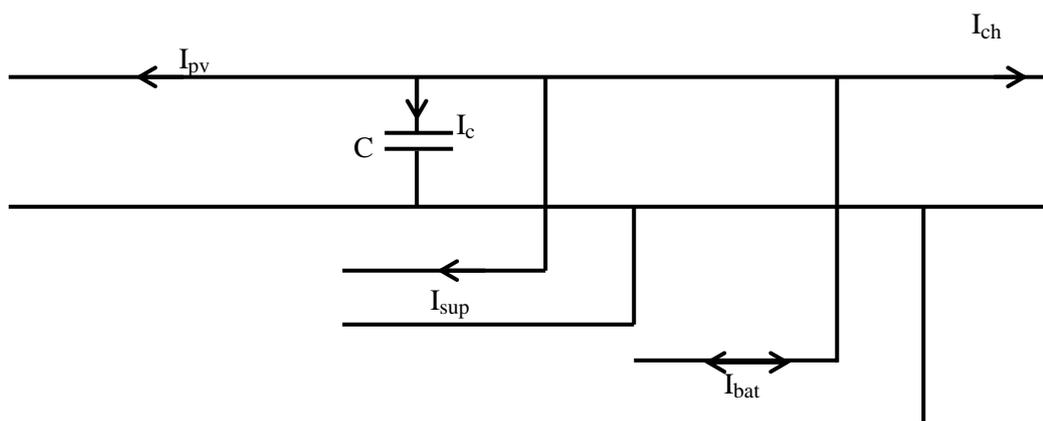


Figure II.14 : Schéma du bus continu

D'après la figure (II.14), on a :

$$I_{ch} = -I_{pv} - I_c - I_{sup} - I_{bat} \quad (II.24)$$

$$I_c = \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (II.25)$$

Tel que : I_{pv} est négatif étant donné c'est une source de production d'énergie.

II.9. Stockage de l'énergie électrique photovoltaïque

Les profils de consommation journaliers peuvent être différents et d'amplitude plus importante nécessitant des moyens de stockage temporaires localisés. Pour cela, les moyens de stockage doivent être revus et améliorés pour être disponibles à la demande et rechargés aux heures les plus appropriées, le tout sans mettre en danger leur durée de vie.

Grâce à ses propriétés en termes de rendement, de durée de vie, d'amplitude de profondeur de décharge et de faible effet mémoire, le stockage électrochimique fait figure de candidat pertinent pour le stockage énergétique à grande échelle accompagnant un fort taux de pénétration des énergies renouvelables [Ben 12]. A l'heure actuelle, le stockage de l'énergie électrique est principalement réalisé grâce à des accumulateurs électrochimiques.

Pour des raisons de coût et de disponibilité industrielle, la technologie plomb-acide assez ancienne est malgré tout la plus utilisée dans le monde [Chi 10], [Rey 11]. Bien que les batteries lithium-ion, lithium métal-polymère, nickel-hydrure métallique apparaissent actuellement comme des systèmes prometteurs faisant l'objet de beaucoup de recherches [Scr 10], il ne faut pas négliger les batteries électrochimiques plus classiques présentant des performances parfois intéressantes comme les batteries stationnaires pour le photovoltaïque qui sont encore à base de technologie plomb. Pour tous, la clé d'un développement technologique à plus long terme, passera par une meilleure gestion de l'électricité intégrant des fonctionnalités électroniques dédiés aux conditions de fonctionnement de la batterie, augmentant la durée de vie et réduisant les coûts. Globalement le stockage de l'énergie constitue aujourd'hui un enjeu majeur dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes à la fois sur le mode de stockage, la gestion et la durée de vie des modes de stockage, le temps de stockage et l'impact sur l'environnement.

Le choix de la technologie d'accumulateur va dépendre du coût d'investissement et de la durée de vie des batteries dans les conditions de fonctionnement correspondent à l'application choisie. Les batteries de technologie Plomb acide sont actuellement les plus utilisées pour les applications photovoltaïques [Zid 14], [sin 10], [Ben 12], [Bag 11].

Le taux de recyclage de la batterie au plomb atteint pratiquement 100 % ce qui participe aux avantages de ce type d'accumulateur malgré la haute toxicité de son principal matériau, le plomb.

Température de fonctionnement	-20 à +50°C
Energie	25/45Wh/Kg
Nombre de cycles profonds	300/1500
Puissance massique	80/150W/Kg
Rendement	- Energétique : de 60 à 95 % - Faradique : de 65 à 100 %
Autodécharge	2 à 10 % par mois à 25°C
Maintenance	- Surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois - Sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé
Impact environnemental	Le plomb est toxique
Sécurité	- Acide sulfurique : corrosif - Problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge

Tableau. II.1 : Principales données techniques de la batterie au plomb [Lab 06].

II.9.1. Modélisation de la batterie

Il existe plusieurs modèles de batterie au plomb et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances [sin 10]. Pour ne pas tomber dans un excès de complexité, on utilise le modèle R-C dit aussi modèle simple, qui nécessite pas d'identifications expérimentales de paramètres empiriques nécessaires à l'emploi des autres modèles couramment utilisés, et qui permet également le choix d'un simulateur à pas fixe dont le pas de calcul est adapté à la période de découpage des convertisseurs.

Le modèle R-C comprend une fem E_0 modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie C_{bat} et une résistance interne R_s .

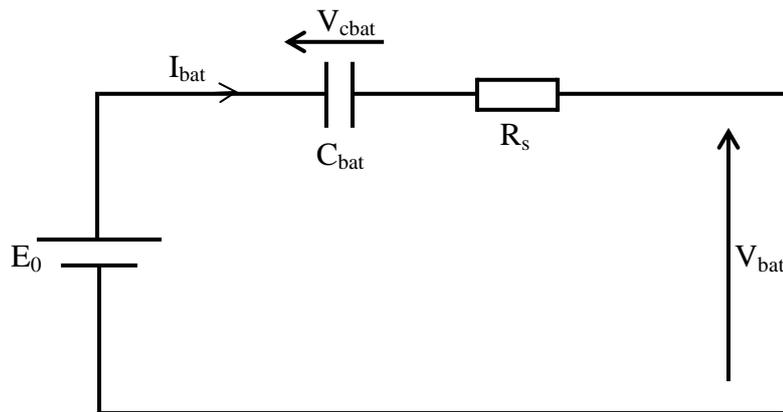


Figure II.15 Modèle R-C de la batterie

On a donc :

$$V_{bat} = E_0 - R_s \cdot I_{bat} - V_{cbat} \quad (\text{II.30})$$

On définit également l'état de charge (EDC) de la batterie par :

$$\text{EDC} = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \int I dt \quad (\text{II.31})$$

Avec :

C_{bat} la capacité (Ah) nominale de la batterie et Q_d la quantité de charge manquante par rapport à C_{bat} .

II.9.2. Charge et décharge d'une batterie au plomb

Le but de notre étude est de rendre compte du comportement d'un système PV autonome sur plusieurs jours tout en tenant compte de toutes les sollicitations de la charge.

L'importance que revêt la robustesse des convertisseurs nous oblige donc à tenir compte de la fiabilité de leur boucle de commande lors des simulations. Malheureusement en imposant un pas de calcul de l'ordre du temps de commutation des interrupteurs, le temps de calcul d'une simulation de quelques heures serait de plusieurs jours. Afin de nous dispenser de cette contrainte, nous avons procédé à un changement d'échelle du temps en faisant correspondre la seconde à l'heure.

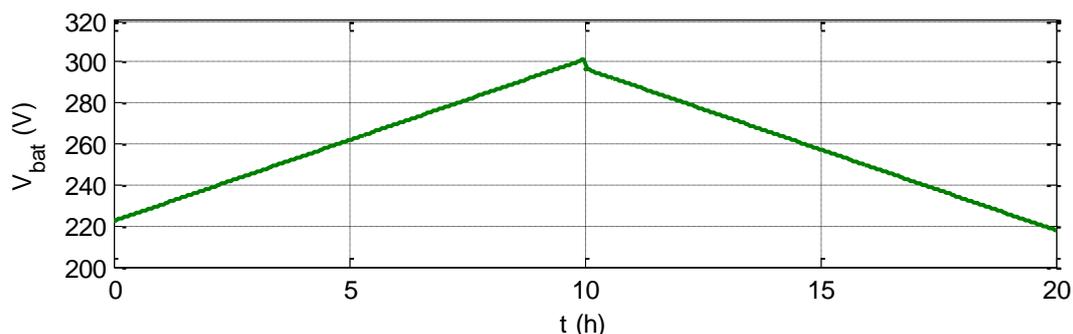


Figure II.16 : Tension de la batterie dans le cas d'un changement d'échelle
(Pas de simulation de $5 \cdot 10^{-5}$ s)

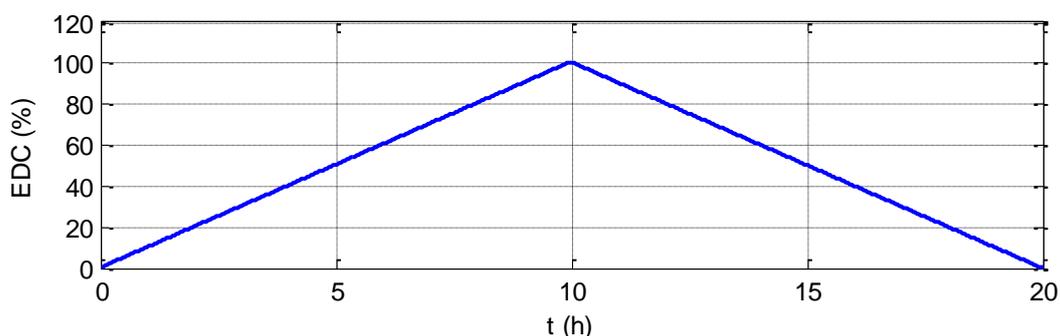


Figure II.17 : Etat de charge de la batterie dans le cas d'un changement d'échelle
(Pas de simulation de $5 \cdot 10^{-5}$ s)

II.9.3. Dimensionnement des batteries de stockage

L'autonomie d'un système PV est la durée pendant laquelle peut fonctionner le système sans que les panneaux PV ne produisent de l'électricité [sin10], [Ben 12]. Cette autonomie est fixée par la taille des batteries et on devra tenir compte de quelques principes élémentaires lors du dimensionnement comme par exemple l'énergie consommée, la puissance moyenne. En effet, un sous-dimensionnement des batteries sera moins coûteux mais ces dernières seront exposées à de profondes décharges et donc à une durée de vie plus courte tandis qu'un surdimensionnement sera plus onéreux. Dans ce dernier cas, du fait du surdimensionnement, les batteries seront rarement complètement chargées avec pour conséquence des phénomènes de sulfatation et au final une durée de vie plus courte [Sch 07].

Nous voyons ainsi qu'un sous dimensionnement aussi bien qu'un surdimensionnement des batteries conduisent au même résultat : la réduction de la durée de vie des batteries, d'où l'importance d'un dimensionnement optimal.

La capacité (C_{bat}) des batteries de stockage est déterminée à partir de la charge demandée, elle est exprimée par [Bel 09], [Zid 14] :

$$C_{bat} = \frac{E_{ele} * N_{ja}}{V_{bat} * \eta_{bat} * PDD} \quad (II.32)$$

Le nombre de batteries à retenir est déterminé de la manière suivante :

$$N_{bat} \geq \frac{C_{bat}}{C_{bat,u}} \quad (II.33)$$

Avec :

N_{ja} : Nombre de jour d'autonomie de la batterie.

PDD : Profondeur de décharge de la batterie.

η_{bat} : Rendement de la batterie.

V_{bat} : Tension de la batterie.

$C_{bat,u}$: Capacité unitaire de la batterie.

II.10. Modélisation et dimensionnement du convertisseur DC-DC côté unité de stockage

Le convertisseur Buck-Boost est un inverseur de tension à stockage inductif, la tension en sortie est toujours de signe contraire à la tension en entrée [Zao 09]. Tandis que lorsque le transistor est fermée le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée, et quand le commutateur est ouvert la tension à travers l'inductance est inversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode.

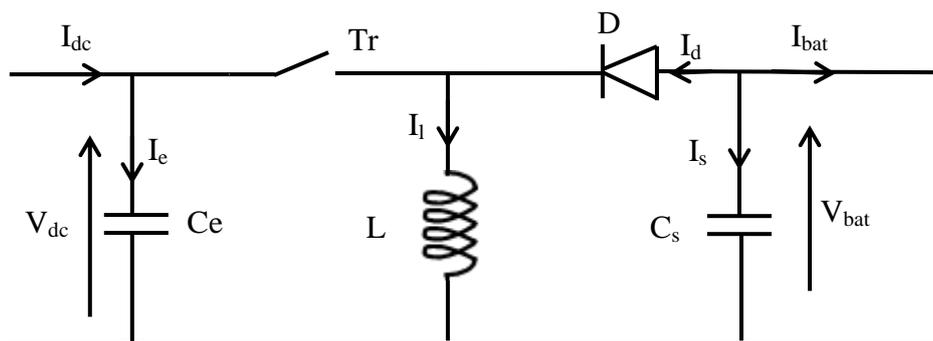


Figure II.18 : Schéma d'un hacheur Buck-Boost

La valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance est nulle, par conséquent l'équation de la tension aux bornes de la batterie décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée par :

$$V_{\text{bat}} = -\frac{\alpha}{(1-\alpha)} V_{\text{dc}} \quad (\text{II.34})$$

Si nous admettons que la puissance échangée entre la batterie et le bus se conserve, alors nous pouvons écrire:

$$I_{\text{bat}} = -\frac{(1-\alpha)}{\alpha} I_{\text{dc}} \quad (\text{II.35})$$

Pour les ondulations données, les valeurs des capacités et de la bobine de l'hacheur peuvent être déterminées comme suit :

$$L = \frac{V_{\text{dc}} - R_l I_l}{2\Delta I_l} \alpha T \quad (\text{II.36})$$

$$C_e = \frac{I_{\text{dc}} - I_l}{2\Delta V_{\text{dc}}} \quad (\text{II.37})$$

$$C_s = -\frac{I_d}{2\Delta V_{\text{bat}}} \alpha T \quad (\text{II.38})$$

Avec :

ΔI_l : ondulation du courant ;

ΔV_{bat} : ondulation de la tension de la sortie ;

R_l : résistance interne de la bobine.

II.11. Gestion d'énergie du système photovoltaïque

Les batteries rechargeables sont largement utilisées dans les systèmes photovoltaïques autonomes pour emmagasiner le surplus d'énergie et pour alimenter les charges de faible et moyenne puissance [Mis 08]. Les batteries de type plomb - acide sont les plus employées en raison de leur faible coût, leur simple maintenance et leur adaptation à tout type d'application. Ces batteries sont cependant si fragiles devant les phénomènes de surcharge, de décharge profonde et les dérives de température et de courant qu'il faut leur associer un module de supervision pour contrôler les échanges d'énergie entre les différents composants du système d'une part mais aussi de réguler le processus de charge et de décharge du stockage.

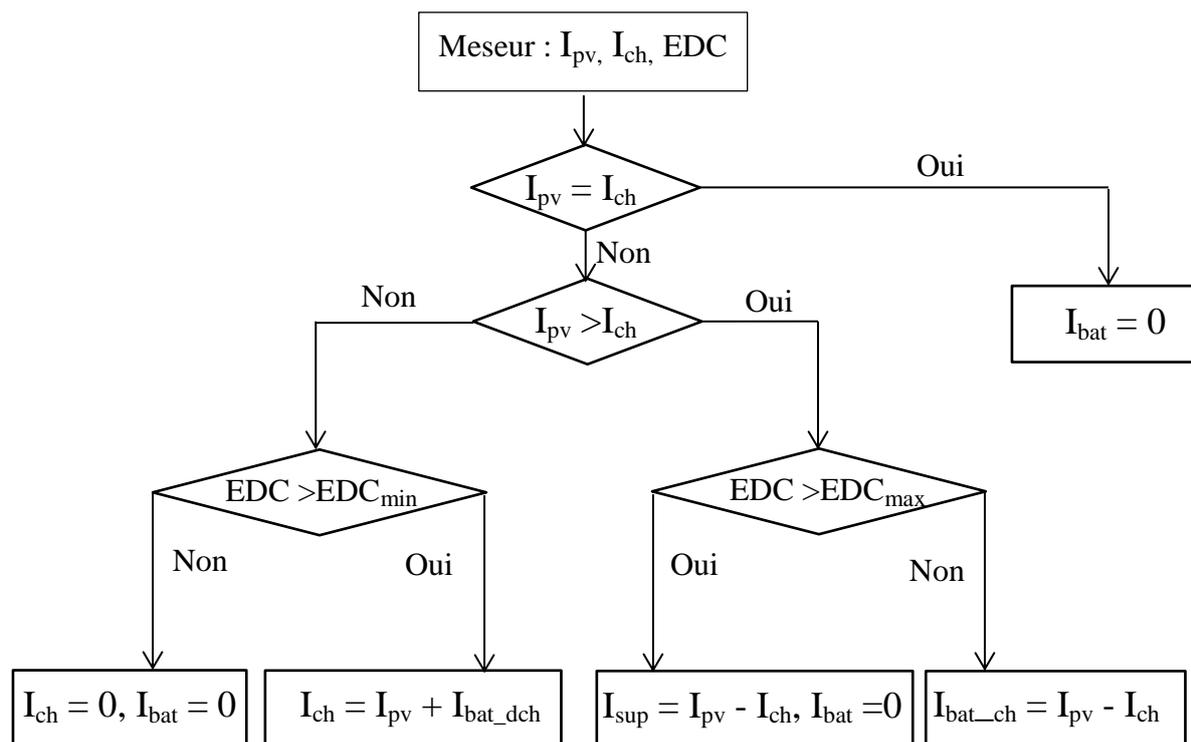


Figure II.19 : Algorithme de gestion d'énergie du système photovoltaïque

L'algorithme de gestion d'énergie du système photovoltaïque sera chargé de réguler l'énergie provenant des panneaux PV et du stockage suivant la demande du consommateur. L'algorithme de supervision est basé sur Cinque scénarios :

- Alimentation du consommateur uniquement par les panneaux PV si l'énergie solaire provenant des panneaux est égale à la demande de consommateur ;
- Alimentation du consommateur par les panneaux PV et le stockage si l'énergie solaire insuffisante ;
- Déconnecter les batteries et le consommateur si l'énergie solaire insuffisante ($P_{pv} < P_{ch}$) et $EDC < EDC_{min}$;
- Alimentation du consommateur et du stockage par les panneaux PV si l'énergie solaire suffisante ;
- Alimentation du consommateur uniquement par les panneaux PV si l'énergie solaire suffisante et $EDC = EDC_{max}$ et le surplus d'énergie sera dirigé vers une charge de délestage.

II.12. Simulation du système photovoltaïque avec stockage

. Le système photovoltaïque est constitué de 33 panneaux photovoltaïques de 175 W chacun, d'un hacheur parallèle et de 20 batteries plomb acide branchées en série. Pour rendre compte de l'utilisation de l'électricité produite, nous avons défini un profil de consommation. Ce profil tient compte des périodes d'utilisation d'électricité au cours de la journée.

Dans notre système PV, nous simulons la consommation de l'utilisateur par des demandes en puissance, ce qui revient à utiliser une charge variable.

Dans ce cadre nous avons utilisé un outil informatique Matlab-Simulink qui permet de déterminer à chaque instant le fonctionnement et la caractérisation des différents éléments qui constitue le système PV. Nous avons simulé le système PV avec batteries pour une variation de l'éclairement pour une journée d'été et une journée d'hiver.

II.12.1. Résultats de simulation et interprétations pour une journée d'été

Pour les simulations qui vont suivre nous avons définis un profil d'éclairement dont l'allure est présentée sur la figure (II.20). Pour cet essai, la température est gardée constante à 25°C, seul l'éclairement varie. Comme on peut le voir dans la figure (II.20).

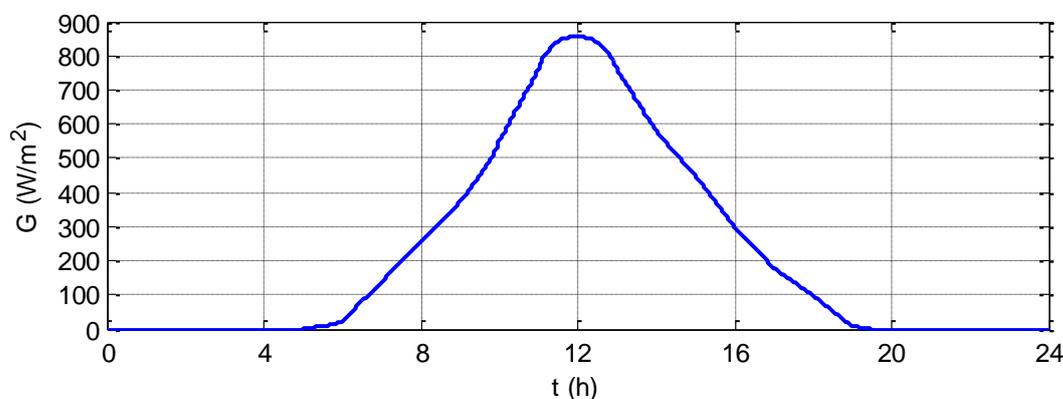


Figure II.20: Profil de l'éclairement pendant une journée d'été

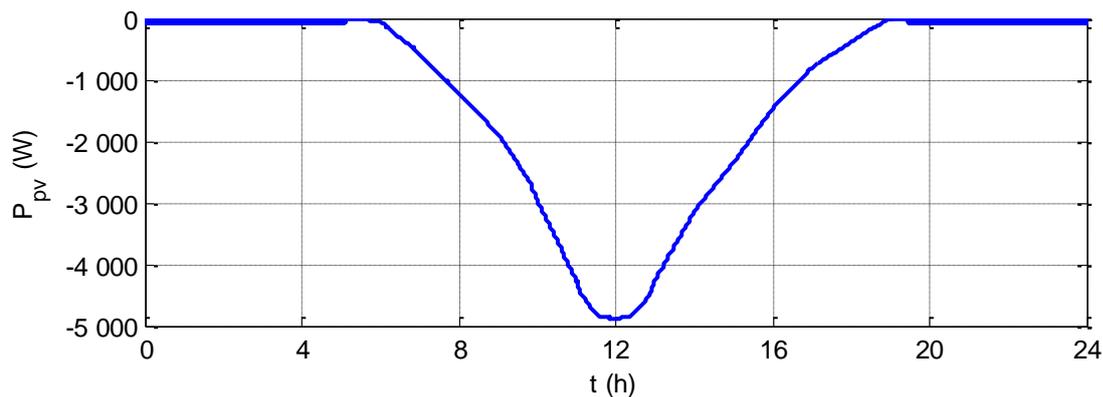


Figure II.21: Puissance photovoltaïque fournie

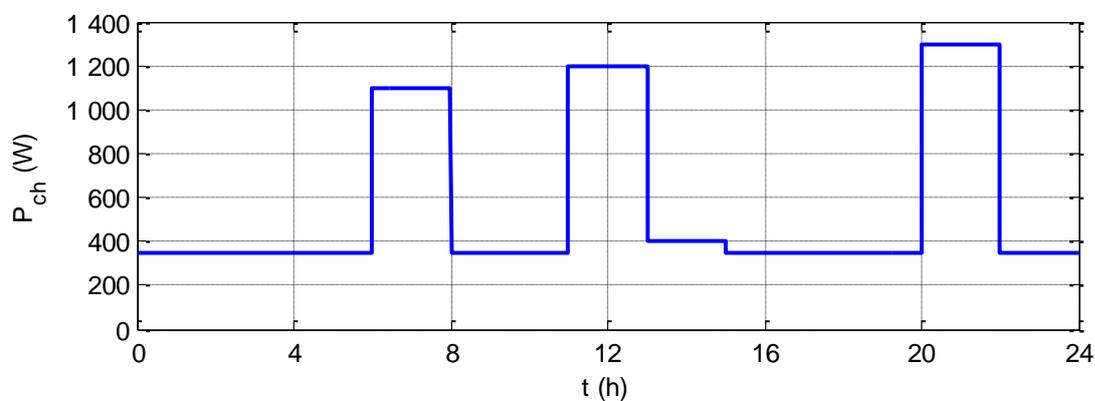


Figure II.22: Profil de consommation

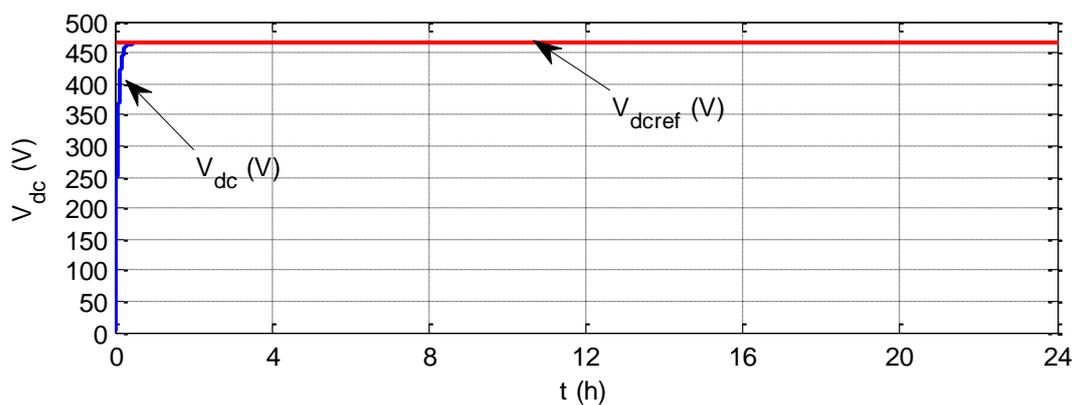


Figure II.23 Allure des tension du bus continu et sa référence

La figure (II.21) représente la puissance fournie par les panneaux photovoltaïque, l'évolution de l'allure de la puissance fournie par le générateur PV suit l'allure du profil d'éclairement (figure II.20). Sur la plage horaire de 0 h à 5 h, en l'absence d'ensoleillement

(figure II.20), on remarque que le GPV n'a pas encore fournie une puissance, donc, les batteries débitent sur la charge étant donné que $EDC > EDC_{\min}$ (figure II.25).

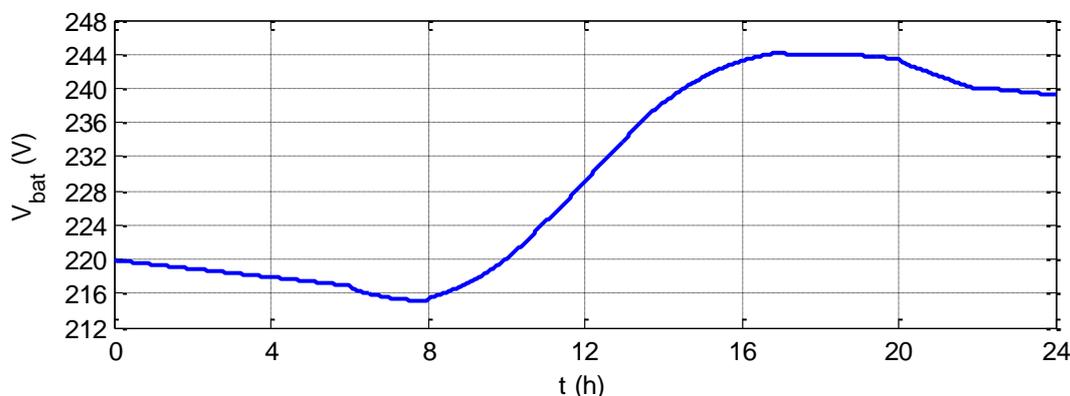


Figure II.24: Tension aux bornes des batteries

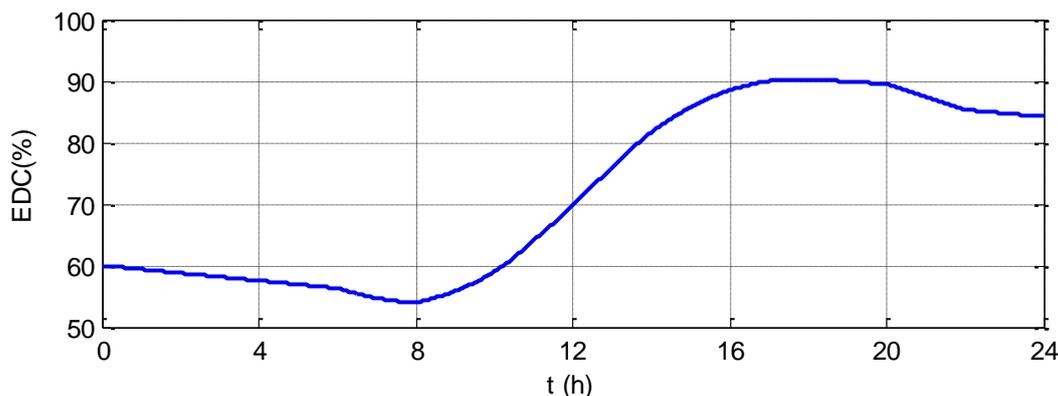


Figure II.25: Etat de charge des batteries

La variation des conditions météorologiques conditionne le mode de fonctionnement du système. Les allures de la tension aux bornes des batteries et leurs états de charge sont représentées sur les figures (II.24) et (II. 25) respectivement, on peut voir que l'allure de la tension aux bornes des batteries, ainsi que celle de l'état de charge évoluent de la même manière. Donc, l'état de charge des batteries est l'image de la tension aux bornes des batteries.

A plein ensoleillement ($t = 8 \text{ h}$ à $t = 17 \text{ h}$), les panneaux produisent assez d'énergie permettent d'alimenter le consommateur et de recharger les batteries, la recharge des batteries s'arrête lorsqu'elles sont pleines ($EDC = EDC_{\max}$ à $t = 17 \text{ h}$) et le surplus va dissipée dans une charge dérivative. Les batteries débitent à nouveau dans la charge lorsque la production des panneaux devient insuffisante (à la nuit tombée).

