

**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID DE TLEMCEM**

**FACULTE DES SCIENCES**

**DEPARTEMENT DE PHYSIQUE**

**UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX ET ENERGIES RENOUVELABLES**

**ECOLE DOCTORALE ENERGIES RENOUVELABLES**



## **Thèse**

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR EN PHYSIQUE**

**Spécialité : Energies Renouvelables**

Par : **M. MOUHADJER Samir**

**Sur le Thème :**

***Contribution à l'optimisation du rendement des générateurs photovoltaïques et éoliens par l'intégration des systèmes électroniques d'adaptation à commande MPPT***

Soutenue publiquement le \_\_\_\_\_ devant le jury composé de:

Président :	<b>Mr. Boumediene BENYOUCEF</b>	Professeur (Univ Tlemcen)
Directeur de thèse	<b>Mr. Ali CHERMITTI</b>	Professeur (Univ Tlemcen)
Examineurs	<b>Mr. Nacereddine BIBITRIKI</b>	Professeur (Univ Tlemcen)
	<b>Mr. Abdelghani KHEROUS</b>	MCA (Univ Tlemcen)
	<b>Mr. Ali BENATILLAH</b>	Professeur (Univ Adrar)
	<b>Mr. Messaoud HAMOUDA</b>	MCA (Univ Adrar)



## Avant propos

Les travaux présentés dans ce document ont été effectués à l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (*URER.MS Adrar*) en collaboration avec l'Unité de Recherche Matériaux et Énergies Renouvelables « *URMER* » de l'Université Aboubakr-Belkaïd de Tlemcen.

Je tiens tout d'abord à remercier

*M. A.CHERMITTI*, Professeur des universités à l'université de Tlemcen Pour avoir encadré cette thèse, pour le soutien continu qu'il a bien voulu m'accorder tout au long de la thèse. Je le remercie pour la façon dont il a su me mettre en confiance pendant les moments difficiles, pour ses remarques constructives, et pour les aptitudes pédagogiques dont il à fait preuve. Je le remercie également de son aide importante au moment de la rédaction de cette thèse. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son art de la multi-compétence, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines. Sans lui, ce travail n'aurait peut-être pas abouti.

Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

*M. B.BENYOUCEF*, Professeur des universités et Directeur de l'unité de recherche *URMER* pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

*M. N.BIBITRIKI* : Professeur des universités, et *M A.KHERROUS* :Maitres de conférences à l'université de Tlemcen, et *M A.BENATTILAH* : Professeur des universités à l'université d'Adrar ainsi que *M M.HAMOUDA* :Maitres de conférences à l'université d'Adrar et Directeur de l'unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (*URER.MS Adrar*), je les remercie pour avoir accepté d'être les examinateurs du mémoire, pour l'intérêt qu'ils y ont porté, et pour les différentes remarques constructives dont ils ont fait preuve dans leur rapport.

Mes remerciements vont également à tout le personnel de l'*URMER* et de l'*URER.MS*, les enseignants, les chercheurs, le personnel administratif, les doctorants, et aussi tous mes collègues sans exception.

# Sommaire

<b>Introduction générale</b>	1
<b>Chapitre1 : Généralités et considérations énergétiques</b>	
<b>1.1 Énergie Éolienne</b>	6
1.1.1 Le vent	6
1.1.1.1 <i>Vitesse du vent</i>	6
1.1.1.2 <i>Direction du vent</i>	8
1.1.1.3 <i>Variation de vitesse du vent avec l'altitude</i>	9
1.1.2 Rendement énergétique d'un capteur éolien	10
1.1.2.1 <i>Limite de Betz</i>	10
1.1.2.2 <i>Variation de la pression à la traversée de l'éolienne</i>	11
1.1.2.3 <i>Rendement aérodynamique d'une éolienne</i>	12
1.1.3 Types de turbines éoliennes	12
1.1.3.1 <i>Éoliennes à axe horizontal</i>	12
1.1.3.2 <i>Éoliennes à axe vertical</i>	13
1.1.4 Régulation mécanique de la vitesse d'une éolienne	14
1.1.4.1 <i>Système à pas variable ou à calage variable ou système pitch</i>	14
1.1.4.2 <i>Système à décrochage aérodynamique ou système stall</i>	15
1.1.5 Les éoliennes productrices d'électricité	16
1.1.5.1 <i>Constitution d'une éolienne productrice d'électricité</i>	16
<b>1.2 Énergie solaire</b>	19
1.2.1 Données relatives au soleil	19
1.2.2 Constante solaire	19
1.2.3 Nombre d'aire masse	19

1.2.4	Absorption optique	22
1.2.5	L'effet photovoltaïque	23
1.2.5.1	<i>Historique de la cellule photovoltaïque</i>	23
1.2.5.2	<i>Principe de la conversion photovoltaïque</i>	25
1.2.6	Matériaux utilisés dans la fabrication des cellules Photovoltaïques	27
1.2.7	Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)	30
1.2.8	Déséquilibres dans le groupement des GPV	33
1.2.8.1	<i>Protection par diode d'un GPV constitué d'un groupement de plusieurs cellules en série</i>	33
1.2.8.2	<i>Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV</i>	34
1.2.9	Rendement d'un panneau PV	35
<b>1.3</b>	<b>Conclusion</b>	35
<b>Chapitre2 : Modélisation, Adaptation sources charges</b>		
<b>2.1</b>	<b>Introduction</b>	39
<b>2.2</b>	<b>Modélisation des générateurs photovoltaïques</b>	41
2.2.1	État de l'art sur la modélisation d'un GPV	41
2.2.2	Modèle d'un GPV	42
2.2.3	Influence de la température sur le rendement	45
2.2.4	Influence du rayonnement sur les cellules	46
2.2.5	Le point de fonctionnement d'un GPV	47
<b>2.3</b>	<b>Connexion directe source-charge</b>	48
<b>2.4</b>	<b>Connexion par le biais d'un convertisseur à découpage inductif DC/DC</b>	49

<b>2.5 Structure des convertisseurs à découpage</b>	51
2.5.1 Structure de convertisseur Boost	51
2.5.2 Structure du convertisseur Buck	52
2.5.3 Principe de fonctionnement	53
2.5.4 Recherche du fonctionnement optimale	54
<b>2.6 Modélisation des générateurs Éoliens</b>	56
2.6.1 État de l'art sur l'énergie éolienne	56
2.6.2 Modélisation d'un système éolien	58
2.6.2.1 <i>Modélisation de la turbine</i>	59
2.6.2.2 <i>Modélisation du système électrique</i>	63
2.6.2.3 <i>Conversion électromécanique</i>	66
<b>2.7 Conclusion</b>	66

### **Chapitre3 : La commande MPPT : Généralités et discussion**

<b>3.1 Introduction</b>	68
<b>3.2 Stratégie de la recherche de la puissance maximale pour une turbine éolienne</b>	69
3.2.1 Recherche de la puissance maximale sans la connaissance de la courbe caractéristique $CP(\lambda)$	70
3.2.1.1 <i>Modèle du redresseur MLI</i>	73
3.2.1.2 <i>Les techniques de commande du redresseur MLI</i>	75
3.2.1.3 <i>Exemple d'un redresseur MLI à bande hystérésis</i>	79
3.2.1.4 <i>Résultats de simulation</i>	81
3.2.2 Recherche de la puissance maximale en connaissant la courbe caractéristique $CP(\lambda)$	85

3.2.2.1 <i>Étude par simulation d'un système éolien à commande MPPT</i>	87
<b>3.3 Stratégie de la recherche de la puissance maximale</b>	
<b>pour un générateur photovoltaïque</b>	91
3.3.1 Principe de la recherche	92
3.3.2 Les premiers types de commande MPPT	92
3.3.3 Les différents types de commande MPPT	94
3.3.4 Les différents algorithmes de commande MPPT	95
3.3.4.1 <i>Méthode de perturbation et observation (P&amp;O)</i>	95
3.3.4.2 <i>Méthode de la conductance incrémentale(INC)</i>	98
3.3.5 Étude par simulation d'un système photovoltaïque	
à commande MPPT	101
3.3.5.1 <i>Résultats de simulation</i>	103
<b>3.4 Conclusion</b>	105

## **Chapitre4 : Optimisation du point de puissance maximale**

### **d'un générateur hybride PV/éolien**

<b>4.1 Introduction</b>	107
<b>4.2 Système de conversion d'énergie hybride proposé</b>	108
<b>4.3 Présentation du convertisseur abaisseur</b>	109
4.3.1 Description du circuit	110
4.3.2 Principe de fonctionnement	111
4.3.3 Expressions analytiques	112
4.3.4 Dimensionnement du filtre d'entrée	115
4.3.5 Dimensionnement du filtre de sortie	116
4.3.6 Validation expérimentale	117

<b>4.4 Étude du couplage des deux sources énergétiques</b>	121
<b>4.5 Étude sur les batteries au plomb en tant que des éléments de stockage</b>	123
4.5.1 Cycle de charge d'une batterie au plomb	124
4.5.1.1 Régulation sur une valeur de tension	124
4.5.1.2 Cycle de charge en trois phases	125
4.5.2 L'effet de la température	127
4.5.3 Contrôle et entretien des batteries	128
<b>4.6 Présentation de la carte électronique proposée</b>	130
<b>4.7 Justification du système hybride</b>	132
<b>4.8 Test, résultats et discussion</b>	136
4.8.1 Le circuit électronique	136
4.8.2 Problème énergétique posé	137
4.8.3 Mesures journalières	138
<b>4.9 Conclusion</b>	142
<b>Conclusion générale</b>	146

**Bibliographie.**

**Annexes.**

## Liste des figures

<b>Fig.1.1:</b> Modèles d'anémomètres	07
<b>Fig.1.2 :</b> Ensemble Anémomètre – Girouette	08
<b>Fig.1.3 :</b> Rose du vent de Microsite	08
<b>Fig.1.4 :</b> Veine d'aire sur une éolienne	10
<b>Fig. 1.5 :</b> Technologies éoliennes	13
<b>Fig. 1.6 :</b> Courbe typique de la puissance extraite par une éolienne en fonction de la vitesse du vent	15
<b>Fig. 1.7 :</b> Les principaux éléments qui constituent une éolienne	17
<b>Fig. 1.8 :</b> Chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW)	18
<b>Fig. 1.9 :</b> Mouvement de la terre autour du soleil	20
<b>Fig. 1.10 :</b> Mouvement de la terre autour du soleil	21
<b>Fig 1.11 :</b> Répartition spectrale du rayonnement solaire	21
<b>Fig 1.12 :</b> Conversion de l'énergie solaire en énergie électrique	24
<b>Fig 1.13 :</b> Répartition des matériaux pour la conversion PV sur le marché mondial	25
<b>Fig 1.14 :</b> Schéma explicatif du phénomène photovoltaïque	27
<b>Fig1.15 :</b> Matériaux utilisés dans la conversion photovoltaïque	28
<b>Fig 1.16 :</b> Les différents types de cellules photovoltaïques	30
<b>Fig 1.17 :</b> Constitution d'un panneau photovoltaïque	31
<b>Fig 1.18 :</b> Groupement des cellules PV identiques en série	32
<b>Fig 1.19 :</b> Groupement de M cellules PV identiques en parallèle	32
<b>Fig 1.20 :</b> sous-station formée d'un groupement de $N_{ms}$ modules séries et de $N_{bp}$ branches parallèles	33
<b>Fig 1.21 :</b> Protection par diode d'un groupement de photopiles en série parallèle	34

<b>Fig2.1</b> : Modèle d'une cellule PV réelle	42
<b>Fig2.2</b> : Modèle du générateur PV	44
<b>Fig 2.3</b> : Caractéristique $I(V)$ d'un module PV	45
<b>Fig 2.4</b> : Caractéristique $I(V)$ du module PWX500 pour différentes valeurs de température (courbe expérimentale)	45
<b>Fig 2.5</b> : Courbe $I(V)$ d'un GPV pour des différentes valeurs du rayonnement à température constante	46
<b>Fig 2.6</b> : Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe	48
<b>Fig 2.7</b> : Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour	48
<b>Fig 2.8</b> : Schéma synoptique du système PV adapté par un hacheur	50
<b>Fig 2.9</b> : Système PV formé par un GPV, convertisseur <i>Boost</i> et une charge résistive $R_s$	51
<b>Fig 2.10</b> : Système PV formé par un GPV, convertisseur <i>Buck</i> et une charge résistive $R_s$	53
<b>Fig 2.11</b> : Adaptation d'impédance d'une MPPT	54
<b>Fig 2.12</b> : Technique de la recherche du PPM	55
<b>Fig 2.13</b> : Technique numérique de la recherche du PPM	55
<b>Fig 2.14</b> : Taux de croisement de la puissance éolienne installée dans le monde	56
<b>Fig 2.15</b> : Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres	57
<b>Fig. 2.16</b> : Chaîne éolienne de petite puissance	59
<b>Fig. 2.17</b> : Les régions de fonctionnement d'une éolienne <i>Pitch</i>	59
<b>Fig. 2.18</b> : La caractéristique $C_p(\lambda)$ pour différentes valeurs de $\beta$	61
<b>Fig. 2.19</b> : La puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse angulaire	62
<b>Fig. 2.20</b> : Alternateur connecté à un pont de diodes	63
<b>Fig. 2.21</b> : Schéma équivalent par phase	63
<b>Fig. 2.22</b> : Diagrammes de Fresnel lorsque $I$ est en phase avec $V$ (cas d'un pont de diodes) et $I$ est en phase avec $E$ avec un redresseur actif	63

<b>Fig. 3.1</b> : schéma synoptique d'une commande <i>MPPT</i>	69
<b>Fig. 3.2</b> : Structure à redresseur <i>MLI</i>	71
<b>Fig. 3.3</b> : Principe de fonctionnement d'un <i>MPPT</i> à vitesse du vent variable	72
<b>Fig. 3.4</b> : Schéma équivalent d'un pond redresseur à commande <i>MLI</i>	73
<b>Fig. 3.5</b> : Modulateur <i>MLI</i> à porteuse triangulaire	76
<b>Fig. 3.6</b> : <i>MLI</i> avec échantillonnage régulier de la modulante	77
<b>Fig. 3.7</b> : Échantillonnage à la fréquence de la porteuse	77
<b>Fig. 3.8</b> : Commande <i>MLI</i> à bande hystérésis	78
<b>Fig. 3.9</b> : Diagramme vectoriel des états du Tableau 3.1	79
<b>Fig. 3.10</b> : Correcteur à hystérésis (principe de fonctionnement)	80
<b>Fig. 3.11</b> : simulation sous <i>ISIS-Proteus</i> d'un redresseur triphasé à commande <i>MLI</i>	81
<b>Fig. 3.12</b> : signaux générés par la source de tension	81
<b>Fig. 3.13</b> : La tension continue $V_{DC}$ à la sortie du redresseur	82
<b>Fig. 3.14</b> : Le système d'optimisation de la puissance à commande <i>MLI</i>	83
<b>Fig. 3.15</b> : La stabilité de la tension continue $V_{DC}$ pour des variations de la vitesse de la génératrice	84
<b>Fig. 3.16</b> : Calcul de la vitesse de référence	86
<b>Fig. 3.17</b> : Poursuivre du point de puissance maximale	87
<b>Fig. 3.18</b> : Système éolien proposé	87
<b>Fig. 3.19</b> : Système éolien à commande <i>MPPT</i> proposé simulé sous <i>ISIS-Proteus</i>	88
<b>Fig. 3.20</b> : L'effet de la variation de la vitesse du vent sur le rapport cyclique $\alpha$	89
<b>Fig. 3.21</b> : La tension et le courant d'entrée du convertisseur <i>Boost</i>	90
<b>Fig. 3.22</b> : La puissance électrique mesurée à la sortie du convertisseur <i>Boost</i>	90
<b>Fig. 3.23</b> : Fluctuation du <i>PPM</i> avec l'intensité d'éclairement <b>(A)</b> et la charge $R_s$ <b>(B)</b>	92
<b>Fig. 3.24</b> : Principe classique d'une <i>MPPT</i> pouvant être implantée en numérique	93
<b>Fig. 3.25</b> : Principe de fonctionnement d'une commande <i>MPPT</i>	94
<b>Fig. 3.26</b> : Organigramme de la méthode P&O	97
<b>Fig. 3.27</b> : Évolution de la puissance en fonction de la tension	99
<b>Fig. 3.28</b> : Schéma fonctionnel de l'algorithme <i>INC</i>	100

<b>Fig. 3.29</b> : Simulation d'une chaîne de conversion <i>PV</i> avec un convertisseur <i>Buck</i> contrôlé par une commande <i>MPPT</i>	102
<b>Fig. 3.30</b> : Réponse du système suite à des changements brutaux du courant $I_{pv}$	103
<b>Fig. 3.31</b> : Réponse du système suite à des changements brutaux de la tension $V_{pv}$	104
<b>Fig. 4.1</b> : Les différents composants du banc d'essai	108
<b>Fig. 4.2</b> : Architecture du système hybride	108
<b>Fig. 4.3</b> : Circuit de base d'un convertisseur <i>Buck</i>	110
<b>Fig. 4.4</b> : La forme d'onde des courants $I_{L2}$ et $I_{Cs}$	114
<b>Fig. 4.5</b> : Circuit abaisseur sur plaque d'essai	118
<b>Fig. 4.6</b> : L'effet de la variation de fréquence sur le rendement	119
<b>Fig. 4.7(A)</b> : L'effet de la variation de $\alpha$ sur le rendement	121
<b>Fig. 4.7(B)</b> : L'effet de changement des composants sur le rendement	121
<b>Fig. 4.8</b> : Le bus à courant continu	122
<b>Fig. 4.9</b> : schémas de la boucle de régulation	123
<b>Fig. 4.10</b> : schéma bloc du système de régulation hybride	131
<b>Fig. 4.11</b> : Disponibilité énergétique solaire pour la wilaya d'Adrar	132
<b>Fig. 4.12</b> : Disponibilité énergétique éolienne pour la wilaya d'Adrar	133
<b>Fig. 4.13</b> : Analyse saisonnière de la disponibilité énergétique	134
<b>Fig. 4.14</b> : Courbe de dimensionnement	135
<b>Fig. 4.15</b> : Données météorologiques de la ville d'Adrar pour une période de 10 jours du mois de Mars 2013	139
<b>Fig. 4.16</b> : Les différentes tensions du système hybride pour une période de 24h (Adrar le 14/03/2013)	140
<b>Fig. 4.17</b> : La puissance électrique fournie par le système de génération hybride mesurée avec et sans commande <i>MPPT</i>	141
<b>Fig. 4.18</b> : L'évolution de la tension des batteries en fonction du temps	142
<b>Fig. 4.19</b> : L'effet de la température	143

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1</b> : Constante solaire en fonction de l'épaisseur d'atmosphère traversée	22
<b>Tableau 1.2</b> Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire	23
<b>Tableau 2.1</b> : Valeurs des paramètres $C_1-C_5$	61
<b>Tableau 3.1</b> : Les états possibles des interrupteurs	74
<b>Tableau 3.2</b> : Variables électrique du système proposé	89
<b>Tableau 4.1</b> : Valeurs des paramètres <i>du Buck</i> après dimensionnement	117
<b>Tableau 4.2</b> : Relevés expérimentaux des différents paramètres du système en variant la fréquence	119
<b>Tableau 4.3</b> : Relevés expérimentaux des différents paramètres du système en variant le rapport cyclique $\alpha$	120
<b>Tableau 4.4</b> : Les tensions d'absorption et de floating par apport aux différents types des batteries	127
<b>Tableau 4.5</b> : L'influence de la température sur la tension des batteries	128

## Nomenclature

<b>GPV :</b>	Générateur photovoltaïque.
<b>GSAP:</b>	Générateur synchrone à aimants permanents.
<b>C<sub>P</sub>:</b>	Couple aérodynamique.
<b>PV :</b>	Photovoltaïque.
<b>PPM :</b>	Le point de puissance maximal.
<b>MPPT:</b>	Maximum power point tracking.
<b>P<sub>MAX</sub> :</b>	Puissance Maximale d'un Générateur Photovoltaïque
<b>V<sub>pv</sub> :</b>	La tension aux bornes du GPV.
<b>I<sub>pv</sub> :</b>	Le courant que peut délivrer un GPV.
<b>P<sub>pv</sub> :</b>	La puissance d'un GPV.
<b>V<sub>éol</sub>:</b>	La tension aux borne du génératrice éolienne.
<b>I<sub>éol</sub>:</b>	Le courant délivré par l'éolienne.
<b>P<sub>éol</sub>:</b>	La puissance électrique fournie par l'éolienne.
<b>V<sub>cel</sub> :</b>	La tension aux bornes de la cellule PV.
<b>I<sub>cel</sub> :</b>	le courant de la cellule PV.
<b>V<sub>opt</sub> et I<sub>opt</sub> :</b>	Tension et Courants optimaux correspondant à P <sub>MAX</sub> .
<b>η :</b>	Le rendement.
<b>DC :</b>	Courant continu.
<b>AC :</b>	Courant alternative.
<b>α :</b>	Le rapport cyclique.
<b>PWM :</b>	Pulse with modulation.
<b>MLI :</b>	Modulation à largeur d'impulsion.
<b>ADC :</b>	Convertisseur analogique-numérique.
<b>DAC :</b>	Convertisseur numérique-analogique.
<b>P&amp;O :</b>	Méthode de perturbation et observation
<b>INC :</b>	Méthode de la conductance incrémentielle.

*Introduction  
générale*

## **Introduction générale :**

Le développement technologique et le confort, que le monde actuel est en train de vivre, sont les causes principales de l'intense consommation d'énergie. Pour assurer son développement économique, le monde occidental a excessivement exploité les ressources énergétiques du tiers monde, charbon, pétrole... Mais en se développant, il a progressivement dégradé la terre. Utilisés en quantité sans cesse croissantes, les combustibles sont désormais la principale source de nuisances pour l'environnement. La liste des dégradations qu'ils engendrent est longue : pollution atmosphérique liée à la circulation automobile, pluies acides dues au dégagement d'oxyde de soufre des centrales thermiques, réchauffement probable de la planète en raison des émissions de gaz carbonique dans l'atmosphère, pollution des mers par les transports pétroliers, pollutions radioactives accidentelles, accumulation de déchets nucléaires, etc.

De nos jours il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de trois facteurs qui sont principalement, la croissance économique mondiale, l'évolution démographique et les mutations économiques ; un danger supplémentaire induit par cette consommation excessive des ressources naturelles, c'est l'épuisement accéléré des réserves ce qui pénalise dangereusement les générations futures.

La guerre Israélo-arabe, survenue en 1973, et les crises pétrolières répétées depuis cette période ont entraîné une crise sans précédent dans le domaine énergétique. Les fortes et brusques augmentations du prix du pétrole qu'elle a occasionnées ont révélé l'importance des rôles joués par l'énergie dans tous les secteurs de l'économie.

Ce sont les chocs psychologiques et économiques créés par ces crises pétrolières, et par l'accident majeur de Tchernobyl en 1986 en Ukraine, qui ont fortement ébranlé la confiance des pays industrialisés, en changeant la vision optimiste de l'avenir du monde qu'ils avaient après leurs forte croissance économique, conjuguée au remarquable essor des sciences et des techniques, pensaient-ils qu'ils disposaient de tous les outils, politiques, scientifiques,

## Introduction générale

techniques et économiques, pour résorber les déséquilibres et résoudre les contradictions d'un monde appelé à se développer sans fin sur le modèle des pays les plus avancés.

Peut-on atteindre un réel développement de l'ensemble des peuples de la terre, sans buter sur des contradictions insurmontables ? Et s'il existe un espace de solutions, à quoi ressemble-t-il ?

Dans la recherche de solutions à ces questions, on est amené à rechercher des sources d'énergie de remplacement plus adéquates, c'est-à-dire économiques, fiables, inépuisables et sans conséquences indésirables sur l'environnement. Aujourd'hui la production d'énergie basée sur les énergies renouvelables constitue un excellent moyen de protéger l'environnement et d'acquérir une sécurité à long terme sur le plan énergétique.

En vertu du Protocole de Kyoto, l'Union Européenne s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8% en dessous de leurs niveaux de 1990 sur la période 2008-2012 [11]. Qu'en est-il en réalité ? Ainsi, les modes de production reposant sur la transformation d'énergies renouvelables sont appelés à être de plus en plus utilisés dans le cadre du développement durable. Pour réaliser ceci, le contexte politique et économique actuel va dans le sens d'une libération totale du marché de l'électricité. L'objectif étant de diversifier l'offre de la production et de la distribution de l'énergie électrique en favorisant la concurrence. Pour y parvenir, des procédures de déréglementation progressives ont déjà été mises en place. Les énergies renouvelables doivent jouer un rôle important pour atteindre cet objectif; dans ce contexte :

- ✓ En septembre 2001, l'Union Européenne a adopté la Directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable sur le marché intérieur de l'électricité [11]. L'objectif de cette directive est la promotion et l'exploitation à l'avenir du potentiel des sources d'énergie renouvelable.
- ✓ Les pouvoirs publics en Algérie (SONELGAZ) qui comptent ramener le taux de participation des énergies renouvelables à 5% en 2015, ont initié

## Introduction générale

un programme d'alimentation en énergie électrique produite par le photovoltaïque solaire dans des zones inaccessibles comme par exemple l'alimentation de 1000 foyers situés au sud, [M N.BOUTERFA PDG-SONELGAZ]. (*Bulletin des énergies renouvelables-Semestriel N°10 Décembre 2006*).

Le terme «Ressource d'énergie renouvelable» peut être utilisé lorsqu'une ressource énergétique se régénère naturellement à une vitesse comparable avec celle de son utilisation. Le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux sont ainsi des sources d'énergies renouvelables qui sont estimées non pas en terme de quantité, ni même en terme de stock, mais de flux énergétiques largement supérieurs au niveau actuel de consommation énergétique de l'humanité, et qui peuvent constituer des énergies de substitution tout à fait réalistes de par leur faible impact sur l'environnement.

Parmi les différentes sources identifiables d'énergies renouvelables, deux retiennent l'attention dans cette étude pour leur important potentiel dans la zone d'application, à savoir le Sahara: il s'agit de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire. Malgré que la production de l'électricité à partir seulement de l'une de ces deux sources d'énergie est un objectif souvent limité par le prix de revient final du kWh, la technique hybride qui consiste en l'exploitation optimale de la complémentarité entre elle, est parmi les solutions proposées afin de pallier à se problème du coût.

Même avec cette solution, un nouveau problème se pose, c'est le couplage parfait entre ces deux sources d'une part, et avec la charge d'autre part, il s'agit du transfert de la puissance maximale de ces deux générateurs de nature différente à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors souvent très éloigné du point de puissance maximale (*PPM*) pour chaque source d'énergie.

Notre objectif dans ce présent travail n'est pas seulement d'apporter des éléments de réponse à ces points d'inquiétudes, mais aussi et surtout d'apporter une contribution à la recherche de solutions à ces problèmes de couplage et d'adaptation. Dans ce contexte, nous présentons une étude et une réalisation

## Introduction générale

d'une commande (*MPPT*) extrême numérique en cherchant à optimiser le transfert d'énergie, par le biais d'un microcontrôleur *PIC* de microchip (*le 16F876*) où le choix du type de microcontrôleur a été fait en vue d'une amélioration future du programme en insérant différentes fonctions de supervision de l'ensemble de cette commande.

Tout d'abord, dans cette thèse, nous présentons un état de l'art pour chaque type d'énergie que sont l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Dans le chapitre 2 nous présentons l'étage d'adaptation pour chaque générateur avec fonction *MPPT* numérique qui sera étudiée en détail au chapitre 3. Et finalement le chapitre 4 sera dédié à l'étude énergétique du système hybride. En respectant le cahier de charges, les caractéristiques du site d'application, ainsi que la disponibilité énergétique, nous présentons respectivement, les détails de notre circuit électronique, ainsi que la commande numérique implémentée, enfin nous terminons par l'analyse des résultats et des perspectives.

# *Chapitre 1*

*Généralités et considérations  
énergétiques*

## 1.1 Énergie Éolienne

### 1.1.1 Le vent :

Trois paramètres caractérisent notre atmosphère : sa pression, sa température et son humidité. Ces paramètres varient avec l'altitude. L'énergie du rayonnement solaire absorbée à l'équateur est très grande par rapport aux pôles à cause de la rotondité de la terre, par conséquent, un réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres. Ces variations de température provoquent des différences de masses d'air entraînant leur perpétuel déplacement d'une latitude où la densité de l'air (pression atmosphérique) est élevée vers celles où elle est faible. Le vent est caractérisé par deux grandeurs variables par rapport au temps :

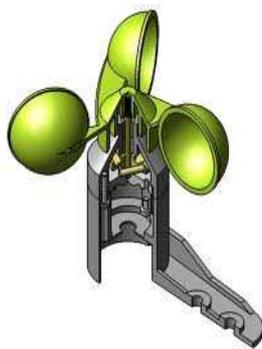
- La vitesse.
- La direction.

#### 1.1.1.1 Vitesse du vent :

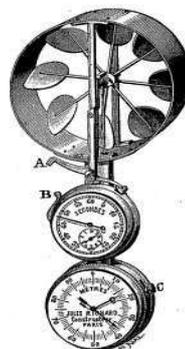
L'appareil le plus répandu pour la mesure du vent est encore aujourd'hui l'anémomètre. Il en existe plusieurs types, on peut les classer en quatre catégories principales [3] :

- Anémomètre à rotation : les types les plus connus sont les anémomètres à coupelles de papillon et Robinson, ils équipent pratiquement toutes les stations météorologiques. Ils sont généralement insensibles aux vents de vitesse inférieure à  $1 \text{ m/s}$ .
- Anémomètre à pression : parmi les types d'anémomètres à pression qui existent nous citerons les anémomètres à rafales **ERA** (**E**lectrical **R**esearch **A**ssociation) et l'anémomètre Best-Romani, qu'ils ont été conçus pour mesurer les vents d'intensité rapidement variable. Dans les anémomètres **ERA**, la traînée du vent s'exerçait sur des sphères et provoquait des déplacements horizontaux et verticaux.

- Anémomètre à variation de section: Il se compose d'un tube tronconique vertical sur l'axe duquel se mue un disque en plastique léger percé en son centre qui tourne autour d'une tige qui le traverse. À la base de ce tube sur le côté au voisinage de la petite section se trouve un orifice que l'on oriente en direction du vent. La pression dynamique soulève le disque jusqu'à ce que le poids équilibre les forces aérodynamiques qui diminuent lorsque le disque monte par suite d'élargissement de la section de l'écoulement. La paroi extérieure de l'anémomètre porte une graduation sur laquelle on lit les vitesses.
- Anémomètre à ultrasons: Ce sont les plus récents et les plus modernes. On peut les classer en anémomètre 2D et anémomètre 3D. Leur fonctionnement est basé sur la mesure de la durée de transmission des ondes ultrasoniques entre un émetteur et un récepteur.



A



B



C



D

Fig.1.1: Modèles d'anémomètres

A : Anémomètre papillon.

B : Anémomètre Jules Richard.

C : Anémomètre à ultrasons.

D : Anémomètre portatif.

### 1.1.1.2 direction du vent :

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens antihoraire autour des aires anticyclonique, contrairement à l'hémisphère sud, où les sens sont inversés par rapport aux précédents.

On repère la direction du vent par le côté d'où il souffle. On dit que la direction du vent est ouest si le courant d'air vient de l'ouest. Cette direction nous est indiquée par la girouette.

Les stations météorologiques un peu importantes disposent de girouettes élaborées qui permettent l'enregistrement permanent et simultané de la direction et de la vitesse du vent, ces enregistrements quotidiens permettent d'établir pour chaque lieu un diagramme polaire (Figure 1.3) qui permet de connaître les temps relatifs exprimés en pourcentage pendant lequel le vent a soufflé dans une direction déterminée.



Fig.1.2 : Ensemble Anémomètre - Girouette

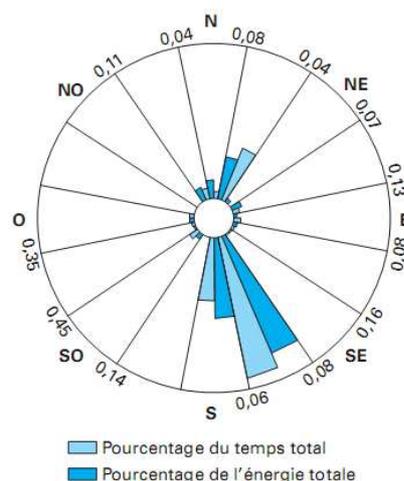


Fig.1.3 : Rose du vent de Microsite [4]

### 1.1.1.3 Variation de vitesse du vent avec l'altitude :

La vitesse du vent croît avec l'altitude. Des relevés effectués sur la tour Eiffel à Paris [3], ont montré que pour une intensité de  $2m/s$ , à  $20m$  de hauteur, la vitesse du vent atteignait  $7$  à  $8m/s$ , à  $300m$  au dessus du sol. La vitesse de l'air est plus ou moins freinée par le sol selon son coefficient de friction( $\alpha$ ), par conséquence une vitesse du vent allant de  $0m/s$  au sol à la vitesse du vent sans effet de friction, c'est à dire à sa pleine vitesse moyenne. La couche limite( $H_0$ ), est la hauteur à laquelle la friction n'a plus d'effet qui généralement voisin de  $10m$ . La forme de la variation de vitesse ou le profil de vitesse est donnée par diverses théories, l'expression empirique suivante est souvent la plus utilisée [8] :

$$V(H) = V_0 \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (1.1)$$

$$\alpha = 0.096 \log H_0 + 0.016 (\log H_0)^2 + 0.24 \quad (1.2)$$

Où :

$V(H)$  représente la vitesse du vent à la hauteur  $H$ .