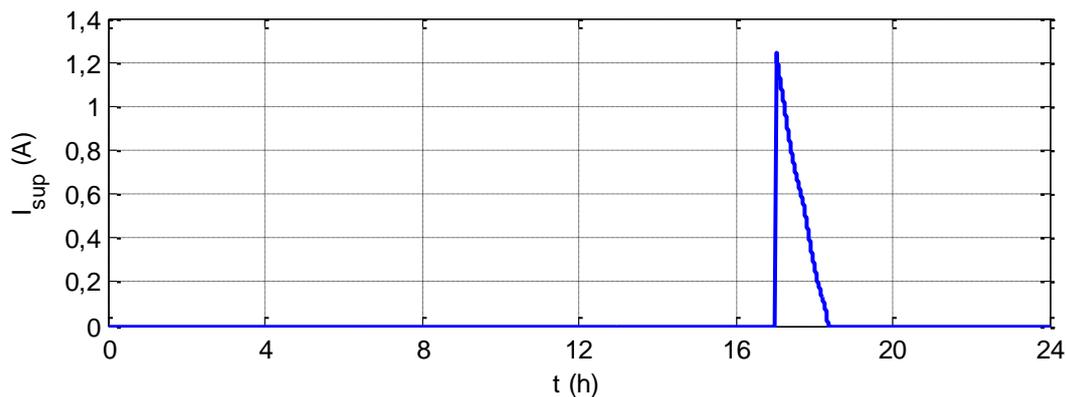


Figure II.26 : Courant à dissiper dans une charge dérivative

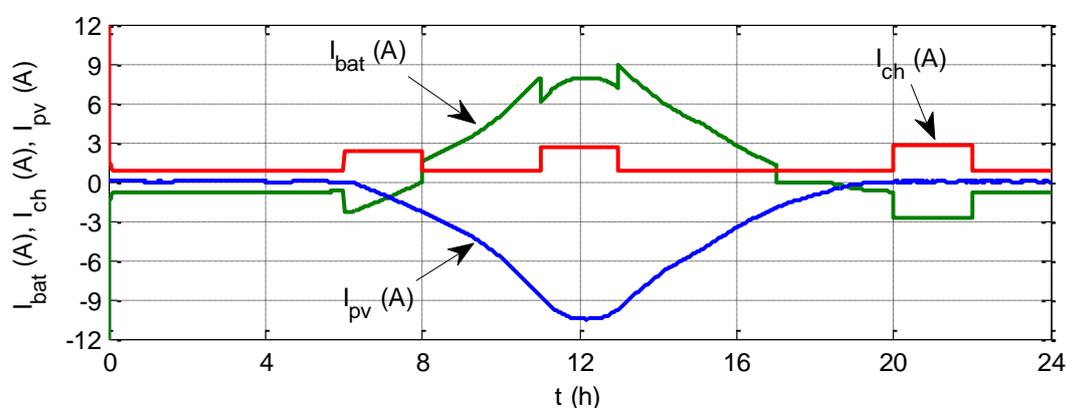


Figure II.27: Allure des courants I_{hyb} , I_{ch} et I_{bat}

Quand le courant fourni par les panneaux photovoltaïques est supérieur au courant demandée par la charge et que l'état de charge de la batterie est égale à EDC_{max} (90%), on déconnecte la batterie ($t=17$ h) et la charge sera alimentée par les panneaux photovoltaïques, et le surplus d'énergie sera dirigé vers une charge de délestage. La figure (II.26) représente le courant de délestage, on déduit à partir de la figure (II.27) que ce courant existe seulement si le courant généré par les panneaux photovoltaïques est supérieur à celui demandé par la charge et $EDC=EDC_{max}$.

On remarque d'après ces résultats, que le programme de gestion est bien respecté avec charge des batteries lorsque ($EDC < EDC_{max}$) et ($I_{pv} > I_{ch}$) et arrêt de charge lorsque ($EDC = EDC_{max}$) et ($I_{pv} > I_{ch}$) pour éviter les recharges excessifs.

II.12.2. Résultats de simulation et interprétations pour une journée d'hiver

Pour faire ressortir l'importance du module de stockage et l'algorithme de gestion d'énergie dans la chaîne de conversion photovoltaïque, le profil d'ensoleillement devra donc pouvoir rendre compte de l'intensité d'éclairement du soleil à différentes heures de la journée et de la saison, pour cela on a défini un autre profil d'éclairement qui correspond à une journée d'hiver (figure II.30).

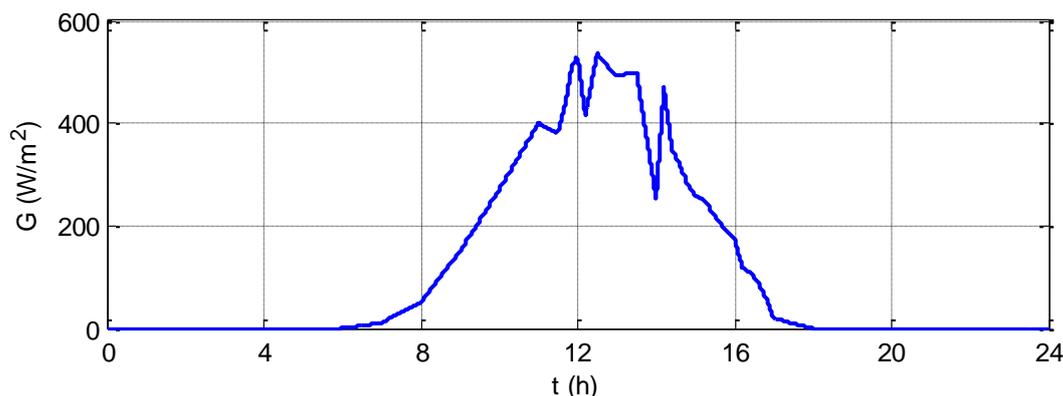


Figure II.28: Profil de l'éclairement pendant une journée d'hiver

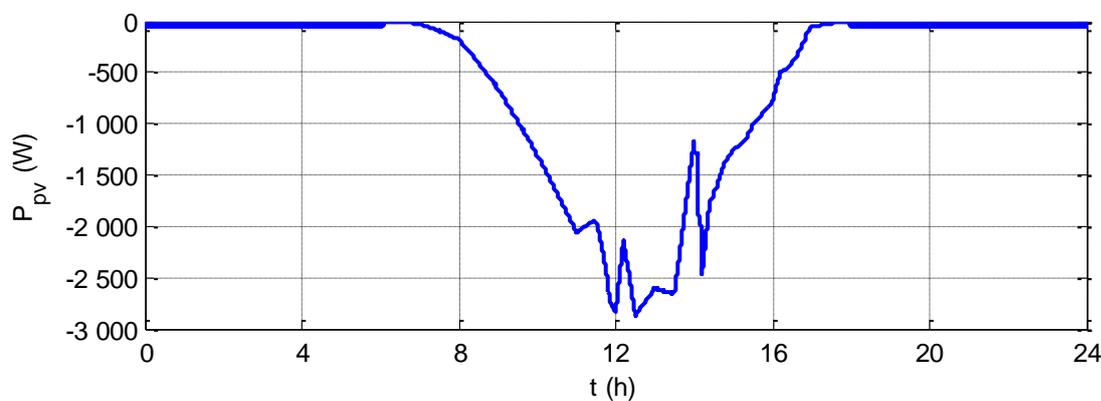


Figure II.29: Puissance fournie par les panneaux photovoltaïques

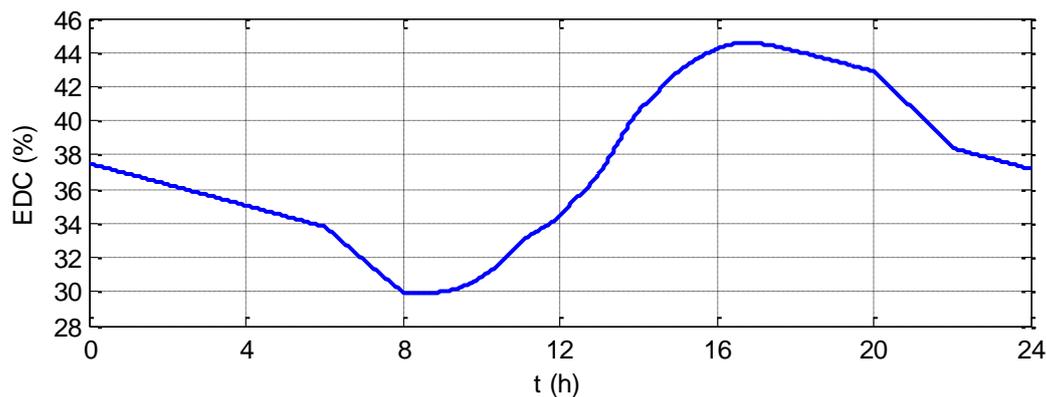


Figure II.30: Etat de charge des batteries

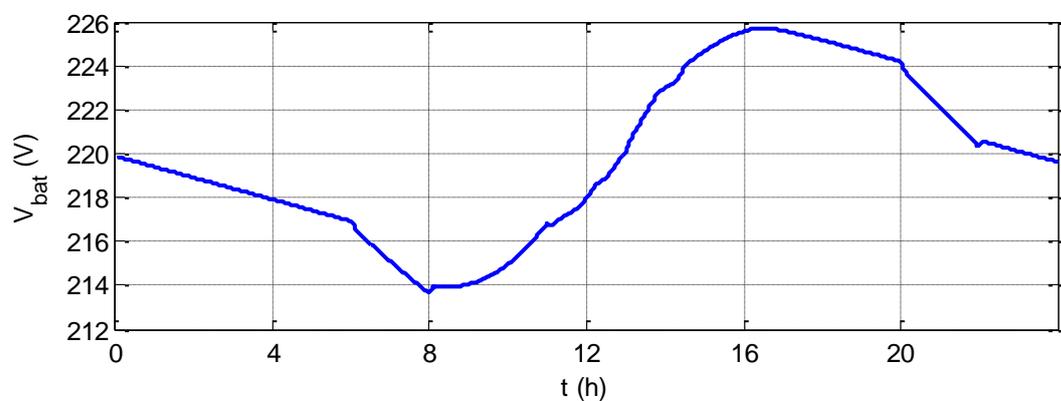


Figure II.31: Tension aux bornes des batteries

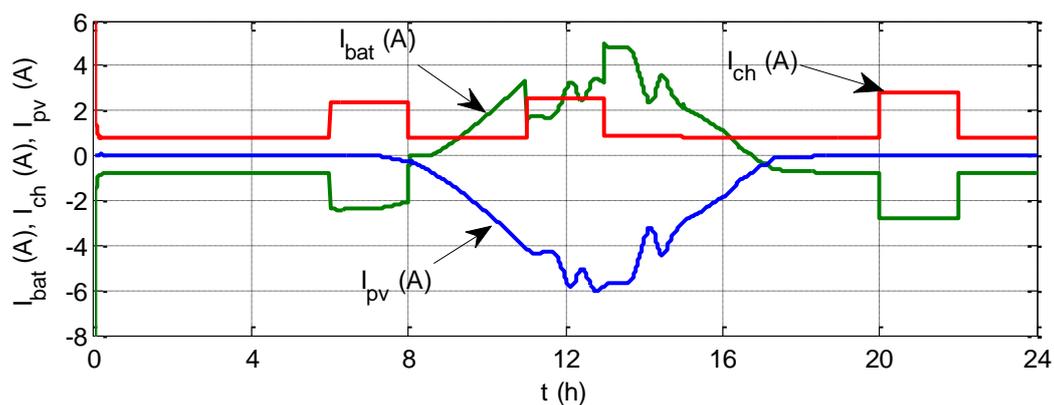


Figure II.32: Allure des courants I_{hyb} , I_{ch} et I_{bat}

D'après ces résultats de simulation on voit bien sur la figure (II.30) que les batteries sont décharger jusqu'au minimum ($EDC = EDC_{min}$ à $t = 8$ h). Donc, les batteries sont déconnectées (figure II.32), et vu que la demande de charge n'est pas satisfaite, cette dernière

va aussi déconnecter, la fourniture d'énergie s'arrête. Donc, la protection au niveau des batteries fonctionne bien avec arrêt de décharge lorsque l'état de charge est au minimum.

Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation de chaque composant de la chaîne de conversion photovoltaïque a été élaborée à partir de modèles existants dans la littérature (champ PV, convertisseurs, MPPT, les batteries) ; cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPP, afin de minimiser les pertes en énergie produite.

Globalement la simulation a permis d'évaluer le comportement général de l'ensemble des composants. L'utilisation d'un régulateur MPPT permet de faire fonctionner les GPV à leur meilleur rendement. Les résultats obtenus semblent cohérents, montrent que le fonctionnement conjoint des éléments est possible, mais ne permettent pas encore de conclure sur la définition du système le plus performant. Nous pouvons conclure que ces résultats sont d'une grande importance pour la gestion de ce type d'installation. Ainsi, une maîtrise des flux énergétiques dans un tel système s'avère intéressante pour une réalisation réelle.

Chapitre III

Etude et gestion d'énergie d'une chaîne de conversion éolienne

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, on se propose de modéliser une chaîne de conversion éolienne à vitesse variable, qui intègre une génératrice asynchrone à cage d'écureuil. L'étude du système se décompose en trois parties :

La première partie concerne la modélisation et le contrôle des pâles, on s'intéresse à la zone de fonctionnement à vitesse mécanique variable, le but est de mettre le ratio de vitesse (λ) à son point optimale dont l'objectif d'extraire le maximum de puissance générée ;

La deuxième partie est dédiée à la modélisation et la commande vectorielle de la machine asynchrone ;

La troisième partie traite le stockage d'énergie éolienne.

III.2. Modélisation de la chaîne de production éolienne

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pâles, du système mécanique de transmission, et du générateur électrique.

Le schéma synoptique étudié dans ce travail est présenté sur la figure (III.1). Il s'agit d'une turbine éolienne, d'une génératrice asynchrone, un convertisseur statique. Ce système alimente une charge autonome par l'intermédiaire d'un dispositif d'interconnexion.

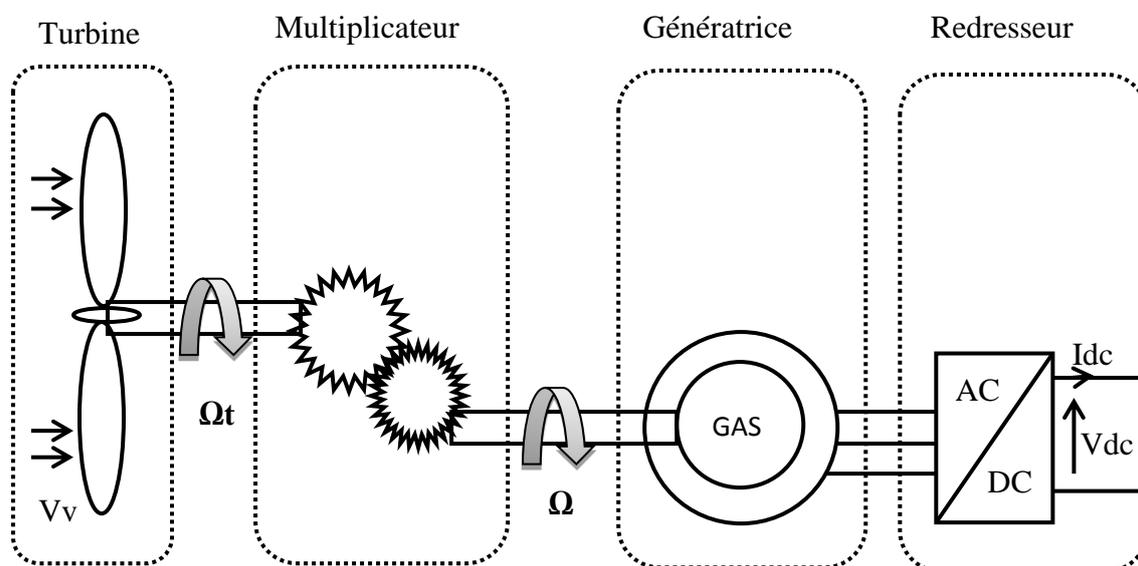


Figure III.1 : Schéma synoptique de l'aérogénérateur

III.2.1. Modélisation de la vitesse du vent

La ressource en vent est primordiale dans un projet éolien et donc déterminante pour le calcul de production de l'électricité [Nou 12]. Le vent est la grandeur d'entrée du système de conversion d'énergie éolienne. La mesure exacte de sa vitesse à la hauteur de moyeu est assez complexe, et la modélisation a déjà fait l'objet de nombreux travaux [Cam 03], donc c'est une variable importante à modéliser et la précision de simulation dépendra de la qualité de son modèle.

La variation de la vitesse du vent est aléatoire, ce qui entraîne des caractéristiques fluctuantes. Ainsi, dans le but de reproduire ces caractéristiques, la vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps $V_v = f(t)$ [Bel 10], [Bri 12].

III.2.2. Modélisation de la turbine

La modélisation de la turbine consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse incidente du vent et des conditions de fonctionnement, sa vitesse de rotation en particulier. Cela permettra de connaître le couple éolien appliquée sur l'arbre lent de l'éolienne [Lav 05].

Le principe de fonctionnement des éoliennes, utilisées depuis de très nombreuses années, n'est pas très compliqué. Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pâles du rotor. Le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée va être déterminé par trois facteurs, la densité de l'air, la surface balayée et la vitesse de vent.

L'énergie cinétique d'une masse d'air m qui se déplace avec la vitesse V_{vent} (m/s), est:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_{vent}^2 \quad (III.1)$$

La puissance maximale disponible d'un site pour une vitesse du vent donnée est proportionnelle au produit de la surface ($S = \pi \cdot R^2$) balayée par les pales et le cube de la vitesse du vent. Elle est donnée par la relation suivante:

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_{vent}^3 \quad (III.2)$$

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P_{vent} = 0,59 \cdot P_{vent} \quad (III.3)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini par [Mir 05], [Bel 10], [Zar 10] :

$$C_{p \text{ opt}} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{vent}}} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_{\text{vent}}^3} \quad (\text{III.4})$$

Ce rendement, appelé coefficient de puissance (C_p) de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine à la vitesse du vent par [Bel 10] :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{\text{aér}}}{\rho \cdot S \cdot V_{\text{vent}}^3} \quad (\text{III.5})$$

Le coefficient de puissance dépend de la vitesse du vent et la vitesse de rotation. C_p est généralement donné comme une fonction de λ qui est le rapport de la vitesse périphérique de la turbine ramenée à la vitesse du vent

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V_{\text{vent}}} \quad (\text{III.6})$$

La transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique se traduit par le couple aérodynamique $C_{\text{aér}}$ qui fait tourner le rotor à une vitesse Ω_t . D'où découle l'expression de la puissance aérodynamique [Leh 13].

$$\text{En effet' on a d'une part : } P_{\text{aér}} = C_{\text{aér}} \cdot \Omega_t \quad (\text{III.7})$$

$$\text{Etd'autrepart : } P_{\text{aér}} = C_p P_{\text{vent}} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_{\text{vent}}^3}{2} \quad (\text{III.8})$$

D'où

$$C_{\text{aér}} = \frac{P_{\text{aér}}}{\Omega_t} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_{\text{vent}}^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_t} \quad (\text{III.9})$$

En remplaçant $\Omega_t = \frac{V_{\text{vent}} \lambda}{R}$ on aboutit à l'expression du couple aérodynamique suivante :

$$C_{\text{aér}} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^3 V_{\text{vent}}^2 C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (\text{III.10})$$

On définit le coefficient de couple $C_r(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda}$ et on le remplace par l'équation précédente et on obtient l'expression finale du couple aérodynamique en fonction du coefficient du couple. Celle-ci est donnée par l'équation suivante :

$$C_{\text{aér}} = \frac{\rho \pi R^3 V_{\text{vent}}^2 C_r(\lambda, \beta)}{2} \quad (\text{III.11})$$

III.2.2.1. Le multiplicateur de vitesse

La tâche principale du multiplicateur de vitesse est d'adapter la vitesse de rotation de la turbine à celle de la génératrice, donc la puissance captée par la turbine est transmise à la génératrice [Idj 05]. Les vitesses mécaniques de la turbine et celle de la génératrice sont liées par la relation suivante :

$$\Omega_t = \frac{\Omega}{G} \quad (\text{III.12})$$

Les couples sur l'arbre lent et sur l'arbre rapide sont exprimés par la relation suivante :

$$C_{em} = \frac{C_{aér}}{G} \quad (\text{III.13})$$

III.2.2.2. L'arbre de transmission

Tous les éléments de la transmission, c'est-à-dire l'arbre lent côté rotor éolien, le multiplicateur et l'arbre rapide côté générateur, sont inclus dans le bloc « transmission ». Le multiplicateur transforme la vitesse lente de l'arbre du rotor éolien en une vitesse beaucoup plus élevée, compatible avec la plage de vitesse de fonctionnement du générateur électrique. Le rotor éolien dispose d'un moment d'inertie beaucoup plus grand que celui du générateur électrique.

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous forme d'une inertie totale J , constituée de l'inertie de la turbine, reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice elle-même [Aim 04], telle que :

$$J \frac{d\Omega}{dt} + C_{vis} = C_{em} - C_{aér} \quad (\text{III.14})$$

Le couple visqueux dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f :

$$C_{vis} = f \cdot \Omega \quad (\text{III.15})$$

Avec :

J : L'inertie totale de l'arbre de transmission ;

f : Le coefficient de frottement visqueux

III.2.3. Contrôle de puissance

L'utilisation des turbines à vitesse variable, nous permet le réglage et le choix de la vitesse d'entraînement de la génératrice, ce qui est très utile pour une extraction maximale de la puissance du vent en charge partielle. L'objectif de ce contrôle est de maximiser d'une manière

permanente la puissance d'extraction, on imposant une vitesse d'entraînement à la génératrice qui assure une extraction maximale de la puissance du vent, cette technique est nommée MPPT.

Le réglage du couple électromécanique s'effectue par estimation du couple éolien :

$$C_{emref} = \frac{C_{aerref}}{G} \quad (III.16)$$

La détermination du couple éolien s'effectue par estimation de la vitesse de rotation et par mesure de la vitesse mécanique.

$$C_{aerestime} = C_p \frac{\rho \pi R^2}{2} \cdot \frac{V_{estime}^3}{\Omega_{tur_{estime}}} \quad (III.17)$$

L'estimation de la vitesse de la turbine est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique :

$$\Omega_{tur_{estime}} = \frac{\Omega}{G} \quad (III.18)$$

La difficulté de mesure de la vitesse du vent au niveau de la turbine, nous oblige à estimer sa valeur à partir de l'équation suivante :

$$V_{estime} = \frac{\Omega_{tur_{estime}} \cdot R}{\lambda} \quad (III.19)$$

D'après les quatre équations précédentes, on aura la relation globale de contrôle :

$$C_{emref} = C_p \cdot \frac{\rho \pi R^5 \Omega^2}{2 \lambda^3 \cdot G^3} \quad (III.20)$$

En considérant le rapport de vitesse optimal λ_{opt} pour lequel le coefficient de puissance est maximal, on peut en déduire l'expression suivante :

$$C_{emref} = C_{pmax} \cdot \frac{\rho \pi}{2} \cdot \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\Omega^2}{G^3} \quad (III.21)$$

Que l'on peut écrire sous la forme :

$$C_{emref} = K \cdot \Omega^2. \quad (III.22)$$

$$P_{mec_{opt}} = C_{emref} \cdot \Omega^2 \quad (III.23)$$

Avec :

$$K = \frac{\rho \pi \cdot R^5 \cdot C_{pmax}}{2 \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \quad (III.24)$$

III.2.5. Modélisation de la génératrice asynchrone à cage d'écureuil

Grâce aux nombreux avantages qu'elle présente par rapport aux autres types de machines électriques (robustesse, maintenance, prix), la machine asynchrone à cage devient intéressante pour être couplée à une turbine éolienne.

La modélisation de la machine asynchrone à cage a déjà fait l'objet de nombreux travaux [Idj 05], [Aim 04], dans le cadre de notre étude, nous disposant d'une génératrice asynchrone à cage, une éolienne à axe horizontal, à vitesse variable à pales fixes.

III.2.5.1. Modèle mathématique de la génératrice asynchrone

Contrairement aux autres moyens traditionnels de production d'énergie électrique où l'alternateur synchrone est largement utilisé, c'est la génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur, mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais (collecteurs) ou de contacts glissants sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne [Poi 03].

Pour mener à bien la modélisation de la machine, certaines hypothèses simplificatrices ont été faites [Idj 05].

- Entrefer constant ;
- Effet des encoches négligé ;
- Répartition sinusoïdale de l'induction dans l'entrefer ;
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer ;
- Pertes ferromagnétiques négligées (pas de courants de FOUCAULT ni d'hystérésis) ;
- Pertes mécaniques négligées ;
- Influence de l'effet de peau négligée ;
- Les variations des caractéristiques dues à l'échauffement ne sont pas prises en compte;
- La cage d'écureuil est remplacée par un bobinage triphasé rotorique équivalent.

III.2.5.2. Equation générale de la machine asynchrone

Les équations générales de la machine asynchrone à cage d'écureuil dans un repère triphasé s'écrivent :

$$[V_{sabc}] = [R_s] \cdot [i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{sabc}] \quad (\text{III.25})$$

$$[V_{rabc}] = 0 = [R_r] \cdot [i_{rabc}] + \frac{d}{dt} [\phi_{rabc}] \quad (\text{III.26})$$

On spécifie respectivement les vecteurs ou paramètres statoriques par l'indice s et rotoriques par l'indice r . Les indices abc indiquent le triphasé. Les paramètres R_s et R_r représentent respectivement les résistances statoriques et rotoriques par phase.

Les vecteurs $[V]$, $[i]$ et $[\phi]$ sont les vecteurs tensions, courants et flux de chacune des armatures.

Avec :

$$\begin{aligned} [V_{sabc}] &= \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} & [V_{rabc}] &= \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} & [i_{sabc}] &= \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} & [i_{rabc}] &= \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} & [\phi_{sabc}] &= \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \\ [\phi_{rabc}] &= \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} & [R_s] &= \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} & [R_r] &= \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Sachant que les différents flux de la machine s'expriment en fonction des inductances de la manière suivante:

$$[\phi_{rabc}] = [L_r] \cdot [i_{rabc}] + [M_{sr}(\theta)] \cdot [i_{sabc}] \quad (\text{III.27})$$

$$[\phi_{sabc}] = [L_s] \cdot [i_{sabc}] + [M_{rs}(\theta)] \cdot [i_{rabc}] \quad (\text{III.28})$$

Avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{bmatrix} \quad [L_r] = \begin{bmatrix} l_r & M_r & M_r \\ M_r & l_r & M_r \\ M_r & M_r & l_r \end{bmatrix}$$

L_s, L_r : inductance propre du stator et du rotor .

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^t = M_{max} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

$[M_{sr}]$: La matrice des inductances stator-rotor.

θ : La position absolue entre deux axes magnétiques.

M_{max} : représente la valeur maximale d'inductance mutuelle stator-rotor obtenue lorsque les bobinages sont en regard l'un de l'autre.

La modélisation de la MAS passe par la transformation d'un système triphasé au système biphasé et inversement. Et pour des raisons de simplicité, il est classique d'exprimer les différentes équations de la machine asynchrone dans un repère diphasé tournant dq.

Dans ce cas, on utilise la transformation de Park. Cette dernière, normée, assure l'invariance de la puissance instantanée entre les repères triphasés et « dq ».

En choisissant un repère « dq » diphasé, l'axe d peut être repéré par :

θ_s : l'angle électrique par rapport à l'axe de la phase « a » du stator;

θ_r : l'angle électrique par rapport à l'axe de la phase « a » du rotor ;

θ : l'angle électrique entre l'axe rotorique et l'axe statorique.

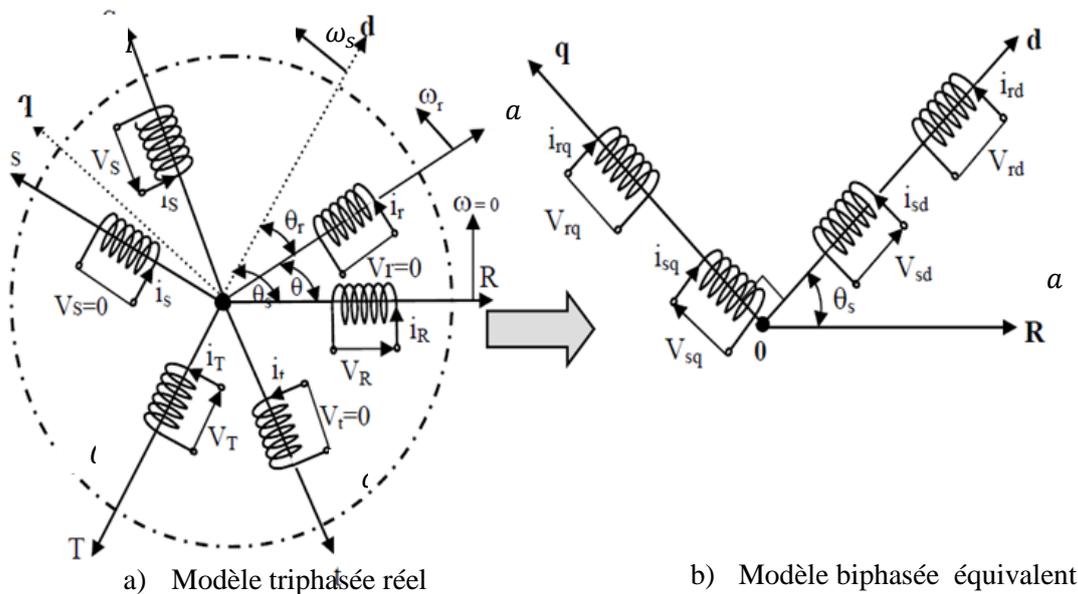


Figure III.2 : Représentation des enroulements de la machine asynchrone triphasée et biphasée équivalente issue de la transformation de Park.

Les deux angles sont liés par la relation suivante :

$$\theta = \theta_s - \theta_r = p \cdot \Theta \tag{III.29}$$

Où

Θ : est la position mécanique de l'axe rotorique par rapport à l'axe statorique,

p : nombre de paires de pôles.

La transformation de Park, est appliquée de manière identique au vecteur de tensions, de courants et de flux.

Le vecteur x_0 représente la composante homopolaire, normale au plan formé par les vecteurs x_a, x_b et x_c , les vecteurs x_d et x_q représentent les vecteurs diphasés qui correspondent aux vecteurs x_a, x_b et x_c . La transformation de Park, est définie par :

$$[x_{abc}] = [P(\theta)][x_{dqo}] \quad (\text{III.30})$$

$$[x_{dqo}] = [P(\theta)]^{-1}[x_{abc}] \quad (\text{III.31})$$

Tel que :

$[P(\theta)]$ et $[P(\theta)]^{-1}$ Sont les matrices de passage direct et inverse, elles sont données par :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.32})$$

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.33})$$

Les grandeurs (courants, tensions et flux) transformées, du système diphasé sont égales à la matrice de Park multipliée par les grandeurs du système triphasé :

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} - \frac{d\theta_s}{dt} \varphi_{sq} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} \quad (\text{III.34})$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + \frac{d\theta_s}{dt} \varphi_{sd} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} \quad (\text{III.35})$$

$$V_{so} = R_s \cdot i_{so} + \frac{d\varphi_{so}}{dt} \quad (\text{III.36})$$

De même, en l'appliquant aux équations rotoriques avec un angle de θ_r , on obtient les équations rotoriques dans le repère dq:

$$V_{rd} = 0 = R_r \cdot i_{rd} - \frac{d\theta_r}{dt} \varphi_{rq} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} \quad (\text{III.37})$$

$$V_{rq} = 0 = R_r \cdot i_{rq} + \frac{d\theta_r}{dt} \varphi_{rd} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} \quad (\text{III.38})$$

$$V_{ro} = R_r \cdot i_{ro} + \frac{d\varphi_{ro}}{dt} \quad (\text{III.39})$$

En supposant que le système est parfaitement équilibré, les équations (II.36) et (II.39) qui correspondent aux composantes homopolaires, sont nulles.

Suite à l'hypothèse de linéarité des matériaux, les flux statoriques et rotoriques s'expriment dans le repère de PARK, en fonction des courants, par la relation matricielle suivante [Idj 10]

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III.40})$$

Avec :

$L_s = l_s + M$: Inductance cyclique statorique.

$L_r = l_r + M$: Inductance cyclique rotorique.

l_s : Inductance de fuite statorique.

l_r : Inductance de fuite rotorique.

M : Inductance mutuelle cyclique

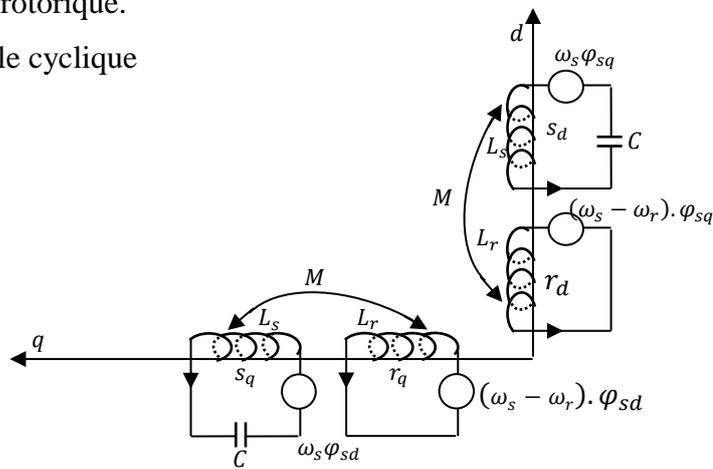


Figure III.3 : Disposition des enroulements suivant les axes od, oq.

Plusieurs solutions pour orienter le repère « dq » par rapport aux repères triphasés sont possibles. Dans notre cas, on se fixe les axes od et oq solidaires du champ tournant de la machine [Idj 10].

Dans cette configuration, en régime sinusoïdal permanent, on a :

$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s$: La vitesse angulaire des axes od, oq est égale à la pulsation statorique ;

$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r$: La vitesse angulaire des axes od, oq est égale à la pulsation rotorique ;

Ces deux pulsation sont reliées à la vitesse mécanique du rotor (Ω) par l'équation suivant :

$$\omega_s - \omega_r = p \cdot \Omega = \omega \quad (\text{III.41})$$

Ainsi, en partant des équations (III.33), (III.34), (III.36), (III.37), et en utilisant la relation (III.39) qui lie les flux aux courants, on obtient l'équation matricielle suivante qui en globe les différentes équations électriques de la machine exprimées dans le repère dq :

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s \cdot L_s & 0 & -\omega_s \cdot M \\ \omega_s \cdot L_s & R_s & \omega_s \cdot M & 0 \\ 0 & -\omega_r \cdot M & R_r & -\omega_r \cdot L_r \\ \omega_r \cdot M & 0 & \omega_r \cdot L_r & R_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_{sd}}{dt} \\ \frac{di_{sq}}{dt} \\ \frac{di_{rd}}{dt} \\ \frac{di_{rq}}{dt} \end{bmatrix}$$

Cette relation représente les équations de la machine asynchrone, dans le repère de PARK solidaire du champ tournant, en régime permanent sinusoïdal.

L'expression du couple électromagnétique dans le repère de PARK est donnée par:

$$T_{em} = \frac{p \cdot M}{L_r} (\varphi_{rd} \cdot i_{sq} - \varphi_{rq} \cdot i_{sd}) \tag{III.43}$$

III.2.6. Modélisation du redresseur MLI

Le redresseur est un convertisseur statique qui assure la transformation d'énergie d'une source alternative en énergie continu, comme le montre le schéma ci-dessous :

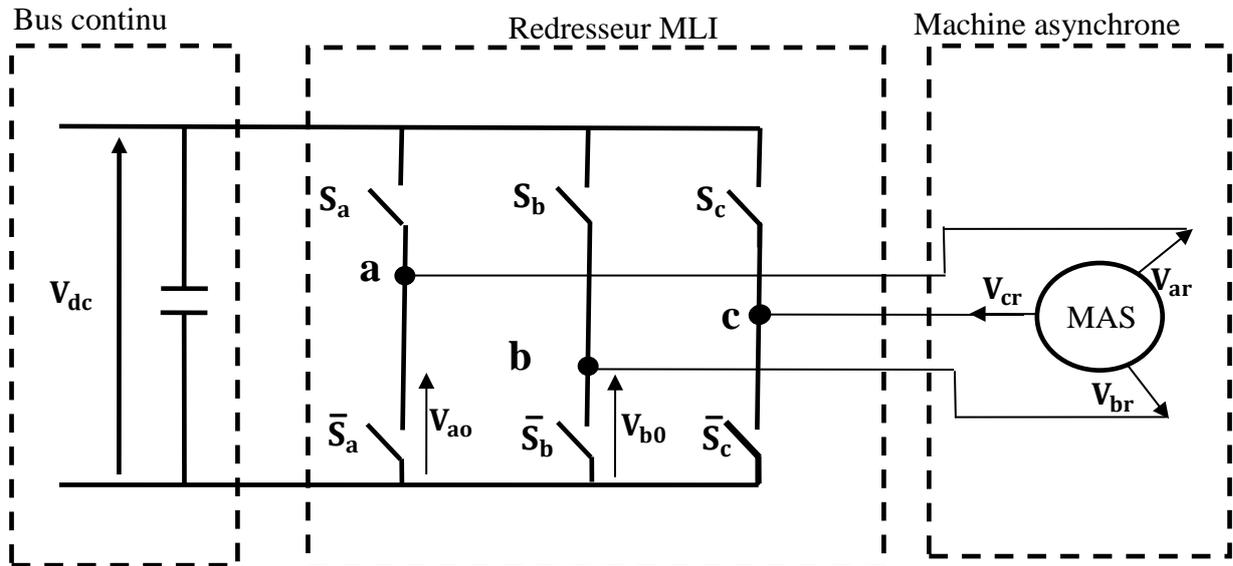


Figure III.4: Schéma du redresseur MLI

La matrice de connexion du redresseur est donnée par l'équation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.44})$$

$$i_{dc} = S_a i_{sa} + S_b i_{sb} + S_c i_{sc} \quad (\text{III.45})$$

Avec :

V_{ar}, V_{br}, V_{cr} : Tensions statoriques [V] ;

V_{dc} : Tension de bus continu [V] ;

I_{dc} : Courant moduler par le redresseur [A] ;

S_a, S_b, S_c : Fonctions logiques correspondant à l'état de l'amorçage

III.2.7. Commande vectorielle de la génératrice asynchrone

Le contrôle de la machine asynchrone requiert le contrôle du couple, de la vitesse ou même de la position. Le contrôle le plus fréquent est celui des courants et donc du couple. Cependant, la formule du couple électromagnétique est complexe, elle ne ressemble pas à celle d'une machine à courant continu à excitation séparée où le découplage naturelle entre le réglage du flux et celui du couple rend sa commande aisée.

La commande vectorielle vient donc régler ce problème de découplage des réglages du flux et du couple à l'intérieur de la machine.

On choisit l'orientation du repère telle que :

$$\varphi_{rd} = \varphi_r \text{ et } \varphi_{rq} = 0 \quad (\text{III.46})$$

Lorsque le champ rotorique est orienté, le comportement de la machine asynchrone est décrit par les équations suivantes :

$$C_{em} = p \cdot \frac{M}{L_r} \cdot \varphi_r \cdot i_{sq} \quad (\text{II.47})$$

$$0 = R_r \cdot i_{rd} + \frac{d\varphi_r}{dt} \quad (\text{III.48})$$

$$0 = R_r \cdot i_{rq} + \omega_r \varphi_r \quad (\text{III.49})$$

$$\varphi_r = M \cdot I_{sd} + L_r \cdot I_{rd} \quad (\text{III.50})$$

$$0 = M \cdot I_{sq} + L_r \cdot I_{rq} \quad (\text{III.51})$$

A partir de l'équation (III.48), on obtient :

$$\frac{d\varphi_r}{dt} = -R_r \cdot i_{rd} \quad (\text{III.52})$$

Le flux s'exprime en fonction du courant et de la pulsation rotorique à partir de l'équation (III.49) sous la forme suivante :

$$\varphi_r = -\frac{R_r}{\omega_r} \cdot i_{rq} \quad (\text{III.53})$$

Pour mettre en œuvre la stratégie de commande, il faut pouvoir estimer φ_r et ω_r

On peut, à partir de la relation (III.50), exprimer le courant i_{rd} comme suit :

$$i_{rd} = \frac{\varphi_r - M \cdot i_{sd}}{L_r} \quad (\text{III.54})$$

Par ailleurs, la relation (III.51) peut s'écrire de la manière suivante :

$$i_{rq} = -\frac{M}{L_r} \cdot i_{sq} \quad (\text{III.55})$$

Dans la relation (III.50), on remplace i_{rq} par sa valeur exprimé en (III.49), il vient

$$\varphi_r = \frac{M \cdot i_{sd}}{1 + T_r \cdot s} \quad (\text{III.56})$$

Avec :

T_r : Constante de temps rotorique

s : Opérateur de Laplace

La connaissance de ω_s permet d'assurer la validité des équations car le référentiel «d q» doit suivre constamment le champ tournant. Pour cela, on se sert de la relation angulaire interne $\omega_s = \omega_r + p \cdot \Omega$. La vitesse de la machine est mesurée. Par contre, il faut estimer la vitesse du champ rotorique. Dans l'équation (III.52), on remplace i_{rq} par sa valeur donnée en (III.55). Ce qui donne

$$\omega_r = \frac{M \cdot i_{sq}}{T_r \cdot \varphi_r} \quad (\text{III.57})$$

On obtient finalement

$$\omega_s = \frac{M \cdot i_{sq}}{T_r \cdot \varphi_r} + p \cdot \Omega \quad (\text{III.58})$$

Cette dernière relation correspond à un autopilotage de la machine asynchrone. C'est cette relation qui force à zéro une grandeur de sortie, et permet ainsi le découplage entre les deux grandeurs restantes dans l'expression du couple. La figure (III.5) résume l'ensemble de la structure de commande en boucle fermée. Les courants i_{sq} et i_{sd} sont régulés en valeurs instantanées. La tension « V_{dc} » est régulée en valeur moyenne et sa valeur de référence $V_{dc \text{ réf}}$ est prise égale à 465V.

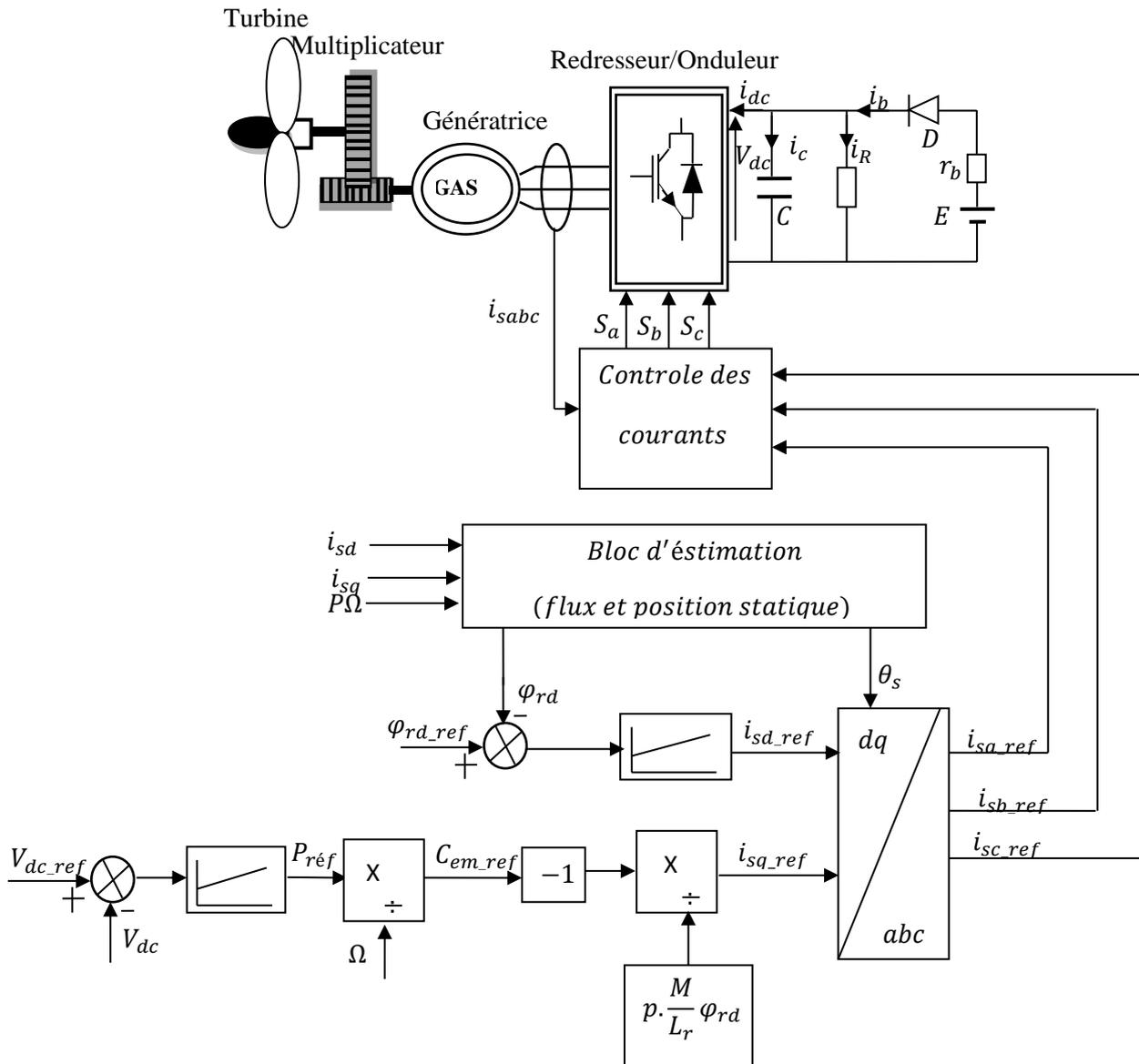


Figure III.5 : Schéma de principe de la commande vectorielle à flux orienté

III.3. Le stockage d'énergie éolienne

Le générateur éolien est un générateur dont la source primaire d'énergie est le vent. Il est bien connu que le vent a des caractéristiques très fluctuantes et imprévisibles. Même s'il y a des évaluations statistiques permettant prédire les valeurs moyennes du vent pour quelques jours ou pour toute l'année, la vitesse du vent change très fréquemment et il est impossible de prédire sa valeur pour un moment donné.

La puissance débitée par une turbine éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse de vent. Donc, une petite variation de la vitesse du vent causera une variation importante de la puissance débitée par la turbine.

III.4. Présentation de la chaîne de conversion éolienne avec stockage par batterie

Cette partie sera consacrée à la simulation d'une chaîne de conversion éolienne avec stockage par batterie électrochimique. Le schéma de la chaîne de conversion éolienne est représenté par la figure (III.6)

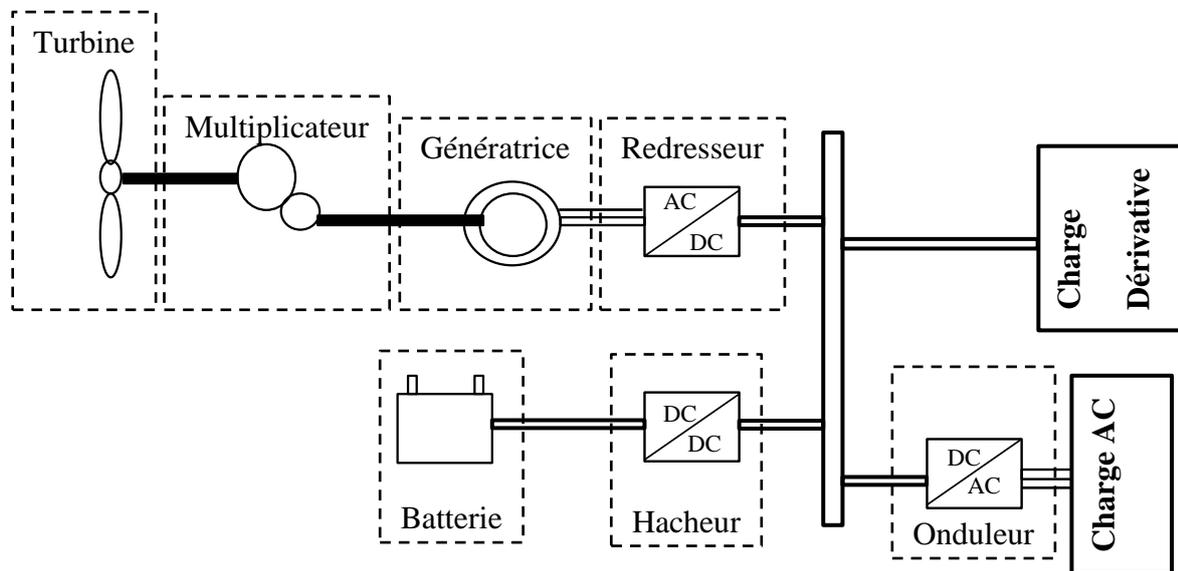


Figure III.6 : Schéma du système éolien avec stockage

Le système que l'on propose dans cette partie est constitué d'une source d'énergie éolienne reliée au bus CC à travers d'un convertisseur statique, des batteries de stockage et une charge.

Le bus continu assure le couplage entre la source d'énergie, les batteries et la charge, en modélisant le bus continu comme une capacité, et chaque convertisseur statique qui sont reliés avec lui exerce une influence par le courant (figure III.7).

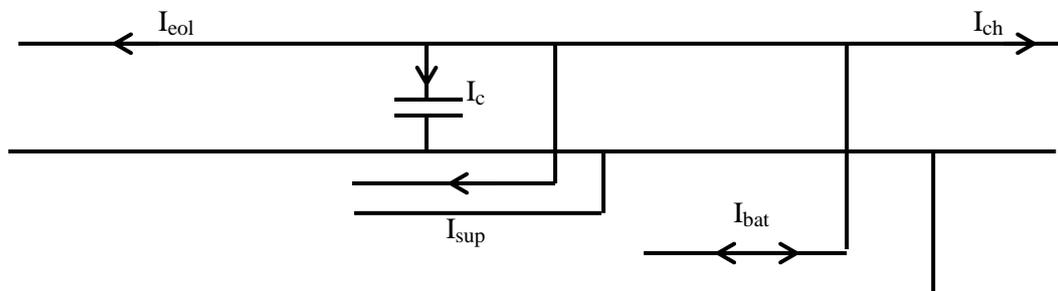


Figure III.7 : Schéma du bus continu.

D'après la figure (III.7), on a :

$$I_{ch} = -I_{eol} - I_c - I_{sup} - I_{bat} \quad (III.59)$$

$$\text{Avec : } I_c = \frac{dV_{dc}}{dt}$$

III.5. Simulation et Interprétation des résultats

Le but de ce système est de fournir la puissance demandée par la charge suivant les variations de la charge et les conditions d'environnement et la puissance surplus est stockée dans les batteries.

Pour la simulation de stockage par batterie nous avons définis un profil de vent dont l'allure est présentée sur la figure (III.8), et pour la gestion d'énergie on utilise le même algorithme développé en chapitre II.

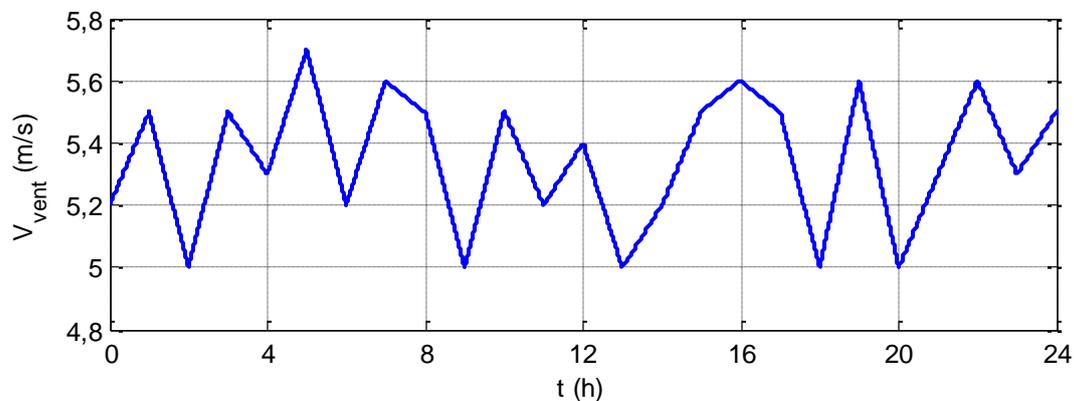


Figure III.8 : Profil de vent appliqué

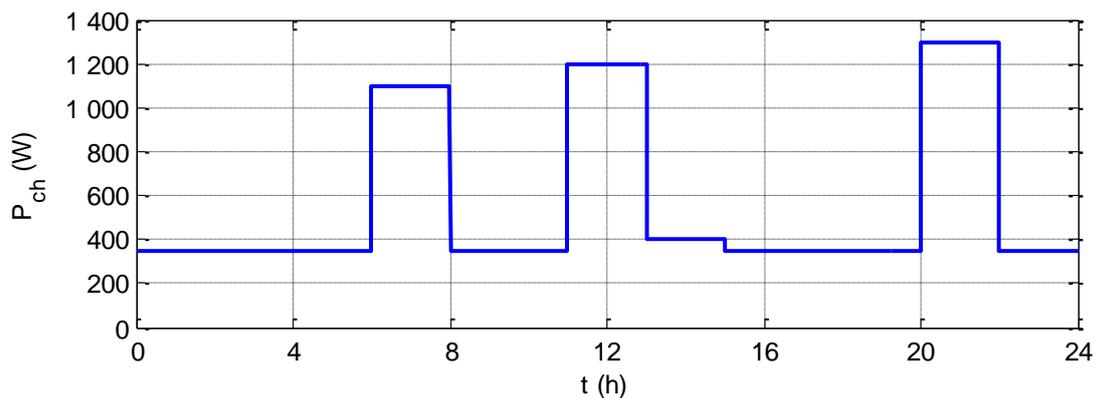


Figure III.9 : La puissance demandée par la charge

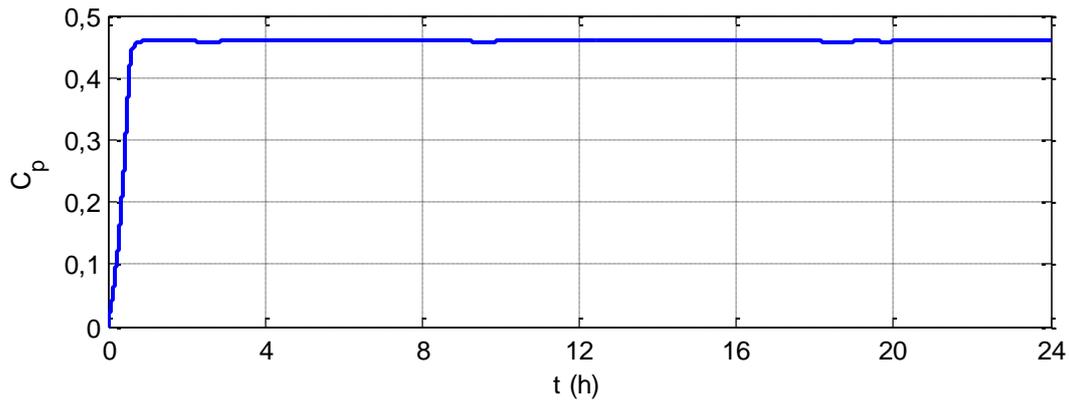


Figure III.10 : Allure du coefficient de puissance C_p

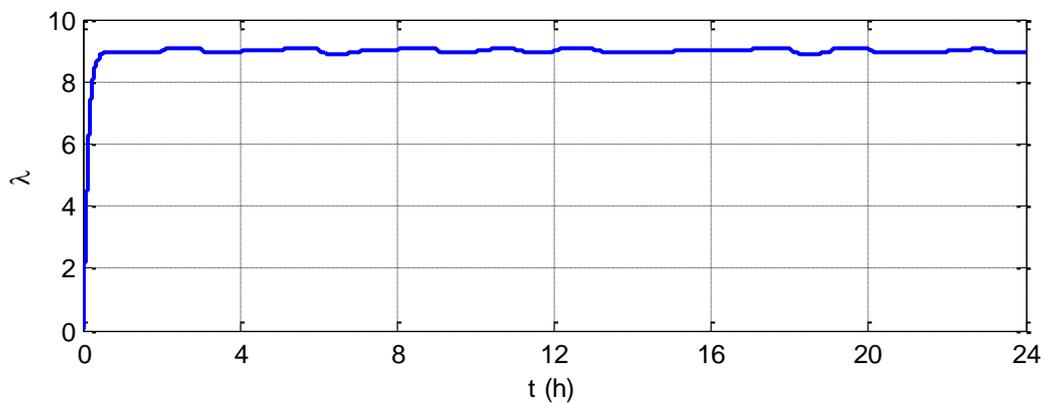


Figure III.11 : Allure de la vitesse relative

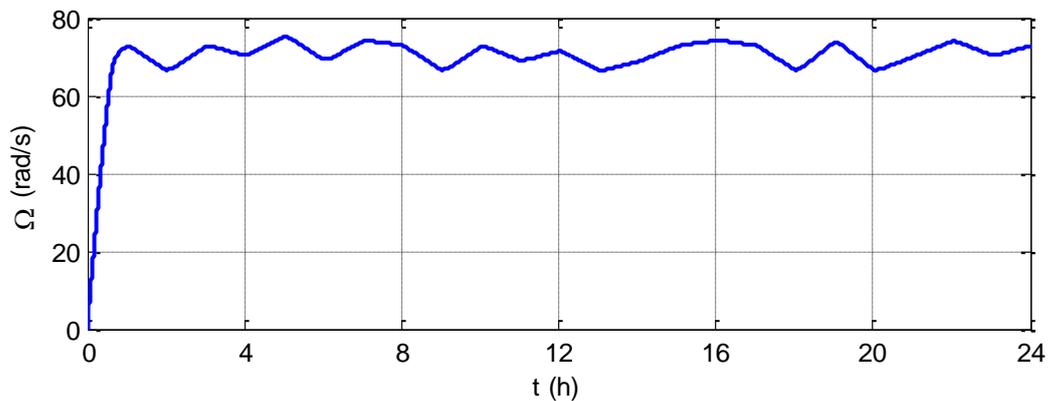


Figure III.12: Allure de la vitesse de la génératrice

D'après la figure (III.12) on voit que la vitesse de la génératrice éolienne suit la variation de la vitesse du vent (figure (III.8)) pour permettre de garder le rapport de vitesse à sa valeur optimale ($\lambda=9$) figure (III.11), cela permet d'avoir un coefficient de puissance maximale ($C_{pmax}=0.46$) figure (III.10) quel que soit la vitesse du vent et de travailler continuellement

comme prévu, avec un rendement aérodynamique optimal et qui permet d'extraire une puissance maximum figure (III.13).

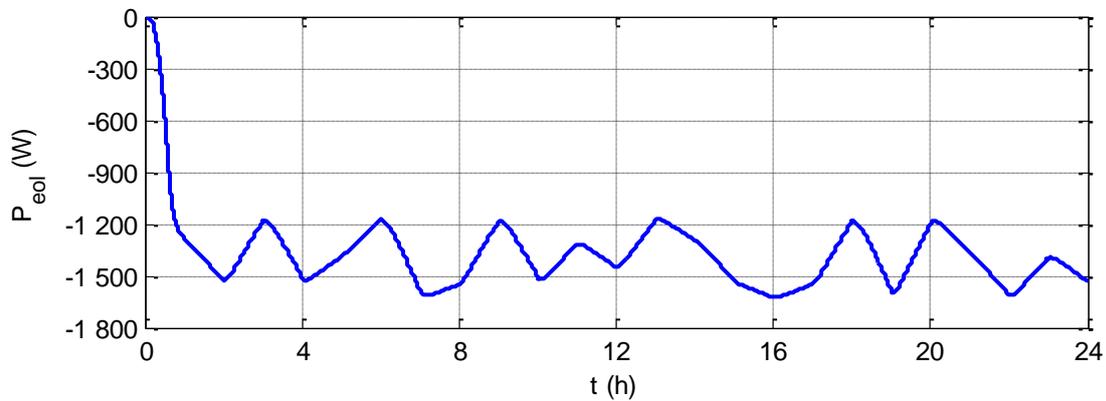


Figure III.13 : Puissance générée par l'éolienne

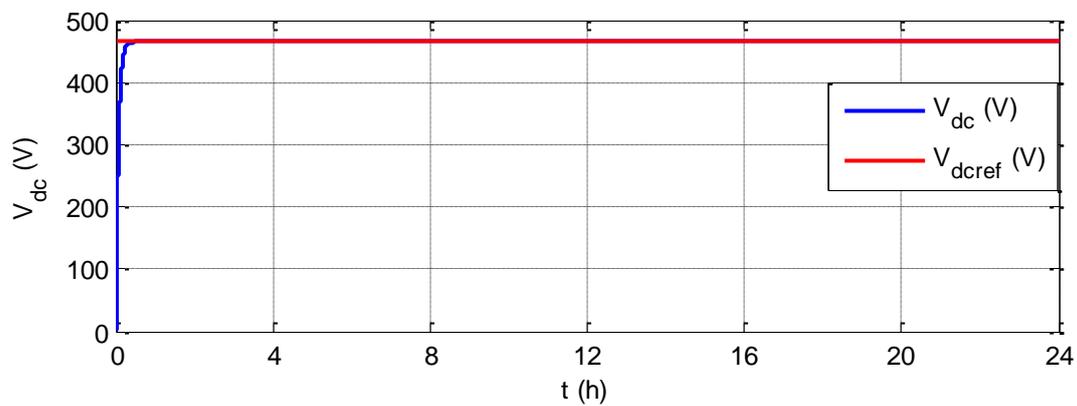


Figure III.14 : Tension du bus continu

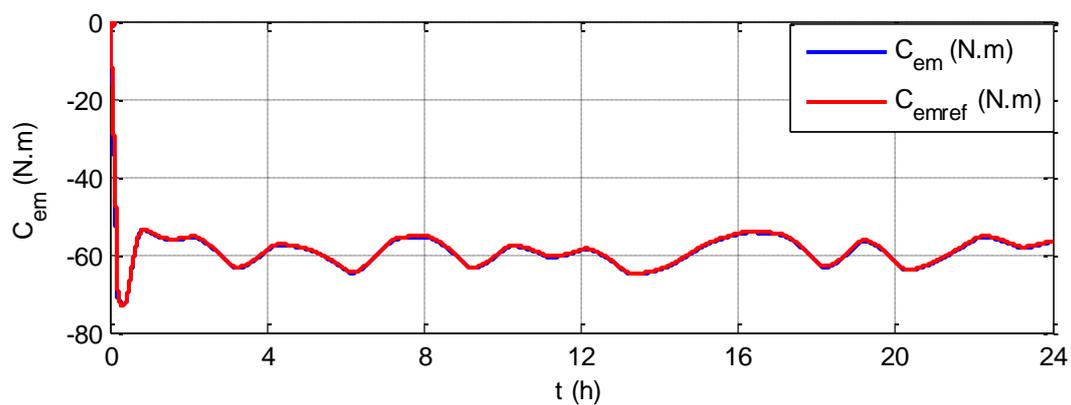


Figure III.15 : Allure du couple électromagnétique développé et sa référence

La figure (III.13) montre l'allure de la puissance fournie par l'éolienne. On remarque que l'évolution de l'allure de la puissance fournie par l'éolienne est la même que celle du couple électromagnétique (figure (III.15)).