$V_0$  est la vitesse à la couche limite.

$\alpha$  est le coefficient de friction ou coefficient de rugosité qui caractérise le terrain (pour son calcul, on exprime  $H_0$  en mm).

Cette relation montre bien que les sites où  $\alpha$  est faible (peu ou pas de friction) sont les plus intéressants pour la récupération d'énergie éolienne, et puisque dans ce cas, la variation de vitesse du vent avec l'altitude est faible, on bénéficie des vitesses élevées près du sol et la vitesse du vent vue par les différentes parties hautes et basses de l'éolienne a sensiblement la même valeur.

Notons que dans la relation (1.1), les hauteurs  $H$  et  $H_0$  à prendre en considération ne sont pas les hauteurs au dessus du sol, mais les hauteurs au-dessus du niveau des vitesses de vent nulles. Celui-ci coïncide avec les tiges dans un champ de blé et avec la hauteur à laquelle les branches d'arbres voisins se touchent dans une forêt.

### 1.1.2 Rendement énergétique d'un capteur éolien :

#### 1.1.2.1 limite de Betz :

Si l'énergie cinétique d'une masse d'air qui se déplace avec la vitesse  $V$  pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface  $S$ , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée serait [3] :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (1.3)$$

Avec  $\rho$  masse volumique de l'air ( $1,225 \text{ kg/m}^3$  au niveau de la mer).

Mais en réalité la puissance d'une turbine éolienne dépendra du rendement aérodynamique de ses pales et la puissance maximale qu'elle est susceptible de recueillir  $P$  est inférieure à la puissance disponible  $P_e$ , par suite de la vitesse non nulle des masses d'air derrière l'aéromoteur. L'aptitude de conversion de l'énergie éolienne est donnée par le coefficient de puissance  $C_p$ , défini par la relation :

$$C_p = \frac{P}{P_e} ; C_p < 1 \quad (1.4)$$

Pour un vent donné, cette puissance  $P$  peut être calculée sans tenir compte du profil des pales à l'aide de la théorie générale établie par Betz [8].

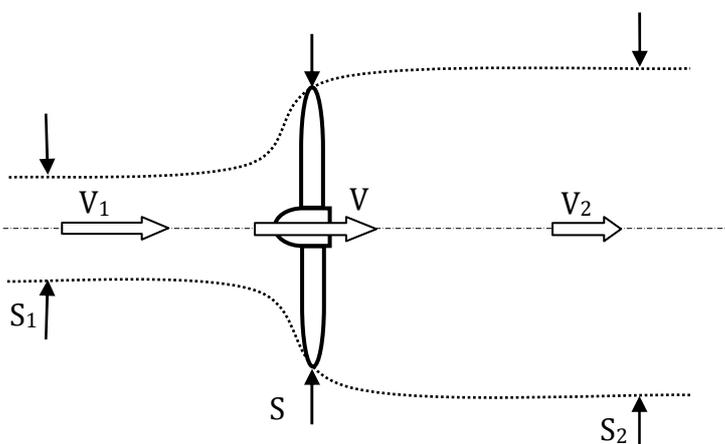


Fig.1.4 : Veine d'air sur une éolienne

Comme le montre la figure 1.4, considérons une éolienne dont les pales balayent une surface  $S$  et voit la vitesse  $V$  du vent au niveau des pales. L'éolienne est placée dans un air animé loin en amont d'une vitesse  $V_1$  et d'une vitesse  $V_2$  en aval. Une partie de l'énergie cinétique du vent étant utilisée pour faire tourner L'éolienne, la vitesse  $V_2$  est inférieure à  $V_1$  et la veine d'air traverse donc le moteur éolien en s'élargissant. Soient  $S_1$  et  $S_2$  les sections amont et aval de la veine de fluide. Si  $m$  représente la masse d'air qui traverse la surface  $S$  par unité de temps à la vitesse moyenne  $V$ , on obtient :

$$m = \rho \cdot S \cdot V \quad (1.5)$$

D'où la vitesse au niveau des pales est :

$$V = \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (1.6)$$

L'expression de la puissance devient alors :

$$P = \frac{1}{2} \rho S V (V_1^2 - V_2^2) \quad (1.7)$$

On montre, en calculant  $\frac{dP}{dV_2} = 0$ , que le maximum de la puissance est donné par :

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho S V_1^2 \quad (1.8)$$

Cette relation constitue la formule de **Betz**. Il s'en suit :

$$C_P^{max} = \frac{P_{max}}{P_e} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (1.9)$$

Il ne sera donc pas possible de récupérer plus de 60% de la puissance fournie par le vent. Cette quantité est appelée limite de **Betz**.

### 1.1.2.2 Variation de la pression à la traversée de l'éolienne :

La pression est plus importante à l'amont de l'éolienne qu'à l'aval, ce qui crée une force exercée par le vent sur elle. On peut écrire :

$$F = \frac{1}{2} \rho S (V_1^2 - V_2^2) = S \Delta P \quad (1.10)$$

Ce qui donne pour la valeur moyenne de la différence de pression  $\Delta P$  :

$$\Delta P = \frac{\rho(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (1.11)$$

### 1.1.2.3 Rendement aérodynamique d'une éolienne :

On introduit une variable sans dimension appelée *vitesse spécifique* pour caractériser les performances aérodynamiques d'une éolienne :

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_1} \quad (1.12)$$

Avec  $\Omega$  : La vitesse angulaire de la turbine.

$R$  : Rayon de la turbine.

Le rendement aérodynamique  $\eta_a = \frac{C_P(\lambda)}{C_P^{max}}$  est, de ce fait, représentatif de la «qualité aérodynamique» de l'éolienne dans les meilleures conditions de réglage. Les performances aérodynamiques sont reflétées également par la variation du coefficient de couple :

$$C_T(\lambda) = \frac{1}{\lambda} C_P(\lambda) \quad (1.13)$$

### 1.1.3 Types de turbines éoliennes :

Une turbine éolienne est la partie d'un système éolien qui réalise la conversion de l'énergie du vent en énergie mécanique. Selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice, il existe deux grandes familles de turbine:

- les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- les turbines éoliennes à axe vertical.

#### 1.1.3.1 Éoliennes à axe horizontal :

Dépendant du nombre de pales de l'hélice, on distingue deux types:

- Éolienne à hélice à faibles nombre de pales (Figure1.5A): caractérisée par une rapidité et un bon rendement, mais nécessite obligatoirement un dispositif d'orientation dans le vent. Elle convient le mieux à la production d'énergie électrique et pour des puissances moyennes ou élevées.

- Éolienne à hélice à grand nombre de pales (Figure 1.5B): avec une vitesse plus faible et un rendement moyen, elle convient le mieux pour l'utilisation directe de l'énergie mécanique produite.

### 1.1.3.2 Éoliennes à axe vertical :

Elles sont de deux types :

- Éolienne à hélice de type Savonius (Figure 1.5C) : Caractérisée par une simplicité de construction et ne nécessite pas de système d'orientation dans le vent, et avec son très faible rendement, elle convient le mieux pour les mesures de vitesses de vent ou pour les systèmes de faibles puissances.
- Éolienne à hélice de type Darius (Figure 1.5D) : Elle est de développement récent. Elle ne nécessite pas non plus de dispositif d'orientation dans le vent. Elle présente une vitesse relativement élevée et est caractérisée par un bon rendement. Son principal inconvénient réside, d'une part, dans le fait qu'elle nécessite un dispositif d'appoint au démarrage et, d'autre part, dans la délicatesse de la construction de ses pâles. C'est une éolienne qui convient pour la production d'énergie électrique.

Les turbines à axe vertical sont encore au stade d'essai des prototypes, hormis quelques réalisations de petite puissance industrialisées par la société Winside [4]. La presque totalité des réalisations industrielles concerne donc les machines avec rotor à axe horizontal.

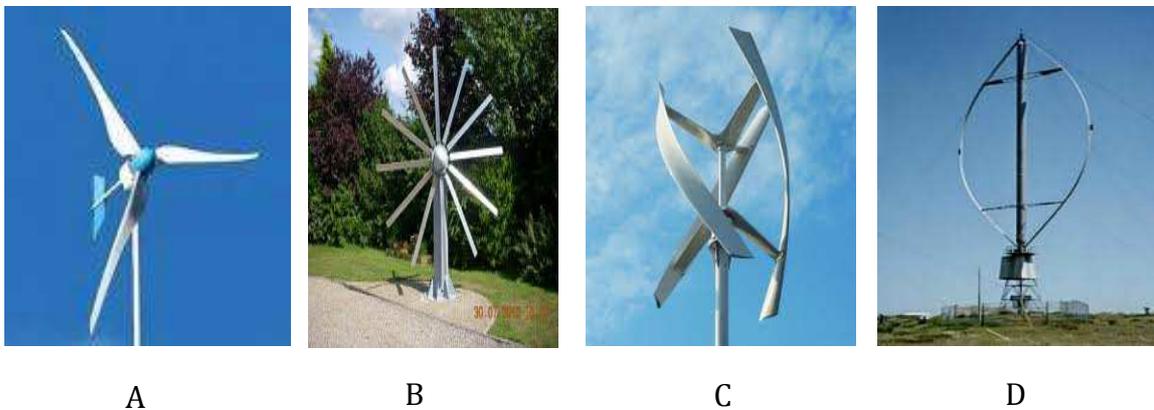


Fig. 1.5 : Technologies éoliennes.

### 1.1.4 Régulation mécanique de la vitesse d'une éolienne :

On distingue plusieurs modèles qui ont été mis au point soit pour les éoliennes à pales fixe ou à pas variables. Cependant, la plupart des turbines éoliennes utilisent deux principes de régulation aérodynamique pour contrôler la vitesse de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent.

#### 1.1.4.1 Systeme à pas variable ou à calage variable ou système pitch :

La variation de l'angle de calage des pales (ou l'angle d'incidence) modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. Cette modification permet quatre actions distinctes [4] :

- Le démarrage de l'éolienne à une vitesse  $V_D$  plus faible ( $V_D$ : Vitesse de démarrage).
- L'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites  $[V_D, V_n]$  en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite (1 à 2 voire 1 à 3 pour un rapport  $V_n / V_D$  de l'ordre de 4 à 5) ( $V_n$ : Vitesse nominale du vent).
- La régulation par limitation de la puissance pour  $V > V_n$ .
- La protection de l'éolienne contre les vents trop violents ( $V \geq V_M$ ) par la mise en «drapeau» des pales de l'hélice ( $V_M$  vitesse maximale admissible par l'éolienne).

On remarque que ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation du calage, de manière prépondérante depuis le démarrage (zone I) et dans le régime de régulation de vitesse (zone II et III) jusqu'au phénomène de décrochage aérodynamique (zone IV) de la turbine (Figure 1.6).

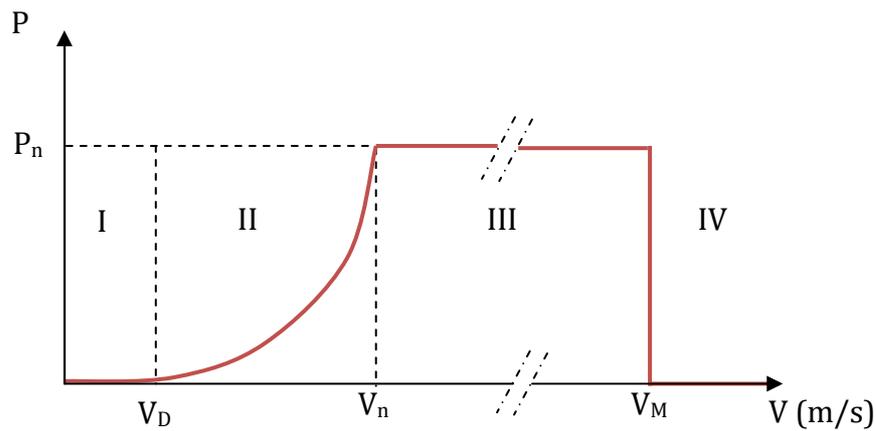


Fig. 1.6 : Courbe typique de la puissance extraite par une éolienne en fonction de la vitesse du vent [2]

#### 1.1.4.2 Système à décrochage aérodynamique ou système stall :

Ce système, pour des vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale, permet le décrochage aérodynamique de la turbine par une diminution automatique de l'angle de calage en cherchant par cette action de maintenir la puissance à son niveau  $P_N$  (puissance nominale).

Les avantages par rapport aux turbines à angle de calage variable, sont les suivants :

- une structure plus simple du rotor ;
- une maintenance plus aisée et un contrôle simple et efficace de la puissance.

Cette solution est utilisée surtout quand la génératrice et le couplage conduisent à une vitesse de rotation peu variable (génératrice asynchrone à couplage direct sur le réseau).

On parle aussi de système de **Régulation active par décrochage aérodynamique** qui consiste à combiner un décrochage aérodynamique naturel à un réglage de faible amplitude de l'angle d'incidence. On pivote les pales de

l'éolienne pour augmenter l'angle de calage, captant ainsi moins d'énergie du vent.

### 1.1.5 Les éoliennes productrices d'électricité :

Pour divers raisons, les éoliennes productrices d'électricité sont des éoliennes rapides à deux ou trois pales :

- Elles sont plus légères donc moins chères ;
- Elles tournent plus vite, pour certaines applications, le multiplicateur de vitesse pourra même être supprimé ;
- Nécessitant un couple de démarrage très faible pour entraîner l'hélice et le générateur en rotation ;

En pratique, les éoliennes productrices de l'électricité ne démarrent en général qu' à partir d'une vitesse de vent  $V_D$  de l'ordre de 4 à 5m/s[3], à partir de ce seuil de démarrage, la puissance développée par le rotor croît au fur et à mesure que la vitesse du vent augmente, mais à certaine vitesse  $V_n$  (appelée vitesse nominal et généralement choisie au voisinage de 13m/s), le générateur entraîné par le rotor débite une puissance égale à la puissance nominale que nous devons, à travers plusieurs actions (comme la variation du pas des pales), la maintenir constante pour des valeurs de vitesse du vent plus grandes, et même dans certains cas, la mise en arrêt complète de la machine sera obligatoire afin d'éviter une détérioration du générateur par échauffement excessif.

#### 1.1.5.1 Constitution d'une éolienne productrice d'électricité :

Les principaux éléments qui constituent une éolienne sont généralement composés d'une tour qui porte le rotor et la nacelle qui contient le générateur avec un multiplicateur de vitesse si nécessaire.

- **La tour :** Elle est généralement en acier sous forme tubulaire tronconique ou cylindrique, avec une hauteur voisine du diamètre de la machine qu'elle porte. Elle est munie intérieurement pour les installations petites et

moyennes d'une échelle qui permet l'accès à la nacelle à partir du sol et même d'ascenseurs pour les grandes installations (Figure 1.7A).

- **Le rotor :** Les machines de grande et moyenne puissance sont généralement équipées de rotors à deux ou trois pales mais à cause de son meilleur rendement aérodynamique, les rotors à trois pales sont les plus répandus (Figure 1.7B).
- **Le multiplicateur de vitesse :** Le rotor tourne lentement par rapport au générateur qui a une vitesse de rotation plus importante, et pour une bonne transmission de puissance, une adaptation du générateur électrique au rotor est nécessaire. En plus de cette action d'adaptation, le multiplicateur est fixé sur le cadre qui porte la nacelle par une suspension élastique constituée de ressorts et d'amortisseurs, afin d'apporter une souplesse suffisante dans la transmission de la puissance, assurant par ça, la stabilité de fonctionnement par l'atténuation des conséquences des fluctuations du couple moteur (causées par la turbulence du vent), et la réduction de l'amplitude de variation des contraintes mécaniques, ce qui présente en outre, l'avantage de réduire le bruit engendré par le multiplicateur (Figure 1.7C).



A



B



C

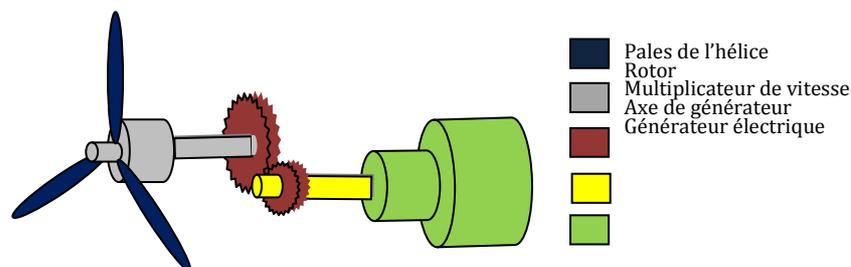
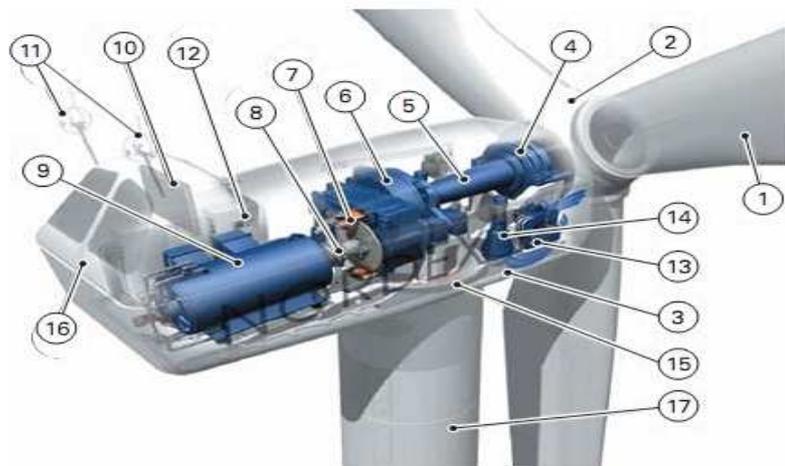


Fig. 1.7 : Les principaux éléments qui constituent une éolienne

- **Le générateur électrique :** Pour les applications individuelles, on utilise souvent des alternateurs ou des générateurs asynchrones excités par des batteries de condensateurs. Dans le cas des besoins de stockage d'énergie, ce genre des générateurs peuvent, après redressement, fournir du courant continu directement stockable sous forme chimique dans des batteries d'accumulateurs. Même dans le domaine de la génération d'énergie couplée au réseau, les machines asynchrones dominent encore, car elles offrent des performances attractives en terme de coût d'investissement, telles que la facilité d'accrochage au réseau, l'absence de contact tournant, l'absence de risque de pompage électrique..., mais lorsqu'il s'agit de réaliser un entraînement à vitesse variable, on leur préfère plutôt des machines à rotor bobiné doublement alimentées qui offrent d'excellents compromis performances/coût.[4]
- **La nacelle :** On représente sur la figure 1.8 l'intérieur d'une nacelle. C'est une carcasse qui regroupe plusieurs éléments (générateur, arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur, système de refroidissement, système de control, ...).



- |   |  |
|---|--|
| 1 : Pales en composite fibre de verre. Pas fixe, profil de type stall (décrochage aérodynamique)<br>Freins aérodynamiques d'extrémité pivotants | 9 : Génératrice asynchrone à cage à double bobinage stator (1300 kW-4 pôles, 250 kW-6 pôles). Refroidissement à l'eau                          |
| 2 : Moyeu de turbine en fonte   | 10 : Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur-génératrice  |
| 3 : Structure de la turbine en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud  | 11 : Système de mesure du vent (anémomètre et girouette) transmet les signaux au système de contrôle de la turbine                             |
| 4 : Paliers du rotor à double rangée de billes  | 12 : Système de contrôle surveillance et pilote la turbine   |
| 5 : Arbre lent du rotor en acier haute résistance   | 13 : Système hydraulique pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation   |
| 6 : Multiplicateur de vitesse à 3 étages (1 train épicycloïdal et 2 trains parallèles). Rapport 1 : 78,3 (à 50 Hz)                              | 14 : Entraînement d'orientation de la tourelle à deux trains d'engrenages planétaires entraînés par des moteurs alimentés à fréquence variable |
| 7 : Frein à disque sur l'arbre rapide avec témoin d'usure   | 15 : Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque  |
| 8 : Accouplement avec la génératrice de type flexible   | 16 : Capot de la nacelle en structure acier recouverte de composite fibre de verre   |
|   | 17 : Tour en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles)  |

Fig. 1.8 : Chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW) [4]

## 1.2 Énergie Solaire

### 1.2.1 Données relatives au soleil :

Le soleil est une étoile résultant de la condensation d'un nuage interstellaire sous l'effet de la gravité. Il a un diamètre de  $1390000\text{Km}$ , soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de plus de 100 éléments; soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. La température du cœur est de l'ordre de  $10^7\text{K}$ . Les réactions de fusion nucléaire y transforment l'hydrogène en hélium en libérant  $4.10^9\text{Kg/s}$  d'énergie de masse [6].

Sa lumière, à une vitesse de  $300000\text{Km/s}$  met environ 8 minutes pour parvenir à la terre. L'observation de l'intensité du flux solaire et sa distribution spectrale en dehors de l'atmosphère a montré que l'énergie est émise sous forme électromagnétique répartie en un spectre s'étendant de la longueur d'onde 0.3 micromètre (ultraviolet) à la longueur d'onde 5 micromètres (infrarouge) avec un maximum pour 0.47 micromètre dans le visible [8].

### 1.2.2 Constante solaire :

La terre a subi à deux types de mouvements, mouvement autour de son axe de rotation où elle tourne dans le sens trigonométrique, par conséquence l'alternance des jours et des nuits ; et un mouvement de translation autour du soleil où elle décrit une orbite elliptique, à cause de cette forme, la distance de la terre au soleil varie d'environ 3.34% au cours de l'année. Par suite, l'intensité du rayonnement solaire aux confins de l'atmosphère terrestre qui est inversement proportionnel au carré de la distance au soleil varie d'environ 6.8 % (Figure 1.9).

Compte tenu de cette variation, on définit la constante solaire comme étant la quantité d'énergie rayonnante, supposée intégralement transformée en chaleur, que le soleil envoie par minute à travers une surface de  $1\text{ m}^2$ , normale aux rayons solaires et située en dehors de l'atmosphère terrestre à une distance

du soleil égale à la distance moyenne terre-soleil. Après des milliers de mesures, on adopte comme valeur de la constante solaire :  $E_0 = 1353 \text{ W/m}^2$ . [8]

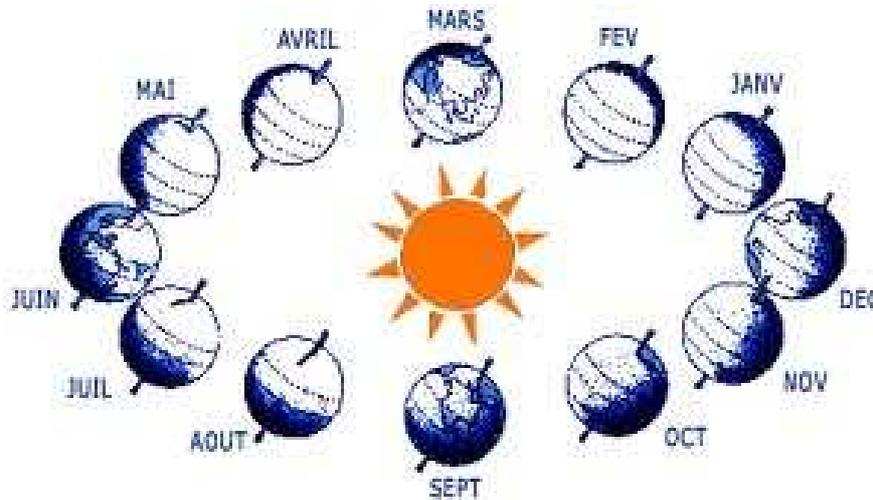


Fig. 1.9 : Mouvement de la terre autour du soleil.

### 1.2.3 Nombre d'aire masse :

Prenant pour référence unité l'épaisseur verticale de l'atmosphère moyenne réduite à  $7,8\text{Km}$  (conditions dites normales), en supposant cette couche plane et stratifiée horizontalement [6]. On appelle «masse d'air»,  $m$ , la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversé vertical au niveau de la mer (Figure 1.10).

Pour tenir compte de la distance traversée par les rayons, on introduit la notion du nombre de masse d'air  $AM_y$ ,  $y$  étant défini par:

$$Y = \frac{1}{\sin(\theta)} \quad (1.14)$$

$\theta$  représente l'élévation du soleil sur l'horizon (Figure 1.10). On définit ainsi les conditions  $AM_1$  quand le soleil est au zénith et  $AM_2$  quand le soleil est à  $30^\circ$  au-dessus de l'horizon. La condition hors atmosphère est représentée par la notation  $AM_0$ .

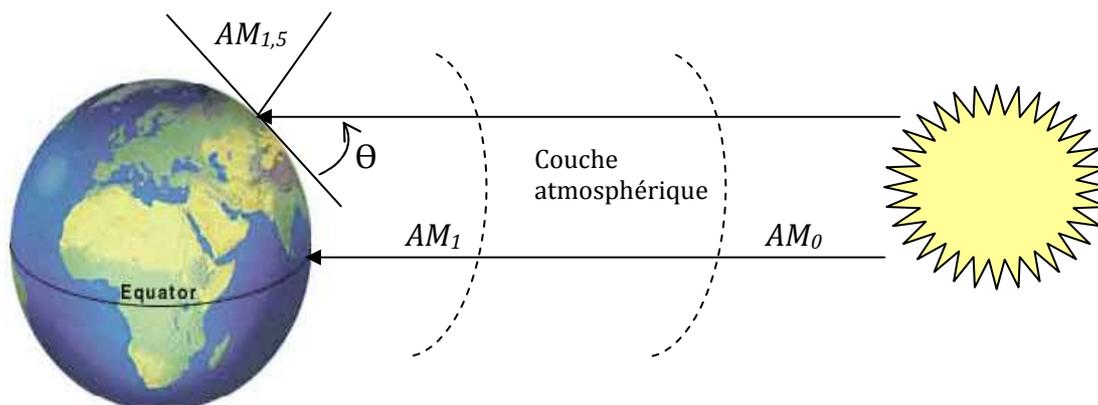


Fig. 1.10 : Mouvement de la terre autour du soleil.

La condition  $AM_{1.5}$  est satisfaite lorsque le soleil est à  $45^\circ$  sur l'horizon. Elle est caractérisée par la distribution spectrale représentée sur la figure 1.11 avec un flux solaire de  $963 \text{ Wm}^{-2}$ . Les pays occidentaux sont à peu près situés à cet angle d'incidence c'est ainsi que le spectre  $AM_{1.5}$  a été considéré comme une condition standard pour le test des cellules solaires.

Au cours des dix dernières années ce spectre a été homologué par L'Organisation Internationale de Standardisation (*ISO 9845-1: 1992*) et la Société Américaine de Test et Matériaux (*ASTM E892-87: 1992*). Le flux de standardisation a été corrigé à  $1000 \text{ Wm}^{-2}$ . Il n'est cependant pas évident de comparer les résultats publiés dans la littérature puisque le flux de  $1000 \text{ Wm}^{-2}$  à lui seul ne permet pas de satisfaire les conditions  $AM_{1.5}$ . [9]

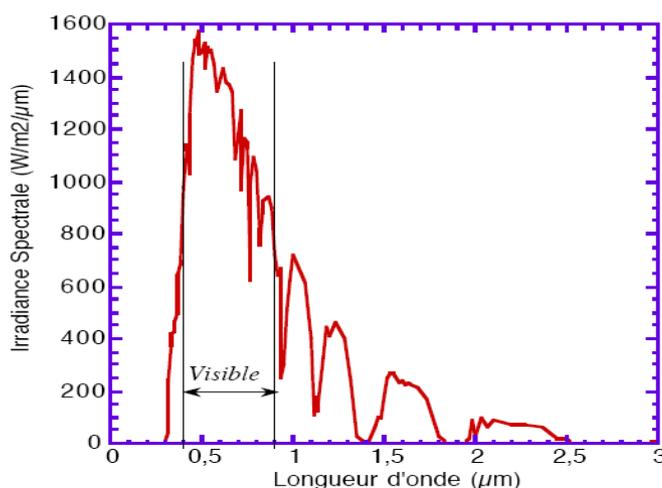


Fig 1.11 : Répartition spectrale du rayonnement solaire

Le tableau 1.1 indique les valeurs de la constante solaire en fonction du nombre d'air masse.

$y$	$0$	$1$	$1,5$	$2$
$E [W/m^2]$	1353	931	834	755

**Tableau 1.1** : Constante solaire en fonction de l'épaisseur d'atmosphère traversée [6].

La constante solaire n'en est une que dans l'esprit de ceux qui ont élaboré les normes. En fait, les valeurs de l'éclairement énergétique global dépendent beaucoup des paramètres qui caractérisent l'atmosphère (coefficient de diffusion nucléaire, humidité, turbidité,...).

Ainsi pour  $AM_{1,5}$ , la constante solaire peut varier de  $760 W/m^2$  dans une atmosphère polluée à  $876 W/m^2$  pour un ciel très claire.

#### 1.2.4 Absorption optique :

La théorie ondulatoire et corpusculaire de la lumière permet d'aborder les échanges entre la matière et le rayonnement. L'énergie n'est pas indéfiniment indivisible. En effet, la plus petite particule d'énergie qui peut être transférée dans un processus est le quantum, La lumière est une forme d'énergie et le quantum de lumière est appelé photon. Chaque photon transporte une énergie  $E_{ph}$  qui répond elle même à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{C}{\lambda} \quad (1.15)$$

Dans laquelle  $\lambda$  représente la longueur d'onde,  $h$  la constante de Planck et  $C$  la vitesse de la lumière. D'après (1.15), l'énergie transportée par un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde. Le flux d'énergie solaire est transmis sous forme de rayonnements électromagnétiques, dont l'ensemble des longueurs d'ondes est assez proche de celui émis par les corps noirs présents dans l'espace. Il est à remarquer que le spectre de l'énergie solaire en

atmosphère terrestre est décalé vers le rouge et l'infrarouge par rapport au spectre hors atmosphère [7].

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre  $0,2\mu m$  (ultra-violet) et  $4\mu m$  (infra-rouge) avec un maximum d'énergie pour  $0,5\mu m$  (Figure 1.11). 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre  $0,2\mu m$  et  $2,5\mu m$ . De  $0,4\mu m$  à  $0,78\mu m$ , le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons. Le tableau 1.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

$\lambda$ ( $\mu m$ )	$E_{ph}$ (ev)	Zone
0,2	6,2	Ultra-violet
0,4	3,1	Visible bleu
0,5	2,48	Visible jaune-vert
0,78	1,59	Visible rouge
1	1,24	Infrarouge
2	0,62	Infrarouge
4	0,31	Infrarouge

**Tableau 1.2** Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire [7].

### 1.2.5 L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque est le principe par lequel l'énergie lumineuse est directement transformée en énergie électrique à l'aide de cellules (ou piles) photovoltaïques.

#### 1.2.5.1 *Historique de la cellule photovoltaïque:*

En 1975, K.W.Ford avait reporté que l'énergie du rayonnement solaire à la surface de la terre était  $10^4$  fois plus grande que la demande d'énergie mondiale [9]. Mais le problème réside en ce que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisable.

C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion de l'énergie. La conversion de cette énergie en électricité peut être effectuée de manière directe ou indirecte (Figure 1.12). L'utilisation des cellules photovoltaïques pour obtenir cette conversion est une voie prometteuse pour exploiter cette source d'énergie durable.

Le développement des cellules photovoltaïques a commencé en 1839 lorsque *Henri Becquerel* a mis en évidence l'apparition d'une tension aux bornes de deux électrodes immergées dans une solution électrolytique, lorsque celles-ci étaient exposées à la lumière naturelle. Trente-huit ans plus tard, *W. G. Adams* et *R. E. Day* ont observé un effet similaire en éclairant un échantillon solide en sélénium. En 1954, des chercheurs des laboratoires «*Bell Telephone Laboratories*» ont fabriqué la première cellule solaire à base de silicium monocristallin, ayant un rendement de conversion en puissance de 6%. Le développement des programmes spatiaux a ensuite entraîné une demande de cellules solaires à base de semi-conducteurs tels que le silicium, qui sont rapidement devenues une source incontournable pour l'alimentation des satellites. Les systèmes actuels sont d'une grande fiabilité et le coût de fabrication est secondaire dans ce domaine[11].