La figure (III.15), représente le couple électromagnétique de la génératrice asynchrone. Le couple électromagnétique étant négatif indique le fonctionnement en mode génératrice. On remarque que la valeur du couple suit sa référence et s'adapte avec les variations de la vitesse selon la puissance fournie.

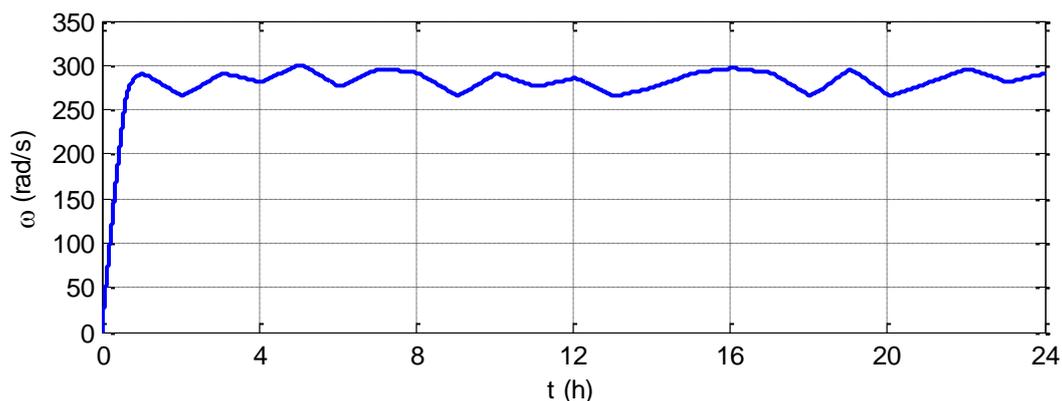


Figure III.16 : Vitesse d'entraînement de la génératrice

La figure (III.16) représente la vitesse d'entraînement de la machine. On constate que la vitesse de la machine électrique suit les variations de la composante i_{sq} du courant statorique, associée au couple optimal, pendant que la composante i_{sd} reste pratiquement constante étant donné que la référence du flux est fixe. Le flux rotorique poursuit sa référence et le flux quadratique est nul, cela est dû à l'orientation du flux rotorique.

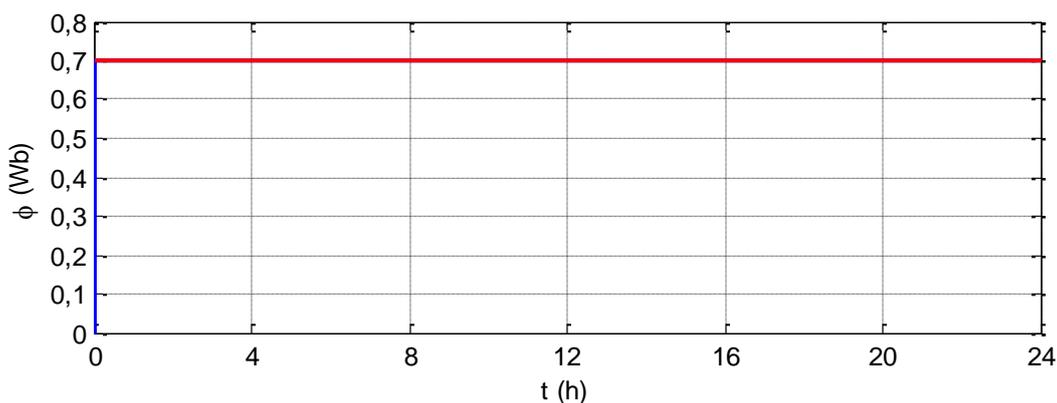


Figure III.17 : Allure du flux rotorique et sa référence

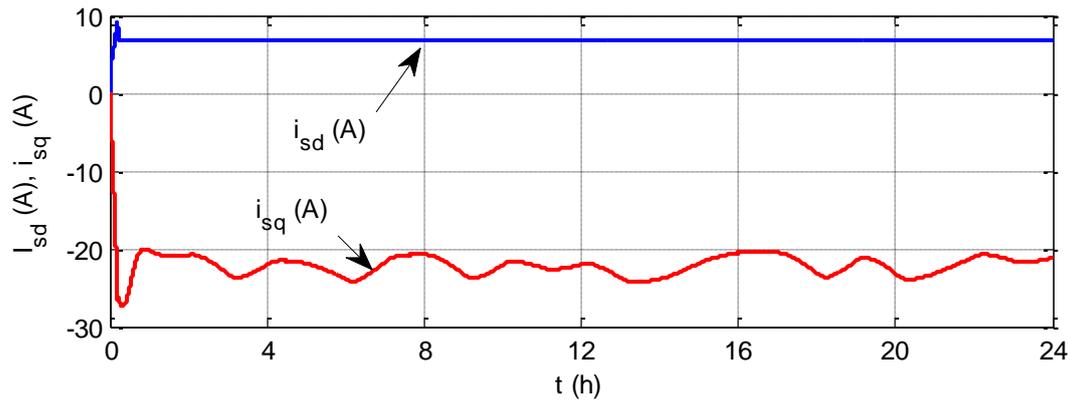


Figure III.18 : Les courants i_{sd} et i_{sq}

La figure (III.18) représente l'allure du courant suivant l'axe direct (i_{sd}) qui est maintenu constant indépendamment du courant suivant l'axe quadratique (i_{sq}). On remarque que l'allure du courant (i_{sd}) est similaire à celle du flux rétorque. Par contre, l'allure du courant (i_{sq}) montre l'influence de la variation de la vitesse qui a introduit une variation du couple électromagnétique de la génératrice asynchrone.

Les figures (III.19), (III.20) montrent les allures temporelles des courants statoriques. Sans le zoom on remarque une variation du courant statorique suite à la variation du courant i_{sq} . Avec le zoom on voit clairement l'aspect sinusoïdal de ces courants.

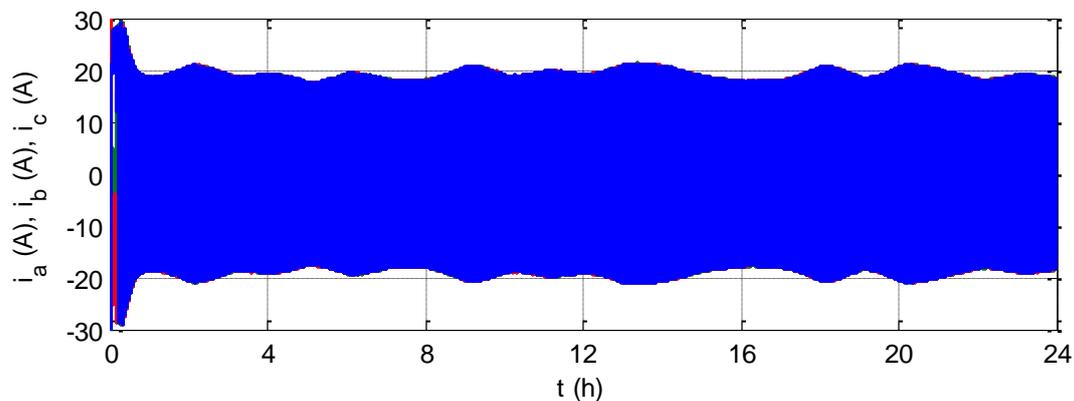


Figure III.19 : Les courants statoriques

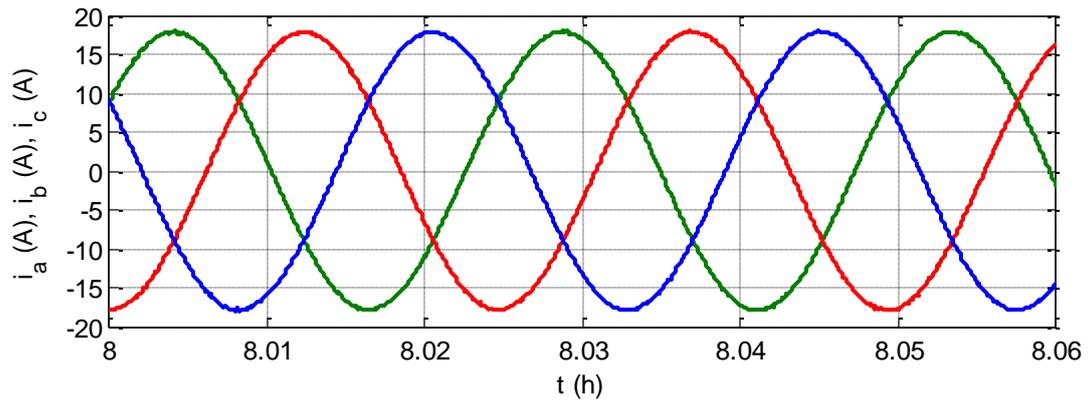


Figure III.20 : Zoom sur les courants

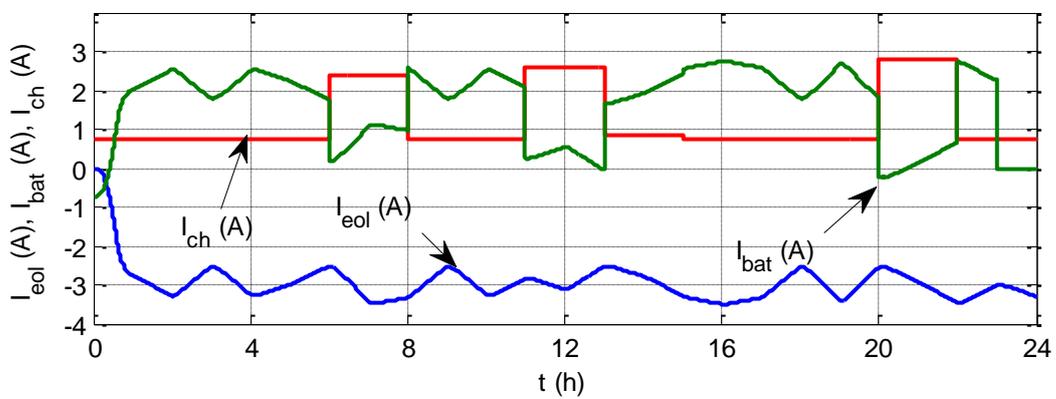


Figure III.21 : Allure des courants

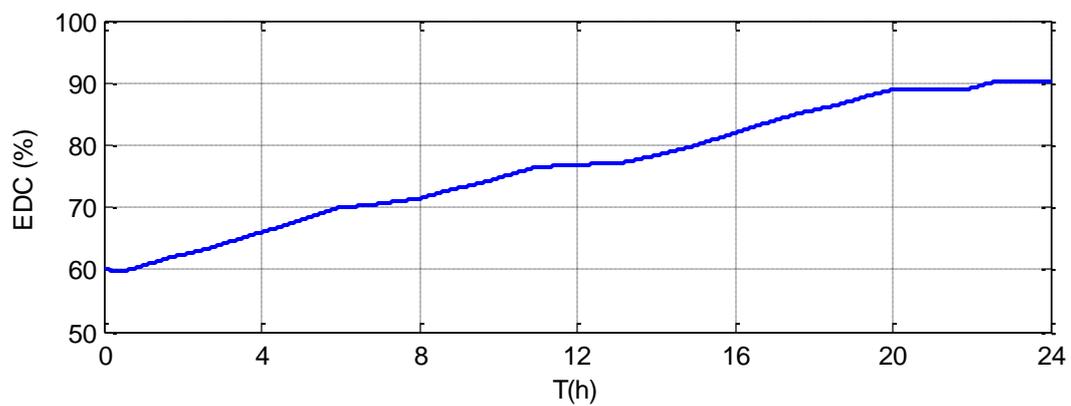


Figure III.22 : Etat de charge des batteries

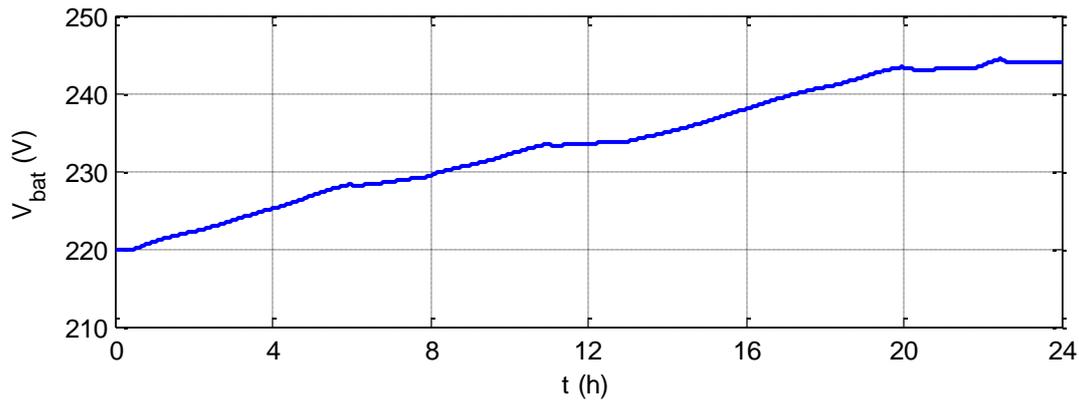


Figure III.23 : Tension aux bornes des batteries de stockage

On remarque d'après ces résultats, que le stockage à long terme est utilisé pour alimenter la charge sur une période plus longue. La tension aux bornes des batteries est représentée sur la figure (III.23). La figure (III. 22) représente l'état de charge des batteries, on peut voir que les deux figures évoluent de la même manière. Donc, l'état de charge des batteries est l'image de la tension aux bornes des batteries.

III.6. Le stockage par volant d'inertie

Cette partie sera consacrée à l'étude d'un système de stockage à court terme basé sur le stockage d'un excédent de puissance et la restituée à la demande. Pour ce faire un système inertiel de stockage d'énergie (SISE) sera présenté.

Le système de stockage étudié, est constitué d'un volant d'inertie entraîné par une machine asynchrone à cage d'écureuil (MAS). Le stator de cette dernière est connecté au bus CC par l'intermédiaire d'un convertisseur statique. Le contrôle de transit de puissances, entre le système de stockage et le consommateur est réalisé par le réglage des grandeurs statoriques de la MAS. Le schéma synoptique du système de stockage étudié est représenté par la figure suivante :

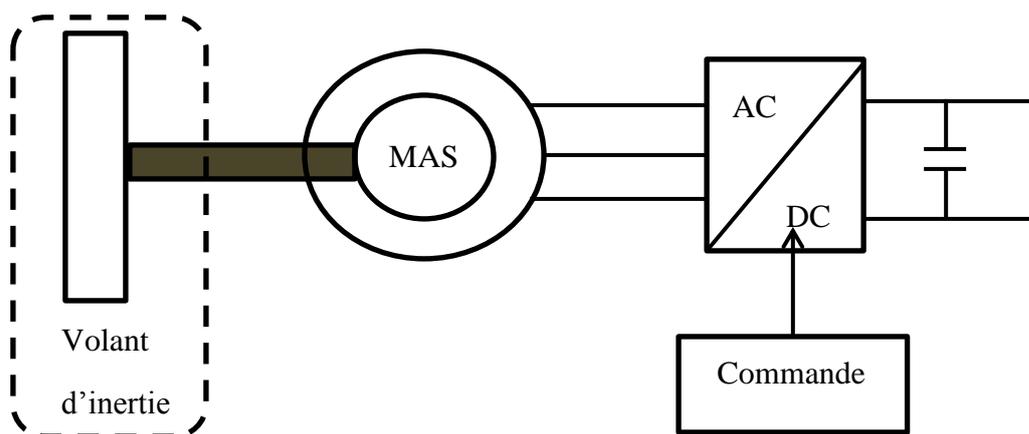


Figure.III.24 : Schémas de principe de stockage inertiel avec volant d'inertie

La phase de stockage est caractérisée par la conversion de l'énergie électrique issue du convertisseur électronique de puissance en énergie mécanique par l'intermédiaire de la machine asynchrone fonctionnant en moteur, cette énergie va être stockée dans le volant d'inertie. Cela va se traduire par une augmentation de la vitesse de rotation de la machine.

La phase de déstockage est caractérisée par la restitution de l'énergie mécanique de la masse tournante sous forme électrique en fonctionnant la machine asynchrone en générateur, et la vitesse va décroître jusqu'à la vitesse minimale. Le régime de fonctionnement de la MAS est imposé par le convertisseur d'électronique de puissance, qui impose le sens de transfert de l'énergie.

III.6.1. Modélisation du volant d'inertie

L'énergie cinétique E_c mise en jeu, par le volant d'inertie est exprimée par la relation suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot J_{\text{vol}} \cdot \Omega_{\text{vol}}^2 \quad (\text{III.60})$$

Avec :

J_{vol} : Moment d'inertie du volant ;

Ω_{vol} : Vitesse de rotation du volant.

L'équation (III.60) montre que pour une même énergie, un fonctionnement à vitesse élevée réduit considérablement la valeur du coefficient d'inertie [Lec 04] [Bou 12].

Le moment d'inertie est calculé par [Bou 12] :

$$J_{\text{vol}} = K \cdot m_{\text{vol}} \cdot R_{\text{vol}}^2 \quad (\text{III.61})$$

Avec :

m_{vol} : Masse tournante du volant ;

R_{vol} : Rayon maximal du volant.

k : Coefficient de forme du volant qui prend les valeurs;

La puissance du stockage en fonction de l'énergie est donnée par :

$$p_{vol} = \frac{dE_c}{dt} \quad (III.62)$$

Ou :

P_{vol} : est la puissance stockée par le volant, et elle est égale à la puissance nominale de la machine asynchrone couplée à ce volant.

De (III.60) on peut exprimer la variation d'énergie stockée durant un temps par :

$$\frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot J_{vol} \cdot \frac{d\Omega_{vol}^2}{dt} \quad (III.63)$$

De (III.62) et (III.63) on obtient :

$$p_{vol} = \frac{1}{2} \cdot J_{vol} \cdot \frac{d\Omega_{vol}^2}{dt} \quad (III.64)$$

On considérant des petites variations on aura :

$$p_{vol} = \frac{1}{2} \cdot J_{vol} \cdot \frac{\Delta\Omega_{vol}^2}{\Delta t} \quad (III.65)$$

Avec :

$\Delta\Omega_{vol}^2$: Petite variation de vitesse de rotation du volant autour d'un point de fonctionnement exprimée en (rad/s).

Δt : Petite variation de temps (s).

L'équation (III.65) nous donne :

$$J_{vol} = \frac{2p_{vol}\Delta t}{\Delta\Omega_{vol}^2} \quad (III.66)$$

Avec :

$$\Delta\Omega_{vol}^2 = \Omega_{volmax}^2 - \Omega_{volmin}^2 \quad (III.67)$$

Alors on obtient :

$$J_{vol} = \frac{2p_{vol}\Delta t}{\Omega_{volmax}^2 - \Omega_{volmin}^2} \quad (III.68)$$

D'après l'équation (III.68), on voit l'intérêt de faire fonctionner le SISE dans les plages à très grandes vitesses.

III.6.2. Calcul du volant d'inertie

Pour augmenter le moment d'inertie, on désire qu'une partie la plus grande possible de la masse du volant soit distribuée vers l'extérieur de celui-ci. L'inertie du volant est donnée par la relation suivante [Cim 05] :

$$J_{\text{vol}} = \frac{1}{2} [m_1(r_i^2 + r_o^2) + m_2(r_i^2 + r_b^2) + m_3 \cdot r_b^2] \quad (\text{III.69})$$

Où :

m_1 : Masse du cylindre extérieur ;

m_2 : Masse du disque faisant la liaison entre le cylindre extérieur et le moyeu du volant ;

m_3 : Masse du moyeu du volant et de la partie de l'arbre qui se trouve dedans.

Les paramètres géométriques du volant, sont illustrés sur la figure III.25.

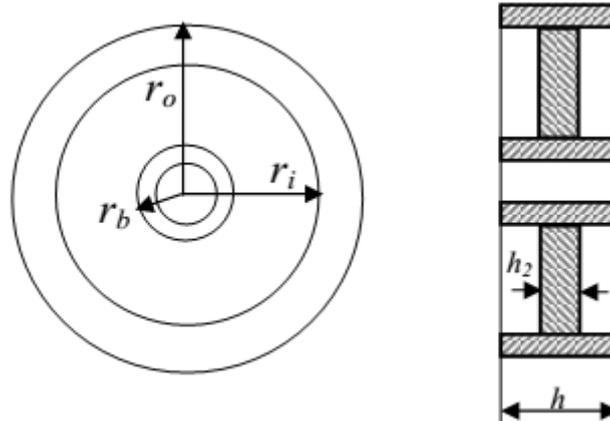


Figure III.25 : Paramètres géométriques du volant d'inertie

Les valeurs des masses constituant le volant sont données comme suit :

$$\begin{cases} m_1 = \rho_1 V_1 = \rho_1 \cdot \pi \cdot h \cdot (r_o^2 - r_i^2) \\ m_2 = \rho_2 V_2 = \rho_2 \cdot \pi \cdot h_2 \cdot (r_o^2 - r_i^2) \\ m_3 = \rho_3 V_3 = \rho_3 \cdot \pi \cdot h \cdot r_b^2 \end{cases} \quad (\text{III.70})$$

Où:

$m_{1,2,3}$: sont les masses volumiques dont les différentes parties du volant sont fabriquées.

Si le volant d'inertie est usiné d'un seul matériau, l'expression du moment d'inertie devient :

$$J_{\text{vol}} = \frac{\rho \cdot \pi}{2} \cdot [h \cdot (r_o^4 - r_i^4 + r_b^4) + h_2 \cdot (r_i^4 - r_b^4)] \quad (\text{III.71})$$

On remplace J dans l'équation (III.60) par sa valeur, on obtient :

$$E_c = \frac{\rho \cdot \pi}{2} \cdot [h \cdot (r_o^4 - r_i^4 + r_b^4) + h_2 \cdot (r_i^4 - r_b^4)] \cdot \Omega_{vol}^2 \quad (III.72)$$

III.6.3. Eléments de calcul de résistance

La force centrifuge agissant sur un élément d'un disque, d'épaisseur uniforme, et de masse volumique ρ (figure III.26), peut être exprimée par la relation suivante [Cim 05] :

$$dF_c = dm_{vol} \cdot r \cdot \Omega_{vol}^2 = \rho \cdot h \cdot r^2 \cdot d\varphi \cdot dr \cdot \Omega_{vol}^2 \quad (III.73)$$

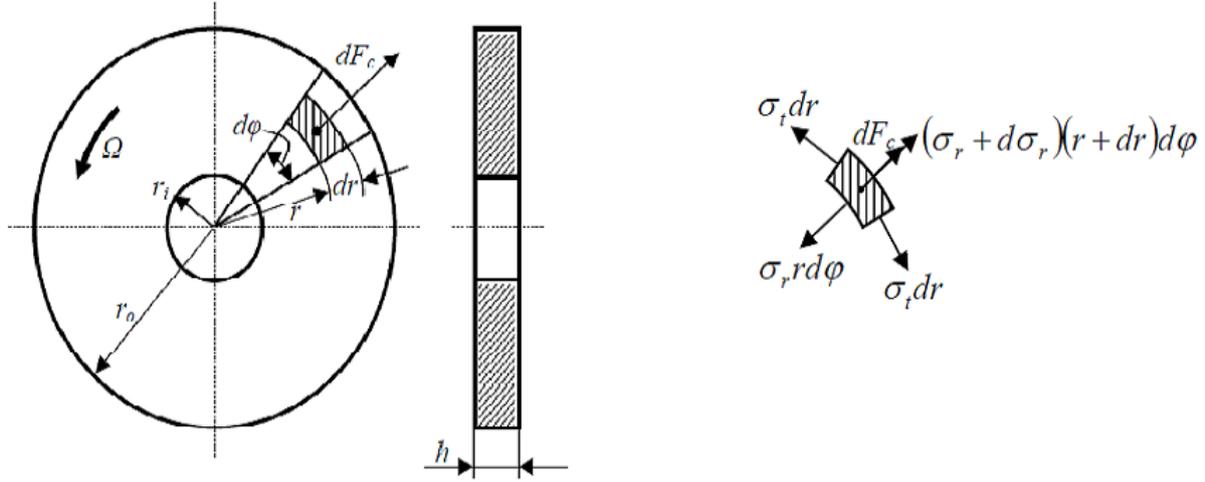


Figure III.26 : Force et contraintes dans un volant à épaisseur uniforme [Cim 05]

En considérant l'élément séparé du disque (figure.III.25), on obtient la relation suivante :

$$(\sigma_r + d\sigma_r)(r + dr)d\varphi - \sigma_r \cdot r \cdot d\varphi - 2 \cdot \sigma_t \cdot dr \cdot \sin \frac{d\varphi}{2} + \rho \cdot h \cdot r^2 \cdot d\varphi \Omega_{vol}^2 = 0 \quad (III.74)$$

Ou :

r_σ : Contrainte normale à la distance r de centre du volant ;

t_σ : Contrainte tangentielle agissant sur l'élément de volant.

En faisant les calculs, les contraintes sur un contour de rayon r peuvent s'exprimer par :

$$\sigma_r = \frac{3+\mu}{8} \cdot \rho \cdot \Omega_{vol}^2 (r_i^2 + r_o^2 - r^2 - \frac{r_i^2 \cdot r_o^2}{r^2}) \quad (III.75)$$

$$\sigma_t = \frac{3+\mu}{8} \cdot \rho \cdot \Omega_{vol}^2 (r_i^2 + r_o^2 - \frac{1+3\mu}{3+\mu} \cdot r^2 + \frac{r_i^2 \cdot r_o^2}{r^2}) \quad (III.76)$$

Sur les contours extérieur (or $r = r_o$) et intérieur ($r = r_i$) du volant, les contraintes deviennent :

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_{ri} = \sigma_{ro} = 0 \\ \sigma_{ti} = \frac{3+\mu}{4} \cdot \rho \cdot \Omega_{vol}^2 (\frac{1-\mu}{3+\mu} \cdot r_i^2 + r_o^2) \\ \sigma_{to} = \frac{3+\mu}{4} \cdot \rho \cdot \Omega_{vol}^2 (r_i^2 + \frac{1-\mu}{3+\mu} \cdot r_o^2) \end{array} \right. \quad (III.77)$$

Avec :

σ_{ti} : sont les contraintes normales sur les contours de rayon r_i , respectivement r_o

σ_{to} : sont les contraintes tangentielles sur les contours de rayon r_i et r_o

III.7. Dimensionnement de volant d'inertie pour les SISE

Lorsqu'on veut fabriquer un volant d'inertie pour un SISE, il y a deux conditions initiales dont il faut tenir compte [Tar 08], [Cim 05]:

- il faut connaître la vitesse maximale de rotation du volant. Cette vitesse est choisie en fonction de la vitesse maximale de la machine électrique qui entraînera le volant d'inertie, car il est recommandable d'exploiter au maximum la plage de vitesse de la machine électrique.
- La deuxième condition concerne la capacité du volant d'inertie, c'est-à-dire l'énergie maximale qu'il doit stocker.

En partant de ces conditions initiales, une démarche analytique peut être établie pour calculer les dimensions du volant.

En considérant un volant d'épaisseur uniforme (figure III.25), il faut tout d'abord choisir le rayon intérieur r_i . Ce rayon est choisi en fonction de l'arbre du volant et des contraintes technologiques concernant la fabrication. L'arbre fait le couplage entre le volant et la machine électrique, et doit supporter le couple maximal de la machine. Ainsi, l'arbre doit soutenir le poids du volant.

En connaissant la vitesse maximale de la machine électrique, Ω_{max} la vitesse maximale que le volant doit supporter est calculée par :

$$\Omega_{vol} = k_1 \cdot \Omega_{max} \quad (III.78)$$

Où :

K_1 : représente le coefficient de sûreté pour le volant. Généralement, $k = 1,4$. A partir de relation (III.77) le rayon extérieur doit respecter la condition suivante:

$$r_o \leq r_{omax} = \sqrt{\frac{4 \cdot \sigma_{adm}}{(3+\mu) \cdot \rho \cdot \Omega_{vol}^2} - \frac{1-\mu}{3+\mu} r_i^2} \quad (III.79)$$

On voit qu'il est possible de choisir une multitude de valeurs pour r_o tant qu'on respecte la condition

$$r_i < r_o < r_{omax} \quad (III.80)$$

L'expression (III.79) est assez compliquée, mais indispensable si on veut faire un calcul bien précis. Toutefois, si on envisage un volant de type couronne mince, on peut trouver le rayon extérieur à partir de l'expression (III.79):

$$r_o \leq r_{omax} = \frac{1}{\Omega_{vol}} \sqrt{\frac{\sigma_{adm}}{\rho}} \quad (III.81)$$

L'épaisseur du volant est donnée en fonction de l'énergie maximale qu'il faut y stocker.

L'inertie du volant d'épaisseur uniforme est donnée par :

$$J_{vol} = \frac{\rho \cdot \pi \cdot h}{2} (r_o^4 - r_i^4) \quad (III.82)$$

A partir des équations (III.71) et (III.72), l'épaisseur du volant d'inertie est exprimée par :

$$h = \frac{4 \cdot E_{max}}{\rho \cdot \pi \cdot \Omega_{max}^2 (r_o^4 - r_i^4)} \quad (III.83)$$

Où :

E_{max} : représente l'énergie maximale que l'on veut stocker dans le volant.

L'équation dynamique fait la liaison entre la partie mécanique (volant et MAS) et la partie électromagnétique de la machine:

$$J_{vol} \cdot \frac{d}{dt} \Omega_{vol} = C_{em} - B \cdot \Omega_{vol} \quad (III.84)$$

Dans le cas du SISE, il n'y a pas de couple de charge pour la machine électrique. Donc, le couple résistant est:

$$C_r = B \cdot \Omega_{vol} \quad (III.85)$$

Les équations électriques, magnétiques et mécanique qui régissent le fonctionnement de la MAS, sont les mêmes que celle de la MAS du générateur éolien.