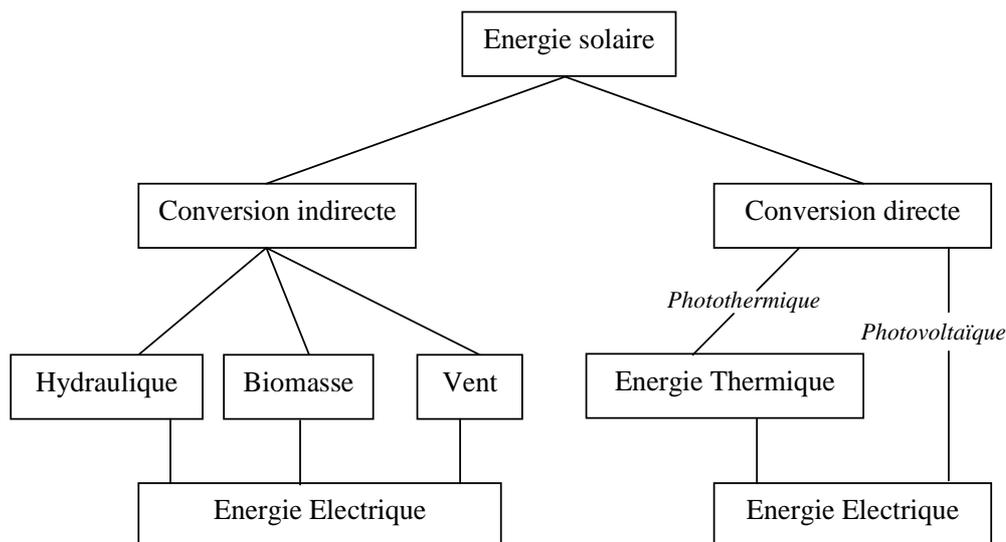


Fig 1.12 : Conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

Ce n'est qu'au début des années 1970, et surtout après les crises pétrolières successives, que les pays industrialisés ont porté leur intérêt sur les systèmes photovoltaïques pour des applications terrestres. Actuellement, et grâce aux remarquables avancés technologiques, les rendements ont atteint plus de 32 % en laboratoire et entre 8 et 16 % pour les cellules du commerce [11]. Différents matériaux ont été utilisés pour fabriquer ces cellules mais le silicium cristallin occupe la plus grande part avec 82,71 % du marché mondial suivi par le silicium amorphe avec 8,3% (Figure 1.13) [9].

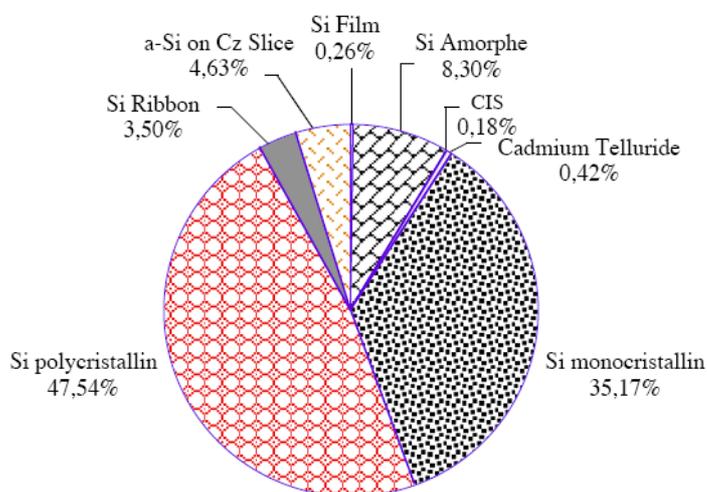


Fig 1.13 : Répartition des matériaux pour la conversion PV sur le marché mondial [11]

### 1.2.5.2 Principe de la conversion photovoltaïque : Les photopiles

Les photopiles sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat. Les matériaux les plus connus sont:

- le silicium (Si)
- le sulfure de cadmium (Cds)
- l'arséniure de gallium ( $AsGa$ )
- le tellure de cadmium (CdTe)

- Le germanium(Ge)
- le phosphore d'indium (InP)

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Ainsi, l'effet photovoltaïque résulte de la discontinuité qui existe dans ce matériau entre les niveaux d'énergie que peuvent prendre les porteurs de charges que sont les électrons et les trous. Cette discontinuité forme une bande interdite (dite énergie de Gap dont la largeur correspond à environ *1.12 électronvolt* pour le silicium), c'est l'énergie minimum qu'il faut fournir pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre et puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction).

En définitive, à chaque fois qu'un photon arrive avec une énergie supérieure à l'énergie de Gap, il y a création d'une paire électron-trou. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés (positive et négative) et recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique,  $E$ , de part et d'autre de la cellule.

La méthode utilisée pour créer ce champ est celle du "dopage" par des impuretés. Deux types de dopage sont possibles:

- Le dopage de type n (négatif) consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative), libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type n, on augmente fortement la concentration en électrons libres.
- Le dopage de type p (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type p le plus couramment utilisé pour le silicium.

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et type p) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres

(électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule PV. Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches (type n et type p). Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ  $0.6\text{ V}$  pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de courtcircuit ( $I_{cc}$ ) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

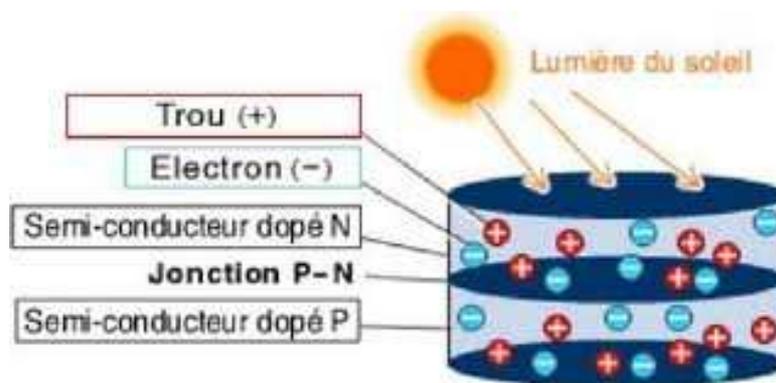


Fig 1.14 : Schéma explicatif du phénomène

### 1.2.6 Matériaux utilisés dans la fabrication des cellules photovoltaïques :

Actuellement, le matériau principal de la conversion PV est le silicium sous ses différentes formes (Figure 1.15A). L'inconvénient majeur de cette énergie est le faible rendement des matériaux de conversion et le coût élevé. Le coût de cette énergie reste à l'heure actuelle le plus élevé vis-à-vis du coût des autres formes d'énergie. Cependant, la production des matériaux de conversion double presque tous les quatre ans (Figure 1.15B). Cette augmentation dans la production laisse espérer des prix plus bas (baisse de 5% chaque année). Ce qui fait du soleil une source d'énergie très prometteuse.

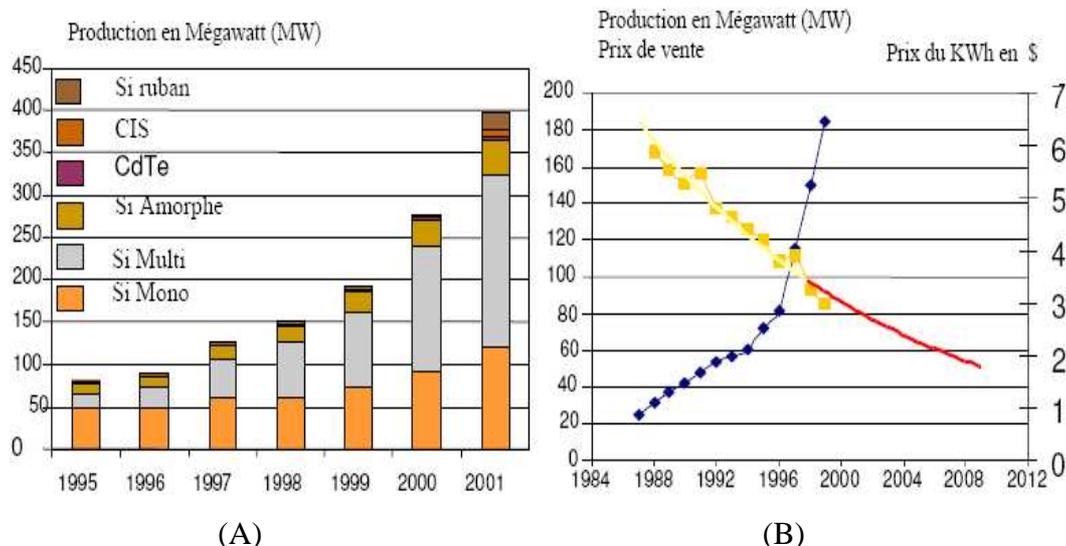


Fig1.15 [10] :  
 - (A) Matériaux utilisés dans la conversion photovoltaïque.  
 - (B) Marché de l'énergie photovoltaïque  
 ◆—◆ *Marché actuel*  
 ◆—◆ *Prix de vente du kWh en dollars*  
 — *Exponentielle décroissante (prix de vente)*

Le silicium doit être doté d'une grande pureté [10], quelle que soit sa forme. On peut réaliser une purification d'un barreau de silicium contenant une impureté en déplaçant une zone fondue d'un bout à l'autre du barreau dans laquelle on concentre l'impureté.

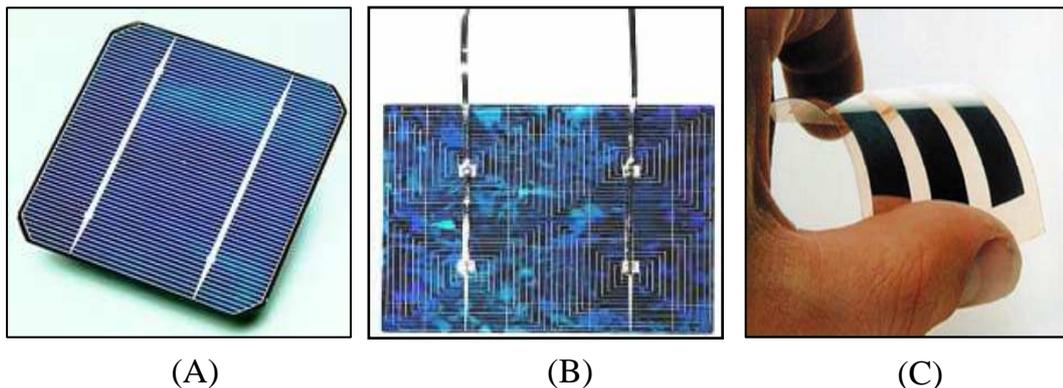
Récemment, de nouveaux matériaux à base des composés organiques se sont avérés prometteurs dans la technologie des cellules PV et dans toute l'électronique. Cependant, ces composés présentent un rendement de conversion très modeste comparativement à la technologie silicium. Les recherches portant à l'heure actuelle sur ces composés organiques sont en pleine expansion afin d'améliorer leur rendement [10]. D'ores est déjà un rendement de 3.6 % [14], dans le laboratoire, a été enregistré pendant l'année 2005.

Actuellement, presque tous les générateurs photovoltaïques commercialisés sont à base du silicium sous ses différentes formes (monocristallin, poly-cristallin ou amorphe).

- silicium monocristallin : C'est un semi-conducteur dont les atomes sont ordonnés selon un réseau périodique dans les trois directions. Le rendement de conversion de ce matériau atteint 17% [10].
- silicium poly-cristallin: Contrairement au monocristallin, le poly-cristallin ou cristallin se trouvant à l'état massif a une structure ordonnée mais il est formé de plusieurs monocristaux (grains) dont les réseaux sont désorientés les uns par rapport aux autres [6m]. Ce matériau, moins homogène que le silicium monocristallin, a de ce fait un rendement énergétique légèrement moins bon (< 14%) [10] dans le commerce, mais sa fabrication est plus facile.
- silicium amorphe: On trouve également le silicium dans une forme amorphe (non cristallin), c'est-à-dire avec une structure atomique désordonnée. Sous cette forme, il possède un coefficient d'absorption de la lumière environ mille fois supérieur au silicium cristallin. Une couche de 0.3 mm est donc suffisante pour absorber l'essentiel du spectre visible. Avec ce type de matériau peu coûteux, par rapport aux autres formes de silicium, on a de faibles rendements (5 à 6 %) [13] et des problèmes de stabilité apparaissent rapidement quand on l'expose au soleil et aux intempéries (quelques centaines d'heures). Cependant, des améliorations ont été effectuées à partir de travaux en laboratoire : on obtient de meilleurs résultats en stabilisant le silicium, en empilant des couches insérées entre deux feuilles de verre. La durée de vie est ainsi augmentée comme le rendement qui peut grimper jusqu'à 11% [12].
- silicium à couche mince : La technologie à couche mince désigne un type de cellules obtenues par diffusion d'une couche mince de silicium amorphe sur un substrat de verre [15]. Le rendement de ces cellules a stagné il y a long temps autour de 17% en laboratoire. Mais des progrès continuent avec le matériau semi-conducteur arséniure de gallium, diséléniure de cuivre et d'indium (CIS). Ainsi, très récemment, une valeur de rendement

de 18,8 % record pour le domaine des couches minces, a été atteinte en laboratoire pour une cellule de petite dimension.

- matériaux organiques: La recherche et développement de cellules solaires à base de matériaux organiques ou des polymères est motivée par les avantages que présentent ces matériaux faible coût, matière première illimitée, facilité de mise en œuvre, technologies basse température, grandes surfaces, dispositifs souples. Il existe aujourd'hui des cellules photovoltaïques organiques dont le rendement de conversion dépasse la barre des 3.6 % [5]. D'autres structures reposant sur la technologie dite de Gratzel, qui consiste en une jonction entre un polymère organique et un électrolyte liquide, sont en train de se développer pour augmenter davantage le rendement de cette technologie.



(A) : Une cellule photovoltaïque monocristalline  
Figure 1.16 : (B) : Une cellule photovoltaïque poly-cristalline  
(C) : Une cellule photovoltaïque souple (polymère).

### 1.2.7 Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV) :

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension très faible (de l'ordre de  $0.6V$  à  $0.8V$ ), puisqu'il s'agit d'une tension de jonction  $PN$ . Alors l'association de plusieurs cellules en série/parallèle donne lieu à un

Générateur Photovoltaïque GPV. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera.

La plupart des panneaux Photovoltaïque commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules connectés en série. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules connectés en série. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel.

En connectant  $M$  cellules ( $C$ ) en série et  $N$  colonnes de cellules en parallèle (Figure 1.17A), on obtient un module ou panneau PV (Figure 1.17B). La tension ( $V_{pv}$ ) aux bornes du module PV et le courant ( $I_{pv}$ ) délivré par ce dernier sont fonctions des caractéristiques d'une cellule PV élémentaire ( $V_{cel}, I_{cel}$ ) [9]:

$$V_{pv} = M \cdot V_{cel} \quad \text{et} \quad I_{pv} = N \cdot I_{cel} \quad (1.16)$$

La puissance ( $P_{pv}$ ) disponible à la sortie du module PV constitué est donc donnée par:

$$P_{pv} = (M \cdot N) \cdot V_{cel} \cdot I_{cel} \quad (1.17)$$

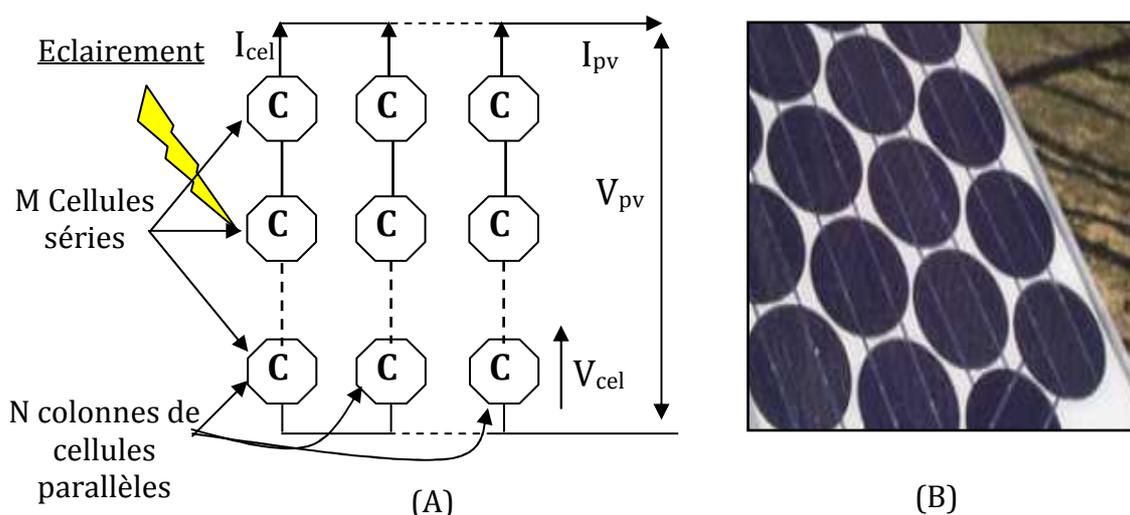


Fig 1.17 : Panneau PV constitué par  $M$  cellules séries et  $N$  colonnes parallèles  
(A) Structure d'un panneau PV, (B) Panneau solaire en silicium monocristallin

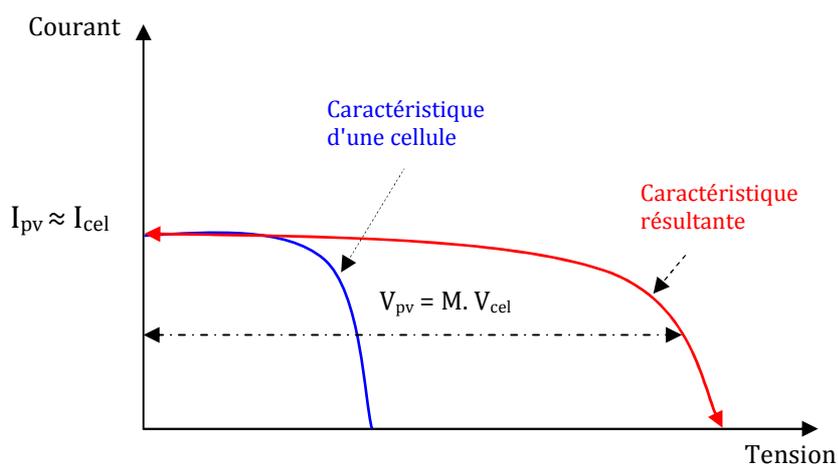


Fig 1.18 : Groupement de M cellules PV identiques en série

Le courant généré par  $M$  cellules en série étant le même dans toute la branche, on prendra soin de ne connecter que des cellules identiques ayant une même densité de courant, d'où la nécessité en production de tester toutes les cellules et de les classer en fonction de leur rendement. La figure 1.18 la courbe de puissance du groupement ainsi réalisé.

Dans le cas d'un groupement parallèle, c'est la tension de chacun des éléments qui doit être identique, les courants s'ajoutant (Figure 1.19).

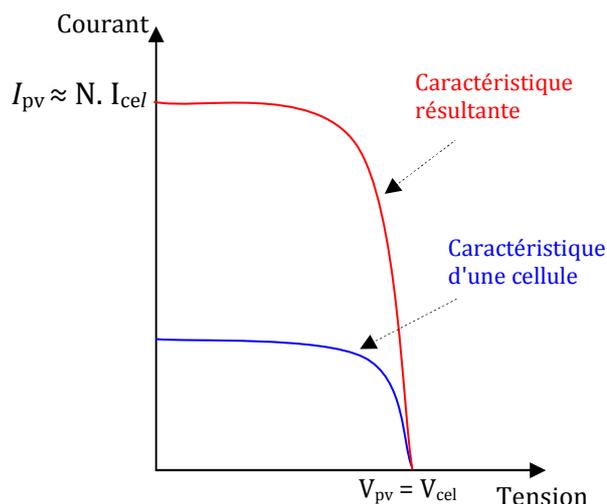


Fig 1.19 : Groupement de M cellules PV identiques en parallèle

### 1.2.8 Déséquilibres dans le groupement des GPV:

Afin d'obtenir des puissances de quelques  $KW$  à quelques  $MW$ , sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle parfois une sous-station. Une association série-parallèle de panneaux aura une caractéristique  $I(V)$  théorique en tous points homothétique à celle des modules de base pourvu qu'ils soient identiques. Comme ils ne le sont jamais parfaitement, des règles d'association existent pour coupler de façon optimale les modules issus d'une même ligne de production.

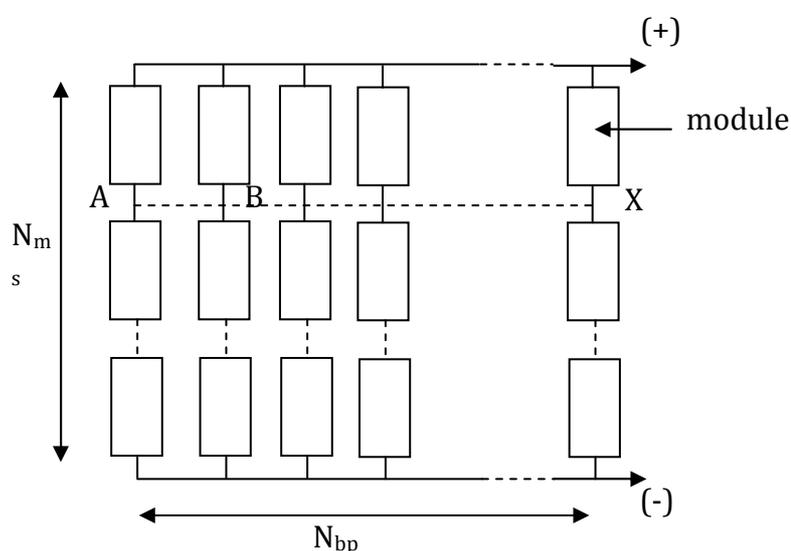


Fig 1.20 : sous-station formée d'un groupement de  $N_{ms}$  modules séries et de  $N_{bp}$  branches parallèles

#### 1.2.8.1 Protection par diode d'un GPV constitué d'un groupement de plusieurs cellules en série :

Il peut arriver qu'une photopile occultée ait à supporter la tension directe de plusieurs modules en série, donc une polarisation inverse dépassant 30V, soit la tension de claquage. Une photopile standard ne peut supporter que des tensions inverses de l'ordre de la dizaine de volts. Si l'on monte une diode en silicium en parallèle en tête-bêche, sur une branche de 18 cellules en série (la

moitié d'un module), la cellule occultée ne peut alors être polarisée que par 17 cellules en maximum. En cas de déséquilibre, il faut bien sûr que la diode (diode de « *bypass* ») puisse laisser passer le courant des modules qui se trouvent dans la branche, et en fonctionnement normal la diode de protection doit pouvoir être polarisée avec une tension inverse égale à la tension du travail du module (Figure 1.21A).

### 1.2.8.2 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV :

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une charge, le risque est que des chaînes de cellule éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la charge ne se décharge à travers le générateur. On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV (de blocage).

En fonctionnement normal, ces diodes séries devront supporter le courant débité par la branche et induiront une chute de tension de 0.6V dans la branche. Il n'est pas nécessaire de monter une diode par panneau, mais une diode par branche est recommandée. Dans certaines installations, plusieurs branches sont regroupées pour une seule diode en séries (Figure 1.21B).

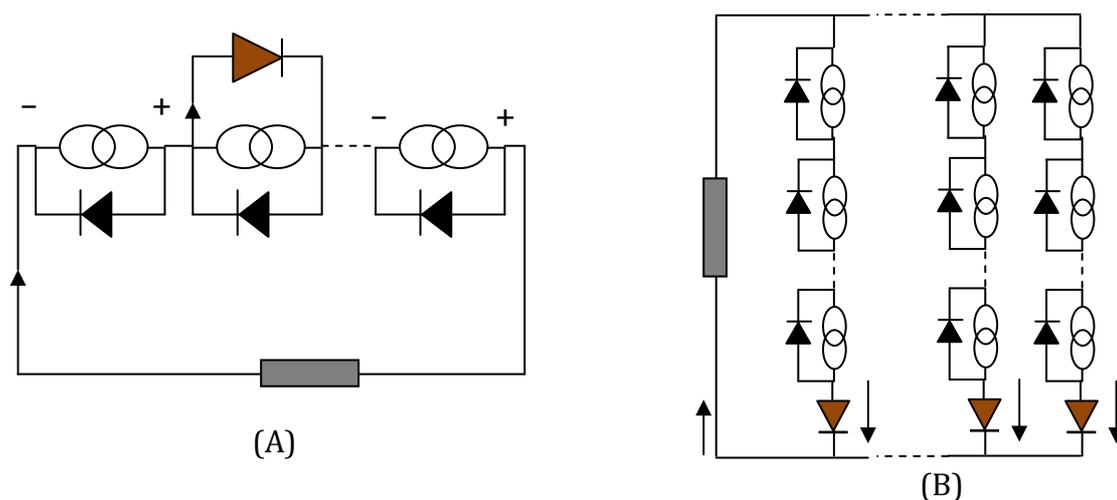


Fig 1.21 : Protection par diode d'un groupement de photopiles  
(A) en série.  
(B) en parallèle

### 1.2.9 Rendement d'un panneau PV :

Les paramètres caractérisant le module sont les mêmes que ceux de la cellule individuelle. L'intensité du rayonnement (l'éclairement) solaire reçu à la surface de la terre est une valeur dépendante de plusieurs facteurs en particulier de l'altitude, de la saison et des conditions météorologiques [10]. La puissance fournie par la cellule PV dépend aussi des mêmes paramètres. Les performances d'un GPV utilisé ne produit en réalité qu'une puissance inférieure à celle indiquée dans les conditions standards de test ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $AM_{1,5}$ ,  $25^\circ\text{C}$ ).

En général, le rendement d'un module PV, fourni par le fabricant, est donné par la relation suivante[6] :

$$\begin{aligned}\eta &= (P_{max} / S_m) / P_{sol} \\ &= (V_{opt} * I_{opt} / S_m) / P_{sol}\end{aligned}\quad (1.18)$$

Où,  $P_{max}$  : Puissance crête électrique fournie par le module dans les CST.

$S_m$  : surface du module.

$P_{sol}$  : puissance de l'éclairement qui est en moyenne égale à  $1000\text{W/m}^2$ .

En réalité, le rendement  $\eta$  du module est le rendement d'une cellule ( $\eta_{cellule}$ ) diminué des pertes dues aux connexions ( $\eta_{conexion}$ ) des cellules entre elles, à la transparence des matériaux de capsulage ( $\eta_{encapsulation}$ ) et éventuellement à la chute de tension dans la diodes anti-retour ( $\eta_{diodes}$ ) lorsqu'il faut protéger le panneau contre une éventuelle décharge nocturne de la batterie lorsque celle-ci existe [10]. Il est donné par :

$$\eta = \eta_{cellule} \cdot \eta_{conexion} \cdot \eta_{encapsulation} \cdot \eta_{diodes}\quad (1.19)$$

A titre d'exemple le rendement d'un module composé de cellules au silicium polycristallin d'un rendement de  $10\%$  vaut approximativement  $9.23\%$ . La différence de l'ordre de  $0.77\%$  est attribuée aux connexions, encapsulation et à la diode anti-retour.

En général, le rendement global, défini comme le rapport de l'énergie électrique produite et de l'énergie lumineuse incidente, varie en pratique de 10 à 17% selon le type de cellule.

Récemment, d'autres matériaux sont utilisés : tellure de cadmium, arséniure de gallium, sélénure de cuivre et d'indium (CIS). Ces technologies sont encore très coûteuses mais elles laissent espérer des rendements bien supérieurs au silicium et une durée de vie plus grande.

Notons bien que d'autres paramètres peuvent influencer sur le rendement des panneaux PV, parmi ceux-ci, on peut citer :

- Inclinaison du panneau : en fonction de divers angles d'inclinaison compris entre l'horizontale ( $0^\circ$ ) et le verticale ( $90^\circ$ ), le rendement de puissance est maximum lorsque le panneau est tourné vers le ciel (soleil au zénith); les rayons du soleil frappent perpendiculairement le panneau.
- Influence d'un vitrage : le vitrage (souvent le double vitrage) arrête une partie du rayonnement UV du soleil qui transporte une fraction non négligeable de l'énergie. La perte de puissance est notable quand le capteur est placé derrière un vitrage.
- Influence de l'ombre : toutes les cellules d'un module sont en série, il suffit qu'une seule cellule soit placée dans l'ombre pour que la baisse de puissance soit considérable.

Le rendement et le transfert de puissance sont aussi fortement altérés par les conditions météorologiques (température, intensité d'éclairement, vitesse du vent) et la nature de la charge à la sortie de générateur PV.

### **1.3 Conclusion :**

Dans cette thèse, nous sommes intéressés par deux sources énergétiques très populaires actuellement dans le marché de la production d'énergie électrique d'origine renouvelable que ceux sont l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Pour cela, le premier chapitre a été consacré dans sa totalité à présenter les notions importantes pour la compréhension de la chaîne de conversion, les

défférents types et le principe de fonctionnement –qui sera étudié en détaille par la suite- pour chacune de ces deux sources énergétiques.

# *Chapitre2*

*Modélisation, Adaptation sources  
charges*

## 2.1 Introduction :

Les types de modèles élaborés dans le domaine des énergies renouvelables sont aussi nombreux que les objectifs fondamentaux pour lesquels ces modèles sont développés. Modéliser un système c'est de lui attribuer une image sous forme d'équations mathématiques dont la résolution de ces équations est assurée à travers des algorithmes bien spécifiques afin de dimensionner efficacement le système étudié en commençant par le positionnement du système (mise en équations mathématiques) jusqu'à la phase de résolution de ces équations. En général, deux grandes classes de modèles sont communément utilisées :

- **Les modèles analytiques** : ce modèle, à partir des données d'un cahier des charges, est constitué d'équations mathématiques qui relient tous les paramètres géométriques et physiques d'un système à concevoir aux paramètres caractérisant son fonctionnement. Généralement, les valeurs de certains paramètres sont calculées en fonction des autres, c'est pourquoi l'ensemble de ces paramètres est partagé en deux familles, les paramètres de sortie et les paramètres d'entrée. Cette partition donne l'avantage d'évaluer le modèle en fixant les valeurs de ces paramètres d'entrée pour calculer les autres. Ces modèles présentent les avantages suivants [5] :

- ✓ La rapidité et l'exploration maximale d'espace des solutions. Cela présente un grand intérêt lors de l'utilisation des procédures itératives pour le dimensionnement.
- ✓ La possibilité de varier tous les paramètres du modèle (dans les limites de validité des équations) ; sans aucune modification sur la structure du modèle
- ✓ Une bonne compréhension du comportement des éléments du système, notamment les interactions entre les différents paramètres à cause des liens explicites, que contiennent les équations, entre tous ces paramètres et les phénomènes physiques considérés.

En revanche, ils présentent les inconvénients suivants :

- ✓ Ces modèles ne sont pas très fins et manquent généralement de précision dans l'évaluation des phénomènes locaux comme la saturation d'une zone du circuit magnétique d'une machine électrique ou le point chaud dans un système thermodynamique.
  - ✓ Par souci de simplicité de mise en œuvre, plusieurs hypothèses sont généralement considérées lors du développement de ces modèles.
  - ✓ Chaque changement ou chaque nouvelle structure nécessite un développement d'un nouveau modèle (ils ne sont pas génériques).
- **Les modèles numériques :** Ces modèles sont développés pour décrire, avec un faible nombre d'hypothèses, le comportement physique du système à concevoir. La méthode des éléments finis et la méthode des différences finies sont parmi les méthodes de modélisation numérique les plus connues dans les domaines électroniques, thermiques ou mécaniques. Ces méthodes reposent en général sur une discrétisation spatiale de la structure en mailles (rectangulaires ou triangulaires dans un espace à deux dimensions ; et tétraédriques ou hexaédrique dans un espace à trois dimensions) dont les sommets sont conventionnellement appelés les nœuds.

Les avantages que présentent ce types de modèles sont les suivants :

- ✓ Une très grande précision, et ce d'autant plus que le maillage de la structure est fin (car ils tiennent compte des phénomènes locaux).
- ✓ Ils peuvent être établis à l'aide des logiciels génériques qui nécessitent une description de la géométrie de la structure et une description des caractéristiques des matériaux utilisés.

Cependant, ils présentent les inconvénients suivants :

- ✓ Un temps de réponse lent du fait qu'ils traitent des matrices relativement grandes obtenue par l'assemblage de matrices élémentaires relatives aux mailles (les dimensions de la matrice globale sont liées au nombre de nœuds dans la structure).

- ✓ Ils ne permettent pas une mise en œuvre facile d'une modélisation couplée des différents phénomènes physiques. En effet, suivant le type de couplage, un modèle numérique couplé repose sur des calculs itératifs (simultanés ou successifs) des grandeurs couplées. Avec les moyens de calcul actuels, c'est une démarche plus coûteuse en temps de calcul que pour des modèles purement analytiques.

Le choix des modèles à utiliser pour caractériser le comportement des différents éléments du système est conditionné non seulement par le problème à traiter (type, taille,...) mais aussi par la méthode d'optimisation adoptée pour résoudre le problème en question, et un compromis entre la finesse et la rapidité des modèles s'impose. Il faut donc adopter des modèles simplifiés « rapide en temps de calcul », tout en restant représentatifs de la réalité physique de ces éléments et de leurs interactions [5].

## **2.2 Modélisation des générateurs photovoltaïques :**

### **2.2.1 État de l'art sur la modélisation d'un *GPV* :**

Actuellement, il existe nombreux outils de simulation qui sont susceptibles de donner le comportement presque réel d'un *GPV*. Ces outils (dont certains parmi eux ont un caractère commercial) peuvent être classifiés en trois grandes catégories [20] :

- Des logiciels tels que *MATLAB* ou *PSIM* destinés à la simulation d'un système électronique ou d'un système de puissance en général. Le modèle *PV* est obtenu à partir d'un arrangement des composants de base (diode, résistance...), par la suite, il suffit une simple duplication avec une interconnexion entre les cellules pour avoir l'application souhaitée.
- La deuxième catégorie est celle dédiée spécifiquement à l'application photovoltaïque, tels que *PVSyst*, *Solar Pro*, *PVCad*, *PVSIM*, *SPYCE*, *RETScreen* etc. Le *GPV* est simulé en fonctionnement normal convenable

pour divers objectifs tels que le dimensionnement, l'analyse de la production, l'évaluation économique etc.

- La dernière famille d'outils de simulation est celle développée spécifiquement pour simuler le comportement d'un champ *PV* afin de trouver des points de fonctionnement, soit en écrivant les équations de tension et de courant pour toutes les mailles formées par l'interconnexion des différents composants du champ et les résoudre, soit par une deuxième approche qui consiste à faire une addition consécutive des caractéristiques des cellules, modules, champ...[20].

### 2.2.2 Modèle d'un *GPV* :

Une cellule est un élément fragile, dont la puissance est beaucoup trop faible pour la plupart des applications. En conséquence, l'élément de base commercialisé est un ensemble de cellules qui sont montées en série et en parallèle pour donner des tensions compatibles avec les utilisations envisagées.

Une cellule *PV* peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction *PN* d'une diode classique. Ainsi, la Figure 2.1 illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule *PV* réelle où le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique seront pris en compte.

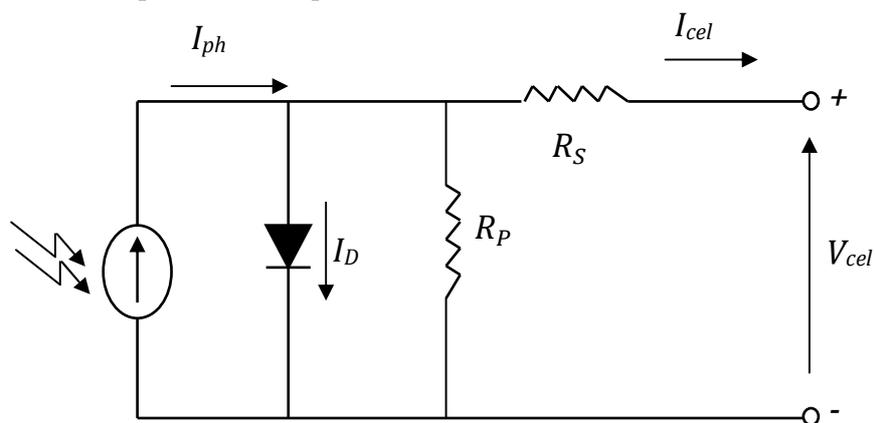


Fig2.1 : Modèle d'une cellule PV réelle.

Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule *PV* constituée d'une jonction *PN* à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [17,18] :

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{V_{cel} + R_s I_{cel}}{V_T} \right] - 1 \right\} - \frac{V_{cel} + R_s I_{cel}}{R_p} \quad \text{avec} \quad V_T = \frac{AkT}{e} \quad (2.1)$$

Où  $I_0$  : le courant de saturation ;

$I_{ph}$  : photo-courant ;

$V_T$  : le potentiel thermodynamique ;

$k$  : la constante de Boltzmann (**1.3806504.10<sup>-23</sup> J/K**) ;

$T$  : la température effective de la cellule en Kelvin ;

$e$  : la charge de l'électron (**1.602176487.10<sup>-19</sup>C**) ;

$I_{cel}$  : le courant fourni par la cellule ;

$V_{cel}$  : la tension à ses bornes ;

$A$  : le facteur de non idéalité de la jonction ;

$R_p$  : la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction ;

$R_s$  : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions ;

Dans le cas idéal, on a  $R_s$  qui tend vers 0 et  $R_p$  qui tend vers l'infini. Ces résistances ( $R_s$  et  $R_p$ ) donnent dans le cas réel une évaluation des imperfections de la diode; en considérant que  $R_s$  présente une valeur faible et que  $R_s \ll R_p$ , les pentes de la caractéristique  $I(V)$  sous illumination, calculées en  $I_{cel}=0$  (circuit ouvert) et  $V_{cel}=0$  (court circuit), donnent respectivement les valeurs inverses des résistances série et shunt.

Pour avoir une puissance suffisante, il va falloir interconnecter plusieurs cellules en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque et atteindre la puissance désirée, ces modules à leur tour sont interconnectés entre eux en série/parallèle afin d'avoir des puissances très grandes, ce qui introduit la notion du générateur photovoltaïque *GPV*.

Si on pose  $N_s$ , le nombre de modules connectés en série dans une branche et  $N_p$ , le nombre de branches connectées en parallèle, on obtient le schéma équivalent de la Figure 2.2 ( $I_{PV}$  et  $V_{PV}$  sont respectivement le courant et la tension au borne de chaque module interconnecté).

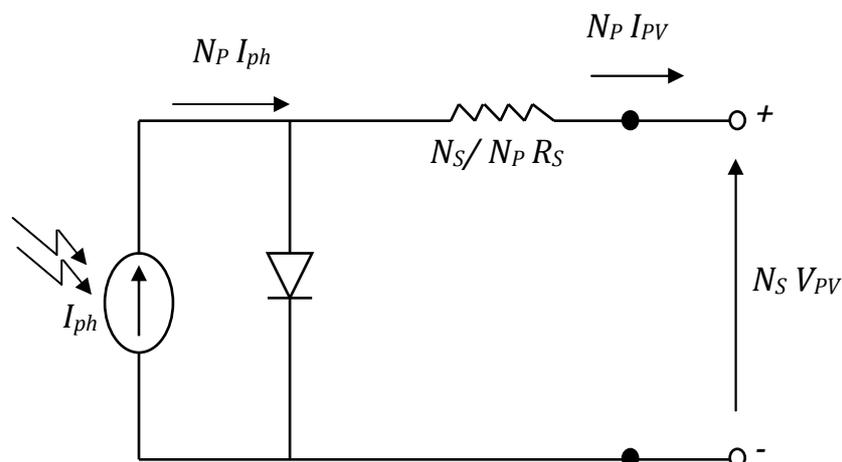


Fig2.2 : Modèle du générateur PV.

Nous pouvons maintenant à partir de l'équation (2.1) déduire une relation qui réagisse le modèle du GPV :

$$I_{PV} = N_P I_{ph} - N_P I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{V_{PV} + (N_S/N_P) R_S I_{PV}}{N_S V_T} \right] - 1 \right\} \quad (2.2)$$

Ce qui donne :

$$\exp \left[ \frac{V_{PV} + (N_S/N_P) R_S I_{PV}}{N_S V_T} \right] = \frac{N_P I_{ph} - I_{PV}}{N_P I_0} + 1 \quad (2.3)$$

Puis :

$$V_{PV} + \frac{N_S}{N_P} R_S I_{PV} = N_S V_T \ln \left( \frac{N_P I_{ph} - I_{PV}}{N_P I_0} + 1 \right) \quad (2.4)$$

D'où finalement :

$$V_{PV} = N_S V_T \ln \left( \frac{N_P I_{ph} - I_{PV}}{N_P I_0} + 1 \right) - \frac{N_S}{N_P} R_S I_{PV} \quad (2.5)$$

À partir de cette équation (2.5), nous traçons, sous Matlab, la caractéristique  $I(V)$  d'un module PV (PWX500 de Photowatt) pour un éclairement de  $800 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25^\circ$  (Figure 2.3).

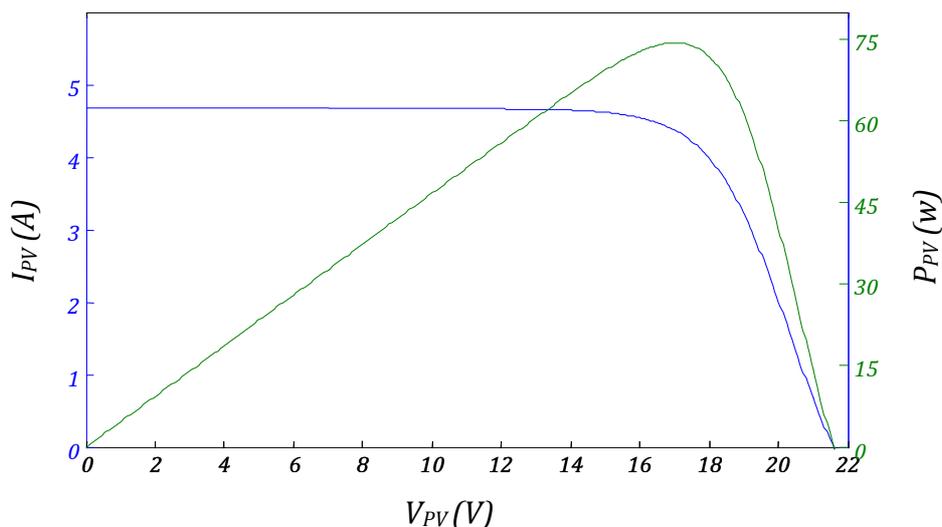


Fig 2.3 : Caractéristique  $I(V)$  d'un module  $PV$  ( $N_S = N_P = 1$ ).

### 2.2.3 Influence de la température sur le rendement :

L'élément de base dans les installations  $PV$  est la cellule, cette dernière n'est qu'une jonction  $PN$  où son comportement variera avec la température, ce qui nous laisse envisager que tout le rendement du système sera influé par cette variation.

L'expérience montre que la tension à vide d'une cellule  $PV$  diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. Un ordre de grandeur courant de la perte est de  $2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cellule}$ ; par contre, le courant de court-circuit, augmente légèrement avec cette augmentation (environ  $0.05\%/^\circ\text{C}$ ) [17,19].

La Figure 2.4 nous montre la baisse du rendement d'un module  $PV$  à cause d'une augmentation de température.

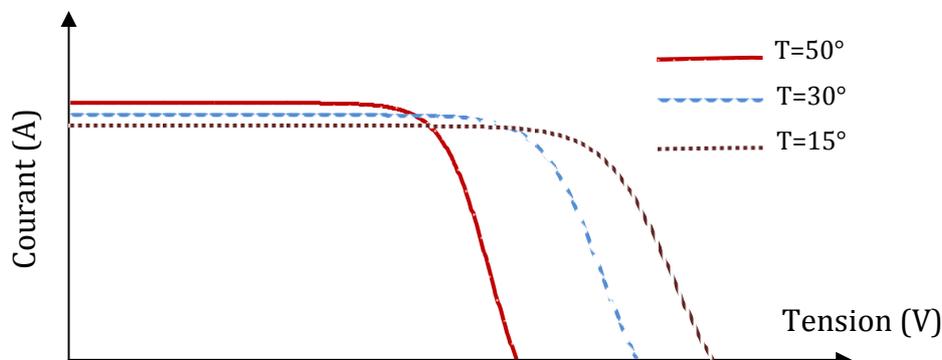


Fig 2.4 : Caractéristique  $I(V)$  du module  $PWX500$  pour différentes valeurs de température (courbe expérimentale).

On constate que la température des cellules est toujours supérieure à la température ambiante, car les modules *PV* ne fournissent qu'une petite partie de la puissance absorbée et la différence entre ces deux puissances (absorbée et fournie) correspond à un dégagement d'énergie sous forme chaleur.

#### 2.2.4 Influence du rayonnement sur les cellules :

La Figure 2.5 montre la variation de la caractéristique  $I(V)$  d'une cellule du commerce en fonction de l'éclairement. Le courant de court-circuit est pratiquement proportionnel à l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert ne diminue que très légèrement.

La puissance optimale fournie par la photopile est donc pratiquement proportionnelle à l'éclairement.

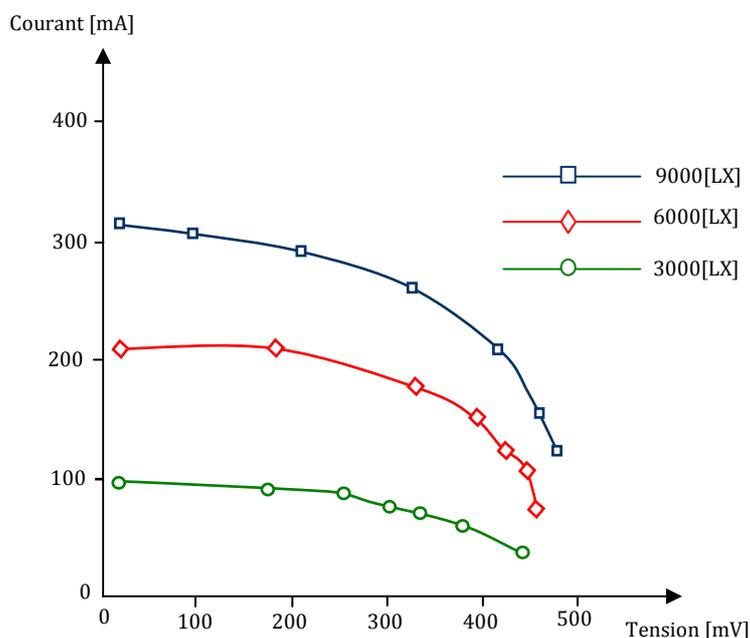


Fig 2.5 : Courbe  $I(V)$  d'un *GPV* pour des différentes valeurs du rayonnement à température constante [A].

### 2.2.5 Le point de fonctionnement d'un *GPV* :

La modélisation mathématique d'un *GPV* montre bien que sa caractéristique  $I(V)$  dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule et même du vieillissement de l'ensemble. De plus chaque charge, (batteries, certains appareils électroménagers destinés à des réseaux continus isolés) a son comportement propre qui varie brutalement en fonction de la consommation des utilisateurs, ce qui est souvent difficile à prévoir surtout sur des petits réseaux locaux.

En effet, la condition pour laquelle une connexion source-charge soit possible, c'est l'existence d'un point de fonctionnement qui correspond à l'intersection entre la caractéristique  $I(V)$  du *GPV* et la caractéristique  $I(V)$  de la charge électrique quelque soit sa nature, une charge purement résistive, une charge de type source de tension, ou bien une charge de type source de courant.

La Figure 2.6 représente les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un *GPV* ainsi que les caractéristiques  $I(V)$  des trois types de charges. Pour un courant optimal ( $I_{OPT}$ ) et une tension optimale ( $V_{OPT}$ ), la puissance fournie par le générateur est maximale ( $P_{MAX}$ ) et le point de fonctionnement du *GPV* dans ce cas là est nommé *PPM (Point de Puissance Maximale)*, nous pouvons maintenant identifier les points d'intersection entre les caractéristiques  $I(V)$  du générateur et celles des trois types de charges :

- point R pour une charge résistive,
- point T pour une charge de type source de tension,
- point C pour une charge en source de courant.

On remarque que pour chaque point (R, T, C) le *GPV* fournit une puissance ( $P_R'$ ,  $P_T'$ ,  $P_C'$ ) de valeur inférieure à la puissance maximale disponible  $P_{MAX}$ . Donc, une perte d'une partie de la puissance implique à la longue des pertes de production énergétique importantes.

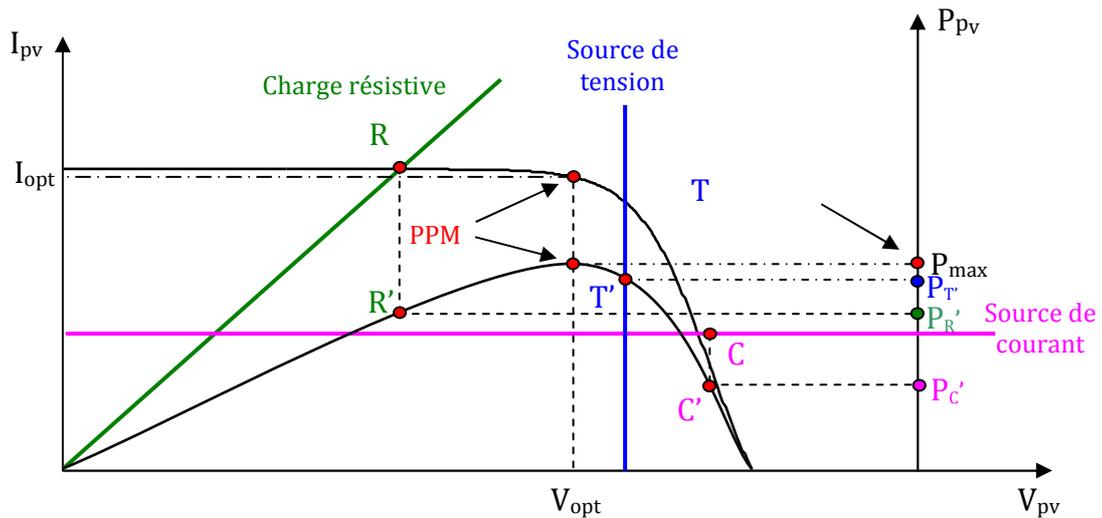


Fig 2.6 : Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.

### 2.3 Connexion directe source-charge :

À l'heure actuel, beaucoup d'applications sont basées sur la connexion directe entre un GPV et une charge de type continu. Bien sûr, il faut s'assurer auparavant que la charge accepte bien la connexion directe au générateur de puissance continue. Ce cas de figure (Figure 2.7) assure la simplicité de mise en œuvre et un faible coût dû fondamentalement à l'absence d'électronique. Mais lorsqu'une partie du GPV n'est pas éclairé, et si la charge connectée était une batterie, elle se décharge sur le GPV qui pourrait fonctionner en tant que récepteur, et en plus l'endommager irréversiblement. Ainsi, pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge. Cette configuration est illustrée sur la Figure 2.7.

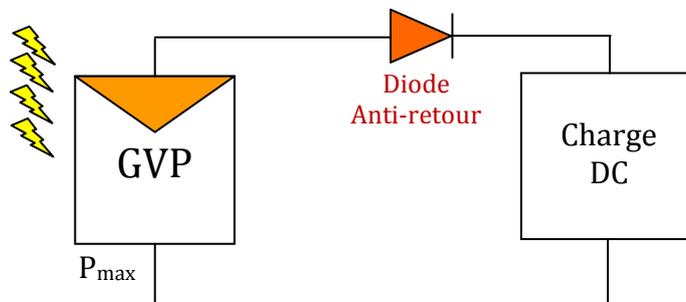


Fig 2.7 : Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour

L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. En plus, la dépendance directe entre la puissance fournie par le *GPV* et la charge ne garantit pas le fonctionnement de ce dernier à sa puissance maximale  $P_{MAX}$  comme la caractéristique de la Figure 2.6 le montre. La puissance transmise directement à une batterie ou une charge résistive de type lampe, ou bien même un moteur (*MCC*), n'est pas toujours effectué à la puissance maximale  $P_{MAX}$  que peut fournir *GPV*. La solution la plus utilisée actuellement est de créer généralement un *GPV* par association de cellules pour obtenir une puissance nominale donnée proche de celle nécessaire pour l'utilisation. Cette solution est valable pour les charges *DC* de type batterie recueillant le courant *PV* sous des tensions proches de  $V_{opt}$ .

Dans certaines applications photovoltaïques, le stockage de l'énergie électrique n'est pas nécessaire. Dans le cas du pompage photovoltaïque l'énergie produite est utilisée pour stocker de l'eau, c'est le fonctionnement "au fil du soleil". Dans ce cas, on garantit statistiquement la coïncidence du point de puissance maximale *PPM* du générateur avec les besoins optimaux de la charge. Toutefois, les pertes de ce genre d'association peuvent aller de 5% à 30% selon les gisements solaires et l'état des charges [22].

#### **2.4 Connexion par le biais d'un convertisseur à découpage inductif *DC/DC* :**

La caractéristique  $I(V)$  que présente un *GPV* est non linéaire, la production de la puissance varie fortement en fonction de l'éclairement ; de la température et de la nature de la charge connectée. Chaque charge à son propre comportement, et selon les caractéristiques de cette dernière, un très fort écart peut être trouver entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge. En conséquence, en mode connexion directe, les performances des *GPV* se dégradent [10].

Dans ces conditions, pour que le *GPV* fournisse sa puissance maximale et fonctionne à un rendement élevé, une adaptation du générateur à la charge est nécessaire. Ceci est réalisé en intercalant entre le *GPV* et la charge un quadripôle

d'adaptation qui est un convertisseur d'énergie  $DC/DC$  "Hacheur" pour des applications en régime continu [23] (Figure 2.8).

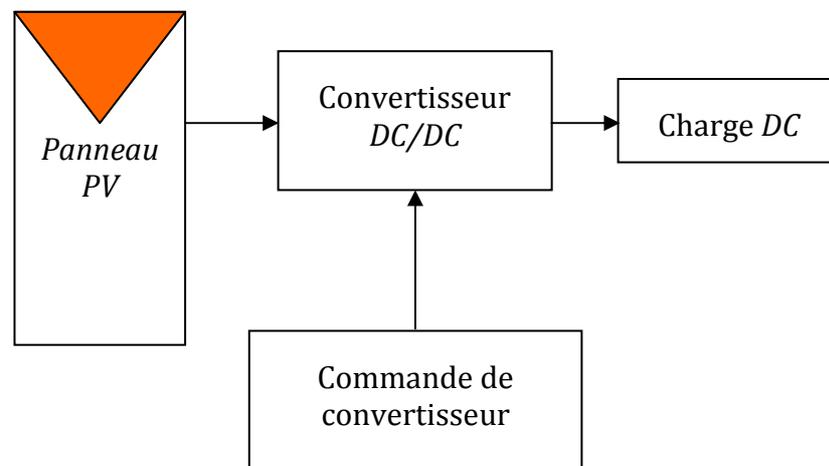


Fig 2.8 : Schéma synoptique du système  $PV$  adapté par le convertisseur  $DC/DC$  (Hacheur).

La figure 2.8 représente le schéma synoptique de l'adaptation  $DC/DC$  du  $GPV$  à une charge résistive. L'ensemble est constitué :

- d'un  $GPV$ .
- d'un convertisseur à découpage inductif qui peut soit fournir une tension de sortie plus élevée que l'entrée (ce sont alors des convertisseurs survolteurs, nommés *Boost*), soit fournir une tension plus faible (ce sont des convertisseurs dévolteurs, nommés *Buck*) [24]. Les éléments de base pour réaliser ce type de quadripôle sont des condensateurs, des inductances, et des interrupteurs. Tous ces dispositifs, idéalement, ne consomment aucune puissance, est présentent de hauts rendements. L'interrupteur est réalisé par un dispositif à semi-conducteur en commutation. On utilise habituellement un transistor *MOSFET* de faible temps de commutation pour minimiser les pertes de puissance.
- d'une commande du convertisseur générant un signal carré, de fréquence bien déterminé et de rapport cyclique  $\alpha$  variable.

Cette structure est surtout recommandée pour les systèmes autonomes, si le stockage d'énergie est nécessaire, et même pour alimenter les charges qui ne supportent pas les fluctuations de tension (ballast,...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande *MPPT* (**M**aximum **P**ower **P**oint **T**racking) qui lui permet de rechercher le *PPM* que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque.

## 2.5 Structure des convertisseurs à découpage :

### 2.5.1 Structure de convertisseur *Boost* :

La Figure 2.9 représente un système *PV* dont l'adaptation entre le *GPV* et la charge résistive est réalisé par convertisseur *DC/DC* élévateur (*Boost*).

L'inductance et les capacités ( $L$ ,  $C_e$ ,  $C_s$ ) sont calculées pour permettre essentiellement de filtrer le courant et de minimiser le taux d'ondulation de la tension à l'entrée et à la sortie des convertisseurs [23].  $R_L$  représente la résistance du fil de bobinage de l'inductance, sa valeur dépend du nombre de spire. En outre, l'inductance  $L$ , qui stocke l'énergie sous forme magnétique avant de la restituer au rythme du découpage, assure le transfert d'énergie d'une façon continue de l'entrée vers la sortie. Le réglage de la tension de sortie se fait par action sur le temps de conduction de l'interrupteur (rapport cyclique  $\alpha$ ).

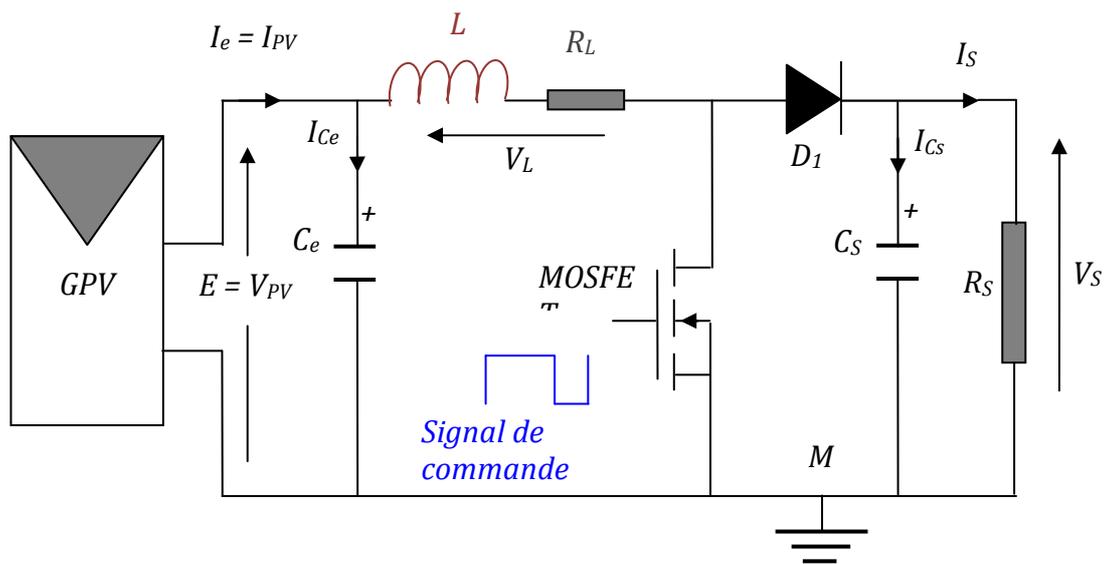


Fig 2.9 : Système *PV* formé par un *GPV*, convertisseur *Boost* et une charge résistive  $R_s$ .

Actuellement, à cause de ces performances satisfaisantes (rapidité, faibles pertes,...), le transistor de puissance *MOSFET* est l'élément de base dans toutes les réalisations proposées dans la littérature [25].

Durant la fermeture de l'interrupteur, l'énergie stockée dans la bobine sera évacuée par la diode  $D_1$  qui joue le rôle d'une diode 'roue libre'. On utilise habituellement une diode Schottky de puissance (faibles pertes en commutation) dont le choix se fait en fonction du courant  $I_D$  moyen, du courant crête susceptible de la traverser et de la tension inverse à supporter [23].

L'avantage important du convertisseur *Boost* par rapport au convertisseur dévolteur (que nous allons l'étudier par la suite), c'est qu'il permet la récupération d'une partie de l'énergie du *GPV* même en mode de fonctionnement dégradé, c'est dans le cas où la tension de sortie du convertisseur sera plus faible que celle d'entrée, par exemple la charge est une batterie trop déchargée ou proche d'une dégradation définitive, dans ce cas là, le point de fonctionnement de l'ensemble est alors lié directement à la valeur de la tension de la batterie, et théoriquement, le transfert de la puissance est impossible, donc aucune régulation n'est possible et l'étage d'adaptation ne fonctionne pas à proprement parlé. En effet, le passage de courant du *GPV* vers la batterie est possible à travers la diode de roue libre.

### 2.5.2 Structure du convertisseur Buck :

Le schéma synoptique d'un système *PV* adapté par le convertisseur *DC/DC* de type abaisseur (*Buck*) est représenté sur la Figure 2.10. Dans cette structure les éléments réactifs ( $L$ ,  $C_e$ ,  $C_s$ ), et les interrupteurs (transistor *MOSFET* et la diode de roue libre) ainsi que la résistance  $R_L$  gardent le même rôle que pour le cas du convertisseur *Boost*. Dans la plus part des applications, ce genre de système est destiné particulièrement au chargement des batteries de 12v.

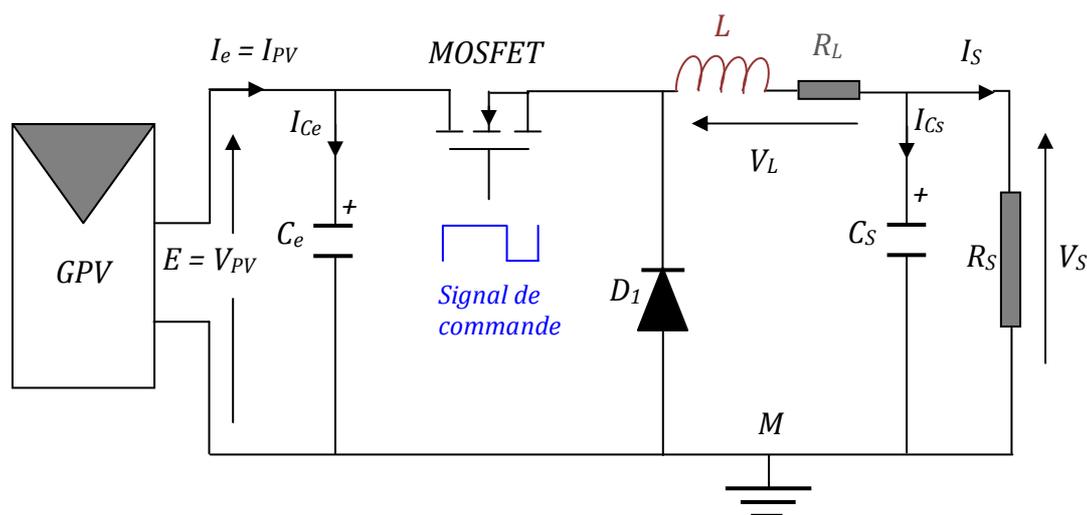


Fig 2.10 : Système PV formé par un GPV, convertisseur Buck et une charge résistive  $R_S$ .

Pour le convertisseur *Buck*, le transfert instantané de la puissance électrique du GPV à la charge ne pourra se faire que si la tension de sortie sera inférieure à la tension d'entrée ou, de manière équivalente, le courant de sortie doit être supérieur au courant d'entrée (condition du dévolteur). Dans le cas où la puissance fournie par le GPV sera nulle (ombrage partiel, malgré la mise en conduction de la diode by-pass du sous réseau de cellules auquel appartient la diode ombrée), le convertisseur *Buck* n'assure aucun transfert d'énergie dans ce cas là.

### 2.5.3 Principe de fonctionnement :

Le positionnement de la caractéristique de la charge dans le coude de la caractéristique statique du GPV permet le transfert d'énergie maximale disponible à ces bornes. Pour ce faire, une adaptation d'impédance s'impose.

Le convertisseur statique, possédant les propriétés d'un adaptateur d'impédance, assure cette adaptation en transférant l'énergie à la charge sous une forme hachée. En appelant  $\alpha$ , le rapport cyclique du hacheur,  $V_e$  et  $I_e$

respectivement, la tension et le courant d'entrée, on peut déduire l'expression suivante pour la résistance vue par le générateur:

$$R_e = V_e/I_e = f(\alpha) R_{opt} \quad (2.6)$$

Pour le hacheur *Buck* (abaisseur de tension)  $f(\alpha) = 1/\alpha$ , alors que pour le hacheur *Boost* (élevateur de tension)  $f(\alpha) = 1 - \alpha$ .

En agissant sur  $\alpha$ , la valeur de  $R_e$  ( $V_e$ ) peut être ramenée à celle de la résistance  $R_{opt}$  ( $V_{opt}$ ) correspondant au fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque, donc par cette action de contrôle, on assure que la puissance fournie par le *GPV* soit la plus proche possible du  $P_{MAX}$  disponible.