III.8. Contrôle du SISE associé au générateur éolien

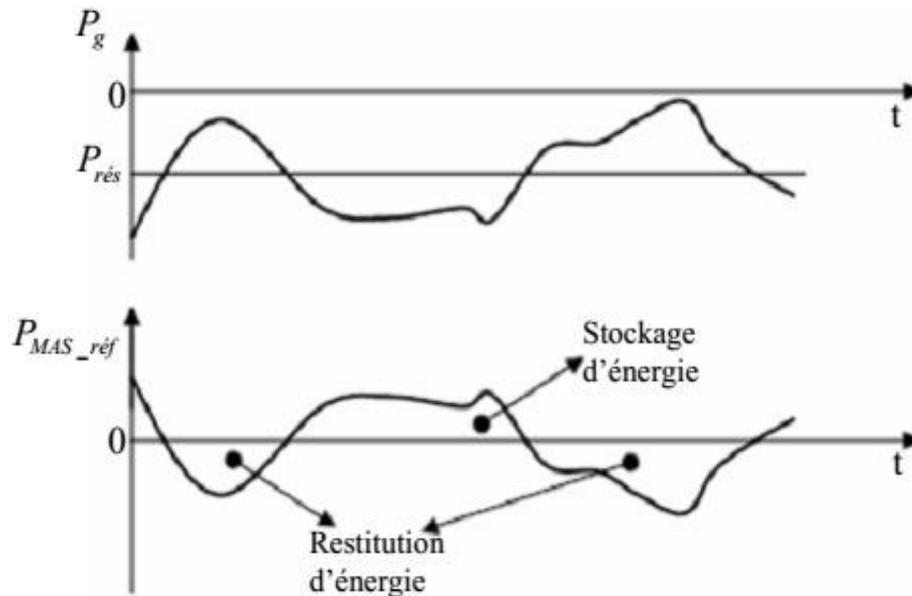


Figure III.27 : Principe du contrôle de SISE associé au générateur éolien [Cha 02]

La puissance fournie par le générateur éolien est toujours variable, dû aux variations de la vitesse du vent. De l'autre côté, le consommateur qui doit recevoir une puissance lissée, la figure (III.26) montre le principe de contrôle d'un SISE associé à un générateur éolien.

La puissance de référence pour le SISE peut être déterminée comme suit :

$$P_{\text{ref}} = P_{\text{reg}} - P_{\text{eol}} - dp \quad (\text{III.86})$$

Avec :

dp : représente la puissance nécessaire pour réguler le bus continu

Si la puissance de référence est positive, c'est qu'il y a un excédent d'énergie qui doit être stockée. Si la puissance de référence est négative, on a un déficit d'énergie qui doit être couvert par l'énergie stockée [Lec 04].

Le contrôle de la tension de bus peut être fait par le convertisseur du SISE, ce qui est obligatoire lors de l'alimentation des charges isolées. Il est bien connu que l'énergie est l'intégrale de la puissance en fonction de temps. Donc, en intégrant la puissance de référence déterminée par (III.86) on obtient une énergie. En faisant la somme de cette énergie avec l'énergie stockée dans le volant d'inertie initialement, on obtient l'énergie de référence pour le SISE:

$$E_{\text{cref}} = E_c^{t1} + \int_{t1}^{t2} P_{\text{ref}} \cdot dt \quad (\text{III.87})$$

III.10. Simulation et interprétation des résultats

Nous présentons les résultats de simulation dynamiques du système inertiel de stockage d'énergie éolien (SISE). Le contrôle de puissances mise en jeu entre le système SISE, l'aérogénérateur et le consommateur est réalisé par la commande à flux orienté. Les résultats de simulation numérique du comportement dynamique du système sont présentés pour justifier d'une part, les modèles mathématiques développés et d'autre part le bon fonctionnement du système présenté.

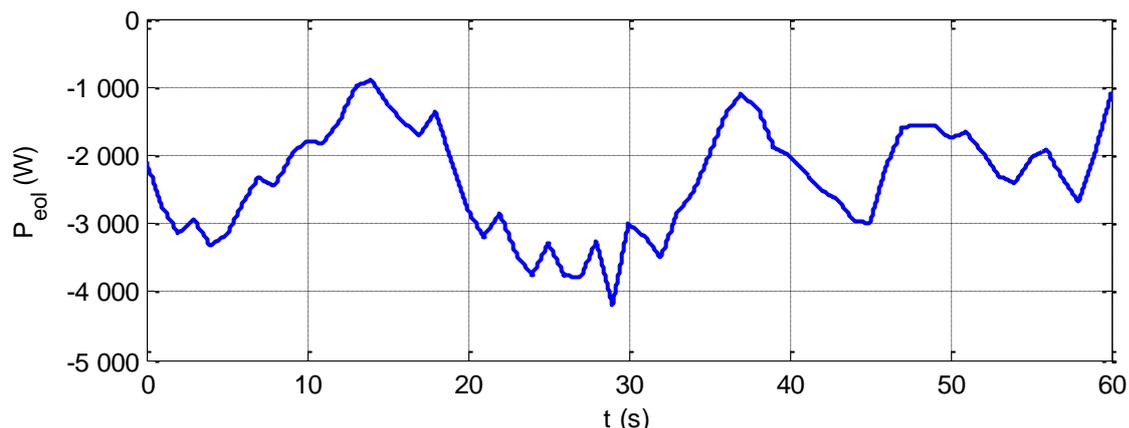


Figure III.29 : Puissance générée par l'éolienne

La puissance débitée par une turbine éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse de vent. Donc, une petite variation de la vitesse du vent causera une variation importante de la puissance débitée par la turbine. Cela se voit bien sur la figure (III.29). La puissance générée par l'éolienne est considérée négative parce que c'est une puissance fournie.

La figure (III.30) montre la tension du bus continu, on voit que la tension du bus est gardée à sa référence, donc le correcteur de tension rattrape bien les erreurs.

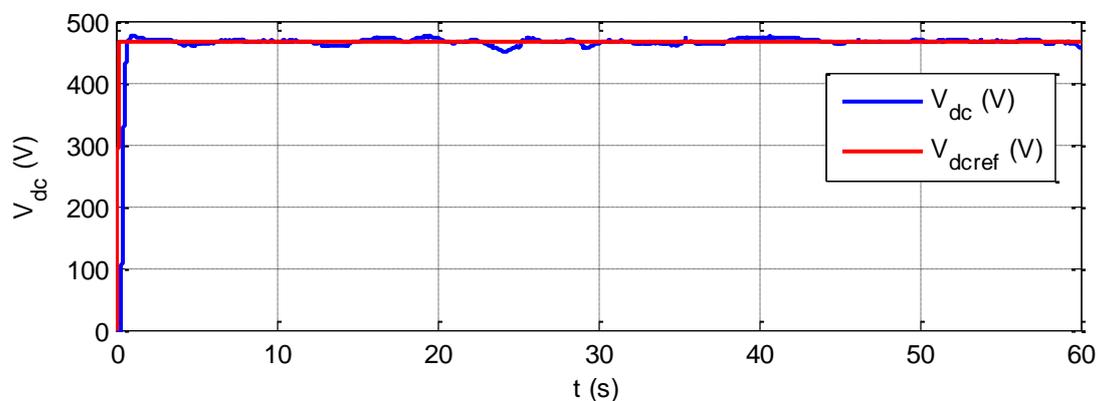


Figure III.30 : Tension du bus continu

La puissance de SISE et celle de sa référence est donnée par la figure (III.31). L'évolution de la vitesse est illustrée par les figures (III.32), elle augmente quand la puissance de référence est positive et ça correspond au stockage d'énergie, et quand elle est négative ça se traduit par un ralentissement du volant et restitution d'énergie.

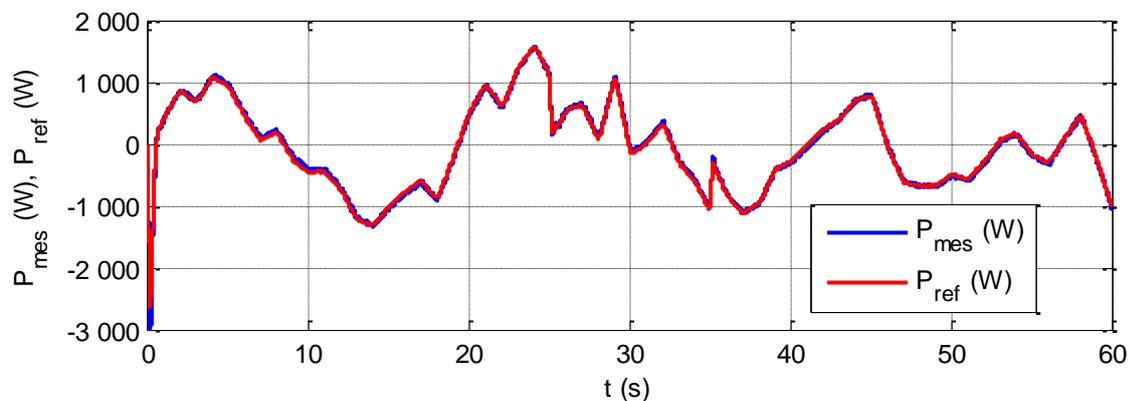


Figure III.31 : Puissance du SISE et celle de sa référence

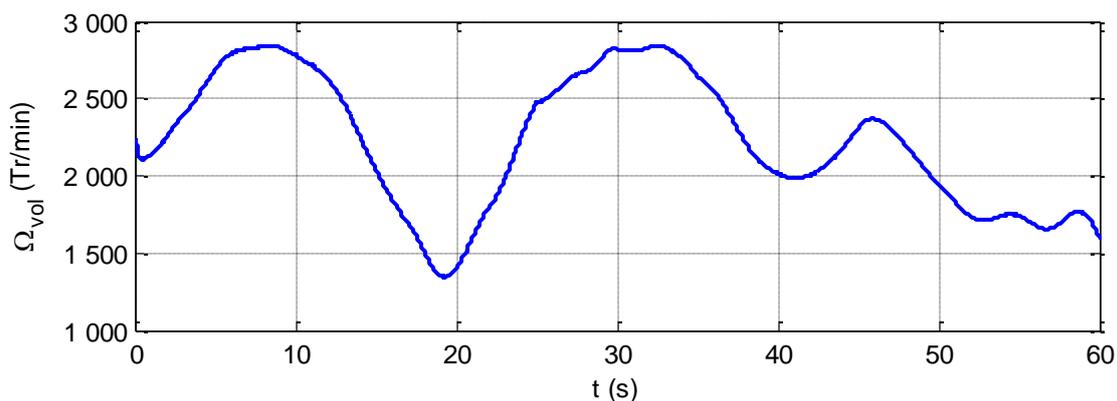


Figure III.32 : Vitesse du volant d'inertie

D'après la figure on peut conclure que, lorsque la vitesse de volant décroît cela veut dire qu'on a restitution de l'énergie par le volant, et quand cette vitesse augmente on a la charge du volant.

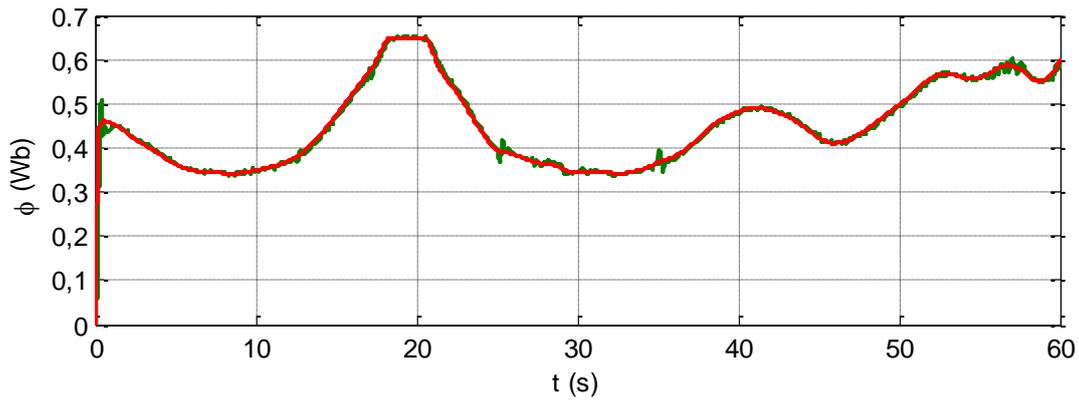


Figure III.33 : Flux du volant d'inertie

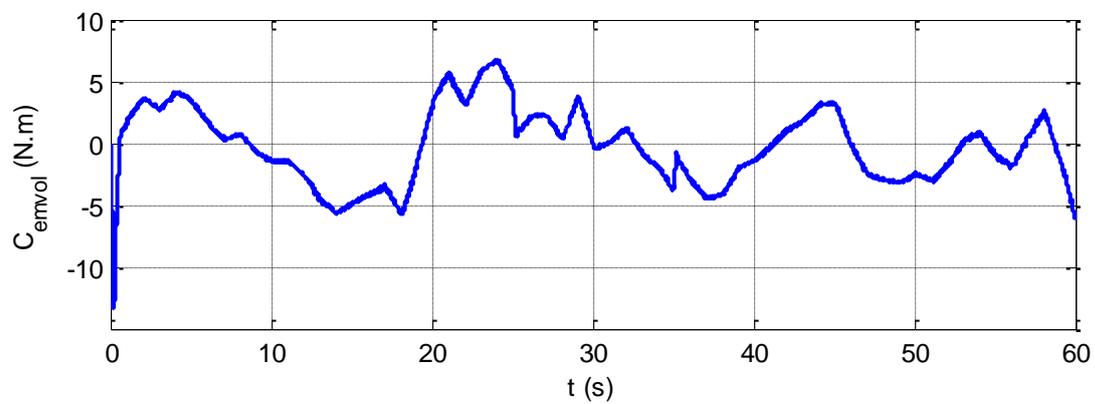


Figure III.34 : Couple électromagnétique du volant d'inertie

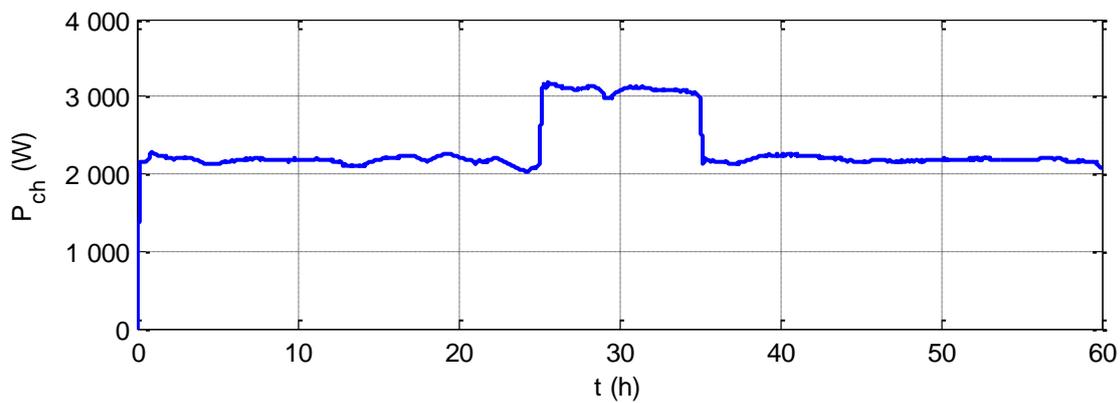


Figure III.35 : La puissance demandée par la charge

Les résultats de simulation présentés montrent le bon fonctionnement du système de stockage, en effet la puissance mesurée suit fidèlement la puissance de référence. Avec ce volant nous nous sommes arrivés à stocker et restituer de la puissance.

Conclusion

Dans ce présent chapitre, on a présenté la modélisation d'une turbine éolienne, par la suite nous l'avons associé à un système de conversion d'énergie constituée d'une machine asynchrone à cage et de convertisseur de puissance, donc un modèle du système éolien global a été présenté. Nous avons conçu une commande qui nous a permis de maximiser la puissance captée. On a également une bonne régulation du flux rotorique et du couple électromagnétique par la commande vectorielle utilisée.

Dans un premier temps on a procédé à la simulation de la chaîne de conversion éolienne associée aux batteries de stockage. Le système fonctionne avec un algorithme qui permet la gestion de l'énergie de la chaîne de conversion, leur simulation a révélé un bon comportement face aux variations climatiques. Dans un second temps, on a présenté la modélisation, le dimensionnement et la simulation de stockage inertiel. Avec ce volant nous nous sommes arrivés à stocker et restituer de la puissance.

Chapitre IV

Etude et gestion d'énergie d'un système hybride

IV.1. Introduction

L'énergie solaire et l'énergie éolienne dépendent fortement des conditions météorologiques (Ensoleillement, vitesse du vent) du site d'installation du système à énergie hybride. L'optimisation de l'énergie éolienne et photovoltaïque avec un stockage électrochimique, dépend beaucoup des modèles économiques de chaque système pris séparément (éolien et photovoltaïque). Le système hybride que l'on propose dans ce chapitre est constitué de deux sources d'énergie, photovoltaïque et éolienne sont reliées en parallèle au bus CC à travers des convertisseurs statiques (figure IV.1) Le stockage se fait par des batteries électrochimiques

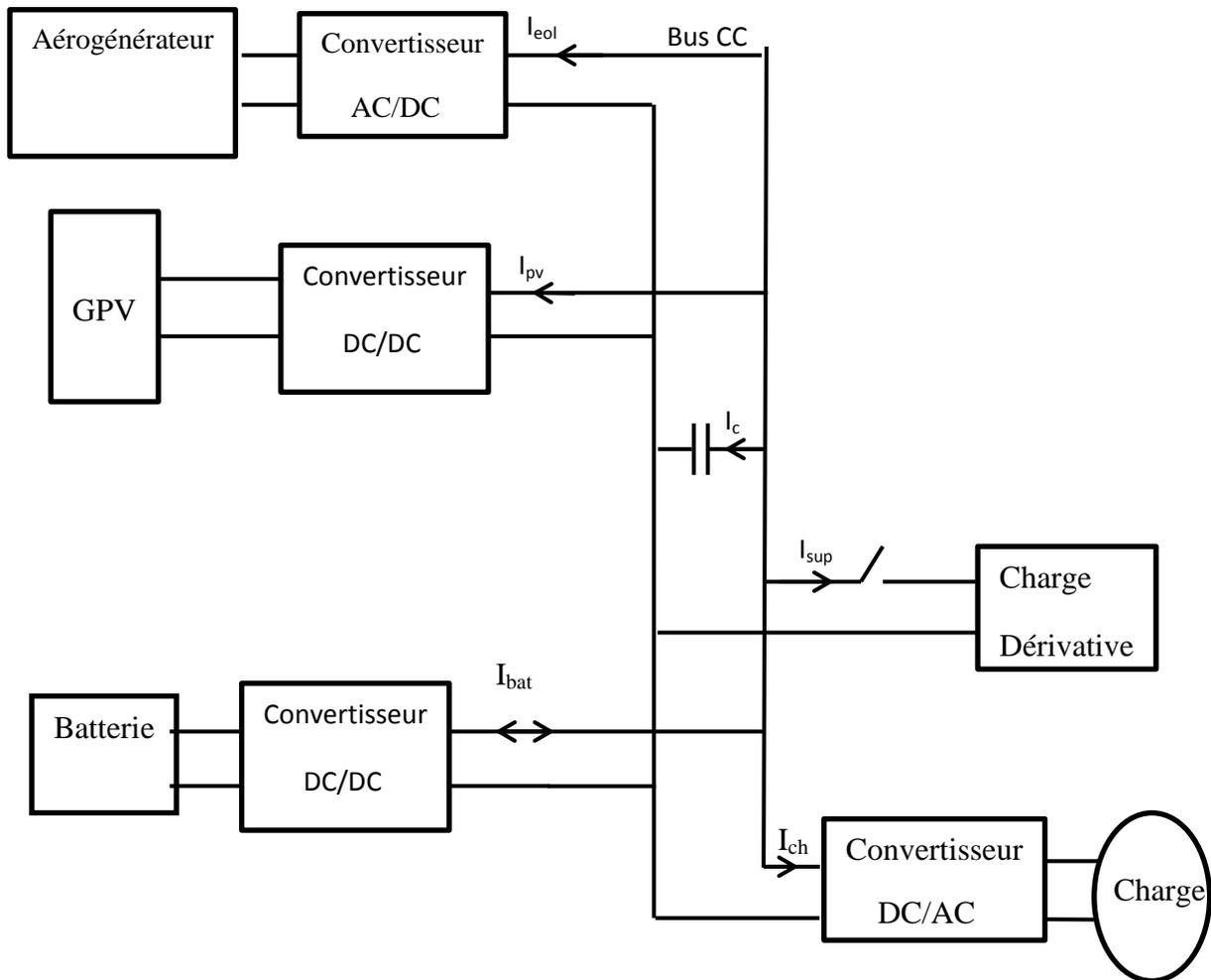


Figure IV.1 : Système hybride (éolien /photovoltaïque) avec stockage par batterie électrochimique

L'avantage d'un système hybride par rapport à un système éolien seul ou photovoltaïque seul, dépend de beaucoup de facteurs fondamentaux. Un des plus importants de ces facteurs est sans contesté la gestion de la production et du stockage de l'énergie.

IV.2. Le bus continu

Le bus continu assure le couplage entre les sources d'énergie, les batteries et la charge. Le bus continu est composé d'une capacité, qui a pour but de filtrer la tension et chaque convertisseur statique qui est reliés avec lui exerce une influence par le courant (figure IV.2)

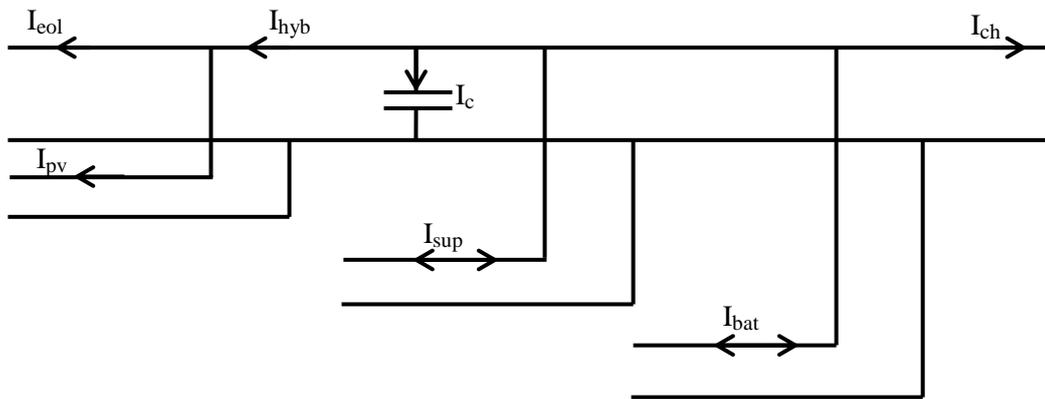


Figure IV.2 : Schéma du bus continu

D'après la figure (IV.2), on a :

$$I_{hyb} = I_{eol} + I_{pv} \quad (IV.1)$$

$$I_{ch} = -I_{hyb} - I_c - I_{sup} - I_{bat} \quad (IV.2)$$

$$\text{Avec : } I_c = \frac{dV_{dc}}{dt}$$

I_{pv} : le courant du générateur photovoltaïque

I_{eol} : le courant du générateur éolien

I_{bat} : le courant de charge/décharge de la batterie

I_{ch} : le courant de la charge

Il est important de fixer la tension du bus continu V_{dc} pour assurer le fonctionnement correcte des organes qui sont attachés à lui.

IV.3. Dimensionnement du système hybride

Dans une installation hybride, le concepteur du système doit associer les sources d'énergie et les moyens de stockage de manière à satisfaire deux objectifs :

- assurer une production suffisante pour couvrir l'ensemble de la consommation électrique des utilisateurs ;
- garantir le coût minimum de l'énergie consommée par les utilisateurs.

Cette phase de conception s'appelle le dimensionnement, il s'agit notamment de déterminer quelle sera la puissance et la capacité des différents éléments. Cependant, à cause de la nature intermittente des sources renouvelables, le dimensionnement de l'installation s'avère difficile et doit, en toute rigueur, dépendre à la fois des caractéristiques météorologiques du lieu d'installation tout en intégrant le profil de consommation.

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée : $E_{pv,m}$ (kWh/m²) pour le photovoltaïque et $E_{el,m}$ (kWh/m²) pour l'éolien et $E_{L,m}$ (kW/m²) représente l'énergie mensuelle demandée par la charge (ou $m=1, \dots, 12$, représente le mois de l'année). La surface totale des générateurs $A_{pv,tot,m}$ et $A_{el,tot,m}$ par un mois (m) nécessaire pour assurer la couverture totale (100%) de la charge ($E_{L,m}$) est exprimée par:

- Pour le générateur photovoltaïque :

$$A_{pv,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}} \quad (IV.4)$$

- Pour le générateur éolien :

$$A_{eol,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{el,m}} \quad (IV.5)$$

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par **[Bel 09]** :

$$E_{pv,m} \cdot A_{pv,h,m} + E_{el,m} \cdot A_{el,h,m} = E_{L,m} \quad (IV.6)$$

Avec :

$$E_{pv,m} \cdot A_{pv,h,m} = f \cdot E_{L,m} \quad (IV.7)$$

$$E_{el,m} \cdot A_{el,h,m} = (1 - f) \cdot E_{L,m} \quad (IV.8)$$

Où : f représente la fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque et $(1-f)$ celle alimenté par la source éolienne. La valeur limite $f=1$ indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque, quant à $f=0$ correspond à une alimentation 100% éolienne.

Dans cette étude la méthode de dimensionnement est basée sur la moyenne mensuelle annuelle. Le calcul de la taille des générateurs photovoltaïques et éoliens ($A_{pv,h}, A_{el,h}$) est établi à partir des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée $\overline{E_{pv}}, \overline{E_{el}}$. De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par

conséquent, les surfaces des deux générateurs photovoltaïque et éolien sont données par [Bel 09] :

$$A_{pv,h} = f \cdot \frac{\overline{E_L}}{E_{pv}} \quad (IV.9)$$

$$A_{el,h} = (1 - f) \cdot \frac{\overline{E_L}}{E_{el}} \quad (IV.10)$$

Le nombre de générateur photovoltaïque et éolien à retenir, se calcul selon la surface de l'unité du système en prenant la valeur entière du rapport par excès.

$$N_{pv} = ENT \left[\frac{A_{pv,h}}{A_{pv}} \right] \quad (IV.11)$$

$$N_{el} = ENT \left[\frac{A_{el,h}}{A_{el}} \right] \quad (IV.12)$$

La surface retenue pour chaque générateur est :

$$A_{pv,h,r} = N_{pv} \cdot A_{pv} \quad (IV.13)$$

$$A_{el,h,r} = N_{el} \cdot A_{el} \quad (IV.14)$$

IV.4. Détermination de la taille des batteries

La capacité des batteries de stockage est déterminée à partir de la charge demandée maximale $E_{L,m,max}$ (charge mensuelle maximale) [Bel 09], elle est exprimée par :

$$C_{bat,tot} = \frac{N_{ja} \cdot E_{L,m,max}}{V_{bat} \cdot P_{DD} \cdot \eta_{bat} N_m} \quad (IV.15)$$

Où :

- ✓ N_{ja} : nombre de jours d'autonomie (2 jours).
- ✓ $E_{L,m,max}$: charge mensuelle consommée (1196.6kW/j).
- ✓ P_D : profondeur de décharge (0.7).
- ✓ η_{bat} : Le rendement de la batterie (0.9).
- ✓ V_{bat} : tension des batteries (12V).
- ✓ N_m : le nombre de jours du mois qui présente la charge maximale (31 jours).

Le nombre de batteries à retenir est déterminé à partir de la capacité d'une unité de batterie, en prenant la valeur entière du rapport par excès.

$$N_{bat} = ENT \left[\frac{C_{bat,tot}}{C_{bat,u}} \right] \quad (IV.16)$$

IV.5. Charge à satisfaire par le système hybride

Nous simulons la consommation de l'utilisateur par des demandes en puissance, ce qui revient à utiliser une charge variable. Le profil de charge à alimenter en électricité est illustré dans la figure (IV.3). Il s'agit d'une charge avec moyenne journalière de 38.6kWh/j.

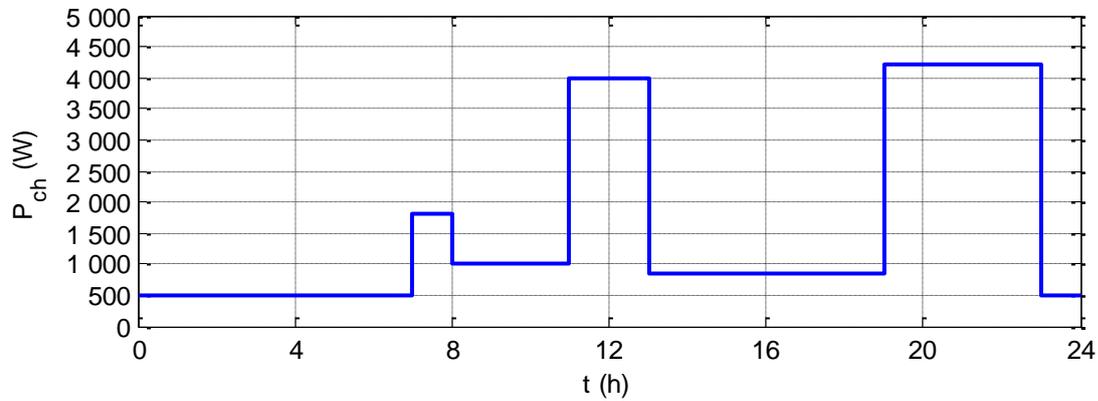


Figure VI.3 : Profil de puissance demandée par la charge

IV.6. Résultats de dimensionnement

Mois	$E_{pv,m}$ mensuelle (kWh/m ²)	$E_{el,m}$ mensuelle (kWh/m ²)	$E_{L,m}$ mensuelle (kWh)	$A_{pv, tot,m}$ (m ²)	$A_{el, tot,m}$ (m ²)
1	18.779	19.102	1196.6	63.7198	62.6433
2	18.797	17.869	1119.4	58.9868	62.6433
3	21.958	12.724	1196.6	54.4943	94.0047
4	21.670	12.408	1158.0	53.4376	93.3305
5	22.241	11.232	1196.6	53.8026	106.5340
6	22.294	12.313	1158.0	51.9418	94.0447
7	23.536	12.821	1196.6	50.8404	93.3305
8	23.819	13.416	1196.6	50.2374	89.1933
9	22.518	11.397	1158.0	51.4277	101.6052
10	21.339	12.056	1196.6	56.0756	99.2545
11	18.379	18.486	1158.0	36.0054	62.6433
12	17.725	19.616	1196.6	67.5082	61.0021
Moyenne mensuelle	21.103	14.452	1177.3	56.289	85.289

Tableau IV.1 : Energies mensuelle produites par les générateurs éoliens et photovoltaïques et la taille nécessaire des deux générateurs

Le tableau (IV.1) montre la production énergétique mensuelle des générateurs et la taille nécessaire pour satisfaire une charge de consommation journalière supposée constante de l'ordre de 38.6 kWh/j en utilisant les données réelles du site de Bejaïa.