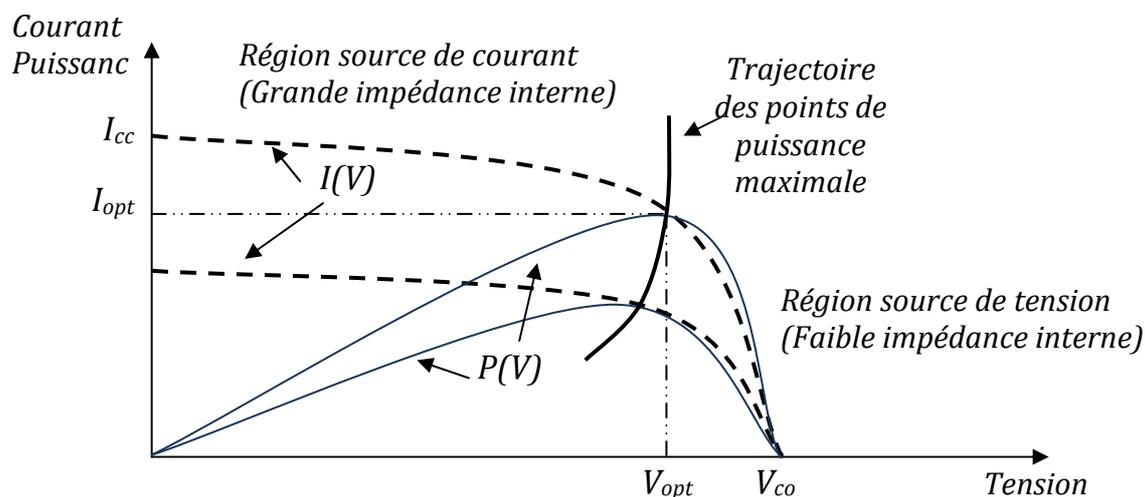
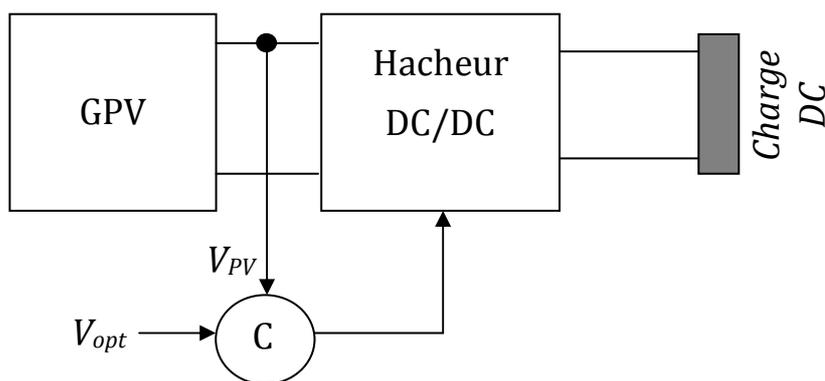


Fig 2.11 : Adaptation d'impédance d'une MPPT.

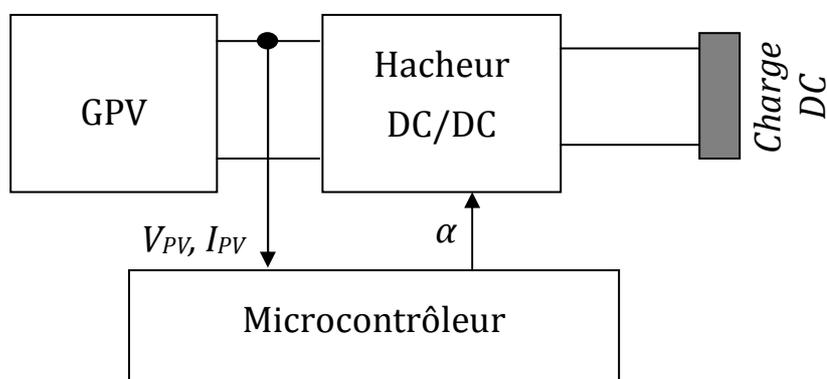
#### 2.5.4 Recherche du fonctionnement optimale :

La technique utilisée pour assurer le fonctionnement optimal s'opère sous un mode d'asservissement de la tension d'entrée du convertisseur  $V_e$  (ou de la tension de sortie du générateur  $V_{PV}$ ) en boucle fermée.

Un signal d'erreur résultant d'une comparaison entre  $V_{PV}$  mesurée et une tension de référence agit sur  $\alpha$  de telle sorte que  $V_{PV}$  soit égale à la tension optimale (Figure 2.12).

Fig 2.12 : Technique de la recherche du *PPM*.

L'autre technique en boucle fermée, généralement utilisée dans les systèmes photovoltaïques de puissance supérieure à 1 kW, consiste à faire une perturbation sur  $\alpha$  et à observer après une période, la puissance délivrée par le *GPV*, et selon l'effet de cette perturbation sur la puissance, un microcontrôleur gérant la démarche en ajustant la valeur de  $\alpha$  de tel sorte que la perturbation suivante sera faite sur le même sens ou dans le sens opposé (Figure 2.13).

Fig 2.13 : Technique numérique de la recherche du *PPM*.

La littérature propose beaucoup d'algorithmes qui cherchent le *PPM*, certains parmi eux sont basés sur le calcul instantané de la puissance soit à l'entrée comme à la sortie du convertisseur statique. D'autres commandes *MPPT* sont basées sur la régulation du courant délivré par le *GPV* en supposant que ce dernier est une image proportionnelle au  $P_{MAX}$ . Toutes ces techniques seront étudiées en détail par la suite.

## 2.6 Modélisation des générateurs Éoliens :

### 2.6.1 État de l'art sur l'énergie éolienne :

À l'échelle mondiale, l'énergie éolienne est aujourd'hui la source énergétique renouvelable la plus compétitive avec un taux de croissance remarquable (Figure 2.14). En effet, le nombre de parc éoliens installés augmentant de plus en plus, participant ainsi à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique du réseau, et à l'augmentation de la puissance installée, ce qui donne l'avantage à cette énergie de représenter l'une des formes d'énergie renouvelable les plus importantes pour la production d'énergie électrique.

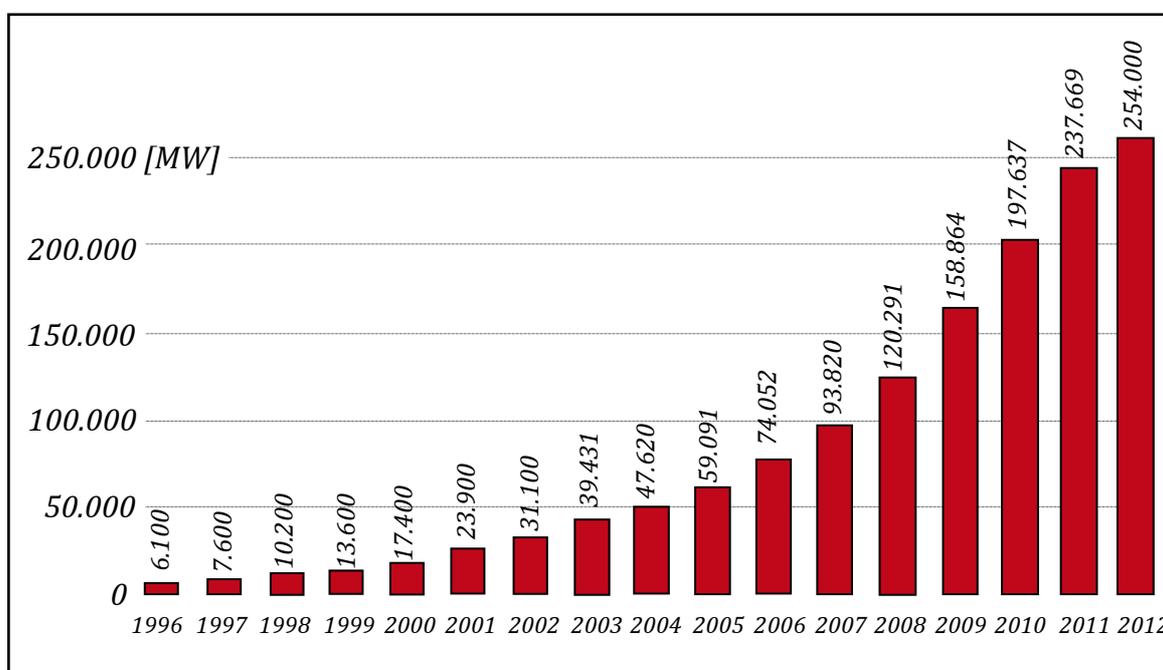


Fig 2.14 : Taux de croissance de la puissance éolienne installée dans le monde [26,31].

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés principalement aux éoliennes de petites puissances. Il existe bien entendu toujours un marché du petit éolien pour des sites isolés, la rentabilité étant plus facile à obtenir, des petites éoliennes dans la gamme de quelques 100 W à quelques 10 kW sont commercialisées depuis plus longtemps. La baisse des coûts des cellules

photovoltaïques permet aujourd'hui de construire des systèmes hybrides éoliens et photovoltaïques qui profitent de la fréquente complémentarité vent-soleil.

Même en milieu urbain, l'utilisation du potentiel éolien est une idée récente. En effet, la rugosité de cet environnement induit des turbulences perturbant le fonctionnement des éoliennes utilisées jusqu'à présent. Cependant, des études sur le vent rencontrant un obstacle tel un bâtiment montrent que le vent s'accélère au contact de ce dernier. L'angle d'incidence d'une turbine peut également augmenter sa production d'électricité.

Concernant le coût d'investissement, pour l'éolien terrestre, il est environ de 900 €/MW aujourd'hui, soit 10 fois moins qu'il y a 30 ans, dont la machine représente près des trois-quarts des investissements, alors que pour la production, le coût est bien entendu extrêmement sensible au régime des vents, il est compris dans une fourchette de 3 à 7 ct€/kWh [26]. Une baisse des coûts de près de 35 % a été observée dans la décennie 90, essentiellement par effet de série, augmentation de la taille unitaire et du rendement (Figure 2.15).

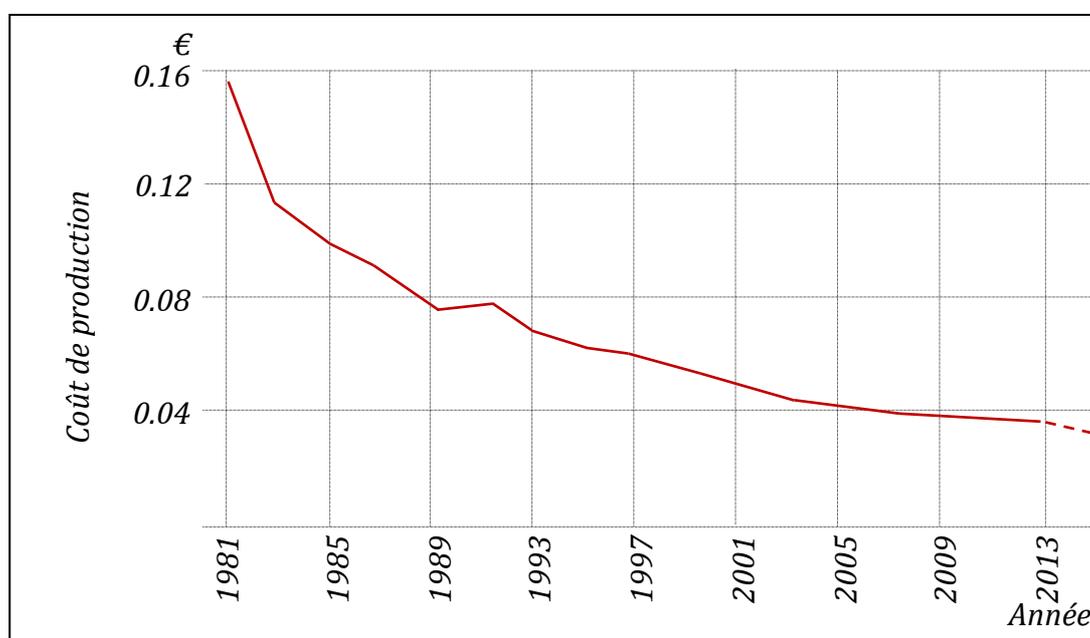


Fig 2.15 : Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 30 ans (taux d'intérêt : 5 %/an) (données Agence de l'Énergie Danoise) [26,31].

D'après [4], le coût de production des grandes centrales thermiques fossiles (gaz et charbon) est d'environ 2,5 c€/kWh et celui du grand hydraulique d'environ 3 à 4 c€/kWh, donc par une simple comparaison, un bon dimensionnement sur de bons sites montre bien que l'énergie éolienne, hors coûts environnementaux, est déjà économiquement compétitive et, si l'on considère que les coûts d'investissement vont continuer à baisser avec les effets d'échelle, la compétitivité deviendra possible sur des sites de plus en plus nombreux.

### **2.6.2 Modélisation d'un système éolien :**

La modélisation de n'importe quel système nécessite la connaissance de tous les éléments constituant celui-ci, de la source à la charge. L'irrégularité de la vitesse du vent ainsi que sa caractéristique aléatoire et très fluctuante montre que la modélisation de la turbine éolienne est primordiale pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie et cela pour une meilleure exploitation de la vitesse du vent.

Généralement, à partir des lois physiques, on exprime les caractéristiques statiques des aérogénérateurs soit on représente analytiquement le fonctionnement statique (modélisation par une étude théorique), ou bien numériquement à partir des tables de données ou courbes de régression de ces données. Les données numériques utilisées peuvent être des résultats de mesures sur un aérogénérateur réel, ou bien le résultat d'une représentation analytique plus ou moins élaborée.

Dans notre travail, la structure qui sera retenue est celle d'une chaîne éolienne constituée d'une voile à axe horizontale, dont la surface active n'est pas toujours considérée face au vent, couplée directement à une génératrice synchrone qui débite sur une charge continue via un redresseur à diodes (Figure 2.16).

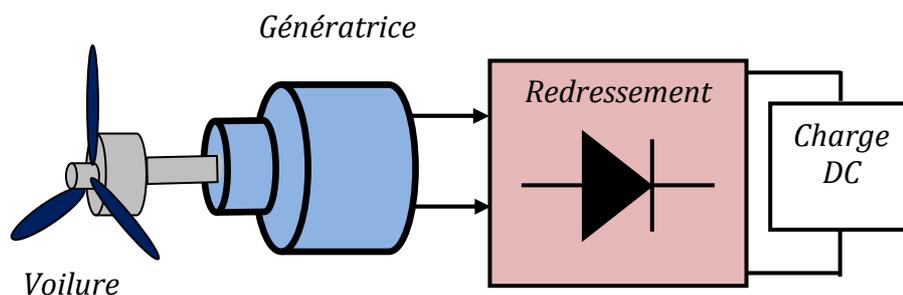
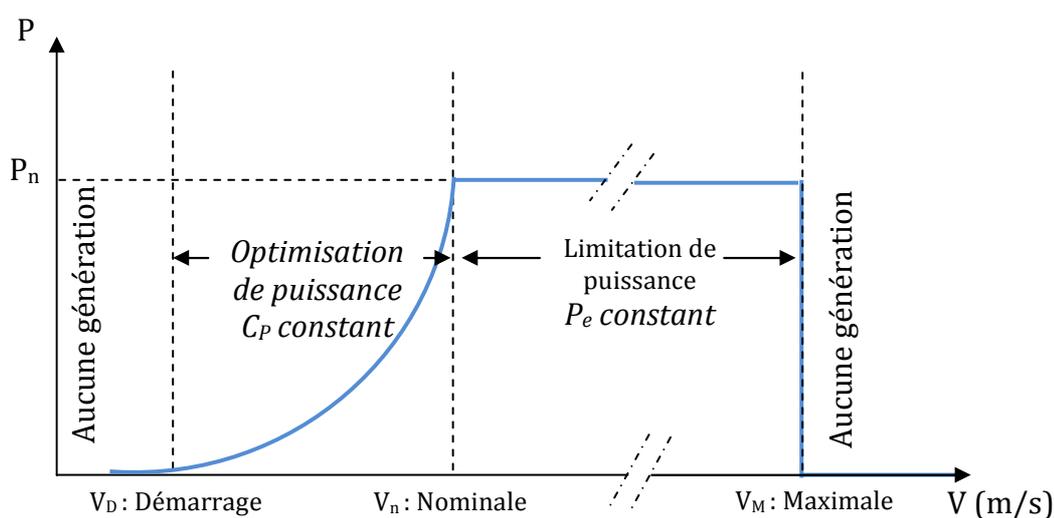


Fig. 2.16 : Chaîne éolienne de petite puissance.

### 2.6.2.1. Modélisation de la turbine:

Deux paramètres influent directement sur le bon fonctionnement des éoliennes *Pitch* (à vitesse variable avec réglage des pales) : la vitesse du rotor et l'angle de calage des pales. Généralement, pour ce genre d'aérogénérateurs, le contrôle de l'angle de calage  $\beta$  permet soit d'optimiser la puissance fournie dans le cas où la vitesse du vent est plus faible que la vitesse nominale de l'éolienne, soit par une limitation de la puissance pour des vitesses du vent supérieures à sa vitesse maximale. Ces deux stratégies de contrôle sont mentionnées dans la Figure 2.17.

Fig. 2.17 : Les régions de fonctionnement d'une éolienne *Pitch*.

Comme nous avons déjà mentionné au chapitre précédent, pour une éolienne, dont la voilure est constituée de trois pales de longueur  $R$ , et à partir de l'équation (1.4), la puissance mécanique  $P_t$  (ou aérodynamique) qu'une turbine éolienne peut extraire d'une masse d'air traversant la surface balayée par son rotor est donnée par l'équation suivante :

$$P_t = C_p \cdot P_e = \frac{1}{2} \rho S V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.7)$$

Pour une valeur particulière de la vitesse spécifique  $\lambda$  (ou *TSR*, Tip Speed Ratio en Anglais : le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent), le coefficient de puissance  $C_p$  atteint son maximum (à cause de sa caractéristique non linéaire avec un maximum). Dans ce cas et pour garder cette valeur optimale de  $\lambda$  constante, le rotor doit tourner à une vitesse proportionnelle à la vitesse du vent, c'est pourquoi dans les sites où la vitesse du vent est importante, les éoliennes avec un rapport  $\lambda$  maximal sont recommandées, En pratique, pour  $\lambda$ , on atteint des valeurs de 0.45 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles [29].

Dans le cas d'une éolienne à vitesse variable avec un système de régulation des pales, le contrôle de l'angle de calage  $\beta$  pour orienter les pales est très important. Ce paramètre  $\beta$  est obtenu soit en prenant des mesures par des essais expérimentaux, soit par le calcul analytique, et à partir de ces valeurs de  $\beta$ , un ensemble des courbes  $C_p(\lambda)$ , peuvent être représenté comme des fonctions non linéaire. Généralement on utilise des fonctions de la forme [27] :

$$C_p = C_1(C_2 - C_3\beta - C_4) \exp(-C_5) \quad (2.8)$$

Les valeurs de  $C_1$ - $C_5$  utilisées dans [27] pour obtenir les courbes  $C_p(\lambda)$  de la Figure 2.18 sont mentionnées dans le tableau suivant :

$C_1$	0.5
$C_2$	$116/k_\beta$
$C_3$	0.4
$C_4$	5
$C_5$	$21/k_\beta$

**Tableau 2.1** : Valeurs des paramètres  $C_1$ - $C_5$ .

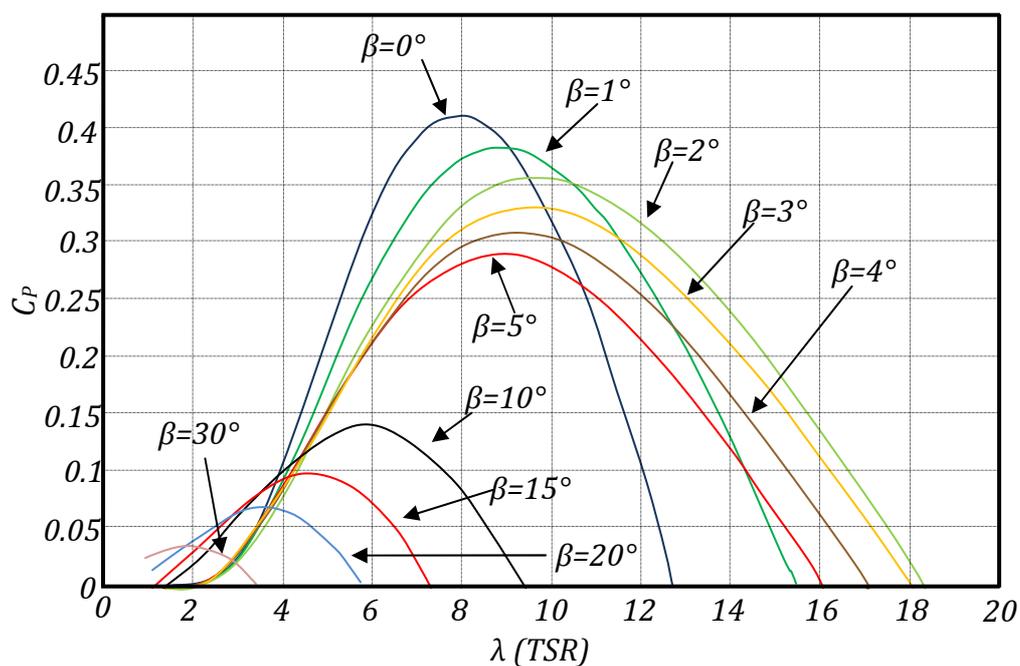


Fig. 2.18 : La caractéristique  $C_p(\lambda)$  pour différentes valeurs de  $\beta$ .

En analysant les différentes courbes de la figure 2.18, on observe bien que pour une valeur de  $\beta = 2^\circ$ , l'intervalle de variation de  $\lambda$  est le plus large avec un

coefficient de puissance  $C_P$  qui dépasse  $0.35$  ce qui donne l'avantage à l'éolienne de travailler dans une gamme des vitesses du vent très grande.

Le coefficient  $K_\beta$  dans le tableau 2.1 utilisé pour déterminer les valeurs de  $C_2$  et  $C_5$ , est calculé d'après [30] par la formule suivante :

$$K_\beta = \left[ \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right]^{-1} \quad (2.9)$$

De la même figure 2.16, et à partir de l'équation (2.7), nous pouvons savoir d'une manière claire le comportement de la puissance à la sortie de l'éolienne en fonction de la variation des paramètres  $C_P$ ,  $\lambda$  et  $\beta$  (Figure 2.19) où on constate qu'elle est similaire à celle du  $C_P$  en fonction de  $\lambda$ .

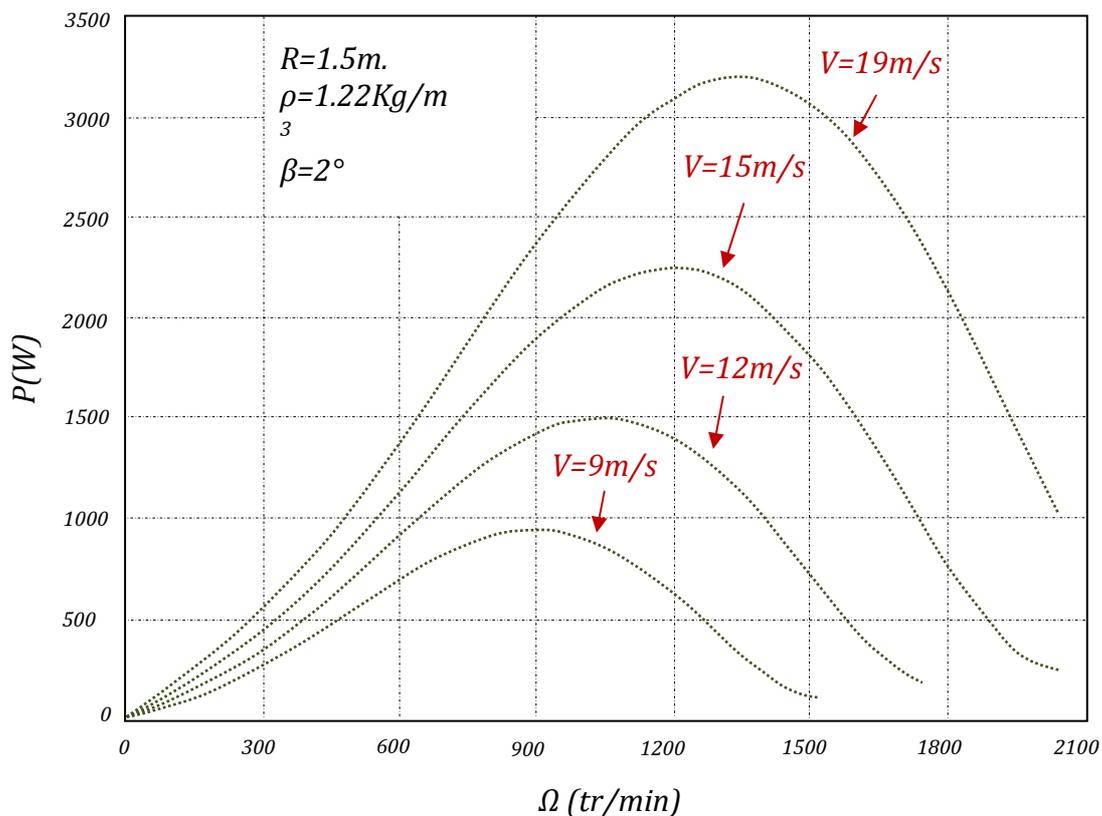


Fig. 2.19 : La puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse angulaire.

### 2.6.2.2. Modélisation du système électrique :

Le système électrique est parmi les facteurs nécessaires à étudier pour modéliser le comportement d'un générateur éolien. Généralement pour les aérogénérateurs de faible puissance, comme dans notre cas, il est préférable d'utiliser des alternateurs (plus robuste et sans collecteurs).

On considère la situation schématisée dans la Figure 2.20, où on exploite une machine multipolaire à aimants entraînée directement par la turbine qui tourne à une vitesse de rotation  $\Omega$  est débitée l'énergie sur une charge résistive à travers un simple pont de diodes :

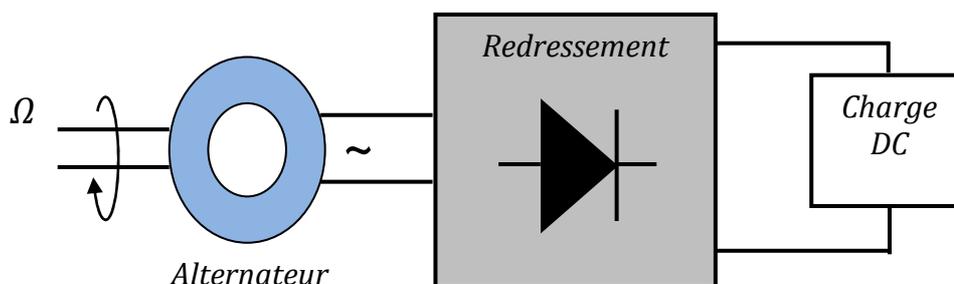


Fig. 2.20 : Alternateur connecté à un pont de diodes.

Dans cette association, et à partir d'une certaine vitesse du vent, des courants quasi-sinusoïdaux sans filtrage particulier peuvent se produire à cause de la valeur élevée des inductances de la machine [4], ce qui conduit à la distorsion des formes d'onde du courant, et peuvent nécessiter, dans le cas des grosses machines, le recours à un filtrage passif ou actif pour réduire les pulsations du couple électromagnétique à des niveaux acceptables.

D'une manière générale, une machine synchrone fonctionnant en génératrice peut se représenter par un circuit équivalent par phase comme le montre la Figure 2.21.

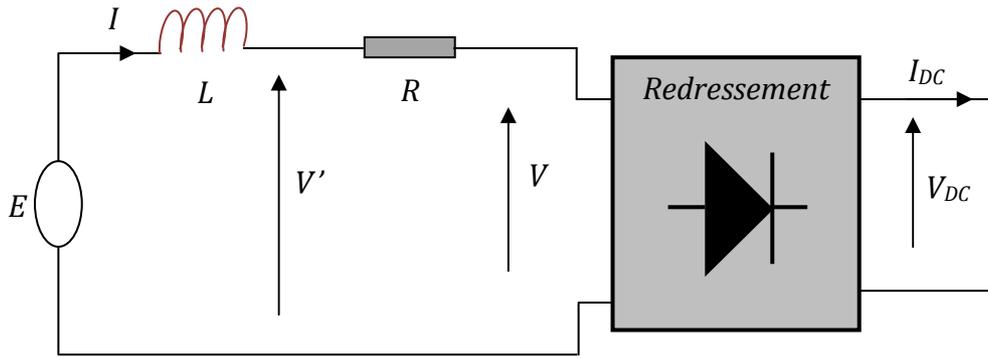


Fig. 2.21 : Schéma équivalent par phase.

On représente sur la Figure 2.22 les diagrammes de Fresnel de deux cas typiques de redressement :

- Pont de diode (Figure 2.22(A)) où le courant est en phase avec la tension, à courant donné  $I$  (pour un échauffement par effet Joule donné), il faut un flux inducteur supérieur au second cas.
- Redresseur actif (Figure 2.22(B)) dans lequel le courant a pu être maintenu en phase avec la force électromotrice.

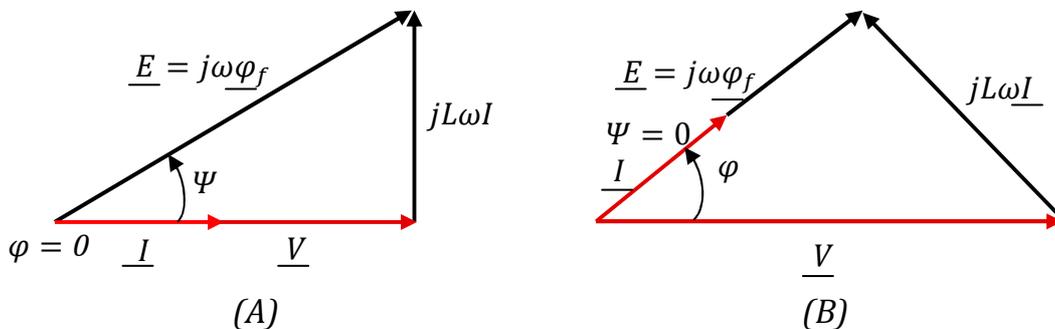


Fig. 2.22 : Diagrammes de Fresnel lorsque  $I$  est en phase avec  $V$  (cas d'un pont de diodes) et  $I$  est en phase avec  $E$  avec un redresseur actif.

La tension simple en sortie de la machine, en utilisant les variables complexes représentatives des grandeurs instantanées sinusoïdales, s'écrit :

$$V = E - jL\omega I - RI \tag{2.10}$$

$\omega = 2\pi f$  est la vitesse de rotation du champ magnétique (pulsation électrique).  
L'amplitude de ce complexe vaut :

$$V = \sqrt{E^2 - (L\omega I)^2} - RI \quad (2.11)$$

La force électromotrice (f.e.m)  $E$ , dans le cas d'une représentation en courant continu où le terme résistif peut être séparé du terme réactif, s'exprime par[5] :

$$V' = \sqrt{E^2 - (L\omega I)^2} \quad (2.12)$$

Nous avons déjà mentionné au paragraphe précédent, que dans le cas particulier où la machine alimente un pont redresseur à diodes, les courants de ligne ne sont pas sinusoïdaux. Les relations entre les tensions d'entrée et de sortie d'une part, et les courants d'entrée et de sortie d'autre part, sont les suivantes :

$$V_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V \quad (2.13)$$

et

$$I_{DC} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} I \quad (2.14)$$

où  $V_{DC}$  et  $I_{DC}$  sont les valeurs moyennes de la tension et du courant à la sortie du redresseur à diodes.

En combinant les relations (2.10), (2.11) et (2.12), l'équation (2.14) d'après [5], peut se mettre sous la forme suivante :

$$V_{DC} = \sqrt{E_{DC}^2 - (L_{DC} \cdot \omega \cdot I_{DC})^2} - R_{DC} I_{DC} \quad (2.15)$$

Avec :

$$\begin{cases} E_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E \\ L_{DC} = 3 \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi}\right)^2 L \\ R_{DC} = 3 \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi}\right)^2 R \end{cases} \quad (2.16)$$

### 2.6.2.3. Conversion électromécanique :

Dans le premier cas (pont à diodes), le couple électromagnétique  $C_{ém}$  vaut [3] :

$$C_{ém} = 3P\varphi_f I \cos\Psi \quad (2.17)$$

avec  $\varphi_f$  flux total inducteur (efficace) produit par les aimants ;  $I$  courant (efficace) de phase,  $P$  nombre de paires de pôles de la machine.

$\Psi$  est l'angle entre la force électromotrice  $E$  et le courant  $I$ , et d'après les diagrammes de la figure 2.22, sa valeur vaut :

$$\Psi = \arcsin \frac{L\omega I}{E} = \arcsin \frac{LI}{\varphi_f} \quad (2.18)$$

Cette équation montre que pour avoir un effet de lissage du courant suffisant, le flux de réaction d'induit  $LI$  doit être relativement élevé. Cela conduit à une valeur de l'angle  $\Psi$  élevée. Par conséquent, pour obtenir le même couple, il faut un flux inducteur supérieur à celui du dispositif à redresseur actif dans lequel le couple s'exprime par ( $\Psi = 0$ ) :

$$C_{ém} = 3P\varphi_f I \quad (2.19)$$

## 2.7 Conclusion :

Ce chapitre a permis d'édifier les fondations de notre étude à travers la représentation de l'ensemble des éléments des deux chaînes de conversion photovoltaïque et éolienne représentées selon différentes structures de conversion d'énergie. Une majeure partie de ce chapitre a été consacrée à la modélisation analytique et dynamique des principaux paramètres nécessaires pour caractériser le comportement énergétique de chaque type d'énergie.

Ainsi, nous avons été amenés à donner quelques définitions telles que les convertisseurs statiques avec les différentes structures qu'ils ont où nous avons justifié la nécessité d'intercaler ses dispositifs électronique lors de l'interconnexion entre les sources de différentes natures et la charge.

# *Chapitre3*

*La commande MPPT Généralités et  
discussion*

### 3.1 Introduction :

#### Définition de la commande MPPT

À cause de l'irrégularité du vent et la discontinuité dans le temps du rayonnement solaire, les éoliennes et les capteurs solaires utilisées pour la production de l'électricité présentent des caractéristiques *puissance/tension* non linéaires avec la présence de plusieurs extrémums (**PPM** : **Points de Puissance Maximale**) qui varient avec la température, l'éclairement, la vitesse et la direction du vent (*Figures 2.11 et 2.19 chapitreII*). C'est pour cette raison que ces générateurs doivent permettre de produire un maximum de puissance en exploitant au mieux l'énergie du soleil et celle disponible dans le vent. Pour atteindre cet objectif, de nombreux systèmes de commande, agissant au niveau de la partie mécanique ou électrique, sont développés pour maximiser la conversion d'énergie.

On parle alors ici d'un organe de commande qui, quelles que soient les conditions d'utilisation, assure que le système opère au *PPM*, ce type de commande est souvent nommé dans la littérature la commande **MPPT**.

Une connexion directe entre un générateur *PV* et/ou éolien et sa charge a peu de chance de placer le système à son point de fonctionnement maximum (noté **MPP** pour **Maximum Power Point**). La commande **MPPT** (**Maximum Power Point Tracking**) est un organe fonctionnel de ces systèmes qui permet de chercher le point de fonctionnement optimal des générateurs qui dépend des conditions météorologiques et de la variation de la charge [32].

Le **MPPT** a donc pour rôle de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant) à partir d'un variateur à courant continu (convertisseur statique) qui assure l'adaptation entre les conditions d'opération optimales ( $I_{OPT}$ ,  $V_{OPT}$ ) avec les paramètres de fonctionnement ( $V$ ,  $I$ ) du système (Figure 3.1).

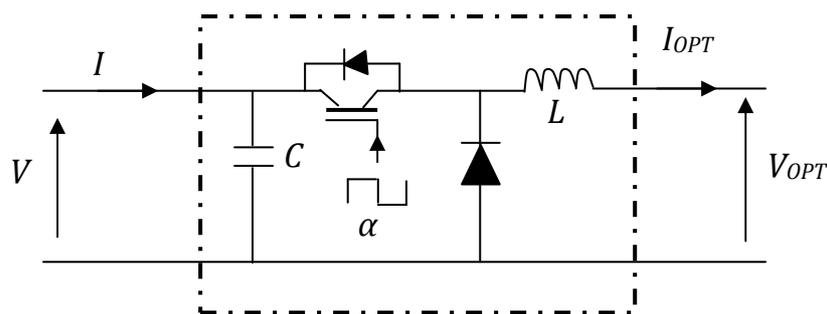


Fig. 3.1 : schéma synoptique d'une commande *MPPT*.

Malgré que les caractéristiques puissance/tension que présentent les générateurs *PV* et éoliens sont presque similaires, ces deux sources énergétiques ont un comportement totalement différent. À cet effet, la stratégie de la recherche du *PPM* est spécifique pour chaque système. Pour cette raison, chaque système *PV* ou éolien sera étudié séparément avec sa propre commande *MPPT*.

### 3.2 Stratégie de la recherche de la puissance maximale pour une turbine éolienne :

Selon la littérature spécialisée, la commande des turbines éoliennes se fait de préférence par les moyens mécaniques aérodynamiques qui viennent d'être rappelés. Cependant, en suivant les principes de conversion de l'énergie du vent il apparaît qu'une autre forme de faire la régulation de la puissance produite par l'éolienne est d'agir sur sa vitesse de rotation. Plusieurs configurations sont réalisables, avec des machines synchrones ou asynchrones et c'est ici que le domaine des asservissements des machines électriques prend place.

Pour chaque vitesse du vent, la recherche d'une vitesse de rotation optimale de la turbine, conduit à la production d'une puissance électrique maximale. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice[33].

D'autant plus, que pour extraire de manière efficace la puissance du vent, tout en maintenant en sécurité le régime, l'éolienne doit être exploitée selon les 3 zones, qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale du rotor admissible, et la puissance désirée (*Chapitre1, Figure1.6*). Dans la zone **I**, l'éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement. Dans la zone **II** de fonctionnement, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. Ici l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir dans le point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal. Le but étant que le coefficient de puissance soit toujours optimum. Finalement pour la zone **III**, vent fort, correspond au fonctionnement à pleine charge. Il faut limiter la puissance afin de ne pas abîmer le système [34].

Donc c'est dans la zone **II** que la commande *MPPT* doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. Pour ce fait, deux approches sont possibles [35] :

- Une première stratégie dont la caractéristique du coefficient  $C_p(\lambda)$  est considérée n'est pas connue ;
- La deuxième stratégie qui considère que cette caractéristique est bien connue, la puissance produite sera maximisée en suivant la courbe de puissance maximale.

### **3.2.1 Recherche de la puissance maximale sans la connaissance de la courbe caractéristique $C_p(\lambda)$ :**

Pour l'étude de la commande permettant d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans la connaissance de la courbe caractéristique  $C_p(\lambda)$ , l'utilisation d'un dispositif *MPPT* basé sur le principe des ensembles flous peut être réalisable [36]. Il existe aussi d'autres structures, comme celle basée sur la machine asynchrone à cage, pilotée par le stator de manière à fonctionner à

vitesse variable, par des convertisseurs statiques [33,37], et celle basée sur la machine asynchrone à rotor bobiné ou la vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissances situés au circuit rotorique [33,38].

La machine synchrone peut être aussi associée à un redresseur *MLI* (*Modulation de Largeur d'Impulsion*) qui permet de fonctionner à vitesse variable et donc de maximiser la puissance (Figure 3.2). Cette structure assure un contrôle dynamique et fiable en vitesse ou en couple de la génératrice synchrone ce qui permet facilement de déplacer le point de fonctionnement sur toute la plage des vitesses de rotation et ainsi d'effectuer par ce biais une recherche de la puissance maximale souhaitée [36]. Nous allons consacrer cette partie à l'étude de cette structure avec plus d'attention car elle est la plus courante dans les applications éoliennes et donne une indication sur l'efficacité énergétique relative aux autres montages.

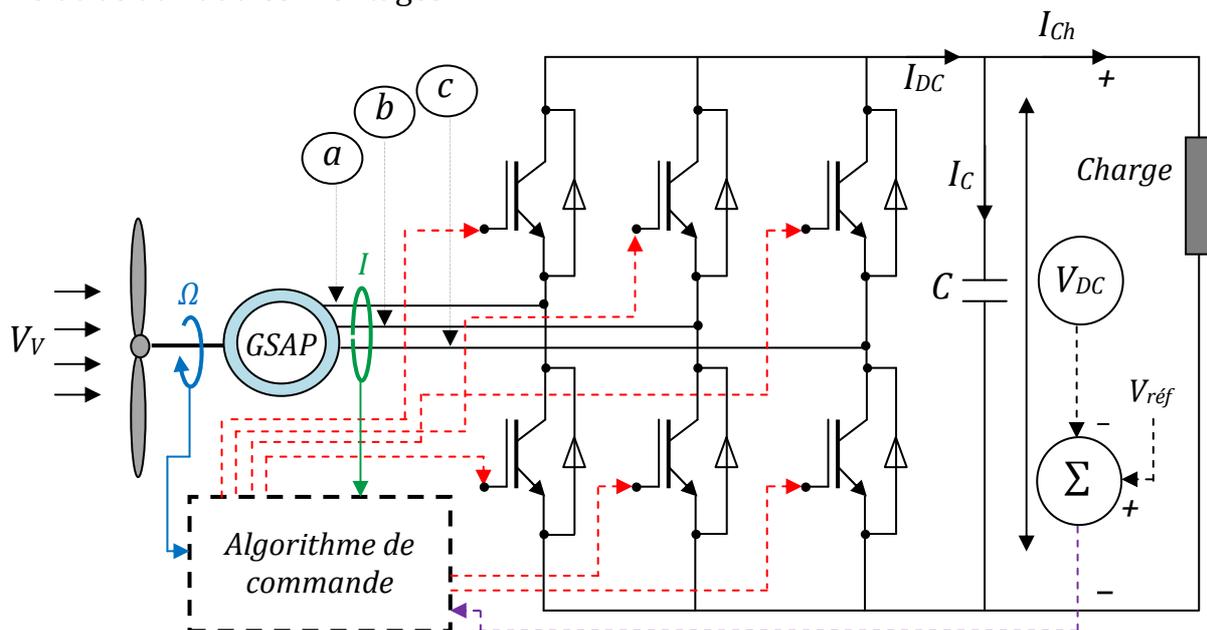


Fig. 3.2 : Structure à redresseur *MLI*.

Cette structure est la solution de référence parmi tous les convertisseurs *AC/DC*. Un autopilotage de la machine synchrone, permet de contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple  $C_{em}$  ou la vitesse de rotation de la génératrice  $\Omega$ , ce qui donne l'avantage d'un contrôle totalement réversible de

la puissance instantanée. Les inconvénients de cette structure reposent sur la complexité du montage qui comporte trois bras complets donc six interrupteurs et la commande nécessitant généralement un capteur mécanique de position. De plus, ce montage est survolteur et la tension du bus continu doit être supérieure à la tension composée de la génératrice obtenue à vitesse de rotation (vent) maximale.

Les règles pour converger vers le point de fonctionnement optimal sont relativement simples à établir est ceci dans le cas où les caractéristiques de voilure ne sont pas connues. Le principe est basé sur la lecture instantanée des variations de la puissance  $\Delta P$  et de la vitesse de rotation  $\Delta\Omega$ , si une augmentation de la vitesse de rotation ( $\Delta\Omega > 0$ ) implique une augmentation de la puissance électrique fournie ( $\Delta P > 0$ ), on doit continuer à accélérer la voilure à travers un changement  $\Delta\Omega_{réf}$  de la consigne de vitesse de rotation de l'éolienne  $\Omega_{réf}$  selon les équations [36] :

$$\begin{cases} \Delta P = P[k] - P[k-1] \\ \Delta\Omega = \Omega[k] - \Omega[k-1] \\ \Omega_{réf}[k] = \Omega[k-1] + \Delta\Omega_{réf}[k] \end{cases} \quad (3.1)$$

Ainsi, le changement de  $\Delta P$  résultant de la variation de la vitesse de rotation est soit dans le sens positif, on se situe alors sur la phase montante de la courbe de la puissance (Figure 3.4), soit dans le sens négatif.

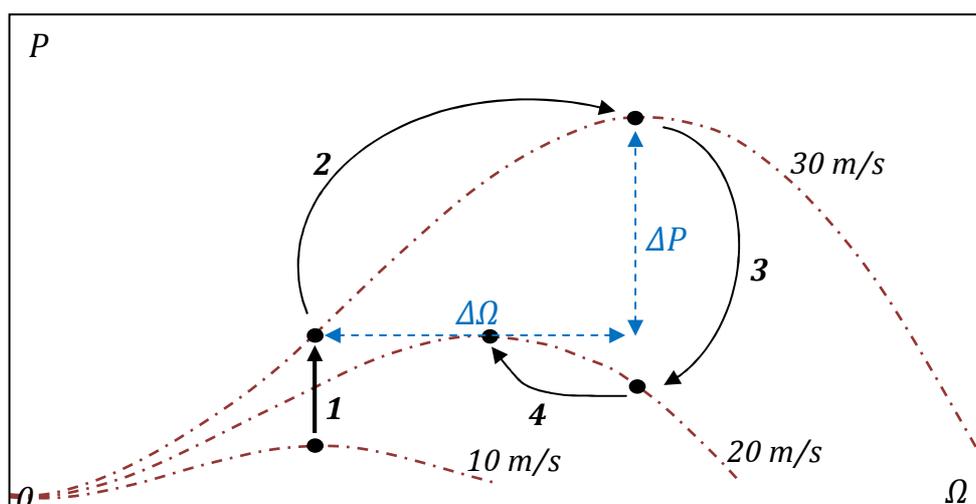


Fig. 3.3 : Principe de fonctionnement d'un MPPT à vitesse du vent variable.

### 3.2.1.1 Modèle du redresseur MLI :

Le pont redresseur est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation généralement à base de transistors ou des thyristors *GTO* pour les grandes puissances. Il est constitué de trois bras présentés comme des interrupteurs (deux interrupteurs pour chacun) et pouvant être commandés en ouverture et en fermeture. La tension redressée  $V_{DC}$  est en fonction des états de ces interrupteurs que nous les considérons idéaux afin de faciliter la modélisation (résistance nulle à l'état passant, résistance infinie à l'état bloqué, réaction instantanée aux signaux de commande). Pour assurer la continuité en courants chaque interrupteur est monté en antiparallèle avec une diode de récupération. (Figure 3.4 : schéma équivalent de la Figure 3.2).

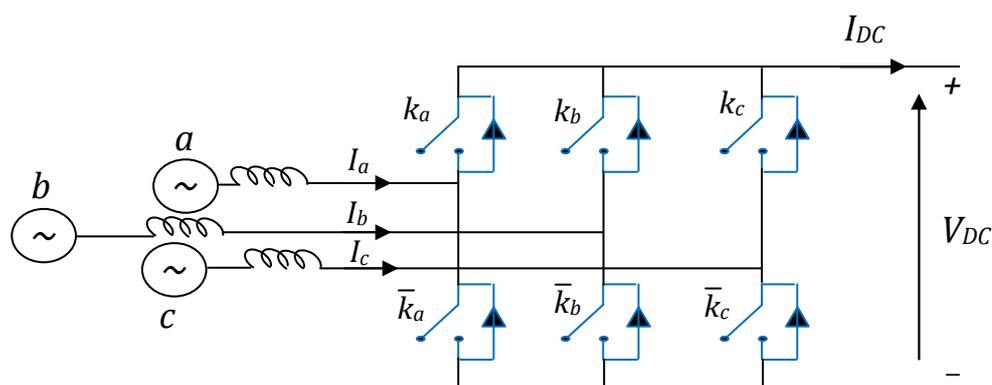


Fig. 3.4 : Schéma équivalent d'un pont redresseur à commande MLI.

D'après [40], l'état des interrupteurs est défini par la fonction :

$$k_j = \begin{cases} +1, & \bar{k}_j = -1 \\ -1, & \bar{k}_j = +1 \end{cases} \quad \text{pour } j = a, b, c \quad (3.2)$$

Nous avons trois bras, chacun contient deux interrupteurs, donc  $2^3 = 8$  états possibles, le tableau suivant résume ces états et donne les tensions entre les phases en fonction de  $k_j$  et  $V_{DC}$  :

$k_a$	$k_b$	$k_c$	$V_{ab}$	$V_{bc}$	$V_{ca}$
1	0	0	$V_{DC}$	0	$-V_{DC}$
1	1	0	0	$V_{DC}$	$-V_{DC}$
0	1	0	$-V_{DC}$	$V_{DC}$	0
0	1	1	$-V_{DC}$	0	$V_{DC}$
0	0	1	0	$-V_{DC}$	$V_{DC}$
1	0	1	$V_{DC}$	$-V_{DC}$	0
0	0	0	0	0	0
1	1	1	0	0	0

**Tableau 3.1** : Les états possibles des interrupteurs.

À partir de ce tableau, les tensions d'entrée entre phase peuvent être décrites par :

$$\begin{cases} V_{ab} = (k_a - k_b)V_{DC} \\ V_{bc} = (k_b - k_c)V_{DC} \\ V_{ca} = (k_c - k_a)V_{DC} \end{cases} \quad (3.3)$$

D'où, on peut déduire un système d'équations qui donne les tensions simples pour chaque phase comme suite :

$$\begin{cases} V_a = \frac{2k_a - k_b - k_c}{3} V_{DC} \\ V_b = \frac{2k_b - k_a - k_c}{3} V_{DC} \\ V_c = \frac{2k_c - k_a - k_b}{3} V_{DC} \end{cases} \quad (3.4)$$

### 3.2.1.2 Les techniques de commande du redresseur MLI :

Le principe de fonctionnement d'un redresseur à commande *MLI* est le même qu'un hacheur élévateur donc sa tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée. L'objectif est de régler cette tension de sortie en fonction de la charge utilisée en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence. Pour accomplir cette tâche, à travers une commande en boucle fermée, une comparaison entre la tension de bus continu  $V_{DC}$  et la tension de référence  $V_{réf}$  produit un signal d'erreur (Figure 3.2), ce signal servira à la commutation des interrupteurs du redresseur en ouverture et en fermeture. Ainsi, la puissance pourra donc de s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu  $V_{DC}$  mesurée aux bornes du condensateur  $C$ .

De plus, ce type du redresseur permet la correction du facteur de puissance et le contrôle ne se fait pas seulement sur la puissance active, la puissance réactive sera également contrôlée. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenu comme presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source.

Les techniques de commandes élaborées pour ce type de convertisseurs sont aussi nombreuses que les objectifs fondamentaux pour lesquels ces techniques sont développées, les plus répandus sont :

- ***MLI à porteuse triangulaire*** : Cette méthode consiste à comparer trois tensions de références sinusoïdales (modulatrices) propres à chaque phase à un signal triangulaire d'une amplitude et d'une fréquence fixées (porteuse) commun pour les trois phases.

On a :

$$V_{réf}(i) = V_{réf\ max} \cdot \sin(2\pi \cdot f_m \cdot t - (i - 1) \cdot \frac{2\pi}{3}) \quad (3.5)$$

Avec  $i = 1, 2, 3$ .

$V_{réf\ max}$  Amplitude de la tension de référence.

$f_m$  Fréquence des modulatrice.

L'avantage c'est que la largeur d'impulsion dépend uniquement de la valeur de la tension de référence au début de l'échantillonnage, ce qui facilite la réalisation pratique de cette méthode de modulation par des algorithmes numériques [39].

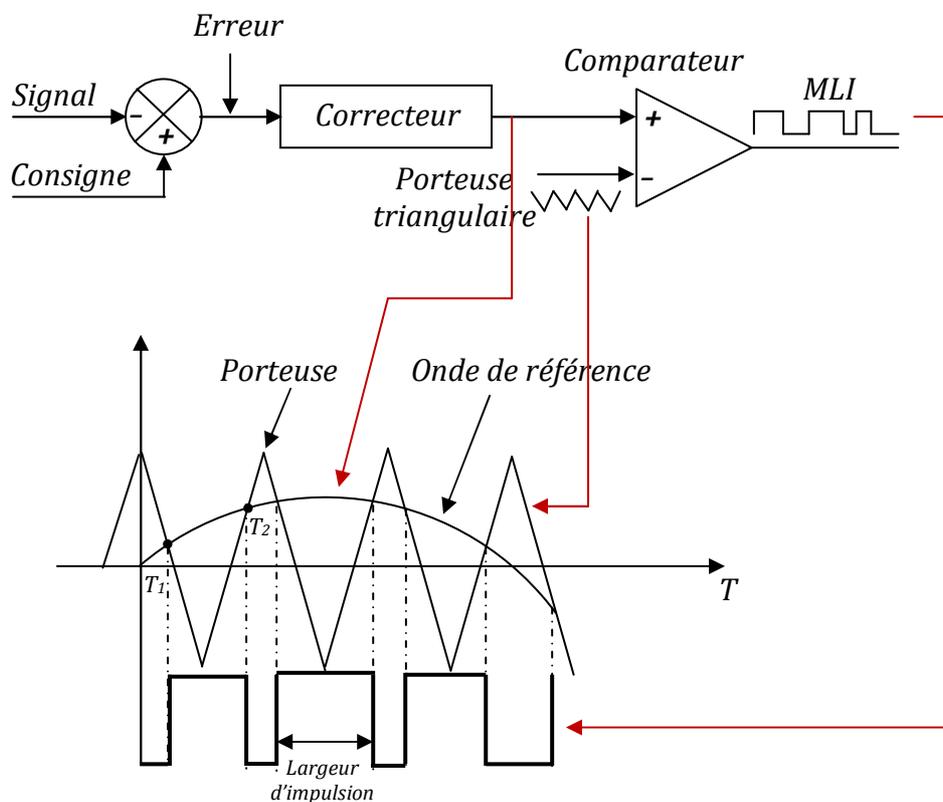


Fig. 3.5 : Modulateur MLI à porteuse triangulaire.

- **MLI à échantillonnage régulier de la modulante** : Pour générer les ordres de commande des interrupteurs, le signal modulant est numérisé à intervalles de temps réguliers, grâce à un convertisseur analogique-numérique (CAN). De fait, le CAN réalise une opération d'échantillonnage sur le signal modulant. Le nombre binaire obtenu en sortie du CAN sert alors à l'adressage en entrée d'une mémoire de type EPROM, où sont stockés les motifs de commande. La Figure 3.6 montre le schéma de principe d'une telle commande [41]. L'avantage principal de cette méthode est que le temps minimal entre les commutations est limité par la période d'échantillonnage de l'horloge (Figure 3.7).

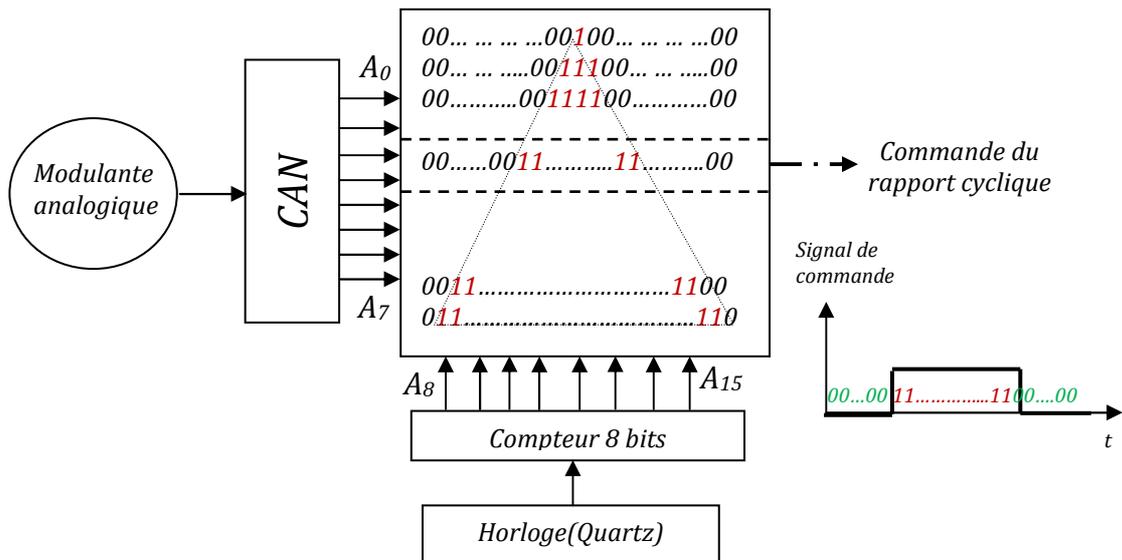


Fig. 3.6 : MLI avec échantillonnage régulier de la modulante.

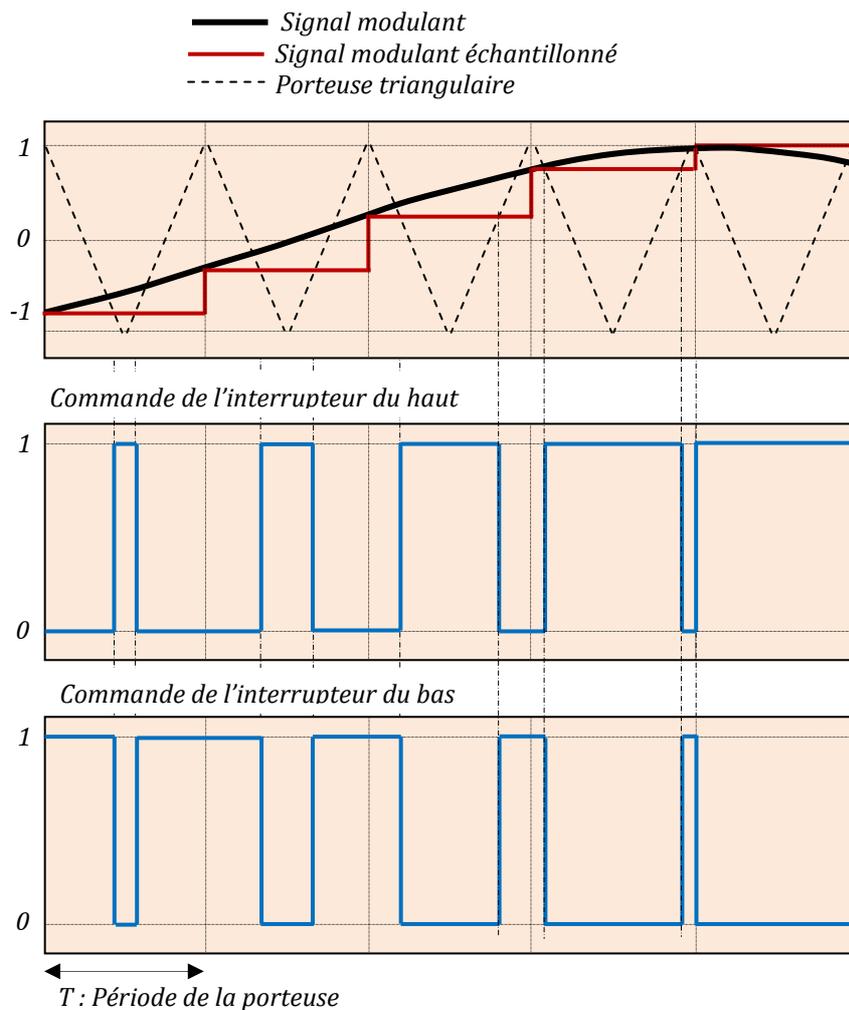


Fig. 3.7 : Échantillonnage à la fréquence de la porteuse.

- **MLI à bande hystérésis** : Un simple comparateur à hystérésis par phase introduit un signal d'erreur entre le signal et sa consigne, cette erreur est ensuite comparée à un gabarit, communément appelée fourchette ou bande d'hystérésis, afin de fixer les ordres de commande des interrupteurs. La Figure 3.8 explique le principe de fonctionnement d'une telle technique, où  $L_h$  est la largeur de la bande d'hystérésis.

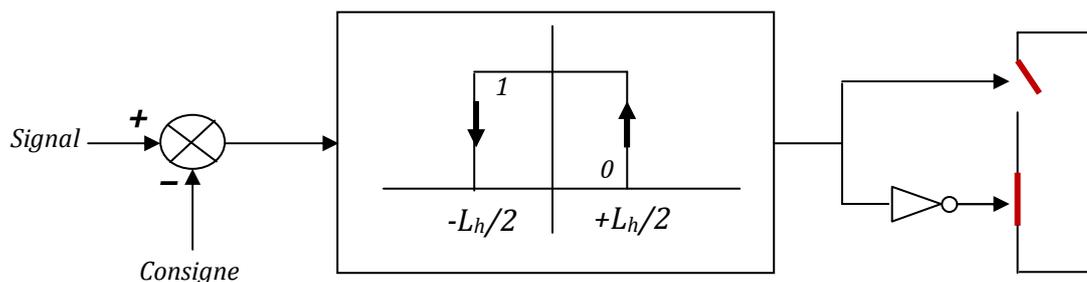


Fig. 3.8 : Commande MLI à bande hystérésis.

Ainsi, l'interrupteur s'ouvre et se ferme si l'erreur devient inférieure à  $-L_h/2$  ou supérieure à  $L_h/2$  respectivement, aucune commutation n'est permise si cette erreur est maintenue comprise entre  $-L_h/2$  et  $L_h/2$ . L'inconvénient majeur que présente cette commande c'est la présence d'un nombre important d'harmoniques dans les courants générés à cause de l'absence du contrôle de la fréquence de commutation des semi-conducteurs.

- **MLI à commande vectorielle** : La commande vectorielle est un terme générique désignant l'ensemble des commandes tenant compte en temps réel des équations du système qu'elle commande. À la différence des commandes scalaires, le nom de ces commandes vient du fait que les relations finales sont vectorielles. Les relations ainsi obtenues sont bien plus complexes que celles des commandes scalaires, mais en contrepartie elles permettent d'obtenir de meilleures performances lors des régimes transitoires. Cette technique est une variante de la commande MLI, qui se base sur la représentation vectorielle des tensions triphasées dans un plan diphasé où chacun des états possibles du convertisseur est représenté par un vecteur de tension (Figure 3.9). L'ensemble

de ces vecteurs forme le diagramme vectoriel des tensions du convertisseur. La modulation vectorielle diffère entre d'autres techniques par le fait que les signaux de commandes sont élaborés en tenant compte de l'état des trois bras de redresseur en même temps [42].

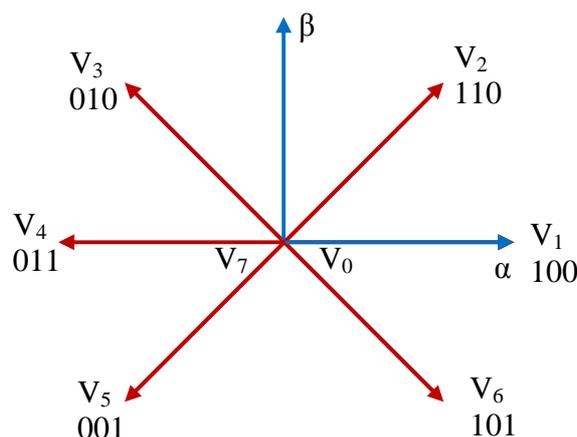


Fig. 3.9 : Diagramme vectoriel des états du Tableau 3.1.

### 3.2.1.3 Exemple d'un redresseur MLI à bande hystérésis :

Un exemple de la commande *MLI* est représenté dans le schéma bloc de la Figure 3.2. Dans cet exemple, un contrôle des courants par hystérésis est celui qui est utilisé. En plus de la robustesse et la facilité à mettre en œuvre, la commande à bande hystérésis possède un bon temps de réponse en régime dynamique, une bonne stabilité et une bonne précision [43]. Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis.

Pour le contrôle du courant instantané d'une phase, ce dernier s'écarte de sa valeur de référence d'une valeur  $L_h/2$ , fixée par la bande du correcteur à hystérésis (Figure 3.8), de cet effet, en commutant les interrupteurs du bras du redresseur correspond, le courant réel sera maintenu à l'intérieur d'une bande  $\pm L_h/2$  entourant le courant de référence. Cette stratégie donc nécessite pour chaque phase ( $j=a, b, c$ ) un correcteurs à hystérésis indépendant [43].

Ces correcteurs sont des correcteurs à deux niveaux, chaque correcteur agit selon la différence entre le courant de référence  $I_{réf}$  et le courant réel  $I_j$  circulant dans la phase correspondante pour générer un signal de commande  $k_j$  selon la relation suivante :

$$\begin{cases} k_j = 1 \\ k_j = 0 \end{cases} \text{ si } \begin{cases} \Delta I_j = (I_{réf} - I_j) \geq L_h/2 \\ \Delta I_j = (I_{réf} - I_j) \leq -L_h/2 \end{cases} \quad \text{pour } j = a, b, c \quad (3.6)$$

de cette façon, le signal logique  $k_j$  est soit égale à 1, ou à 0, selon l'état de basculement (Figure 3.10).

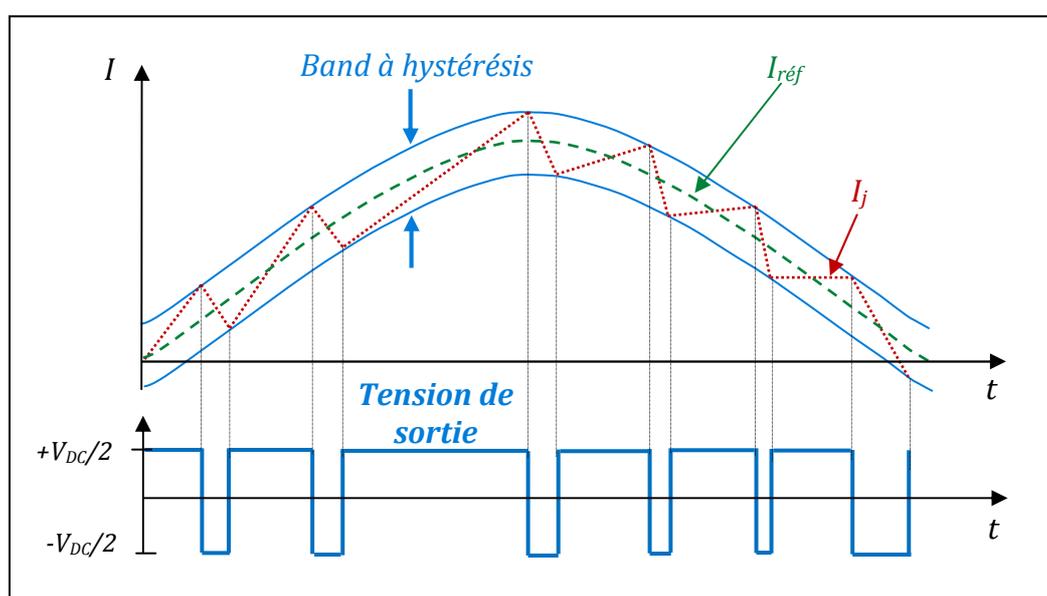


Fig. 3.10 : Correcteur à hystérésis (principe de fonctionnement).