L'énergie photovoltaïque est plus importante du mois de mars à septembre ce qui nécessite une surface plus petite pour produire la puissance de charge inversement pour l'énergie éolienne qui nécessite une surface plus importante pour couvrir la demande.

Le tableau IV.2 montre les résultats du dimensionnement des deux générateurs photovoltaïque et éolien selon la moyenne mensuelle annuelle.

f	$A_{pv,h,r} (m^2)$	N_{pv}	$A_{el,h,r} (m^2)$	N_{el}
0	0	0	98.8875	3
0.1	6.5	5	98.8875	3
0.2	11.7	9	78.8875	3
0.3	16.9	13	65.92	2
0.4	23.4	18	65.92	2
0.5	28.63	22	65.92	2
0.6	33.8	26	65.92	2
0.7	39	30	32.9625	1
0.8	45.5	35	32.9625	1
0.9	50.7	39	32.9625	1
1	57.2	44	0	0

Tableau IV.2 : Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle

IV.7. Organigramme de gestion d'énergie

Au cours de son utilisation, une batterie placée dans un réseau hybride autonome peut subir : Les surcharges pour un dépassement de son EDC à EDC_{max} , les décharges profondes pour une décroissance de son EDC au-dessus de EDC_{min} . De plus, l'alimentation de l'installation peut être interrompue en cas d'absence des énergies renouvelables ou de décharge de la batterie. Partant de ces remarques, nous proposons un algorithme de gestion d'un réseau hybride autonome. Cet outil doit :

- ✓ Empêcher les décharges profondes de la batterie.
- ✓ Empêcher les surcharges de la batterie.
- ✓ Déconnection de la charge dans le cas de l'insuffisance de la production et décharges profondes de la batterie.

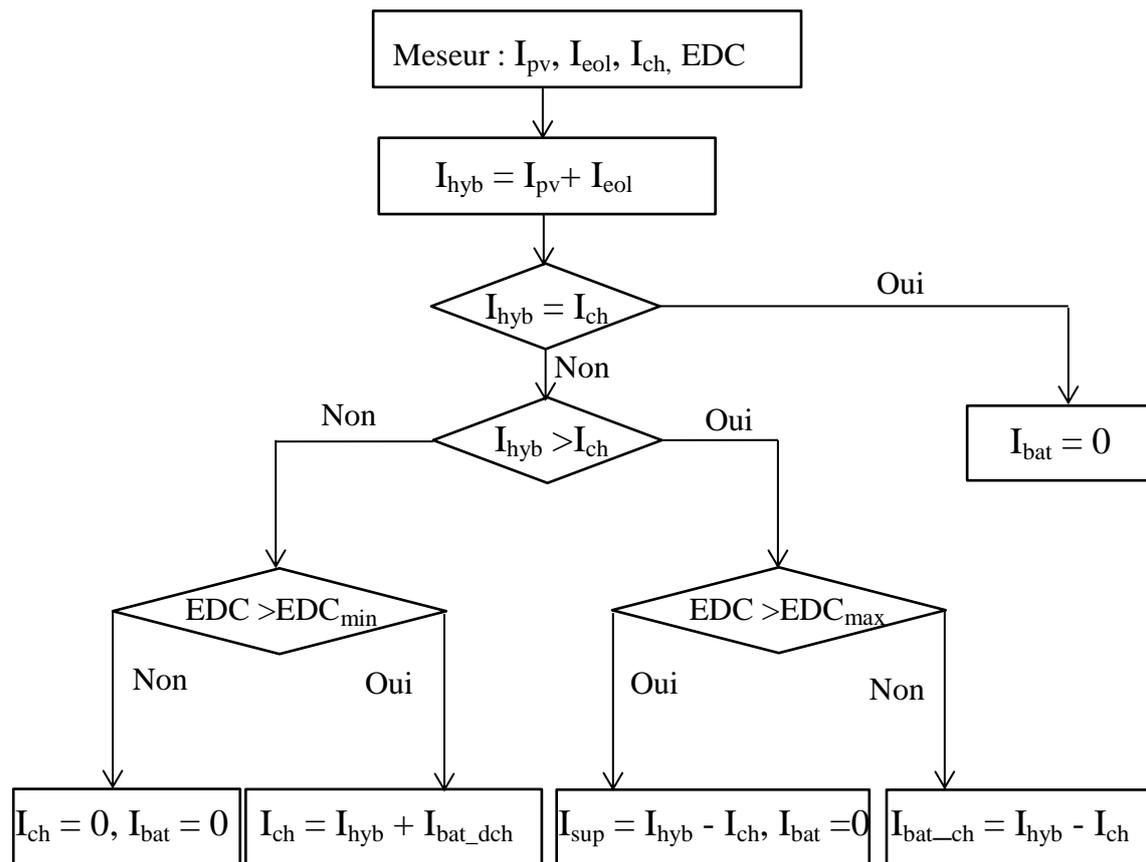


Figure VI.4 : Organigramme de gestion d'énergie du système hybride avec stockage par batteries

IV.8. Résultats de la simulation et discussion

On a procédé à la simulation du système d'énergie hybride (éolien – photovoltaïque) à pas fixe pendant 24s qui correspond réellement à 24 h avec le changement d'échelle. Afin de montrer l'efficacité de l'algorithme de gestion dans les différents cas possible ; on a fait varier le profil de la charge, ainsi que l'ensoleillement et la vitesse du vent, mis à part la température à la surface des PV qui est considérée constante ($T = 25^{\circ}\text{C}$). Les profils utilisés pour la simulation sont défini par les figures (IV. 5), (IV. 6) :

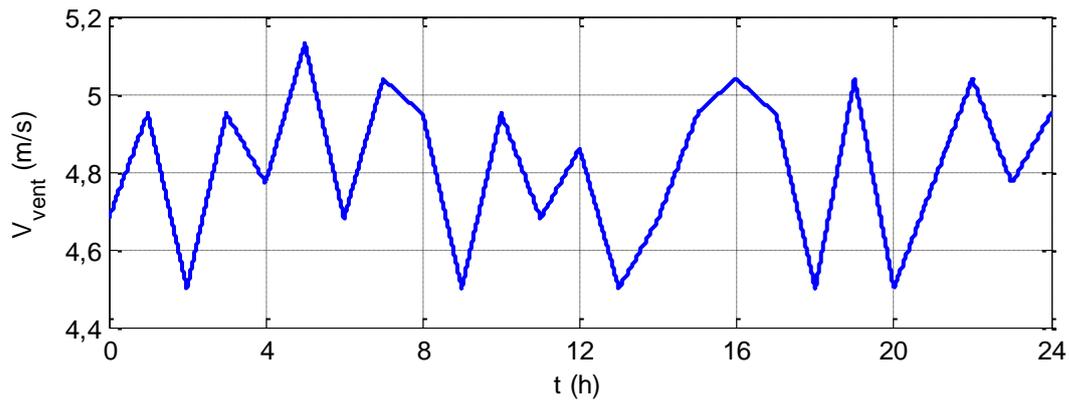


Figure IV. 5 : Allure de la vitesse du vent

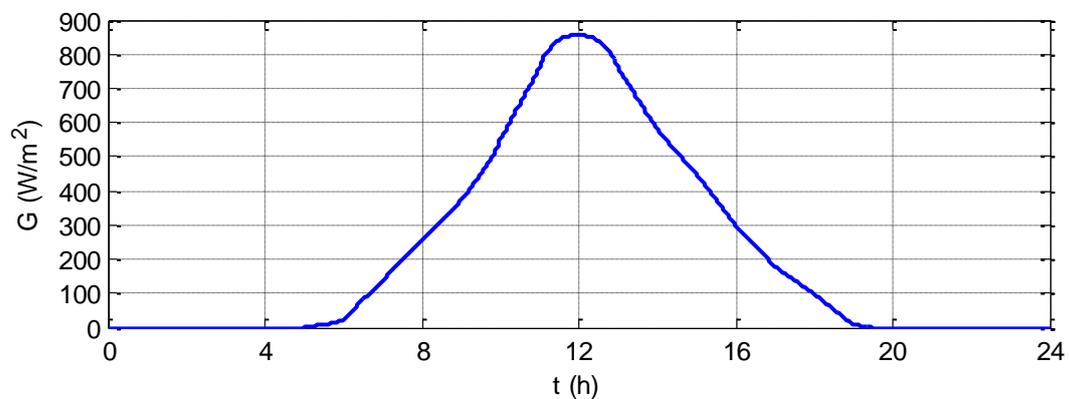


Figure IV.6 : profile de l'ensoleillement

La figure (IV.7), représente la tension du bus continu. Après un régime transitoire, la tension du bus est gardée constante.

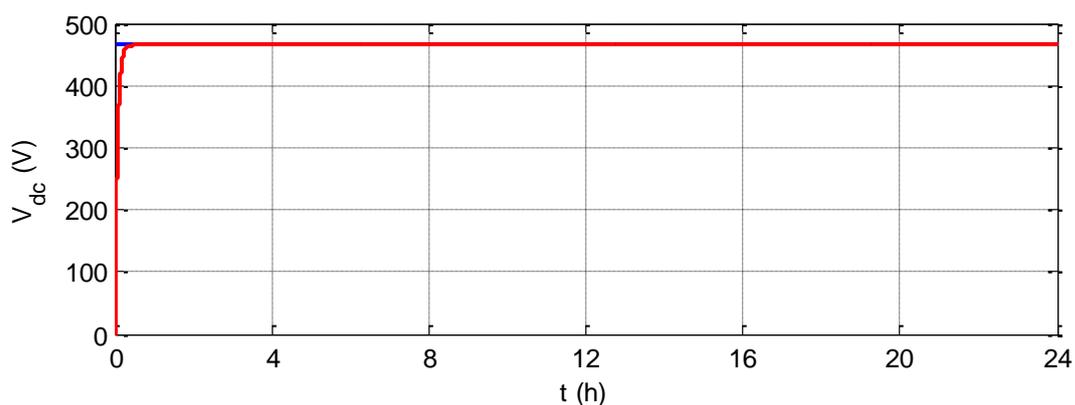


Figure IV 7: Tension du bus continu

La tension aux bornes des batteries est représentée sur la figure (IV.8). La figure (IV. 9) représente l'état de charge des batteries, on peut voir que les deux figures évoluent de la même manière. Donc, l'état de charge des batteries est l'image de la tension aux bornes des

batteries.

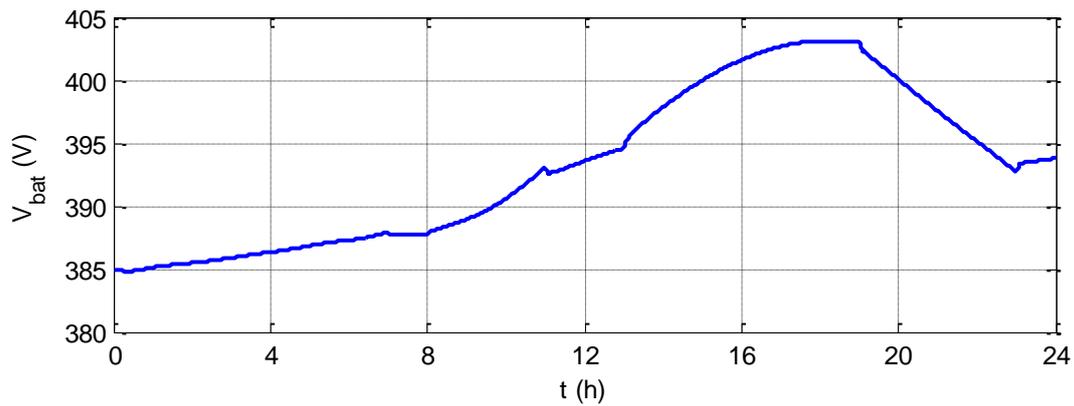


Figure IV. 8 : Allure de Tension aux bornes des batteries

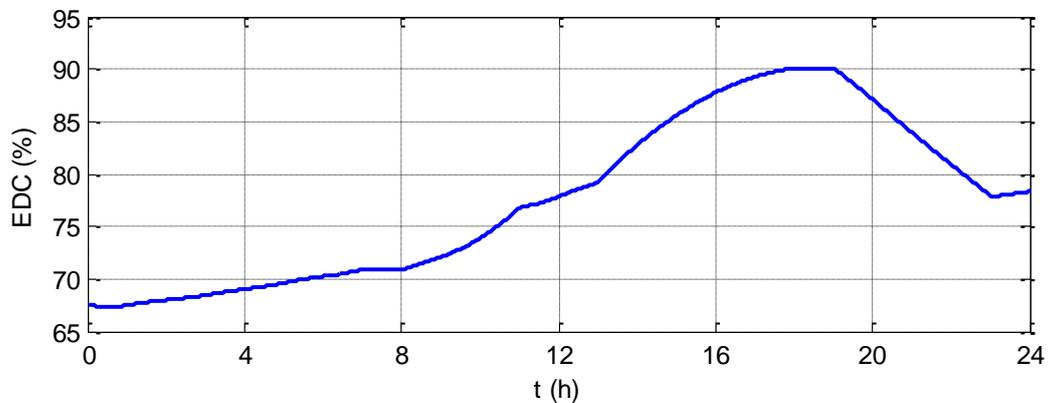


Figure IV. 9 : Etat de charge des batteries

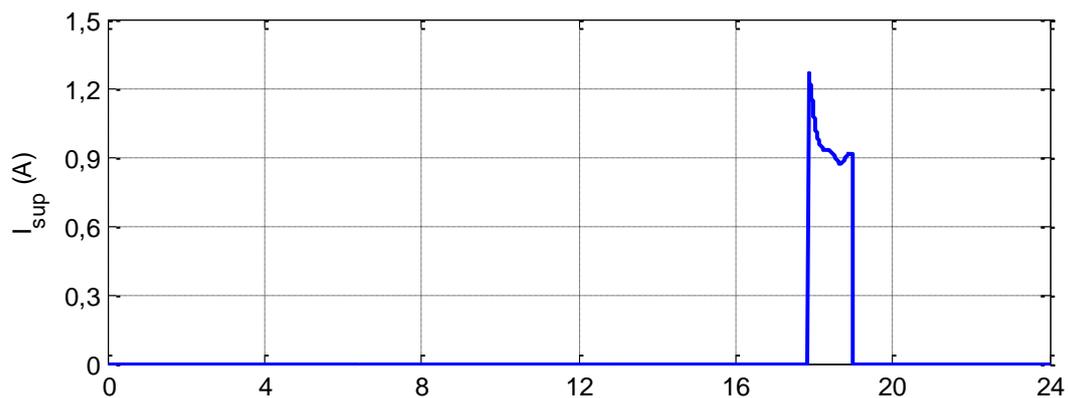


Figure IV.10: Le courant a dissipé dans une charge dérivative

La figure (IV.10) représente le courant de délestage, on déduit que ce courant existe seulement si le courant généré par le system globale et supérieur à celle demandée par la charge et $EDC = EDC_{max}$.

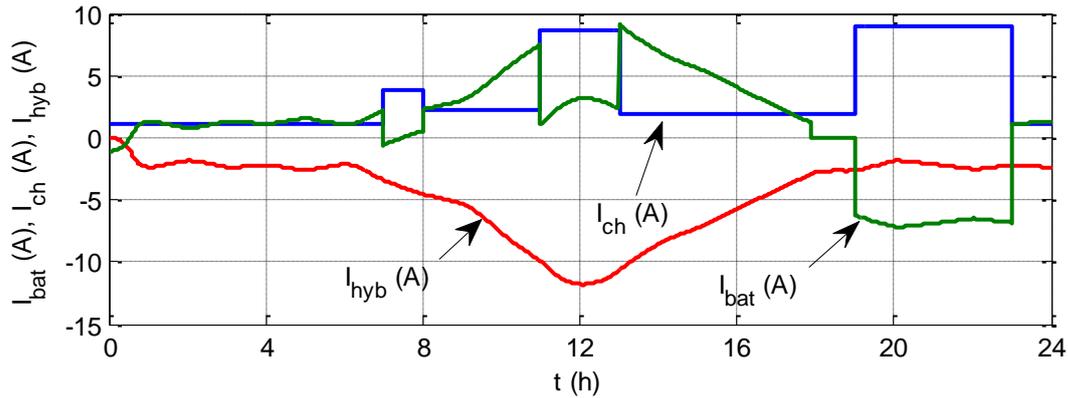


Figure IV. 11 : Allure des courants I_{bat} , I_{hyb} , I_{ch}

La figure (IV.11), représente le courant total fourni par le système hybride (I_{hyb}), le courant demander par la charge (I_{ch}) et le courant de la batterie (I_{bat}).

D'après ces résultats, on peut déduire les interprétations suivantes sur le fonctionnement par phase du système hybride avec l'algorithme de gestion :

Phase 1 (t=0-7 h) : On remarque que le courant fourni par le système hybride est supérieur au courant demandé par la charge (Figure IV.11), donc on alimente la charge et le surplus sert à charger les batteries étant donné le $EDC < EDC_{max}$ (90 %).

Phase 2 (t=7-8 h) : Le courant fourni par le système hybride augmente (Figure IV.11) et la puissance de la charge augmente par rapport à celle du cas précédent (Figure IV.4), comme le EDC est inférieur au EDC_{max} (Figure IV.9), la batterie va continuer à se charger lentement.

Phase 3 (t=8-11 h) : La puissance fournie par la source photovoltaïque et éolienne est largement supérieur à celle demandée par la charge (figures IV.11) ce qui implique l'alimentation de la charge, et comme le EDC est inférieur au EDC_{max} , la batterie se charge rapidement.

Phase 4 (t=11-13 h) : Le courant fourni par le système hybride augmente et le courant demandé par la charge augmente aussi (Figure IV.11), comme le EDC est inférieur au EDC_{max} (Figure IV.9), la batterie va continuer à se charger avec une valeur de courant inférieur à celle de précédent.

Phase 5 (t=13-18 h) : Dans ce cas le système hybride produit assez d'énergie permettent d'alimenter le consommateur et de charger les batteries, la recharge des batteries s'arrête

lorsqu'elles sont pleines (figure IV.11) $EDC = EDC_{\max}$ et le surplus va être dissipé dans une charge dérivée (figure IV.10).

Phase 6 (t=18-19 h) : On remarque que le courant fourni par le système hybride est supérieur au courant demandé par la charge (Figure IV.11) et $EDC = EDC_{\max}$, ce qui va conduire à l'alimentation directe de la charge et la déconnexion de la batterie (figure IV.9) et le surplus va être dissipé dans une charge dérivée (figure IV.10).

Phase 7 (t=19-23 h) : La puissance fournie par le système hybride est inférieure à celle de la charge, et puisque le EDC est supérieur au EDC_{\min} (figure IV.9) la batterie va se décharger rapidement (figure IV.11) afin de satisfaire la charge.

Phase 8 (t=23-24 h) : On remarque que le courant fourni par le système hybride est supérieur au courant demandé par la charge (Figure IV.11), donc on alimente la charge et le surplus sert à charger les batteries lentement.

IV.9. Influence des pics de puissance sur le système

Lors de la mise sous tension d'un appareil électrique, il apparaît des pics de puissance durant la phase transitoire. L'amplitude de ces pics peut atteindre 4 à 5 fois la valeur nominale de fonctionnement de ces appareils [Sin 10]. Dans la plupart des systèmes hybrides, ces surintensités sont amorties par les batteries, la tension des batteries étant considérée constante sur un temps court, un pic de puissance se traduit par un pic de courant. En imposant un profil de consommation avec des pics de puissances, nous voulons montrer leurs effets sur un système d'énergie hybride avec stockage par batterie (figure IV.15).

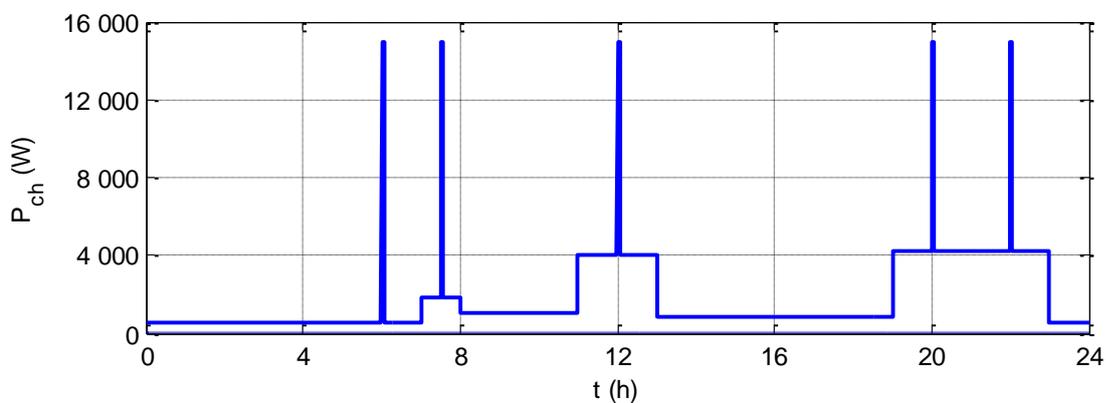


Figure IV.12 : La puissance demandée par la charge avec pics de puissance

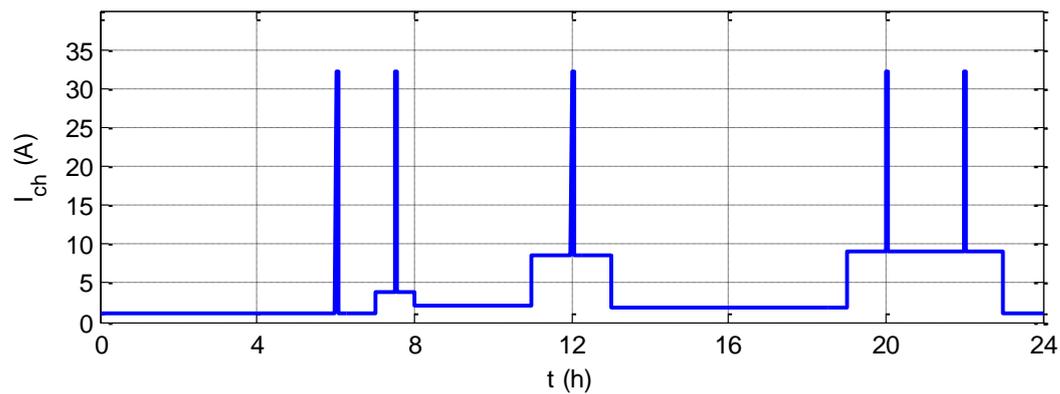


Figure IV 13 : Le courant demandé par la charge

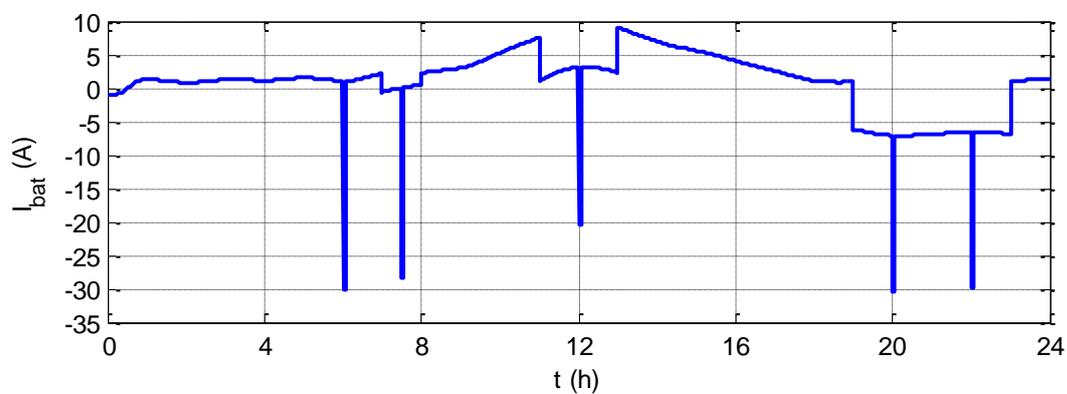


Figure IV.14 : Allure du courant de la batterie

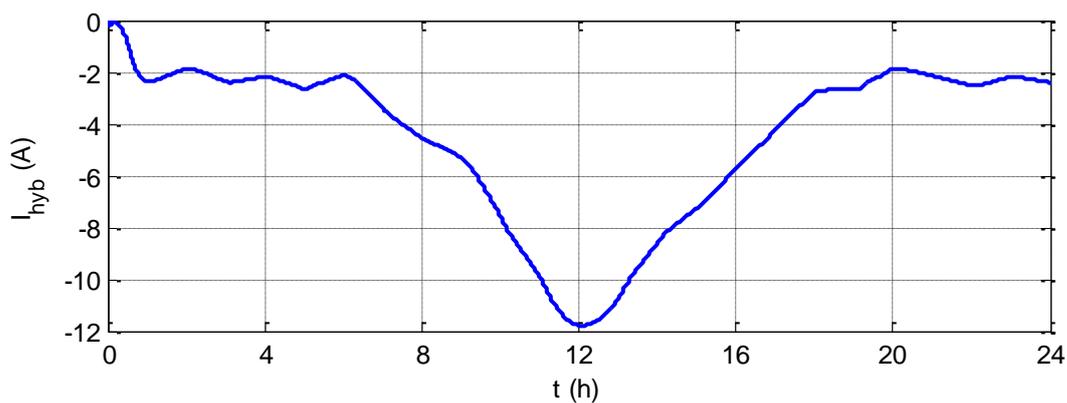


Figure IV.15 : Allure du courant généré par le système hybride

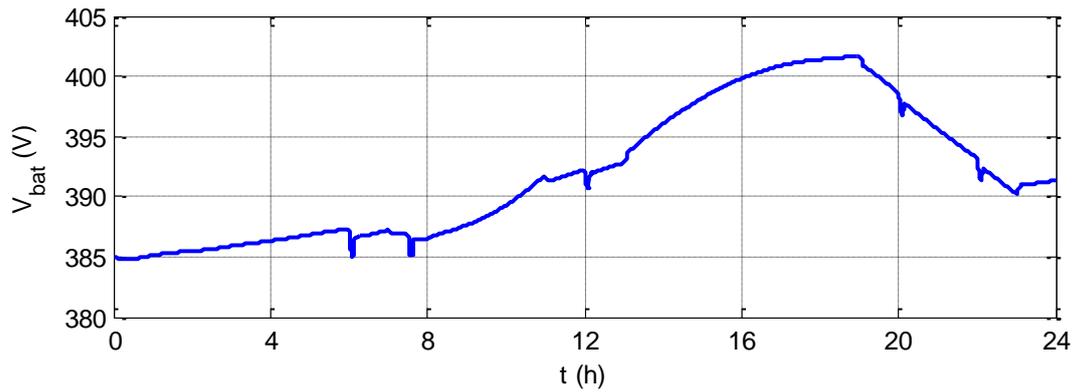


Figure VI.16 : Tension aux bornes des batteries de stockage

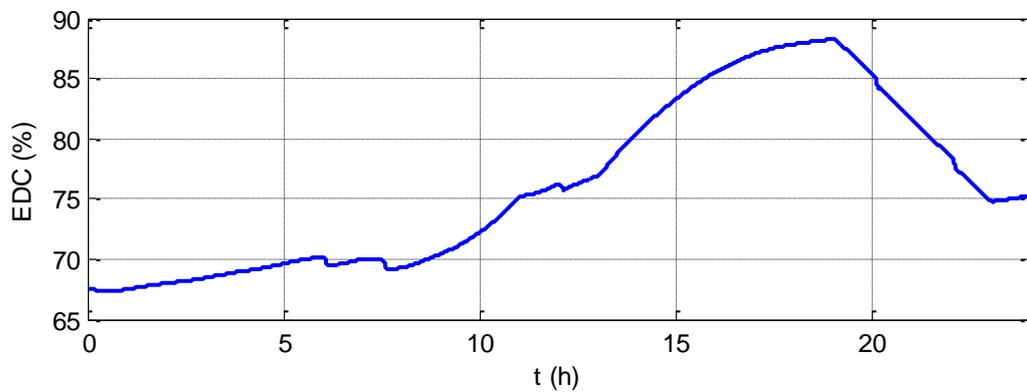


Figure IV.17 : Etat de charge des batteries

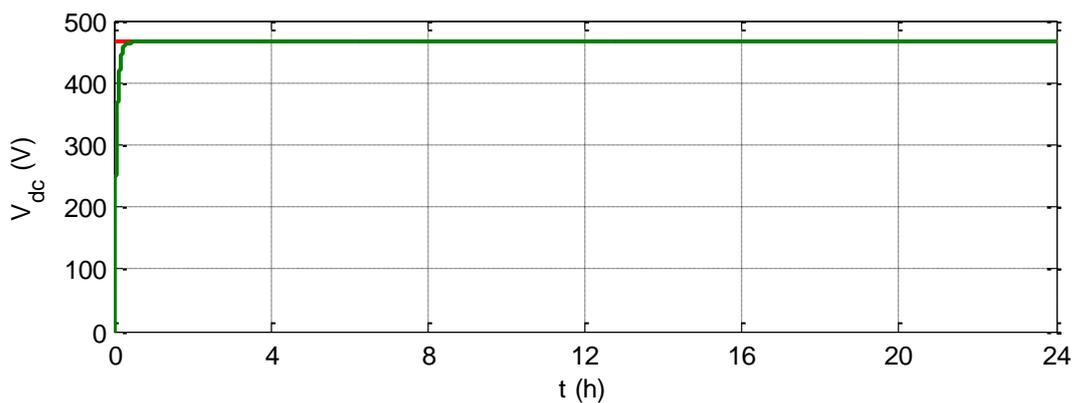


Figure IV.18 : Tension du bus continu

Sur la figure (IV.13), on voit bien que les pics de puissance se traduisent par des pics de courant demandé par la charge. La figure (IV.16) représente la tension aux bornes des batteries. Nous constatons que malgré que le courant demandé par la charge est important aux instants correspond aux pics de puissance (Figure IV. 12), ($t=6$ h, $t=7.5$ h, $t=12$ h,

t =20 h, t=22 h), la tension ne varie que très peu. Les fortes sollicitations en puissance entraînent de forts courants de décharge au niveau des batteries, parfois supérieur à 25 A (figure IV.14) avec des chutes de tension près de 2 V (Figure IV.16).

La figure (IV.17) représente l'état de charge des batteries, on remarque que malgré les pics de puissance, les batteries ont un état de charge presque identique (figures IV. 9, IV. 17). Les batteries se voient obligées de fournir un courant de 30 A. Donc, les batteries subissent des décharges relativement sévères. Ces régimes de décharge sont supportés par les batteries mais combinés à des cycles charge et décharge, ils affectent notablement la durée de vie des batteries.

On pourra améliorer le fonctionnement et augmenter la durée de vie des batteries en leur évitant ces décharges profondes d'où l'intérêt d'une source de stockage supplémentaire entièrement dédiée aux pics de puissance.

VI.10. Application des super condensateurs pour le stockage des énergies renouvelables

Les sources d'énergies renouvelables comme l'éolien, le solaire, nécessitent un besoin d'importants dispositifs de stockage d'énergie. En raison de leur haute fiabilité, efficacité et de durée de vie, les super condensateurs sont particulièrement idéals pour des applications liées aux énergies renouvelables. Souvent, les sources d'énergie renouvelables sont situées dans des régions éloignées. Les considérations de conception sont basées sur la fiabilité et l'absence des opérations de la maintenance. Les super condensateurs sont fondamentalement considérés comme des dispositifs sans entretien qui ne nécessitent pas de tests coûteux et onéreux comme des batteries, qui nécessitent un suivi d'évaluation de leur état de charge.

IV.11. Configuration du système avec stockage hybride

. Les tests de performances effectués précédemment ont montré les limites des batteries en présence de pics de puissance. Pour remédier à ce problème, nous proposons l'utilisation d'une source hybride de stockage dont les éléments ont une fonction spécifique, soit en énergie, soit en puissance. Les batteries assurant la fonction « énergie » tandis que les super-condensateurs ayant pour fonction « puissance ». Le schéma synoptique du système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque avec stockage hybride est représenté par la figure (IV.19).

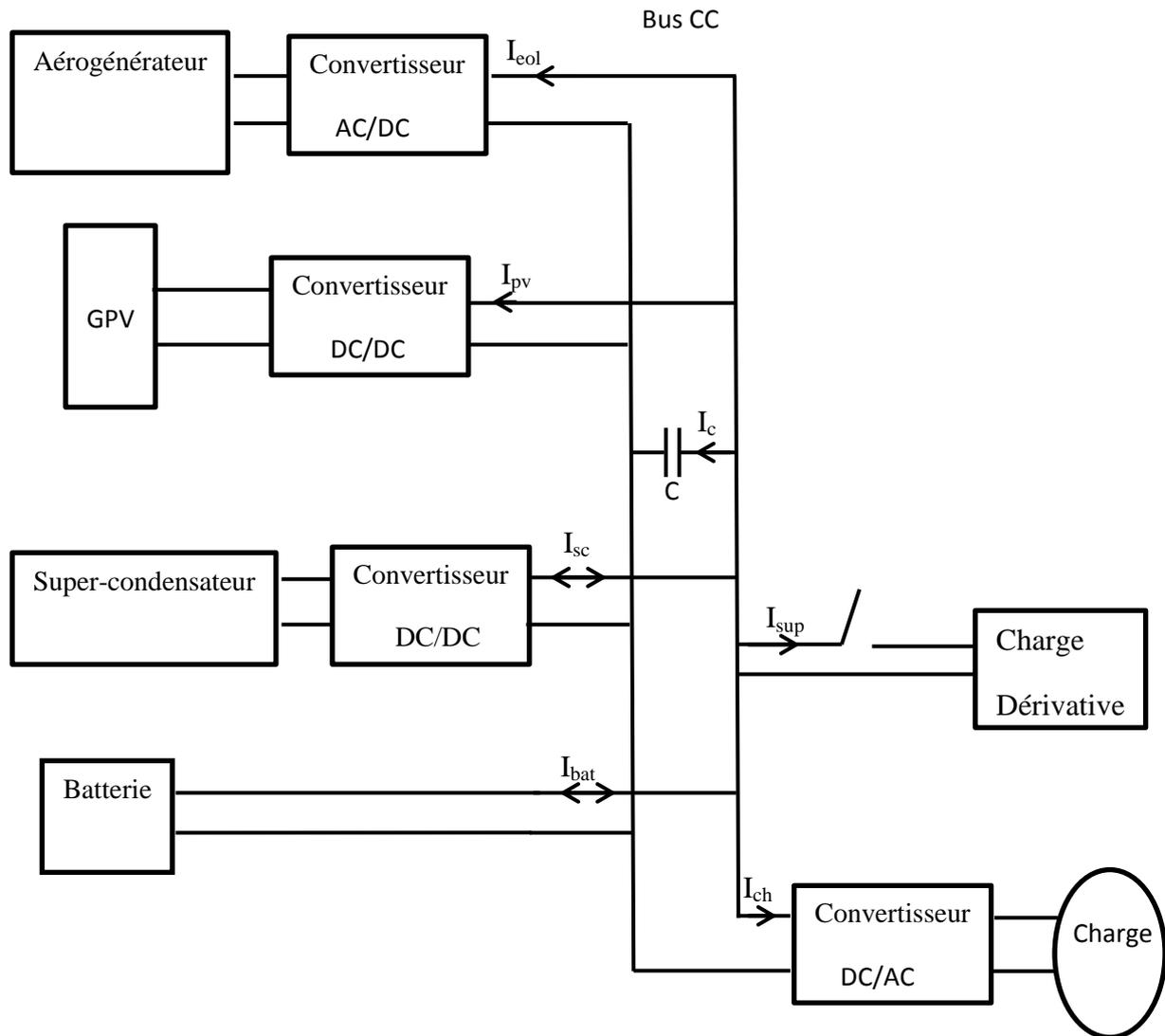


Figure IV.19 : Système hybride (éolien /photovoltaïque) avec stockage hybride
(batterie/super-condensateur)

Suivant cette configuration, les super-condensateurs sont connectés au bus continu à travers un convertisseur bidirectionnel pilotant leurs charges et décharges.

Comme précédemment, les batteries ont été dimensionnées pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation, évalués à 38.6kWh/j. En outre, les super-condensateurs seront dimensionnés pour fournir la puissance nécessaire pendant les phases transitoires (15kW).

L'énergie stockée dans les super-condensateurs est fournie à une source de tension continue, généralement un bus de tension DC, sur lequel sont connectés des charges. Cette

tension est maintenue constante pour un bon fonctionnement des charges. La variation d'énergie des super-condensateurs traduit par une variation de tension à leurs bornes.

Le bus continu est composé d'une capacité, qui a pour but de filtrer la tension et chaque convertisseur statique qui est reliés avec lui exerce une influence par le courant (figure IV.20)

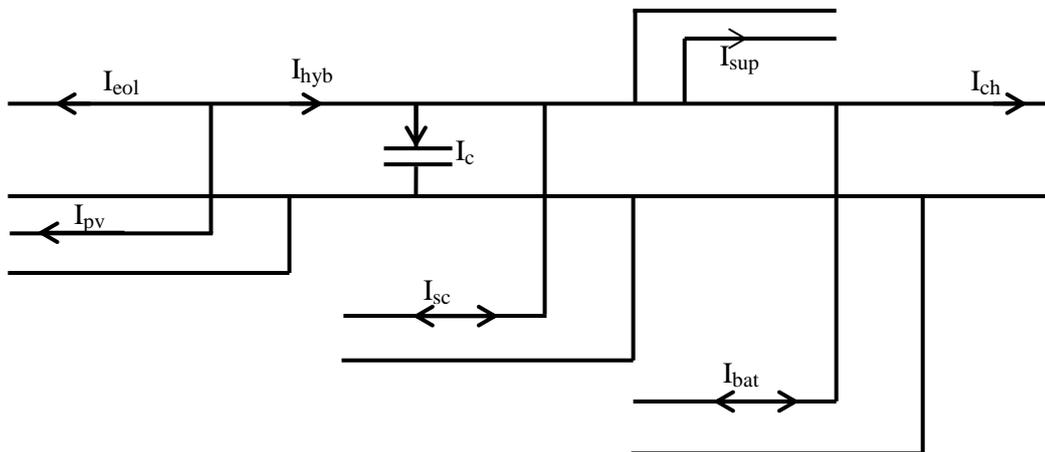


Figure IV.20 : Schéma du bus continu du système hybride avec stockage hybride

D'après la figure (IV.20), on a :

$$I_{hyb} = I_{eol} + I_{pv} \quad (IV.17)$$

$$I_{ch} = -I_{hyb} - I_c - I_{sup} - I_{bat} - I_{sc} \quad (IV.18)$$

IV.12. Modélisation des super condensateurs

Le but de ce travail de modélisation consiste à définir tout d'abord le modèle comportemental d'une cellule puis celui du pack des super-condensateurs formé de plusieurs cellules en série. Dans la littérature de nombreux modèles sont proposés, plus le modèle de la cellule élémentaire est complexe, plus le modèle du pack des super-condensateurs devient difficile voire impossible à mettre en équation. C'est pour cette raison qu'on ne cherchera pas à établir un modèle sophistiqué qui tient compte de tous les phénomènes physique des super condensateurs.

Dans cette étude nous présenterons un modèle simplifié qui ne tient pas compte de tous les phénomènes physiques de ce composant sans que la précision et le comportement électrique du composant soient altérés. Dans la littérature plusieurs types de modèles sont proposés [Bel 01], [Rez 06], [Aya 04]. Une grande partie des travaux sur la modélisation des

super-condensateurs est basée sur le modèle de type circuit électrique qui décrit le comportement des super-condensateurs avec un certain degré de complexité.

IV.12.1. Modèle de super-condensateur double branche

C'est R. Bonert et L. Zubieta qui avaient présenté le premier véritable Modèle des super-condensateurs de puissance, (figure IV.21)

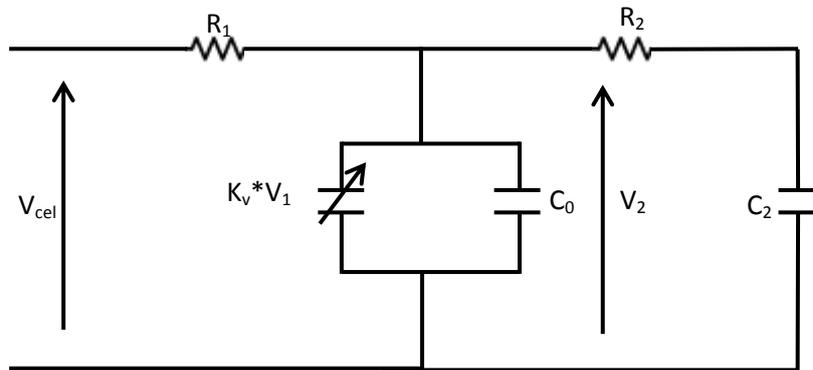


Figure IV.21 : Modèle à deux branches d'une super-condensateur

(R. Bonert et L. Zubieta) **[Ben 13b]**

Ce modèle à deux branches repose sur la partition de l'énergie électrostatique des super condensateurs en énergie rapidement stockée et énergie lentement stockée **[Sin 10]**, **[Ben 13b]**, **[Aya 04]**. Et comporte par conséquent deux cellules (Figure. IV.20) :

La première, dite principale, rend compte de l'évolution de l'énergie durant les événements de charge ou de décharge.

La deuxième, dite lente, vient en complément de la première pour décrire la redistribution interne de l'énergie.

Comme le montre la figure ci-dessus, et de façon à tenir compte, d'une part de la nature distribuée de la charge stockée, d'autre part de la non-linéarité physique des capacités développées par les interfaces électrode-électrolyte, la capacité de la branche principale est choisie variable en fonction de la tension à ses bornes. Par ailleurs, et dans un souci de simplicité, la loi de variation adoptée est linéaire **[Sin 10]**, **[Cam 07]** :

$$C_1(V_1) = C_0 + K_v \cdot V_1 \quad (\text{II.19})$$

IV.12.2. Modèle simple branche.

En négligeant la branche lente du modèle de R. Bonert et L. Zubieta (Figure.IV.21), le modèle du super condensateur devient équivalent à la branche principale (Figure.IV.22).

Pour une cellule, la résistance R_1 correspond à la résistance interne du composant et la capacité $C_1(V_1)$ renferme deux composantes. La première C_0 , est constante et la seconde ($k_v \cdot V_1$), est variable en fonction de la tension aux bornes de la capacité. Ce modèle, bien que simplifié, s'avère être suffisant dans notre étude.

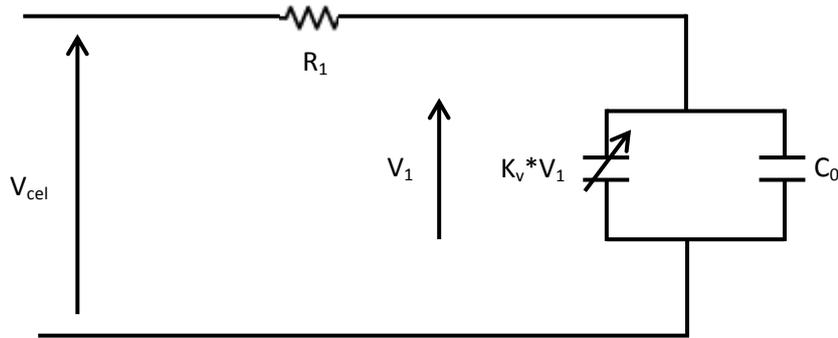


Figure IV.22 : Modèle du super-condensateur a simple branche.

Pour analyser le circuit du modèle simple branche, on admet que le courant du super-condensateur est positif pendant la phase de charge et il est négatif pendant la phase de décharge.

La tension aux bornes du super-condensateur est représentée par la relation suivante **[Ben 13b]**:

$$V_{cel} = I_{sc} \cdot R_1 + \frac{1}{C_0 + K_v V_1} \int I_{sc} dt + V_0 \quad (IV.20)$$

IV. 12.3. Modèle du pack des super-condensateurs

L'emploi des super-condensateurs comme dispositif de stockage d'énergie nécessite la réalisation d'un pack formé de plusieurs cellules élémentaires en série ou mixe. La modélisation du pack revient à modéliser une cellule et à choisir le type de l'association des cellules élémentaires formant le pack **[Cam 07]**.

Le calcul de N_{sc} dépend du niveau de tension défini :

$$N_{sc} = \frac{V_{scmax}}{V_{celmax}} \quad (IV.21)$$

La capacité équivalente approximative du module dépend de N_{sc} et de la capacité d'une cellule de super-condensateur ($C_0 + K_v \cdot V_1$).

$$C_{sceq}(V_1) = \frac{1}{N_{sc}} \cdot (C_0 + K_v \cdot V_1) \quad (IV.22)$$

En supposant que toutes les cellules sont identiques, la résistance interne de N_{sc} cellules mises en séries peut être calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$R_{scea} = N_{sc} \cdot R_1 \quad (IV.23)$$

IV.12.4. Contrôle de l'état de charge du super-condensateur

L'échange d'énergie entre le super-condensateur et le bus DC ou vis versa est assuré au moyen d'un hacheur bidirectionnel en courant, figure (IV.19).

La charge qui est stockée dans le super-condensateur est caractérisée par une grandeur appelée l'état de charge (EDC_{sc}). La tension de fonctionnement du super-condensateur peut être maintenue dans une plage appropriée en imposant une limite supérieure et inférieure sur l'état de la charge.

L'état de charge peut être exprimé en fonction du courant du super-condensateur par la relation suivante **[Ben 13b]**:

$$\frac{d}{dt} EDC_{sc} = \frac{1}{C_{sc} \cdot V_{scmax}} I_{sc} \quad (IV.24)$$

Par ailleurs, l'état de charge est une fonction proportionnelle à la tension du super-condensateur, il est donné par la formule suivante :

$$EDC_{sc} = \frac{V_{sc}}{V_{scmax}} \quad (IV.25)$$

IV.13. Gestion d'énergie du système hybride avec stockage hybride

Nous proposons un nouveau module de gestion de l'énergie qui tenir compte de la présence des super-condensateurs (Figure. IV.23). Une gestion convenable pour un mini réseau hybride autonome, avec stockage hybride permettant de calibrer l'exploitation de ces sources.

L'organigramme de gestion d'énergie dispatche le courant de charge entre les batteries et les super- condensateurs et pendant la décharge permet de limiter le courant aux bornes des batteries en connectant les super-condensateurs. Cette connexion se fait suivant une puissance de référence P_{ref} . D'une façon plus détaillée, voici comment fonctionne l'organigramme de gestion d'énergie:

- Alimentation du consommateur uniquement par le SEH si l'énergie provenant de SEH est égale à la demande de consommateur ;
- Lorsque le SEH produit assez d'énergie pour satisfaire aux besoins de la charge, le surplus sert à recharger les super-condensateurs en priorité puis les batteries ;

- La recharge des batteries et des super-condensateurs s'arrête lorsqu'elles sont à pleine charge et le surplus d'énergie sera dirigé vers une charge de délestage
- Déconnecter les batteries et les super-condensateurs si l'énergie est insuffisante ($P_{\text{hyb}} < P_{\text{ch}}$, $\text{EDC} < \text{EDC}_{\text{min}}$ et $\text{EDC} < \text{EDC}_{\text{min}}$);
- Les batteries débitent sur la charge lorsque l'énergie de SEH est insuffisante ($P_{\text{hyb}} < P_{\text{ch}}$);
- Lorsque la puissance demandée par la charge est supérieure à un certain seuil (P_{ref}), les super-condensateurs sont mis à contribution;

La puissance disponible (P_{dis}) est calculée en faisant la différence entre la puissance fournie par le SEH (P_{hyb}) et la puissance demandée par la charge (P_{ch}). Si la puissance disponible est positive, alors les batteries et les super-condensateurs sont mis en charge. Si P_{dis} est négative, alors l'état de charge EDC des batteries est vérifié, si cette dernière est inférieure à EDC_{min} , alors les batteries sont déconnectées, les super-condensateurs prennent alors la relève jusqu'à ce que leur état de charge soit aussi inférieure à $\text{EDC}_{\text{scmin}}$. Si l'état de charge des batteries est supérieur à EDC_{min} et si P_{dis} est supérieure à P_{ref} , alors les batteries fournissent la puissance demandée, dans le cas contraire, les batteries fournissent P_{ref} et les super-condensateurs le reste de la puissance demandée à savoir $P_{\text{dis}} - P_{\text{ref}}$.

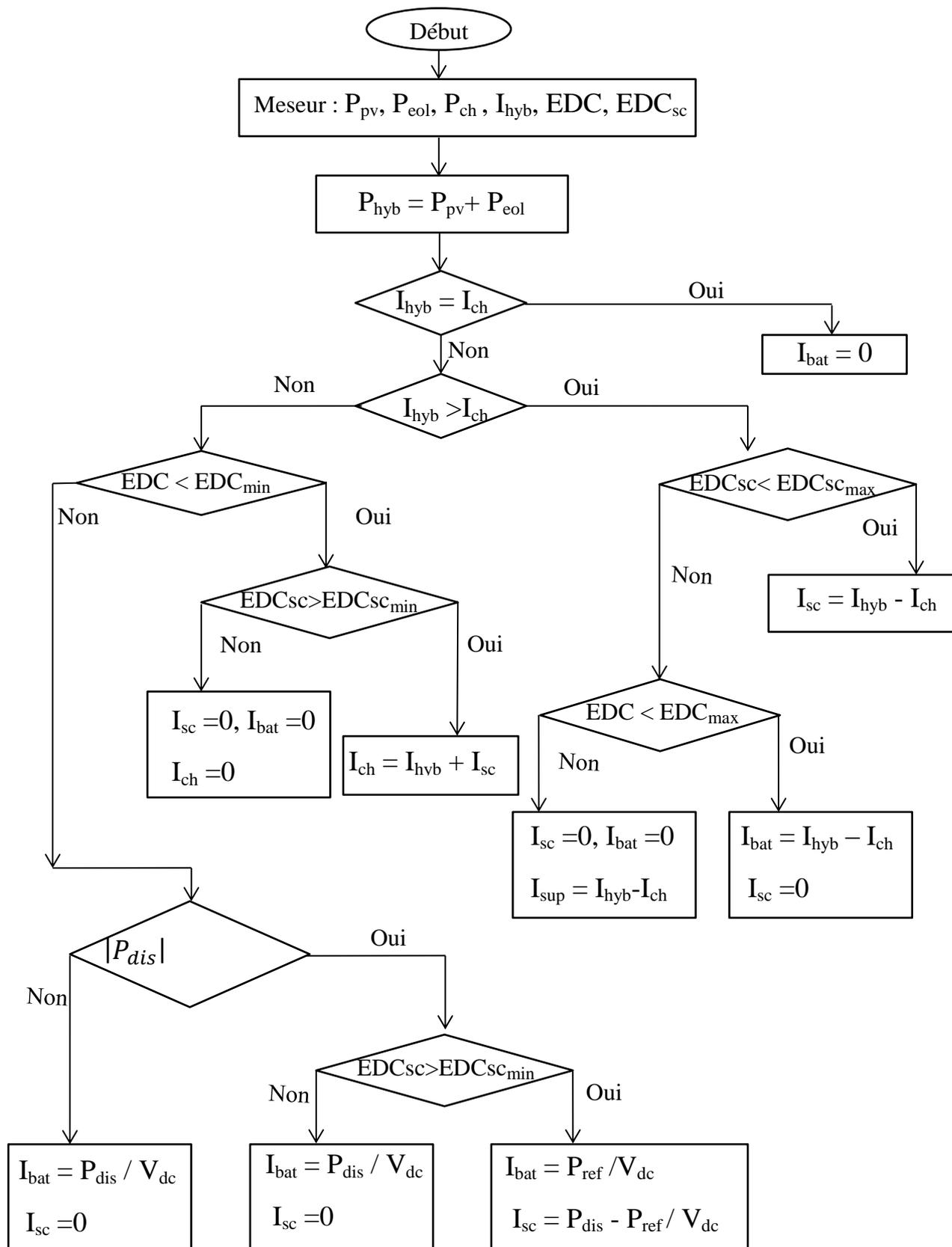


Figure IV.23: Organigramme de gestion d'énergie du système hybride avec stockage hybride (batteries / super-condensateur)

IV.14. Simulation et interprétation des résultats

Nous avons introduit la notion de stockage hybride dans un système hybride en combinant des batteries et des super-condensateurs. L'intérêt d'une telle association permet de partager les besoins de l'utilisateur en deux catégories, besoins en puissance et en énergie. Dans l'organigramme de gestion d'énergie, nous avons défini les besoins en puissance comme étant des demandes en puissance supérieures à P_{ref} , lesquelles doivent être assurées par les super-condensateurs.

Sur la figure (IV.25) on voit bien que les pics de puissance se traduisent par des pics de courant demandé par la charge.