Pour la tension continue  $V_{DC}$ , le contrôle exige une boucle d'asservissement fermée. Cette tension est mesurée et comparée à une référence  $V_{réf}$ , le signal d'erreur obtenu à partir de cette comparaison est employé pour produire une forme d'onde pour la référence du courant. Cette référence, qu'elle devra être synchronisée avec la source d'alimentation, est obtenue en multipliant les courants  $I_{jmax}$  par des fonctions *Sinus* ont la même fréquence que la source avec un angle de déphasage désiré pour chaque ligne. Une fois que, la référence a été créée, le système génère la commande *MLI* assurant par cette action la commutation des interrupteurs.

3.2.1.4 Résultats de simulation :

L'exemple proposé du redresseur *MLI* a été étudié par simulation sous le logiciel *ISIS-Proteus* selon le schéma de la Figure 3.11 où le courant a été commandé par régulateurs à hystérésis.

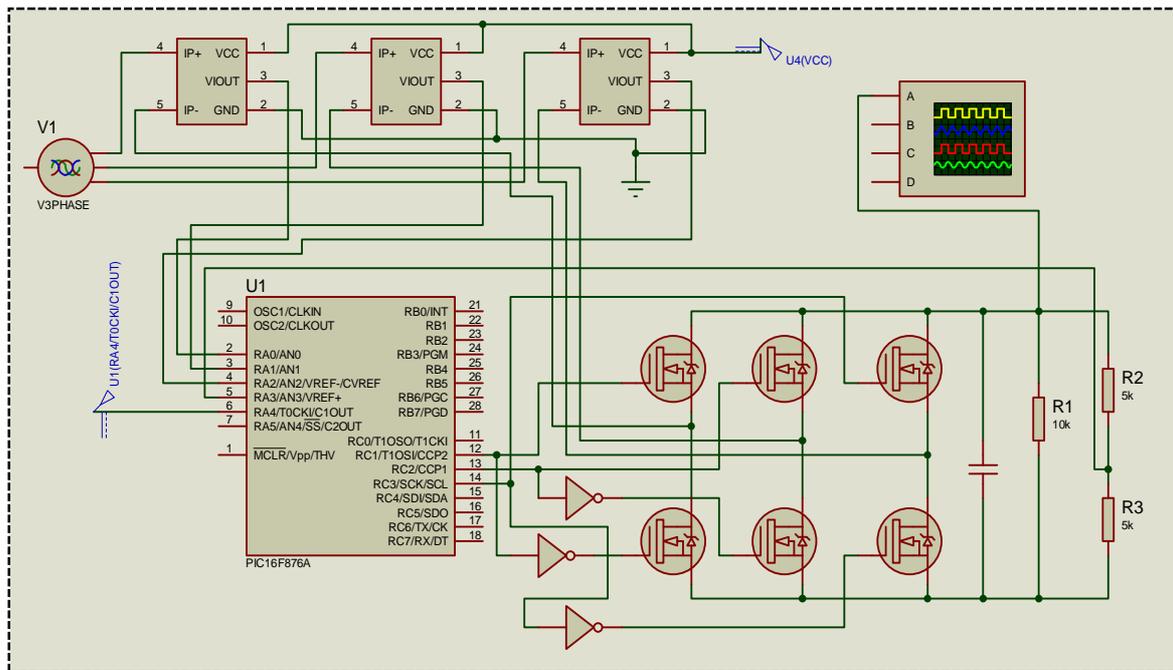


Fig. 3.11 : simulation sous *ISIS-Proteus* d'un redresseur triphasé à commande *MLI*.

La référence de la tension à la sortie du redresseur est prise égale à 15v, la génératrice synchrone a été simulée par une source de tension triphasée.

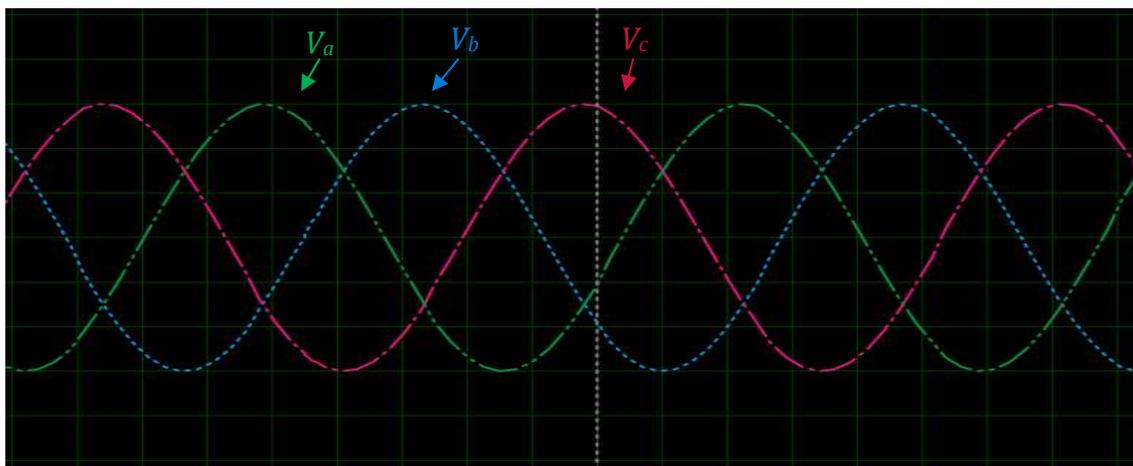


Fig. 3.12 : signaux générés par la source de tension.

La tension continue à la sortie du redresseur montre une très bonne stabilité autour de la valeur 15v, tension de référence choisie dans cet exemple, avec un temps de réponse du système de l'ordre de 6.4ms (Figure 3.13).

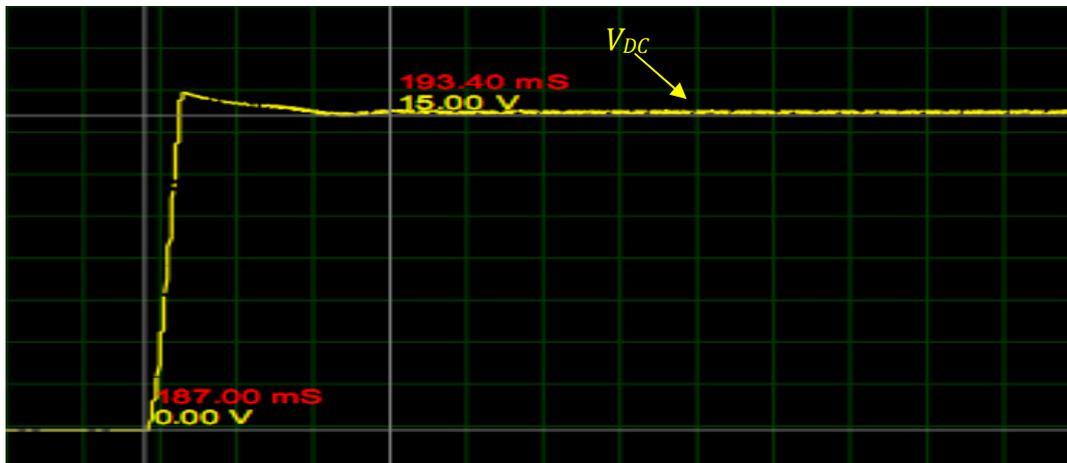


Fig. 3.13 : La tension continue  $V_{DC}$  à la sortie du redresseur.

Les résultats de simulation obtenus dans cette partie montrent bien que la stratégie de commande *MLI* permet, à travers la mesure de la variation de vitesse rotorique de la génératrice, de déterminer le point de fonctionnement du système par rapport au point de puissance maximale, ainsi que de déplacer ce point sur une grande plage de variation de cette vitesse de rotation, ce qui permet aussi, en basant sur les règles de recherche décrites dans le paragraphe 3.2.1, la recherche de la puissance maximale souhaitée.

Dans notre exemple, ces règles de recherche peuvent se résumer comme suite [36] :

- Si une augmentation de la vitesse de rotation entraîne une grande augmentation de la puissance, on continue à augmenter fortement cette vitesse de rotation jusqu'au moment où l'augmentation de la puissance devenue faible, cela signifie que nous rapprochons d'une vitesse rotorique optimale, dans ce cas là, on contrôle la vitesse de rotation par une augmentation moyenne afin d'assurer la stabilité du système. Dans le cas contraire où l'augmentation de la vitesse rotorique entraîne une forte

diminution de la puissance, on diminue fortement la vitesse de rotation pour que la puissance augmente rapidement.

- Si après une petite diminution de la vitesse de rotation, la puissance est augmentée moyennement, cela signifie que cette vitesse rotorique est loin de la vitesse optimale, on continue alors à diminuer cette vitesse de telle manière à se rapprocher plus rapidement du point de fonctionnement optimal.
- Si la variation de la puissance est nulle, cela veut dire que le point de fonctionnement est sur le sommet de la cloche de la Figure 3.3, la vitesse de rotation est maintenue constante, et le point de fonctionnement se stabilise alors sur le sommet de la cloche.
- Une augmentation ou une diminution de la puissance avec un changement nul de la vitesse de rotation nous laisse envisager que la vitesse du vent est changée (augmentée ou diminuée), donc la vitesse rotorique devra suivre son changement (augmentation ou diminution).

Toutes ces règles de recherche sont traduites par un algorithme (programme) de contrôle implanté dans un Microcontrôleur (le PIC 16F876A), le système entier a été simulé sous le logiciel *ISIS-Proteus* (Figure 3.14).

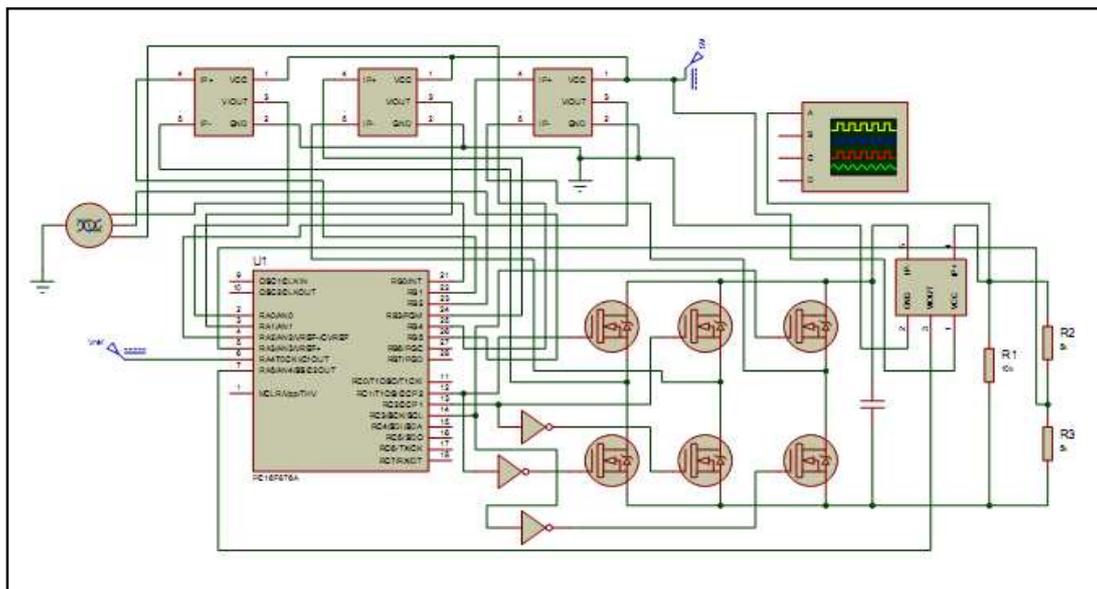


Fig. 3.14 : Le système d'optimisation de la puissance à commande *MLI* simulé sous *ISIS-Proteus*.

À travers une source de tension triphasée, le *PIC* génère un signal triphasé variable en fréquence et en amplitude afin de simuler les variations de la vitesse rotorique de la génératrice éolienne (donc la vitesse du vent), ce dernier, par une lecture instantanée de la tension (pine *AN3*) et du courant (pine *AN4*) assure le contrôle de la puissance électrique à la sortie du bus continu.

Malgré les fluctuations de la consigne (variations de la vitesse du génératrice), la tension du bus continu à la sortie du redresseur est établie rapidement à la valeur de référence  $15\text{v}$  (Figure3.15).

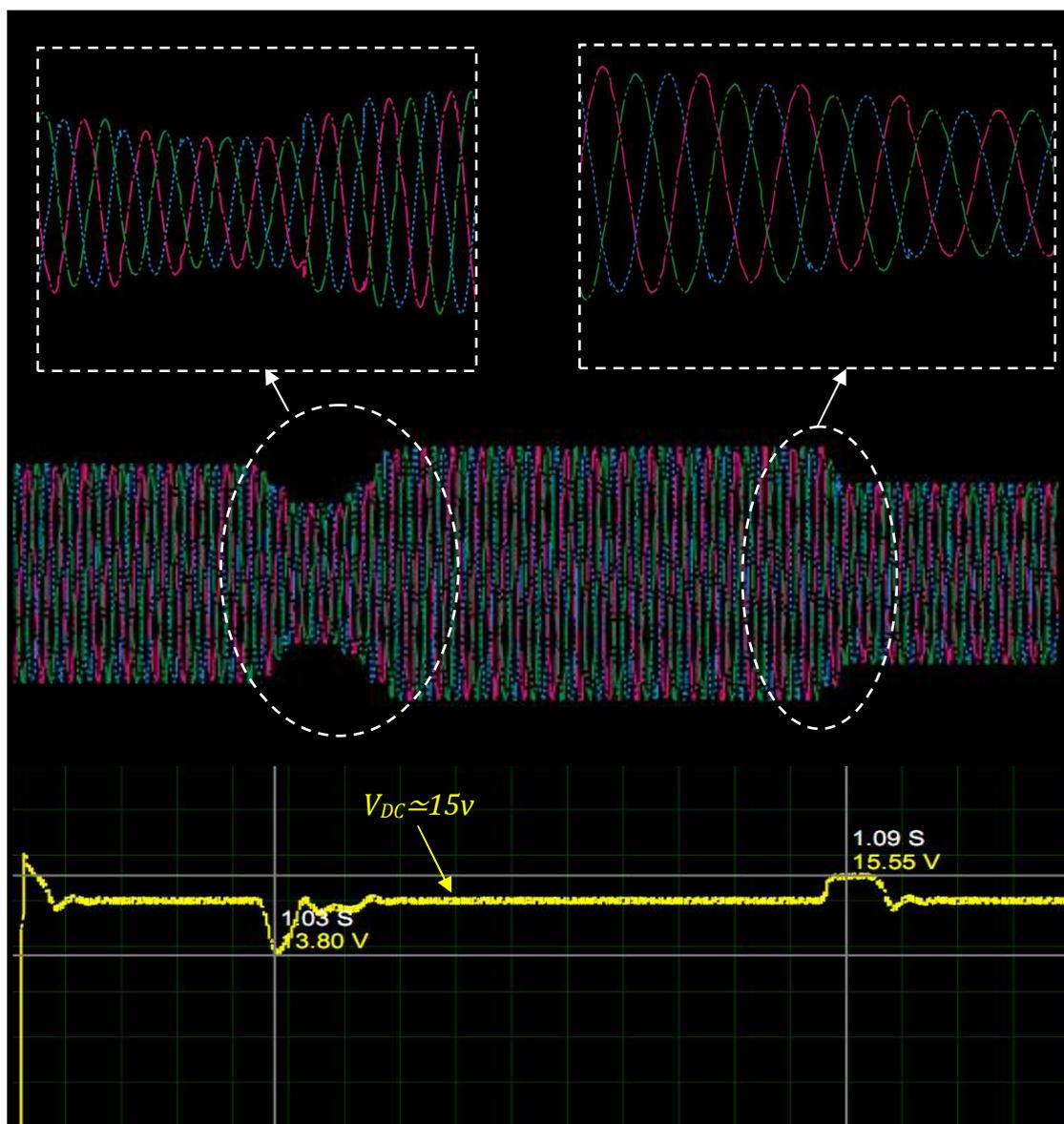


Fig. 3.15 : La stabilité de la tension continue  $V_{DC}$  pour des variations de la vitesse de la génératrice.

### 3.2.2 Recherche de la puissance maximale en connaissant la courbe caractéristique $C_P(\lambda)$ :

Malgré que cette phase de caractérisation puisse s'avérer coûteuse et fastidieuse à cause de la nature fluctuante du vent qui engendre des perturbations sur sa vitesse et sa direction, elle permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de la puissance maximale par l'utilisation de la relation optimale entre la vitesse de rotation du système et la puissance à produire [36]. Cette deuxième approche de procéder à la recherche du point maximal de puissance en connaissant la courbe caractéristique de la voilure éolienne est largement utilisée pour éviter la mesure de la vitesse du vent pour se disposer des anémomètres coûteux [28].

Pour les systèmes de faible et moyenne puissance, les alternateurs multipolaires à aimants permanents sont les plus recommandés, leur commande est basée sur la régulation de l'excitation du rotor. L'objectif de cette commande est d'imposer un couple de référence de manière à permettre à l'éolienne de tourner à une vitesse réglable, pour les vents faibles et modérés, afin d'assurer un point de fonctionnement optimal en terme d'extraction de puissance, puis de garder cette puissance constante à  $P_N$  pour les vents les plus forts. Généralement les microcontrôleurs ( $\mu C$ ) et les processeurs de signaux numériques ( $DSP$ ) sont les systèmes programmables les plus appropriés pour accomplir cette tâche.

Chaque courbe de la caractéristique  $P(\Omega)$  montrée sur la Figure 2.19(*Chapitre2*) présente un point de puissance optimale correspondant à une certaine vitesse de rotation. La commande *MPPT* a pour rôle d'imposer une vitesse de rotation optimale au moteur quelle que soit la vitesse du vent. Dans ce contexte, le ratio de la vitesse de l'éolienne  $\lambda$  doit être maintenu à sa valeur optimale ( $\lambda = \lambda_{opt}$ ) sur une certaine plage de vitesse de vent. Ainsi, le coefficient de puissance serait maintenu à sa valeur maximale ( $C_P = C_{PMax}$ ). Pour cela et en insérant l'équation (1.12) dans l'expression (2.7), nous pouvons écrire :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho S \frac{R^3}{\lambda^3} C_p \Omega_t^3 \quad (3.7)$$

On obtient donc une forme analytique de la puissance mécanique directement liée à la vitesse de rotation imposée par la charge. La structure de la Figure 3.2 sera toujours retenue avec une régulation en vitesse du système afin de contrôler la puissance éolienne selon une fonction *MPPT*, il nous reste que définir la consigne de commande (vitesse) pour compléter l'algorithme de recherche.

Le calcul de la vitesse rotorique optimale en fonction de la puissance optimale sera donc possible à partir de la formule (3.7) :

$$\Omega_{opt} = \sqrt[3]{P_{opt} K_{opt}} \quad (3.8)$$

avec :

$$K_{opt} = \frac{2\lambda^3}{\rho S R^3 C_{PMax}} \quad (3.9)$$

Donc, à partir de ces deux équations et à l'aide d'une simple mesure de la puissance, il est possible de poursuivre le point de fonctionnement optimal en calculant la vitesse de référence maximisant la puissance selon le schéma suivant [36] :

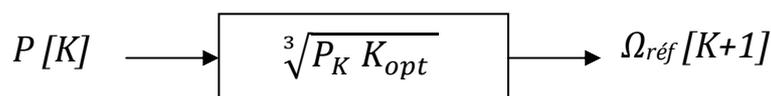


Fig. 3.16 : Calcul de la vitesse de référence

La Figure 3.17 explique le fonctionnement de la *MPPT*. Initialement, pour une vitesse du vent supposée égale à  $12m/s$ , le système est au point  $(\Omega_{t1}, P_{t1})$ , la vitesse de référence est calculée selon les équations (3.8) et (3.9), le but est de trouver une vitesse  $\Omega_{réf}=\Omega_{t2}$  à imposer à la génératrice correspondant à  $P_{t1}$ . Le système sera placé alors au point  $(\Omega_{t2}, P_{t1})$ . De la même manière, après un cycle de calcul, le système continu à évoluer vers le point de puissance  $(\Omega_{t2}, P_{t2})$ , quand le système se place sur ce point, une nouvelle vitesse de référence  $\Omega_{t3}$  sera calculée correspondant à  $P_{t2}$  et le système se place à nouveau au point  $(\Omega_{t3}, P_{t2})$ .

De cette façon, le système évolue toujours vers le point de puissance optimale ( $\Omega_{opt}$ ,  $P_{opt}$ ) quelle que soit la vitesse du vent.

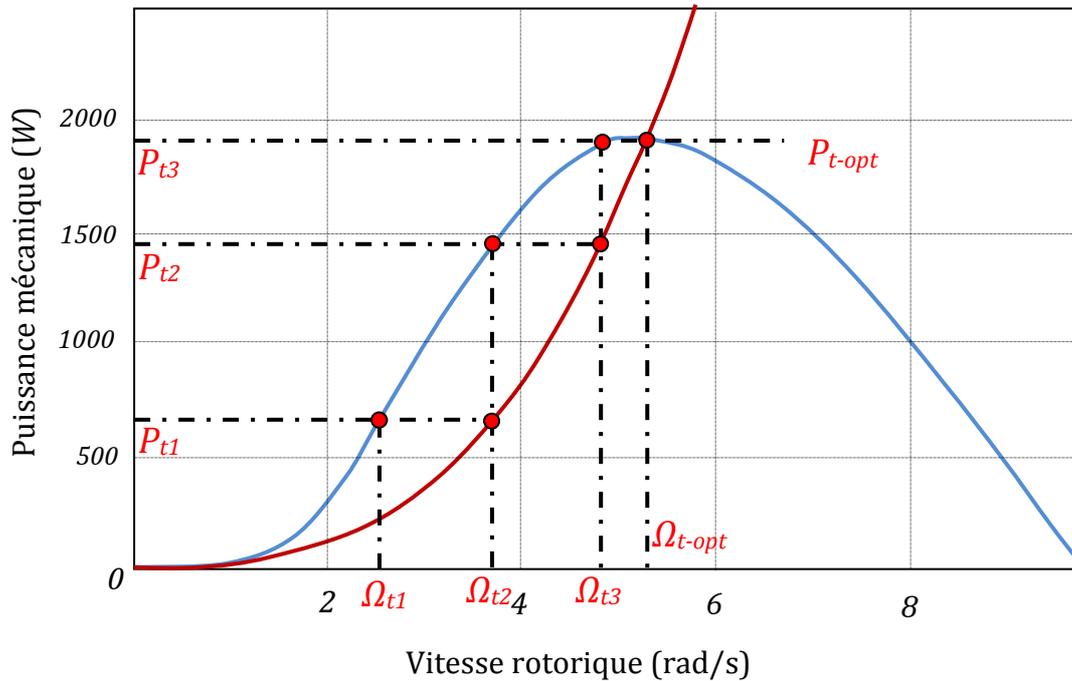


Fig. 3.17 : Poursuivre du point de puissance maximale [36,44].

### 3.2.2.1 Étude par simulation d'un système éolien à commande MPPT :

On propose dans cette partie un système éolien comportant une petite turbine éolienne tripale à axe horizontal associée à un générateur à aimants permanents dont les deux éléments seront simulés par un générateur de tension triphasé, un pont à diodes pour le redressement, un hacheur survolteur (*Boost*) et un système de stockage par batterie (Figure3.18).

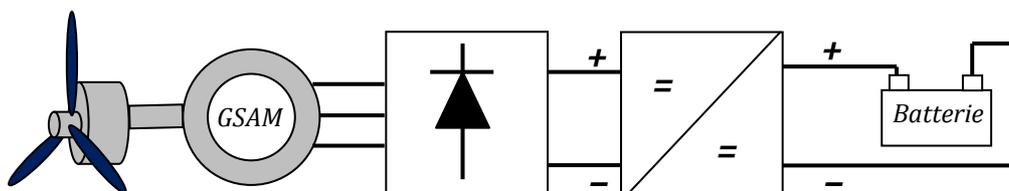


Fig. 3.18 : Système éolien proposé.

La structure représentée dans la Figure 3.18 a été simulée sous le logiciel *ISIS-Proteus Professionnel* (Figure 3.19).

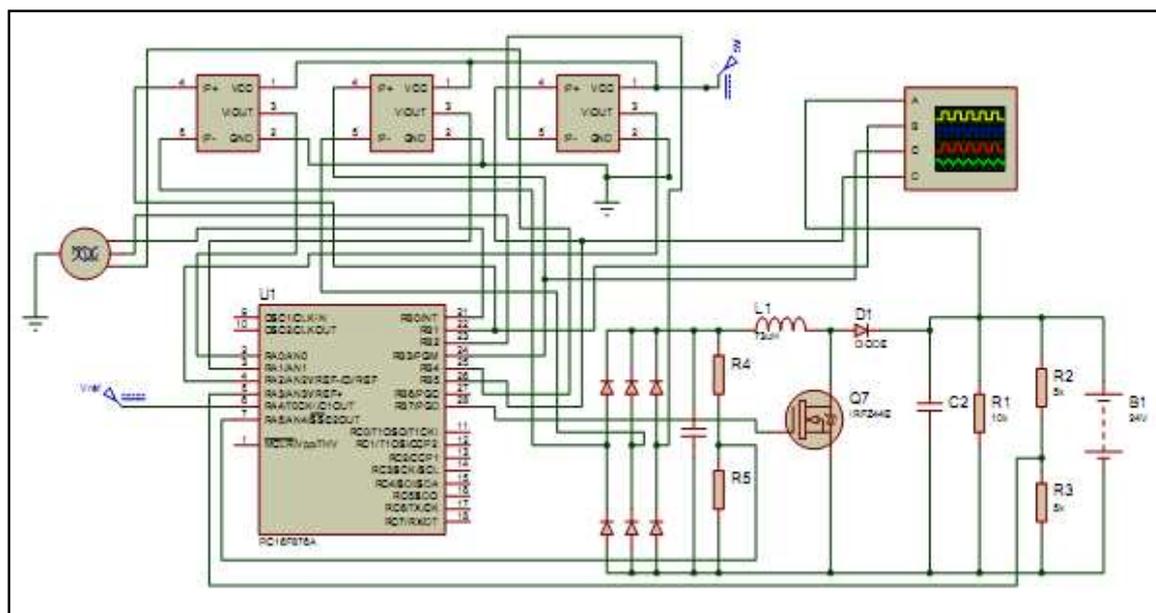


Fig. 3.19 : Système éolien à commande MPPT proposé simulé sous *ISIS-Proteus*.

Comme nous avons vu précédemment, selon les conditions du système, la création d'une tension de référence *DC* pour arriver à une vitesse de rotation souhaitée permet l'évolution du système vers un point de fonctionnement optimal. L'objectif de cette étude est d'élaborer la commande du convertisseur *Boost* pour arriver à cette valeur de tension en cherchant une relation entre la puissance maximale  $P_{max}$  produite par le générateur et le rapport cyclique  $\alpha$  du convertisseur *DC/DC* à vitesse de rotation variable.

Cette relation recherchée a été un objet d'étude dans [43, Annexe D], où ils ont pu trouver la valeur du rapport cyclique  $\alpha$  en fonction des paramètres du générateur pour que la puissance électrique possible à extraire soit maximale, après une série de calcul et vérification, cette valeur vaut :

$$\alpha_{max} = \frac{\pi\sqrt{R_L}}{\pi\sqrt{R_L} + 3\sqrt{2\sqrt{R_a^2 + X_s^2}}} \quad (3.10)$$

avec  $R_a$ : la résistance de l'enroulement,  $X_s$ : la réactance synchrone et  $R_L$ : la résistance de charge.

Un premier test à été réalisé pour une vitesse du vent qui passe de  $8m/s$  à  $5m/s$  puis à  $4m/s$ . Afin de faciliter la simulation numérique, la fréquence de découpage a été fixée à  $10kHz$ , cette valeur pourra être beaucoup plus élevée grâce au développement technologique des semi-conducteurs.

Les variables électriques du système proposé sont résumés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur
Rayon de pale	$R=1.5m$
Rapport de vitesse $\lambda$ optimal	$\lambda_{opt}=7.2$
Résistance de l'enroulement	$R_a=0.95\Omega$
La réactance synchrone	$X_s=0.23\Omega$
La résistance de charge	$R_L=10\Omega$

**Tableau 3.2** : Variables électrique du système proposé.

Comme nous montre la Figure 3.20, le passage de la vitesse du vent de  $8m/s$  à  $4m/s$  a un effet direct sur la tension générée par l'éolienne (amplitude et fréquence), cette variation induit aussi une variation de la commande (le rapport cyclique  $\alpha$ ) selon l'équation (3.10) pour que le système puisse produire le maximum de puissance.

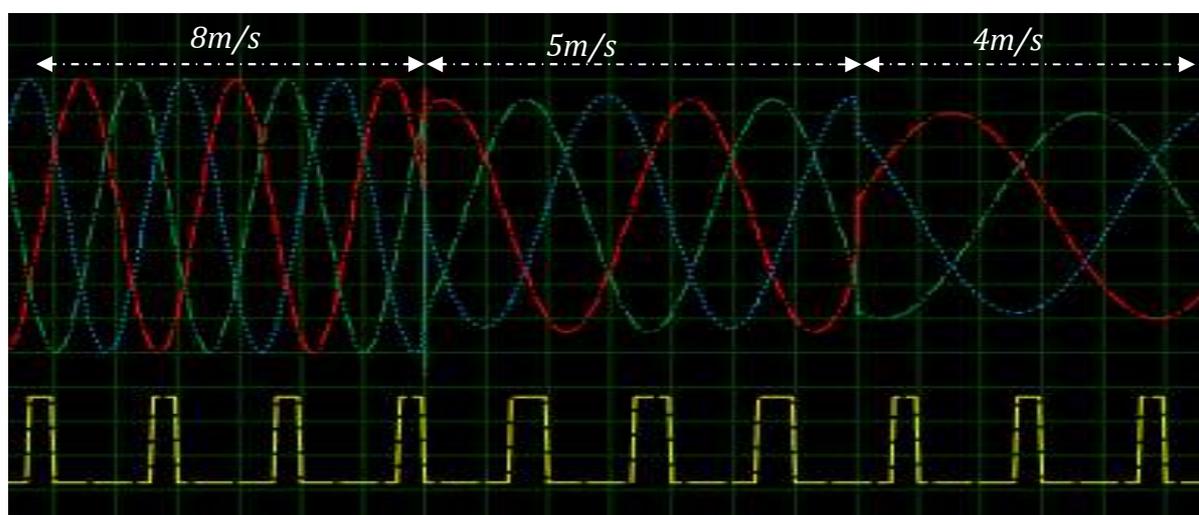


Fig. 3.20 : L'effet de la variation de la vitesse du vent sur le rapport cyclique  $\alpha$ .

Suite à la diminution de la vitesse rotorique du générateur éolien, la tension à l'entrée du convertisseur *Boost* devient faible, la commande entraîne une valeur plus élevée du courant d'entrée afin de maintenir la puissance constante à sa valeur optimale (Figures 3.21 et 3.22).