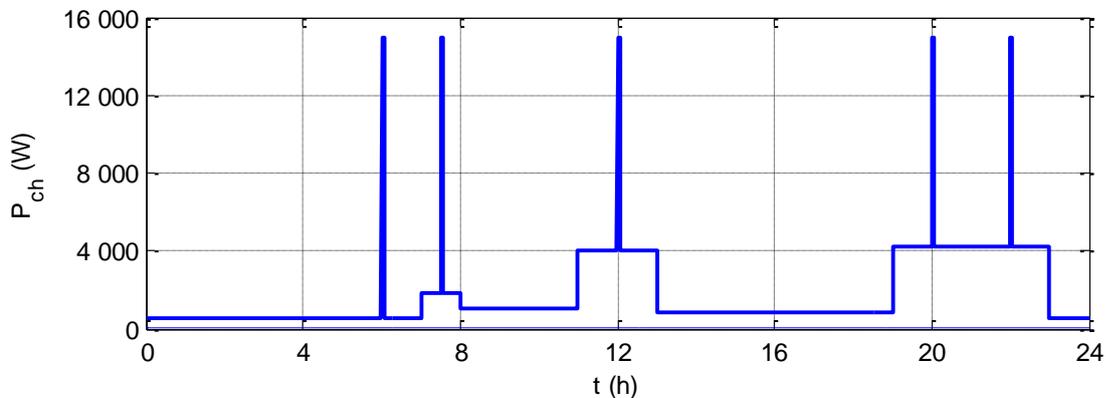


Figure IV.24 : La puissance demandée par la charge avec pics de puissance

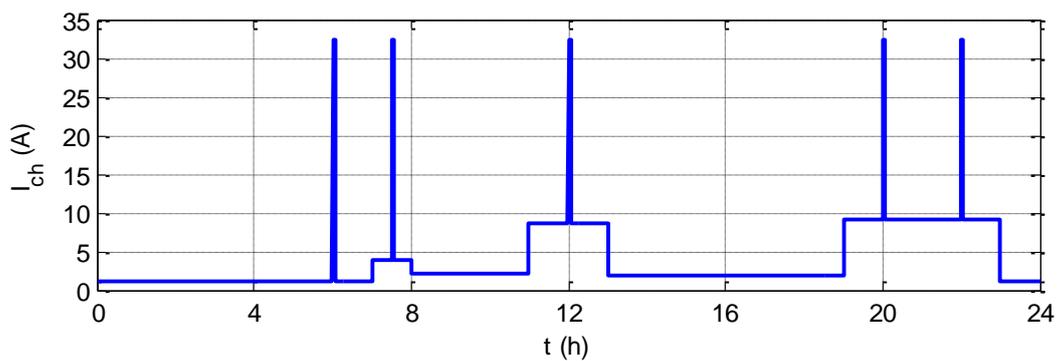


Figure IV. 25 : Le courant demandé par la charge

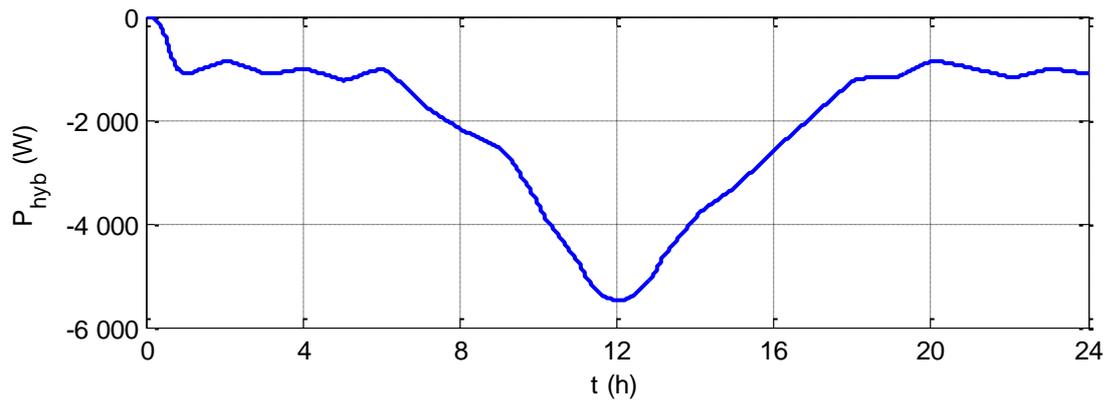


Figure IV.26 : La puissance fournie par le système hybride

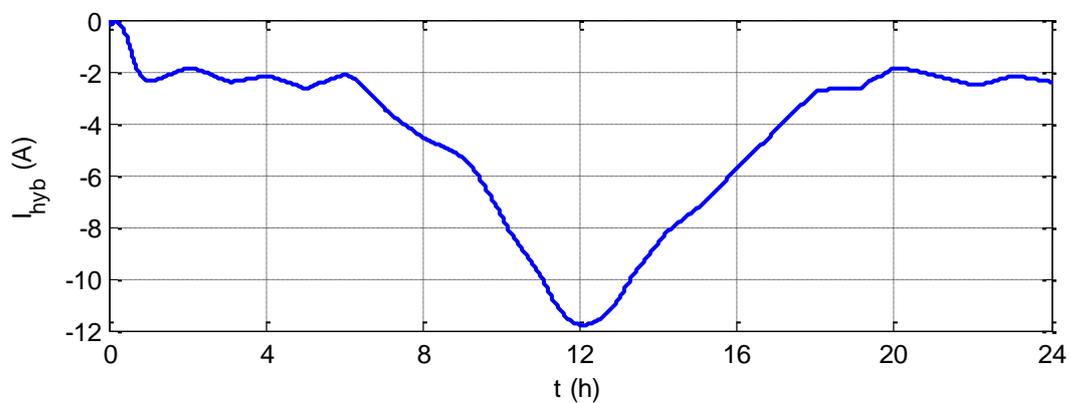


Figure IV.27 : Le courant généré par le système hybride

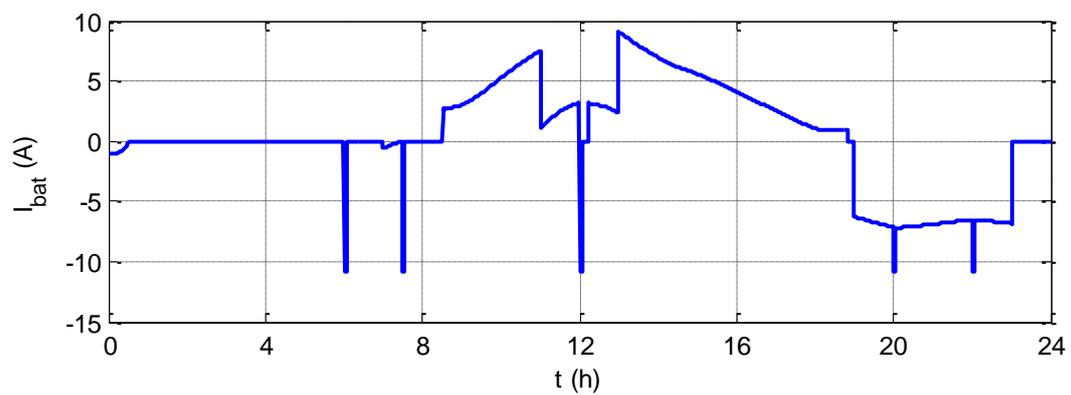


Figure IV.28 : Allure du courant de la batterie

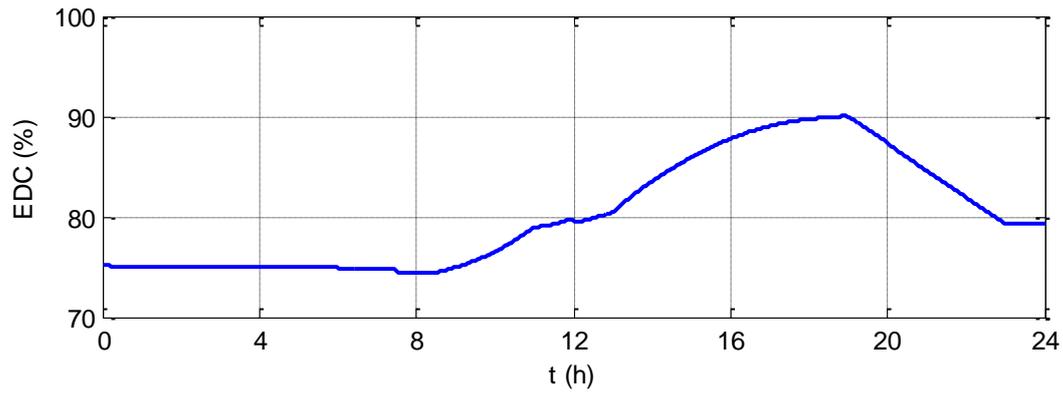


Figure IV.29: Etat de charge des batteries

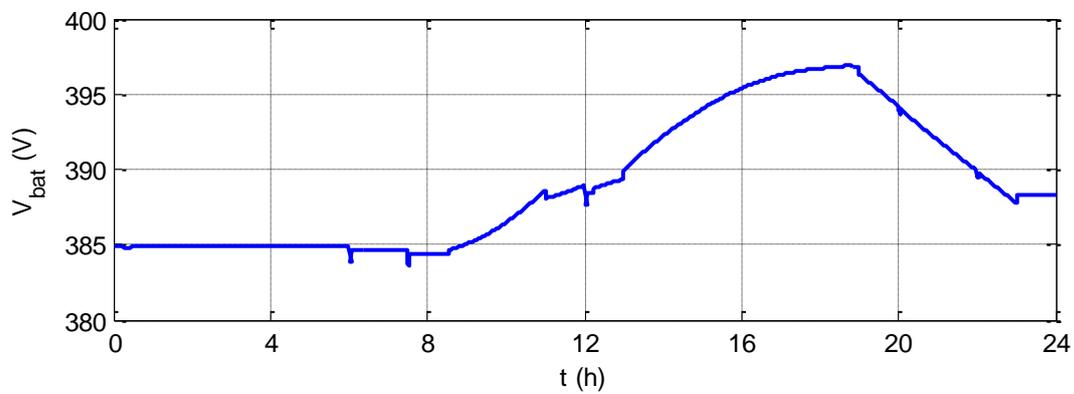


Figure IV.30 : Allure de Tension aux bornes des batteries

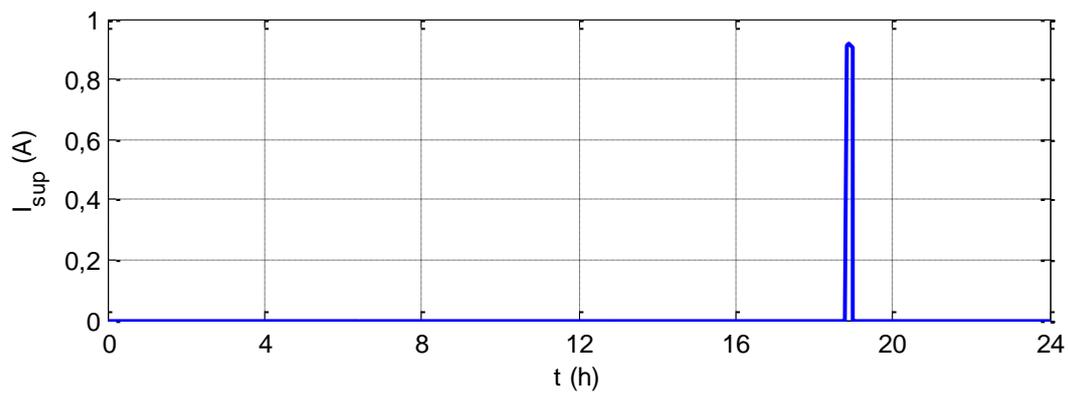


Figure IV.31 : Allure du courant de délestage

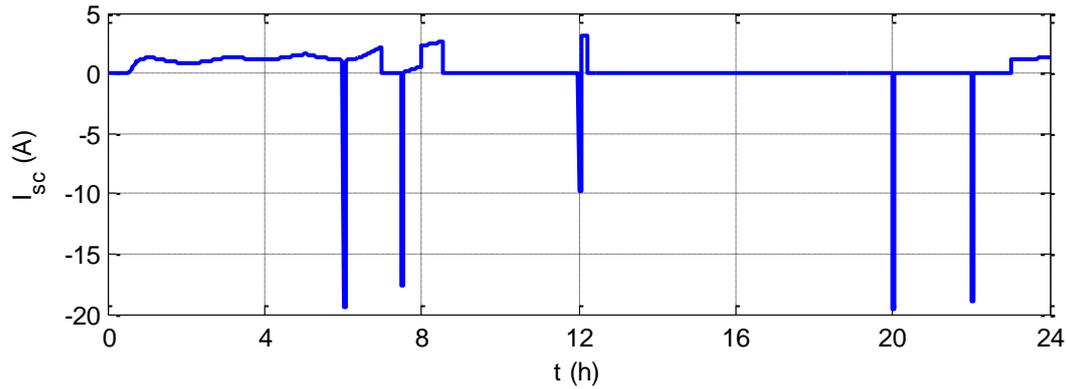


Figure IV.32: Allure du courant des super-condensateurs

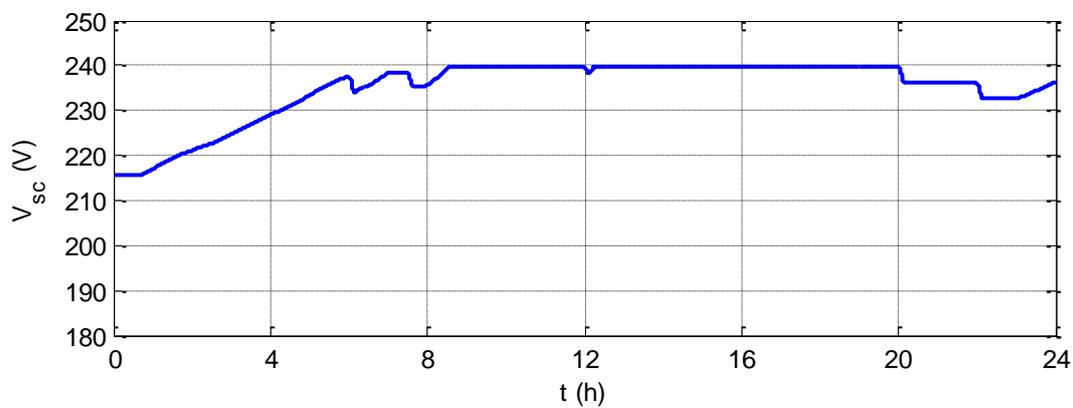


Figure IV.33 : Allure de tension aux bornes des super-condensateurs

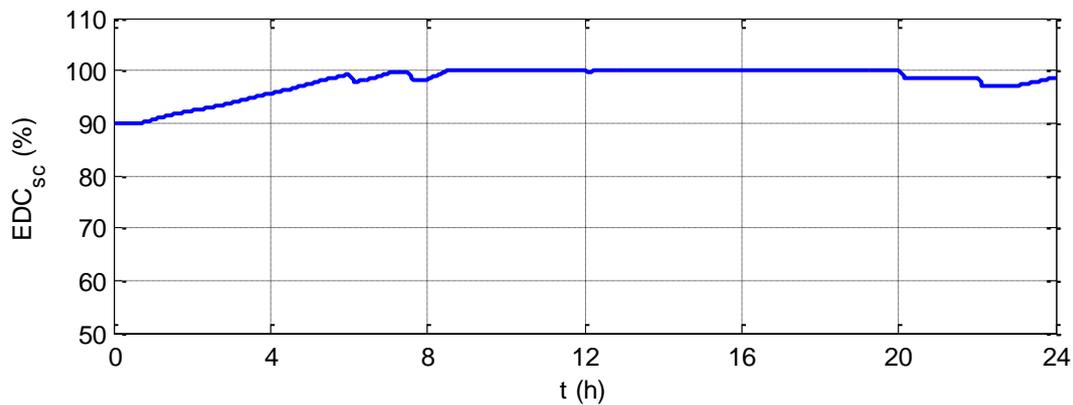


Figure IV.34: Etat de charge des super-condensateurs

Le programme de gestion gère correctement les échanges d'énergie entre le SEH, les batteries, les super-condensateurs et la charge:

Lorsque le SEH produit assez d'énergie pour la charge (figure IV.26), le surplus sert à recharger les super-condensateurs en priorité puis les batteries (figures IV.33, IV.30).

En effet sur la figure (IV.32), on remarque que les super-condensateurs sont mises automatiquement en charge après chaque sollicitation c'est à dire lorsque la puissance demandée par la charge est supérieure à un certain seuil (5kW), on fait appel aux super-condensateurs (Figure. IV.32. à $t = 6$ h, 7.5 h, 12 h, 20 h, 22 h).

Les batteries débitent sur la charge lorsque l'énergie venant de SEH est insuffisante (Figure IV.28 après 17h). La recharge des batteries et des super-condensateurs s'arrête lorsqu'elles sont pleines et débitent à nouveau dans la charge lorsque la production devient insuffisante. Le surplus d'énergie va dissipée dans une charge de délestage (figure IV.31).

A $t = 23$ h, on remarque que le courant généré par le SEH est supérieur à celui demandé par la charge. Donc les super-condensateurs se charge à nouveau étant donné que $EDC_{sc} < EDC_{scmax}$

L'introduction des super-condensateurs permet de soulager les batteries en limitant les pics de puissances, évitant ainsi les décharges profondes des batteries, en présence des super-condensateurs, le courant de décharge passe ainsi de 30A à 10.6 A (Figures IV.28 et IV.14).

A travers ces courbes, nous vérifions que notre système est opérationnel. La demande du consommateur est satisfaite et qui plus est les super-condensateurs viennent en appui aux batteries lors de fortes sollicitations en puissance.

Conclusion

Après avoir adopté un profil de consommation correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés, un nombre optimal de batterie et de modules photovoltaïque a été calculé après avoir calculé la puissance horaire produite par l'aérogénérateur, et par le générateur photovoltaïque.

Dans ce chapitre, nous avons vu une méthodologie de développement de loi de gestion d'énergie pour un système hybride avec stockage hybride. Nous pouvons conclure que ces résultats de simulation sont d'une grande importance pour la gestion de ce type d'installation. Ainsi, une maîtrise des flux énergétiques dans un tel système s'avère intéressante pour le rentabiliser dans un contexte isolé. Nous avons aussi montré que les batteries étaient susceptibles de subir des cycles de charge et décharge intempestifs avec parfois des pics de courant de nature à écourter leur durée de vie.

Nous avons aussi montré que les super-condensateurs contribuent à améliorer le fonctionnement des batteries et ainsi à accroître leur durée de vie, et donc à réduire les coûts d'investissement. Aussi, le fait que les super-condensateurs peuvent être complètement déchargées et stockées tel quel, rend leur utilisation très intéressante pour le stockage d'énergie renouvelable.

L'intérêt de l'utilisation de deux éléments de stockage (batterie et super condensateurs) dans un système d'énergie hybride comme celui étudié est multiple :

- ✓ il peut limiter la trop grande intensité de courant électrique débitée par la batterie ;
- ✓ il peut mettre la batterie à l'abri des décharges trop profondes pouvant conduire à une perte irréversible de capacité ;
- ✓ il peut accroître le nombre de cycles, par conséquent la durée de vie de la batterie.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif de ce travail présenté dans ce mémoire est l'étude, la modélisation et la gestion d'un système d'énergie hybride autonome (photovoltaïque éolien) avec un stockage hybride (batteries-super-condensateurs), auquel on a implanté un algorithme de gestion pour gérer le flux d'énergie entre les différents sources constituant le système globale.

Le premier chapitre de ce travail rappelle les différents types des énergies renouvelables suivies par une description des différents dispositifs de stockage. Ensuite, nous avons présenté les différents architectes du bus, puis une étude de différentes configurations des systèmes hybride, ainsi que leurs principaux constituants. Pour un développement écologique et économique, la combinaison la plus adaptée port sur un système d'énergie hybride autonome utilisant des panneaux photovoltaïques, une éolienne, des batteries de stockage et de super-condensateurs.

Dans le deuxième chapitre, un système photovoltaïque autonome est étudié. Il a pour objectif : le fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque, la régulation de la tension du bus CC, La modélisation de la batterie de stockage, gestion de charge et décharge des batteries. Pour la recherche de point de puissance maximale (MPPT) on a utilisé la méthode P et O (perturbation et observation)

Nous avons présenté dans le troisième chapitre la modélisation des différents éléments de la chaîne de conversion éolienne. Elle est composée d'une turbine éolienne, fonctionnant à vitesse variable, avec une génératrice asynchrone. L'optimisation de la chaîne de conversion éolienne est effectuée en utilisant l'algorithme MPPT classique. On a utilisé les batteries (stockage a long terme) comme dispositifs de stockage pour l'énergie éolienne, les résultats de simulation présentés montrent le bon fonctionnement des batteries avec des cycles de charge et de décharge. Vu de la nature stochastique de vent on a utilisé le volant d'inertie (stockage à court terme) comme un moyen de stockage d'énergie, avec ce volant nous nous sommes arrivés à stocker et restituer de la puissance.

Dans le dernier chapitre on a procédé à la simulation du système hybride (éolienne photovoltaïque) avec stockage par batteries électrochimique (plomb-Acid). les résultat de simulation montrent l'efficacité de la méthode de gestion du flux d'énergie . Nous avons aussi montré les limites des batteries en présence de pics de puissance. Pour remédier à ce problème, on a proposé l'utilisation d'une source hybride de stockage dont les éléments ont

une fonction spécifique, soit en énergie (batterie), soit en puissance (super-condensateur). On présence des pics de puissance, les batteries subissaient de fortes décharges de nature à écourter leur durée de vie. En effet, pour un stockage composé exclusivement de batteries, nous observons, des pics de courants dépassant parfois 30A avec une chute de tension de 2V. Bien que ces valeurs de courant soient localement supportables par les batteries, le danger viendrait de la variation de tension. Dans ces conditions, les simulations effectuées pour le système d'énergie hybride avec stockage hybride (batteries super-condensateurs) ont permis de montrer l'intérêt des super-condensateurs. En effet, elles permettent de faire face efficacement aux pics de puissance. Les batteries ne fournissant, ainsi, que la puissance moyenne pour laquelle elles ont été dimensionnées. Ainsi on a proposé une méthodologie de développement de loi de gestion d'énergie pour un système hybride avec stockage hybride. Nous pouvons conclure que ces résultats de simulation sont d'une grande importance pour la gestion de ce type d'installation. Ainsi, une maîtrise des flux énergétiques dans un tel système s'avère intéressante pour le rentabiliser dans un contexte isolé.

Les résultats de ce présent travail nous permettent de dégager les perspectives suivantes :

- ✓ Etude détaillée sur la commande et l'optimisation afin de démontrer la sensibilité aux variations brusques.
- ✓ Etudes de différentes structures des systèmes d'énergie hybride avec stockage hybride (batteries super- condensateurs).
- ✓ Réalisation de différents tests sur un système réel, car il est très intéressant de tester les performances dynamiques des stratégies de commande, ainsi que l'efficacité de l'algorithme de gestion sur un système réel afin de valider les résultats de simulation par des résultats expérimentaux.

Références
Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [**Aim 04**] S. El Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension » Thèse de doctorat, école centrale de Lille, 2004.
- [**Amm 06**] Y. Ammar, « Conception de systèmes de gestion d'énergie pour microsystèmes autonomes », Thèse de Doctorat de l'Université Joseph Fourier, 2006.
- [**Ara 06**] H. G. Arantzamendi, « Etude des structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux micros réseaux », Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 2006.
- [**Arb 06**] A. Arbaoui, « Aide à la décision pour la définition d'un système éolien adéquation au site et à un réseau faible », Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2006.
- [**Ash 99**] M. Ashari, C. V. Nayar, "An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic-diesel-battery hybrid power system", Renewable energy, Elsevier Science, 1999.
- [**Ato 11**] A. Atoui, « Modélisation Et Commande D'un Système Hybride Éolien-Photovoltaïque Alimentant Un Site Isolé », Mémoire de magister, ENP d'Alger, 2011.
- [**Aya 04**] M. Y. Ayad, « Mise en œuvre des supercondensateurs dans les sources hybrides continues », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2004.
- [**Bag 11**] F. Baghdadi, « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelable », Mémoire de magister, Université de Tizi Ouzou, 2011
- [**Bel 01**] F. Belhachemi, « Modélisation et caractérisation des supercondensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2001.
- [**Bel 02**] M. Belhamel, S. Moussa et A. Kabeche, « Production d'Electricité au Moyen d'un Système Hybride (Eolien-Photovoltaïque-Diesel) », Revue des Energies Renouvelables, Zones Arides, 2002.
- [**Bel 04**] A. Belkaid, « optimisation de la commande des convertisseurs statique dans le cas de la production d'énergie électrique », Mémoire de magister, université de béjaia, 2004.
- [**Bel 08**] M. Belhadj, « Modélisation D'un Système De Captage photovoltaïque Autonome », Mémoire de Magister, Universitaire De Bechar, 2008.

- [Bel 10]** A. S. Belfedhal, « Modélisation et Commande d'une Chaîne Éolienne avec Intégration du Stockage Inertiel », Mémoire de Magister, École Nationale Polytechnique d'Alger, 2010.
- [Ben 12]** I. Bendjamâa, « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque », Mémoire de magister, Université de Tlemcen, 2012.
- [Ben 13a]** M. Benoît, « Hybridation d'une pile à combustible par des super-condensateurs vers une solution passive et directe », Thèse de doctorat de l'université de Toulouse, 2013.
- [Ben 13b]** N. Benyahia « Optimisation des Systèmes Multi machines Multi convertisseurs », Thèse de doctorat, Université de Béjaia, 2013.
- [Ber 01]** N. Bernard, « Conception, dimensionnement et commande d'un Moteur/ Générateur synchrone à excitation Homopolaire et à Bobinages dans l'entrefer pour accumulateur électromécanique d'énergie », Thèse de doctorat, Antenne de Bretagne de l'école Normale supérieure de Cachan, France, 2001.
- [Ber 11]** N. Bertrand, « Caractérisation électrique, mise en évidence des phénomènes physicochimiques et modélisation fractionnaire des super-condensateurs à électrodes à base de carbone activé », Université de Bordeaux 1, 2011.
- [Bou 07]** O. Bouhali, « Contribution des Convertisseurs Multiniveaux au Raccordement de la Production d'Origine Éolienne sur un Réseau », Thèse de doctorat, ENP d'ALGER, Ecole Centrale de LILLE, LILLE, 2007.
- [Bou 11]** M. Bouaraki, « Etude d'un entraînement à double alimentation pour turbine éolienne à vitesse variable : Application sur un site à TINDOUF », Mémoire de magister, université de Boumerdesse, 2011.
- [Bou 12]** A. Boufertella, « étude et réalisation d'un système de stockage inertiel. Application à l'énergie éolienne », mémoire de magister, Ecole militaire polytechnique, 2012
- [Boy 06]** A. Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy 1, France, 2006.
- [Bri 12]** F. Brihmat, « L'étude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien », Mémoire de Magister de l'Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, Algérie, 2012.

- [Cam 03]** H. Camblong « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, France, 2003.
- [Cam 07]** M. B. Camara « Super-condensateur pour échange dynamique d'énergie au bord de véhicule électrique hybride, modélisation, étude des convertisseurs, commande », Thèse de doctorat, Université de Franche-Comté.
- [Che 08]** F. Chekired, « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA », Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [Chi 10]** A. Chih-Chiang Hua and al, "Charge and Discharge Characteristics of Lead-Acid Battery and LiFePO4 Battery", International Power Electronics Conference (IPEC) 2010.
- [Cim 05]** G. O. Cimuca, « Systeme Inertiel de Stockage d'Énergie Associe à des Générateurs Éoliens » Thèse de doctorat, Lille, France, 2005.
- [Cou 08]** V. T. Courtecuisse « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », Thèse de doctorat de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, France, 2008.
- [Cro 13]** L. Croci, « gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super-condensateurs », Thèse de doctorat de l'universite de poitiers, 2013.
- [Del 13]** S. Delalay, « Étude systémique pour l'alimentation hybride – application aux systèmes intermittents », Thèse de doctorat, école polytechnique fédérale de Lausanne, 2013.
- [Eng 97]** A. Engler et al, "standard interface for PV and hybrid systems", 14 th European photovoltaic solar energy conference, Espagne, P. P. 1074, 1997.
- [Eng 00]** A. Engler et al, "Control of parallel operating battery inverters ", PV Hybrid power systems, conference, Aix-en Provence, France, 2000.
- [Esr 07]** T. ESRAM Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », IEEE Trans Energy Conver 2007; pp 439 –449.
- [Ger 02]** O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur » thèse de doctorat de l'école normale supérieure de cachan, 2002.

- [Gue 09] M. A. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M.I. Milanés and E. González, « Overview of Medium, Scale Energy Storage Systems », CPE 2009 6th International Conference-Workshop, Compatibility and Power Electronics, Power Quality, Alternative Energy and Power, Electronics, 2009.
- [Gui 04] D. Guillaume, « Caractérisation de nouveaux modes de maintien en charge pour batteries stationnaires de secours », Thèse de doctorat, Montpellier 2, 2004.
- [Has 10] H. Hassini, « Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque », Mémoire de Magister de l'Université de Tlemcen, 2010.
- [Him 15] K. Himour, « Optimisation des systèmes photovoltaïques par l'insertion des onduleurs multiniveaux » Thèse de doctorat, Université de Béjaia, 2015.
- [Ian 04] E. Ian Baring, L. Flowers, P. Lundsage,. "Worldwide status of wind-diesel application", Pre_work shop wind_diesel, Anchoray, Alaska, 2004.
- [Idj 10] K. Idjdarene, « Contribution à l'Etude et la Commande de Génératrices Asynchrones à Cage Dédiées à des Centrales Electriques Eoliennes Autonomes », Thèse en cotutelle entre l'Université de Bejaia, Algérie et l'Université Lille 1,France, 2010.
- [Kaa 06] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et M. R. Benhaddadi « Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque totalement autonome », Revue des Energies Renouvelables, 2006, Vol. 9 N°3, pp. 199 – 209.
- [Kou 11] S. D. Koussa, « Etude technique, économique et environnementale des systèmes décentralisés connectés au réseau électrique » thèse de doctorat, ENP d'Alger, 2011.
- [Lab 06] J. Labbé, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés » Ecole des Mines de Paris, Thèse de doctorat, 2006.
- [Lal 09] S. Lalouni, « Etude, commande et simulation d'une chaîne hybride de l'Université de Bejaia, Algérie, 2009.
- [Lav 05] N. Laverdure, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », Thèse de doctorat, INPG, France, 2005.
- [Lec 04] L. Leclercq, « Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », Thèse de doctorat Université de Lille, France, 2004.

- [Lun 01]** P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, “Isolated systems with wind power”, 2001.
- [Luq 03]** A. Luque and S. Hegedus, « Electrochemical Storage for Photovoltaic », Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2003.
- [Mao 05]** R. Maouedj, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah ». Mémoire de magister, Université de Tlemcen, 2005.
- [Mes 08]** L. Messikh, S. Chikhi, F. Chikhi et T. Chergui, ‘Mise au point d'un régulateur de charge / décharge de batterie avec seuils adaptatifs de tension pour les applications photovoltaïques’ Revue des Energies Renouvelables, 2008.
- [Mir 05]** A. Mirecki, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de Doctorat de l'Université de Toulouse, 2005.
- [Mog 05]** E. F. Mogos, « Production décentralisée dans les réseaux de distribution », These de doctorat ENSAM, 2005.
- [Nou 12]** S. Nouali, « Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien avec stockage d'énergie pour divers applications » Mémoire de magister, ENP d'Alger, 2012.
- [Rek 07]** D. Rekioua, O. Amrani, « Etude et identification des différents modèles électriques photovoltaïques », Conférence sur les énergies renouvelables, Université de Bejaia, Algérie, 2007.
- [Rek 07]** D. Rekioua, Z. Roumila et T. Rekioua, « Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien – diesel », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4 (2008).
- [Rey 11]** J. F. Reynaud, « Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques », Thèse de Doctorat de l'Université de Toulouse, 2011.
- [Rez 06]** N. Rizoug, « Modélisation électrique et énergétique des super-condensateurs et méthodes de caractérisation : Application au cyclage d'un module de super-condensateurs basse tension en grande puissance » Thèse de doctorat de l'Université de Lille, France, 2006.
- [Rou 09]** Z. Roumila, « Commande d'un système d'énergie hybride (photovoltaïque-éolien-diesel) », Mémoire de magister, Université de Béjaia, 2009.

- [Rui 00]** S. Ruin, O. Carlson, “Wind-hybrid system with variable speed and DC-link”, Wind power for the 21 century, Kassel, Germany, 2000.
- [Tar 08]** S. Tarafat, « Etude du stockage inertiel d'énergie dans une chaîne de conversion éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation » mémoire de magister, université de béjaia, 2008.
- [Pas 06]** M. A. C. Pastor, « Conception Et Réalisation De Modules Photovoltaïques Electroniques », Thèse de Doctorat d'INSA, Toulouse, France, 2006.
- [Pet 09]** S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat, Toulouse 2009.
- [Sar 04]** G. Sartorielli , T. Schneuwlu , J. Auer, « Technologies et applications des super-condensateurs » Colloque Energies électrique: besoins, enjeux, technologies et applications UTBM, Belfort 18 Juin 2004.
- [Sch 07]** J. Schiffer , D.Sauer , H. Bindner , T. Cronin, P. Lundsager, R.i Kaiser, “Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems” Journal of Power Sources, pp. 66–78, 2007.
- [Scr 10]** B. Scrosati, J. Garche, “Lithium batteries: Status, prospects and future”, Journal of Power Sources, pp, 2419–2430. 2010.
- [Sin 10]** A. T. Singo, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de Doctorat de l'Université Henri, 2010.
- [Sob 07]** K. Sobaihi, « Étude et réalisation d'un hacheur de tracking du point de puissance maximale à cote réaction de tension » Mémoire de magister ENP d'Alger 2007.
- [Sto 11]** L. Stoyanov, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables », Thèse de Doctorat de l'Université Technique de Sofia, 2011.
- [Vec 05]** I. Vechiu, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de Doctorat de l'Université du Havre, France, 2005.
- [Wic 97]** B. Wichert, “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation-A review of current practice and future developments”, Renewable and sustainable energy reviews, pp.209-228, Elsevier Science 1997.

Références Bibliographiques

[Zao 11] K. Zaouche, « Etude et Développement de Différentes Méthodes MPPT pour un Système Photovoltaïque », Mémoire de magister, USTHB, 2011.

[Zar 10] L. Zarour, « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque – éolien hors réseau », Thèse de Doctorat de l'Université de Constantine, Algérie, 2010.

[Zid 03]. C. Zidani, F. Benyarou, B. Benyoucef, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) », Revue énergies renouvelables, 2003.

[Zid 14] N. Zidane, « Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Énergies Renouvelables », Mémoire de magister, Université de Sétif, 2014.

Annexe

Paramètres de la machine asynchrone [Idj 10]

Rotor de type de cage d'écureuil

4 paires de pôles

230/400 V – 23,8/13,7 – 5,5 kW – 50 Hz – 690 tr/mn

$R_s = 1,07131 \Omega$;

$R_r = 1,29511 \Omega$;

$l_s = 8,9382 \text{ mH}$;

$l_r = 4,8613 \text{ mH}$

Paramètres de la turbine

Puissance nominale : $P_n = 7.5 \text{ kW}$;

Rayon de la turbine : $R_t = 3.24 \text{ m}$;

Vitesse nominal de la turbine : $\Omega_t = 296 \text{ tr /mn}$;

Vitesse maximal de la turbine : $\Omega_{tmax} = 10 \text{ tr /mn}$;

Vitesse minimal de la turbine : $\Omega_{tmin} = 4 \text{ tr /mn}$;

Moment d'inertie : $J = 0.075 \text{ Kg.m}^2$;

Frottement : $f = 0$;

Le gain de multiplicateur $G = 4.77$;

Paramètres d'un panneau photovoltaïque SHARP NTR5E3E

Dimension extérieur : 1575*826 mm.

Epaisseur : 40 mm.

Poids : 17.0 kg.

Puissance maximale du panneau : $P_{ppm} = 175 \text{ W}$;

Courant au point de puissance maximale : $I_{ppm} = 4.95 \text{ A}$;

Tension au point de puissance maximale : $V_{ppm} = 35.4 \text{ V}$;

Courant de court-circuit : $I_{cc} = 5.4 \text{ A}$.

Tension en circuit ouvert : $V_{c0} = 44.4 \text{ V}$

Paramètres de la batterie plomb-acide [Sin 10]

Capacité de batterie : $C_{bat} = 260 \text{ Ah}$

Tension au borne de la batterie : $V_{bat} = 12 \text{ V}$;

La résistance interne de la batterie : $R_s = 4 \text{ m}\Omega$.

Annexe

Paramètres du super-condensateur [Ben 13b]

La capacité constante : $C_0 = 8.66 \text{ F}$

La résistance interne : $R = 0.17 \Omega$

La capacité spécifique : $K_v = 0.95 \text{ F.V}^{-1}$

Résumé

Les systèmes autonomes, associant un générateur photovoltaïque, un générateur éolien et des batteries de stockage, peuvent constituer une excellente alternative. Grâce à la complémentarité des deux sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune des deux, tout en minimisant leurs inconvénients.

Ainsi, le travail de recherche présenté dans ce mémoire est une contribution à l'analyse du comportement et à la maîtrise des performances d'un système d'énergie hybride autonome, utilisant des panneaux photovoltaïques et une éolienne, permettant de calibrer l'exploitation de ces sources. Pour adapter la production des sources renouvelables au besoin de la charge, on a intégré des systèmes de stockage d'énergie. Les résultats de simulation montrent les limites des batteries en présence de pics de puissance. Pour remédier à ce problème, on a proposé l'utilisation d'une source hybride de stockage dont les éléments ont une fonction spécifique, soit en énergie, soit en puissance.

Mots clés : système d'énergie hybride, éolien, photovoltaïque, systèmes de stockage, génératrice asynchrone, fonctionnement autonome, gestion d'énergie.

Abstract

The autonomous systems, associating a photovoltaic generator, a wind generator and of the storage batteries, can constitute an excellent alternative. Thanks to the complementarity of the two sources of energy, it is possible to take advantage of each of the two, while minimizing their inconveniences.

Thus, the work of research presented in this memory is a contribution to the analysis of the behavior and to the mastery of the performances of an autonomous hybrid energy system, using the photovoltaic panels and a wind, permitting to calibrate the exploitation of these sources. To adapt the production of the renewable sources if need be of the load, one integrated systems of energy storage. The results of simulation show the limits of the batteries in presence of power peaks. To remedy this problem, one proposed the use of a hybrid source of storage whose elements have a specific function, either in energy and either in power.

Key words: hybrid energy system, wind, photovoltaic, storage systems, generating asynchronous, autonomous working, energy management.

المخلص

الأنظمة الذاتية التي تجمع بين مولد ضوئي, محرك هوائي و بطاريات التخزين, يمكن ان تكون بديلا ممتازا بفضل التكامل بين مصادر الطاقة فمن الممكن أن يتمتع بالفوائد على حد سواء مع التقليل من عيوبها.

و هكذا فان البحث المقدم في هذه المذكرة هو مساهمة في تحليل سلوك وأداء التمكن من نظام الطاقة الهجينة باستخدام الألواح الشمسية و توربينات الرياح لمعايرة اشتعال هذه المصادر. من أجل تألف انتاج الطاقة مع المستهلك استعملنا نظم تخزين الطاقة المتكاملة و تسير نتائج المحاكاة القبول المفروضة على البطاريات و من اجل أن نعالج هذا المشكل لقد اقترحنا استعمال التخزين الهجين للطاقة باستعمال عناصر ذات وظيفة محددة, اما طاقة أو قوة.

كلمات البحث: نظام هجين, طاقة الرياح, الطاقة الضوئية, نظم التخزين, مولد متزامن, ادارة الطاقة.