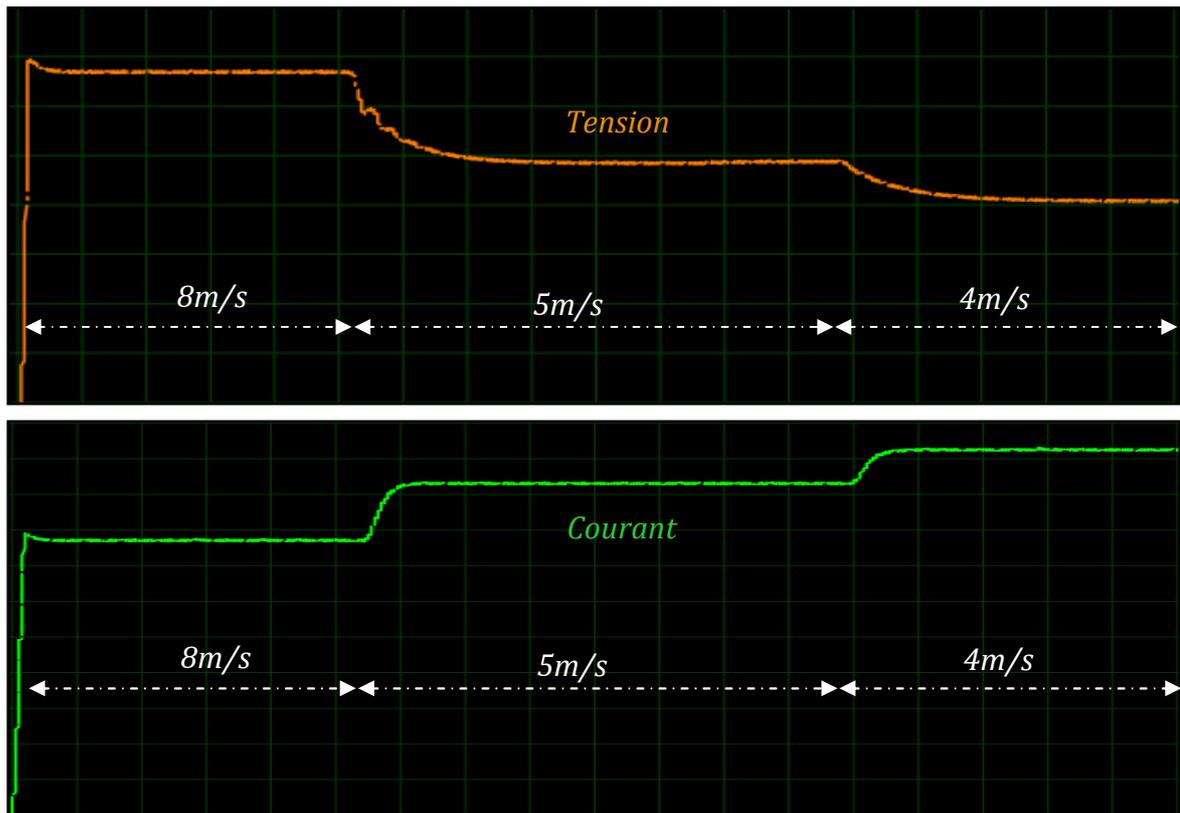


Fig. 3.21 : La tension et le courant d'entrée du convertisseur *Boost*.

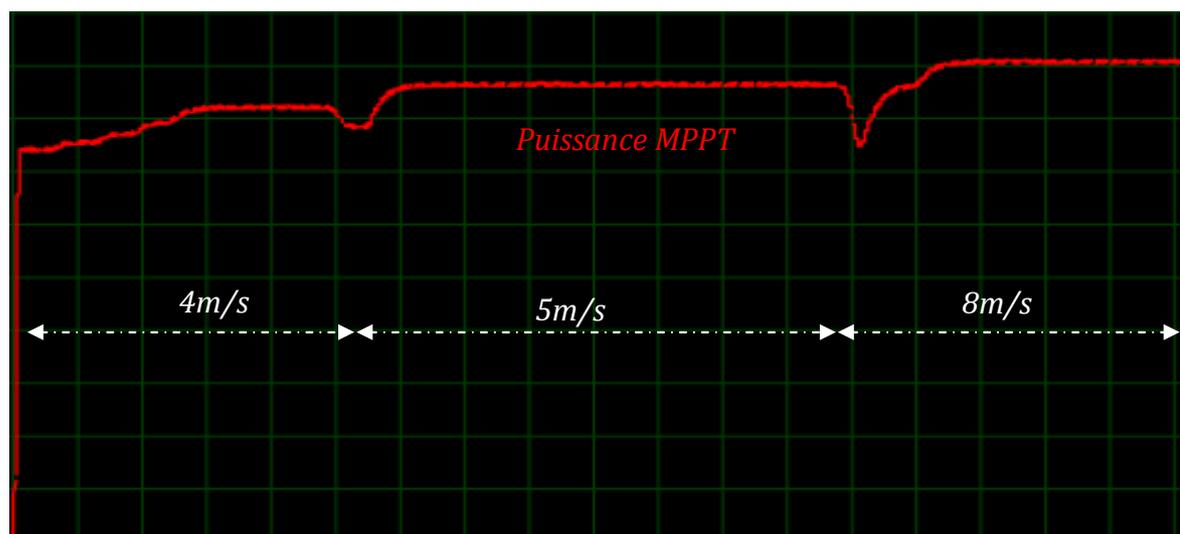


Fig. 3.22 : La puissance électrique mesurée à la sortie du convertisseur *Boost*.

### 3.3 Stratégie de la recherche de la puissance maximale pour un générateur photovoltaïque :

Du point de vue source d'énergie, pour un *GPV*, la production de la puissance varie fortement en fonction de l'éclairement ; de la température et de la nature de la charge sur laquelle le *GPV* débite. La caractéristique Puissance/Tension résultante de ce fonctionnement présente un extrémum qui varie en fonction de ces paramètres. De plus, une connexion directe entre le *GPV* et sa charge a peu de chance de placer le système à son point de fonctionnement maximum, par conséquent, un très fort écart peut être trouvé entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge.

Grâce à des lois de commande, nous pouvons modifier le point de fonctionnement du système en intercalant un quadripôle d'adaptation entre le *GPV* et la charge, ce dernier n'est qu'un convertisseur DC/DC survolteur (*Boost*) ou dévolteur (*Buck*) selon les applications. Un réglage du rapport cyclique du signal commandant l'interrupteur du convertisseur permet le déplacement du point du fonctionnement du système pour qu'il soit le plus proche possible du point de fonctionnement maximum afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du *GPV* et de la transférer à la charge.

Le problème qui se pose est de concevoir une approche d'adaptation (*commande MPPT : Maximum Power Point Tracking*) qui permet d'ajuster ce rapport cyclique d'une manière automatique à sa valeur optimale en fonction des instabilités météorologiques ou variations de la charge qui peuvent survenir à tout moment.

Dans ce contexte, cette partie sera consacrée à l'étude par simulation du fonctionnement d'une commande numérique, de manière à ce que la puissance optimale délivrée par le panneau solaire soit quasiment transférée à la charge de façon automatique quelle que soit l'intensité d'éclairement et la valeur de la charge.

### 3.3.1 Principe de la recherche :

Le principe de la recherche est décrit dans l'exemple de la Figure 3.23. La puissance incidente  $W_1$  ne pourrait être maximale que pour un rapport cyclique bien défini :  $\alpha_{1opt}$  (point  $PPM_1$  sur la Figure 3.23(A)), un changement de cette puissance incidente entraîne une modification du point de fonctionnement du système. Le point de fonctionnement actuel c'est le point  $P_f$ , pour converger vers le nouveau point  $PPM_2$ , il faut ajuster le rapport cyclique  $\alpha$  à la valeur  $\alpha_{2opt}$ . Il en sera de même pour un changement de la charge  $R_s$  (Figure 3.23(B)) : le point de puissance maximale dévie de sa position optimale ( $PPM_1$ ); pour converger vers ce  $PPM_1$ , il faut agir sur le rapport cyclique  $\alpha$  [45]. De cette manière, le système sera toujours amené à son optimum de puissance.

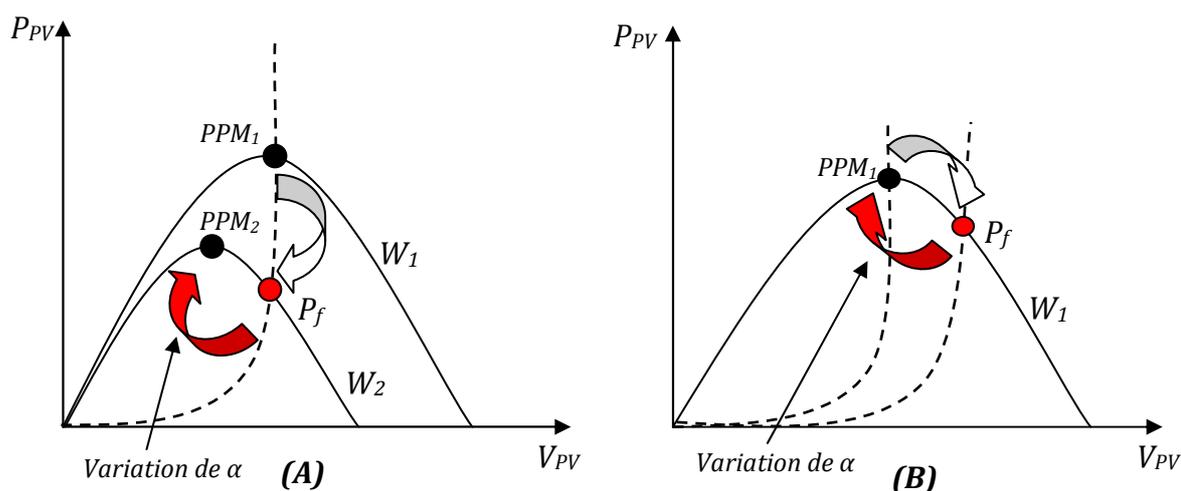


Fig. 3.23 : Fluctuation du PPM avec l'intensité d'éclairement (A) et la charge  $R_s$  (B).  
(-----) Puissance à la sortie du GPV.

### 3.3.2 Les premiers types de commande MPPT :

Les applications pour les quelles les premières commande MPPT étaient conçues sont surtout destinées au spatiale, c'est pour cette raison que l'algorithme mis en œuvre dans ces commandes étaient relativement simple.

Appliqué au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F Boehringer [9]. La commande exposée dans cet article est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son *PPM*. Ce dernier est représenté en Figure 3.24 et peut être implanté entièrement en numérique.

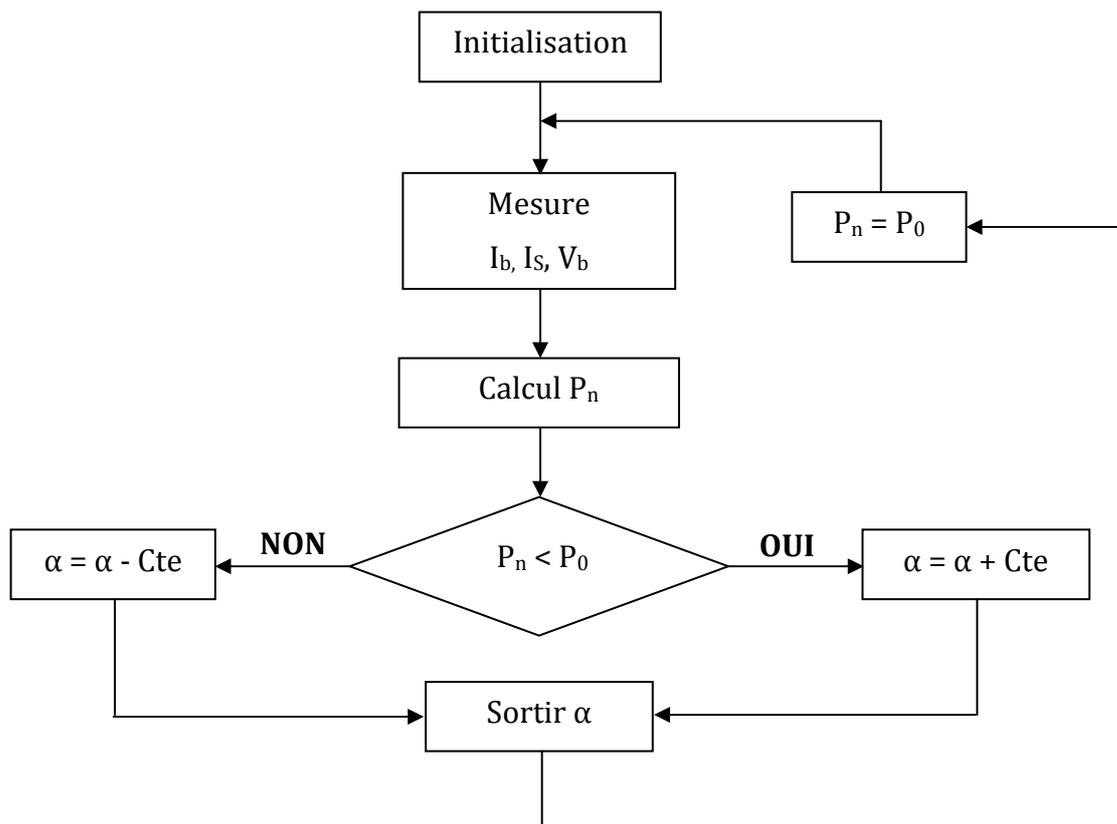


Fig. 3.24 : Principe classique d'une MPPT pouvant être implantée en numérique.

Les valeurs initiales sont le rapport cyclique  $\alpha_0$  et la puissance  $P_0$ . La formule  $[(I_b + I_s) \cdot \alpha \cdot V_b]$  est calculée en effectuant la mesure du courant  $I_b$  et de la tension  $V_b$  aux bornes de la batterie et du courant de charge  $I_s$ . C'est l'image de la puissance instantanée  $P_n$  délivrée par le *GPV* à l'instant où la mesure a été effectuée.

Une simple comparaison entre  $P_0$  et  $P_n$  mesurées respectivement à l'instant  $(t)$  et  $(t-1)$  nous a servi à chercher le point de puissance maximale, (Figure 3.25) et induit une incrémentation ou diminution du rapport cyclique  $\alpha$  : Si la dérivée est positive ( $P_0 < P_n$ ), cela signifie que nous nous rapprochons du

PPM, et si la dérivée de la puissance est négative ( $P_0 > P_n$ ), cela veut dire que nous avons le dépassé.

Une fois  $\alpha$  modifié,  $P_0$  prend la valeur  $P_n$  et on effectue une nouvelle mesure de  $I_b$ ,  $V_b$  et  $I_s$  pour calculer la nouvelle puissance  $P_n$ .

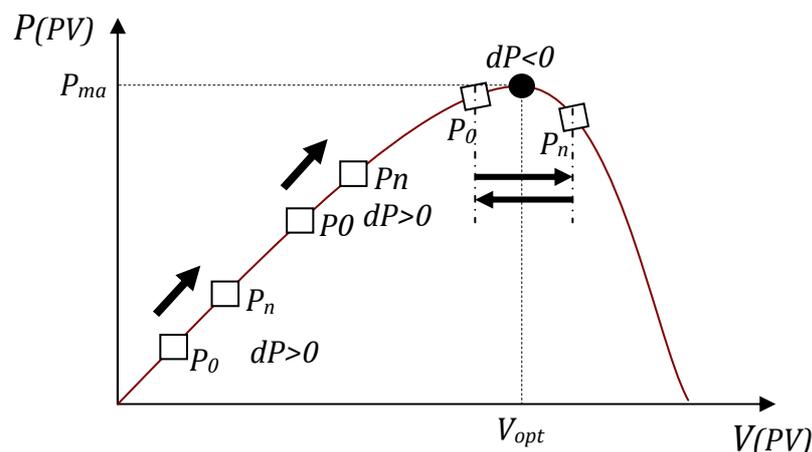


Fig. 3.25 : Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.

Ainsi, par un algorithme numérique de recherche, on peut régler la précision de cette commande de façon à obtenir un rendement proche de 100% en fonction de l'algorithme implanté. De plus, le temps de calcul de la MPPT est directement fonction de l'algorithme implanté ainsi que des performances du microprocesseur.

### 3.3.3 Les différents types de commande MPPT :

La recherche du point de fonctionnement maximal du système nécessite un calcul instantané de la puissance réelle extraite du module PV. Ceci peut être réalisé en mesurant la tension  $V_{pv}$  et le courant  $I_{pv}$  à la sortie du panneau, et à partir de la relation : ( $P = V_{pv} * I_{pv}$ ), on pourra utiliser différents algorithmes de contrôle pour poursuivre le PPM du module PV [23]. Trois implantations de commande MPPT sont possibles [46] :

- Commande *MPPT* à implantation analogique : elle est simple dans la conception, nécessite, sans aucun calcul, que des composants analogiques avec une capacité de fonctionnement à des fréquences de découpages élevées ce qui permet donc de réduire considérablement la taille des composants passifs (capacités et inductances) constituant le convertisseur d'énergie.
- Commande MPPT à implantation mixte logique et analogique qui est basé sur l'addition d'un filtre nommé *LFR* (loss free resistor). Ce concept a été développé par *S.Singer* dans le cas général de source de puissance fortement non linéaire [23].
- Commandes MPPT à implantation numérique faisant intervenir que des composants digitaux. La pièce principale de ces commandes est un microcontrôleur. Elles sont souvent incluses avec diverses fonctions notamment des protections. L'algorithme implanté est plus ou moins lourd selon la précision du système, la robustesse et la rapidité de la boucle de commande [11].

### 3.3.4 Les différents algorithmes de commande MPPT :

Dans tous les cas de figures, l'objectif d'une commande extrême consiste à amener le système à son optimum de puissance et à l'y maintenir en dépit des variations de paramètres. Plusieurs familles de commandes sont proposées dans la littérature. Parmi toutes ces commandes, deux algorithmes de recherche sont les plus répandus et les plus utilisés et qui sont présentés ci-après.

#### 3.3.4.1 Méthode de perturbation et observation (P&O) :

Cette méthode consiste à perturber l'un des paramètres d'entrées du convertisseur statique (généralement la tension  $V_{pv}$ ), et d'observer l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du système, donc tous les algorithmes qui contiennent une action de commande associée à une action de recherche sont regroupés sous cette dénomination.

L'avantage de cette méthode c'est qu'elle a la particularité d'avoir une structure de régulation simple, et peu de paramètre de mesure. Elle peut déduire le point de puissance maximale même lors des variations de l'éclairement et la température, pour toutes ces raisons, la méthode *P&O* est devenue une approche largement répandue dans la recherche du *MPPT*.

Pour expliquer le principe de cette commande extrême, partant d'une commande avec un rapport cyclique petit, et à chaque cycle, en ajustant  $\alpha$  régulièrement,  $V_{pv}$  et  $I_{pv}$  sont mesurée afin de calculer  $P(K)$ , la valeur obtenue est comparée avec la valeur  $P(K-1)$  calculée au cycle précédent, selon cette comparaison,  $V_{pv}$  est ajustée soit dans le même sens que dans le cycle précédent soit dans une direction opposée. De cette manière, la puissance va alors augmenter, repasser par le maximum, puis diminuer; dès détection d'une diminution de la puissance, le sens de la commande est à nouveau inversé... Finalement, le système se place en oscillation autour du maximum [47].

Cette oscillation permet au système de pilotage de vérifier que le maximum ne s'est pas déplacé et dans le cas échéant de le suivre mais elle entraîne une perte de rendement qui augmente avec le pas d'incrémentation de la perturbation, le point de fonctionnement moyen étant en dessous du maximum. Si ce pas d'incrémentation est large, l'algorithme du *MPPT* répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement. Le rendement de cette technique est d'environ 85% [48].

La Figure 3.26 représente l'algorithme de la méthode *P&O*. L'inconvénient majeur de cette technique réside dans le cas de changement rapide des conditions atmosphériques (comme une journée nuageuse avec éclaircies), cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans une direction fautive et les pertes de puissance risquent d'être encore plus importantes; cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise, et avant que de nouvelles perturbations soient effectuées il est nécessaire que le convertisseur statique fonctionne en régime établi c'est pour

cela cette méthode est jugée trop lente à retrouver le nouveau point de fonctionnement.

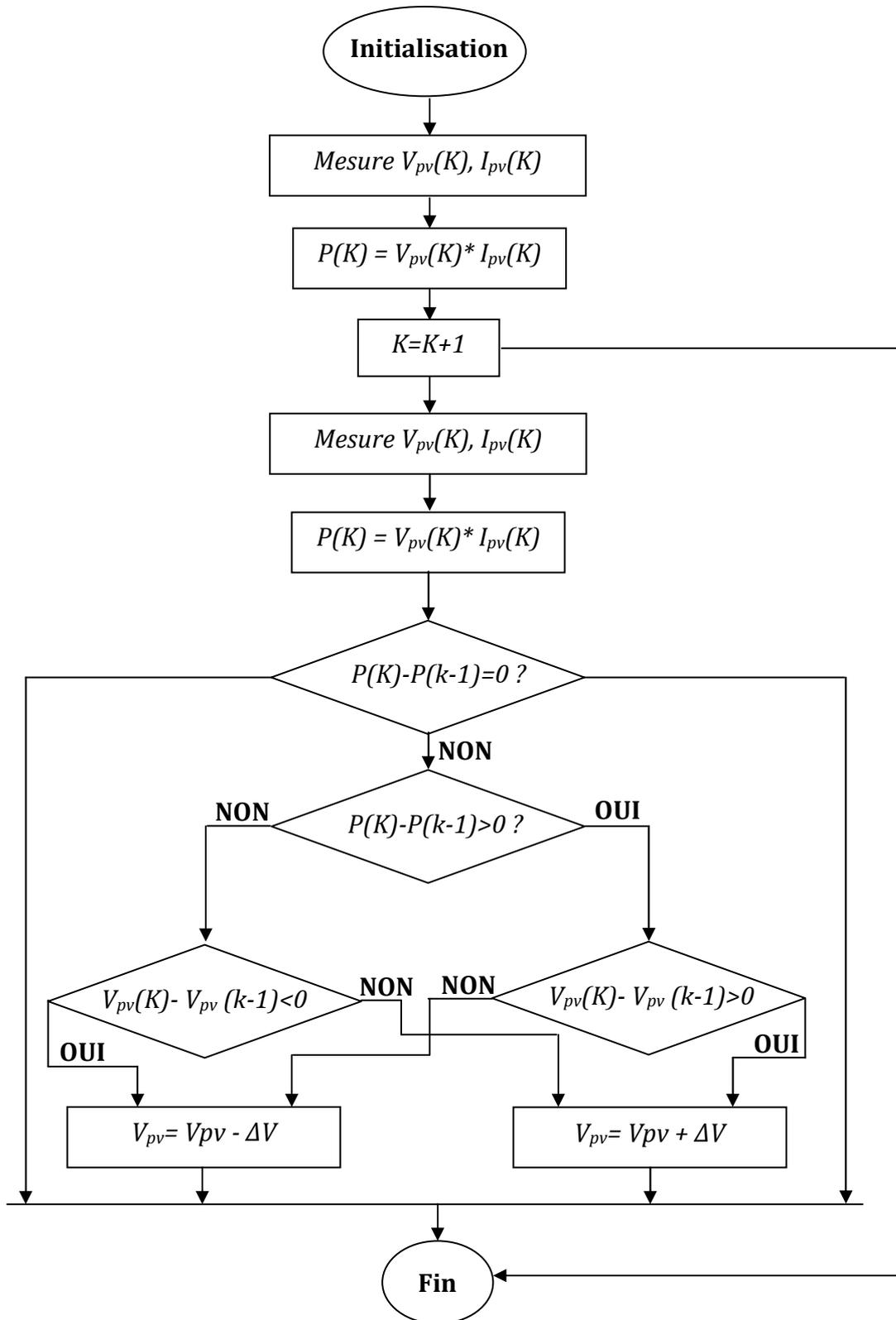


Fig. 3.26 : Organigramme de la méthode P&O.

### 3.3.4.2 Méthode de la conductance incrémentale(INC) [45] :

Cette méthode est parmi les solutions proposées pour éviter les problèmes de la méthode *P&O*, elle consiste à établir une relation qui lie directement la variation de la puissance en fonction de la tension, de cette façon, la recherche du *PPM* sera établie indépendamment des caractéristiques du panneau solaire et des composants électroniques, ce qui confère à cette méthode une plus grande fiabilité.

La conductance  $G$  est une grandeur physique relativement connue, il s'agit du quotient de l'intensité par la tension :

$$G = I/V \quad (3.10)$$

La conductance incrémentielle est beaucoup plus rarement définie, il s'agit du quotient de la variation, entre deux instants, de l'intensité par celle de la tension :

$$\Delta G = dI/dV \quad (3.11)$$

Le maximum de la puissance ( $P = V * I$ ) est obtenu lorsque :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (3.12)$$

Le calcul différentiel donne :  $dP = VdI + IdV$  (3.13)

À partir de (3.10), (3.11) et (3.13) on obtient :

$$(1/V) dP/dV = G + \Delta G \quad (3.14)$$

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} < 0 \Leftrightarrow G < -\Delta G \\ \frac{dP}{dV} = 0 \Leftrightarrow G = -\Delta G \\ \frac{dP}{dV} > 0 \Leftrightarrow G > -\Delta G \end{cases} \quad (3.15)$$

En comparant la conductance  $G$  à la conductance incrémentielle  $\Delta G$  nous allons chercher le maximum de la courbe (Figure 3.27) en employant les

équations ci-dessus pour chercher le point d'annulation de la dérivée de la puissance.

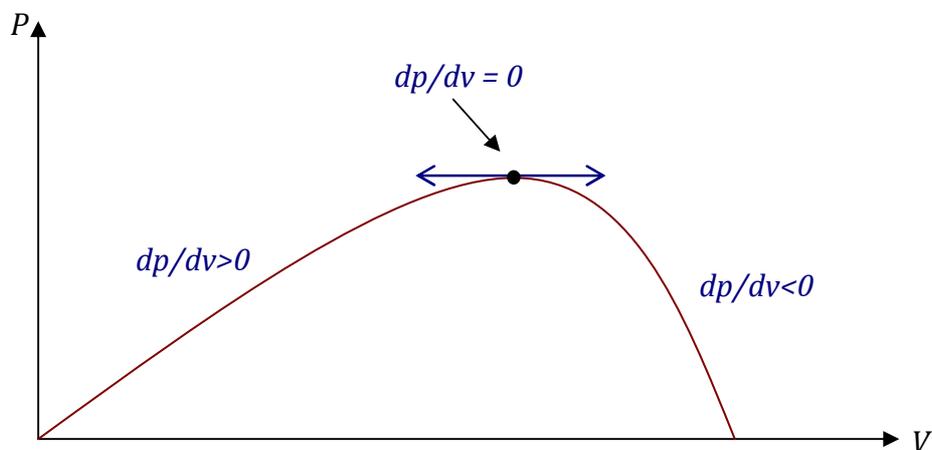


Fig. 3.27 : Évolution de la puissance en fonction de la tension.

Numériquement, il est possible de calculer  $G$  et  $\Delta G$  à partir des mesures de  $I_{pv}(k)$ ,  $I_{pv}(k-1)$ ,  $V_{pv}(k)$ ,  $V_{pv}(k-1)$  en supposant que  $dI_{pv} \approx \Delta I_{pv} = I_{pv}(k) - I_{pv}(k-1)$  et  $dV_{pv} \approx \Delta V_{pv} = V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)$ ; et dans une moindre mesure de la distance au PPM, on déduit sa direction par rapport au point de fonctionnement présent. De cette façon, la direction de convergence sera donc toujours connue, ce qui est un avantage par rapport à la technique P&O présentée précédemment, en particulier lorsque l'ensoleillement varie rapidement.

Toutefois cette méthode pose un problème, et il peut être plus difficile de la mettre en application que les méthodes précédentes parce qu'elle implique des divisions dans lesquelles le dénominateur peut être égal à zéro, c'est dans le cas où le système est effectivement au PPM. Dans ce cas là, le rapport cyclique n'a pas été modifié et donc la tension  $V$  est restée constante ( $dV_{pv} = 0$ ), et la conductance incrémentielle  $\Delta G = dI_{pv} / dV_{pv}$  n'est pas alors définie, on passe à l'observation des variations du courant  $I_{pv}$  et on déduit les variations de  $V_{pv}$  à provoquer pour maintenir le système à son PPM [49].

L'organigramme d'une telle commande est représenté sur la Figure 3.28.

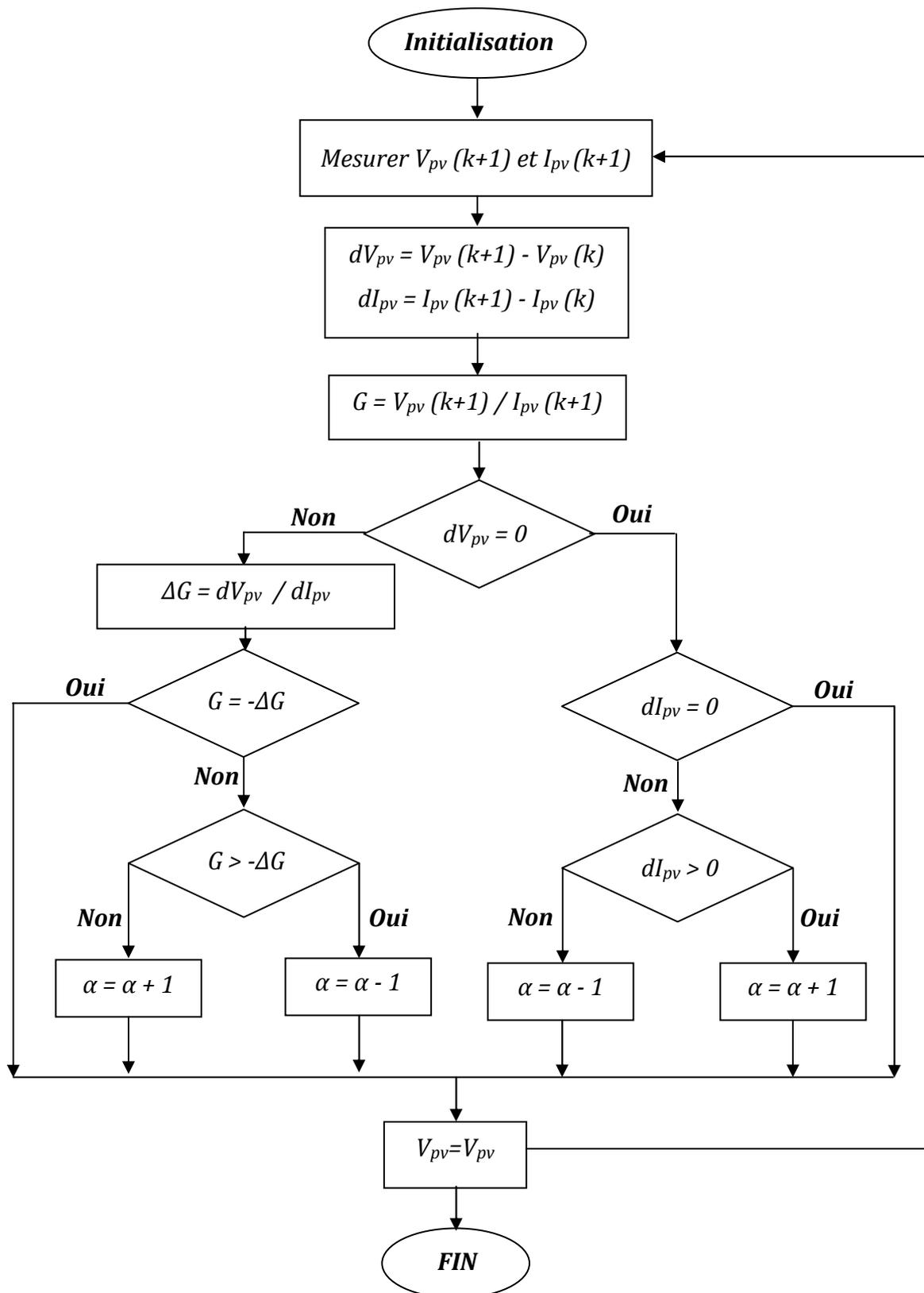


Fig. 3.28 : Schéma fonctionnel de l'algorithme INC.

### 3.3.5 Étude par simulation d'un système photovoltaïque à commande MPPT :

Nous avons déjà mentionné dans le paragraphe précédent que la méthode *P&O* pose un problème, c'est dans le cas d'une augmentation de la puissance mesurée suite à une augmentation d'ensoleillement, avec un sens mauvais d'évolution de la commande, ce qui éloigne le système du *PPM*, cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que l'augmentation de l'intensité lumineuse cesse, et pendant le temps qu'il faudra pour retrouver à nouveau le *PPM*, de nouvelles pertes de puissance vont apparaître.

Un autre problème se pose dans le cas où il n'y a pas un maximum mais des maxima (cas de panneaux partiellement ombragés), dans ce cas, ce type d'algorithme doit être raffiné pour être sûr de converger vers le plus haut des maxima.

Malgré la complexité de mettre la méthode *INC* en application par rapport à la méthode *P&O* (calcul de dérivée, division par zéro,...), c'est celle qui sera étudiée par la suite par simulation et avec plus d'attention puisqu'elle est souvent considérée comme la plus efficace.

Nous allons en premier temps présenter par simulation sous le logiciel *ISIS-Proteus Professionnel* un circuit électronique d'une chaîne de conversion *PV* avec un convertisseur *Buck* contrôlé par une commande *MPPT* par le biais d'un microcontrôleur le *PIC16F876A*. Nous devons signaler ici que le logiciel que nous avons utilisé ne dispose pas des sources d'alimentation ont une allure similaire à la caractéristique  $I(V)$  d'un panneau *PV*, c'est pour cela que nous avons essayé de combiner entre deux sources, l'une de tension et l'autre de courant. Ces deux sources sont contrôlables, ce qui permet de avoir à la sortie un comportement proche au comportement d'un panneau *PV* (Figure 3.29).

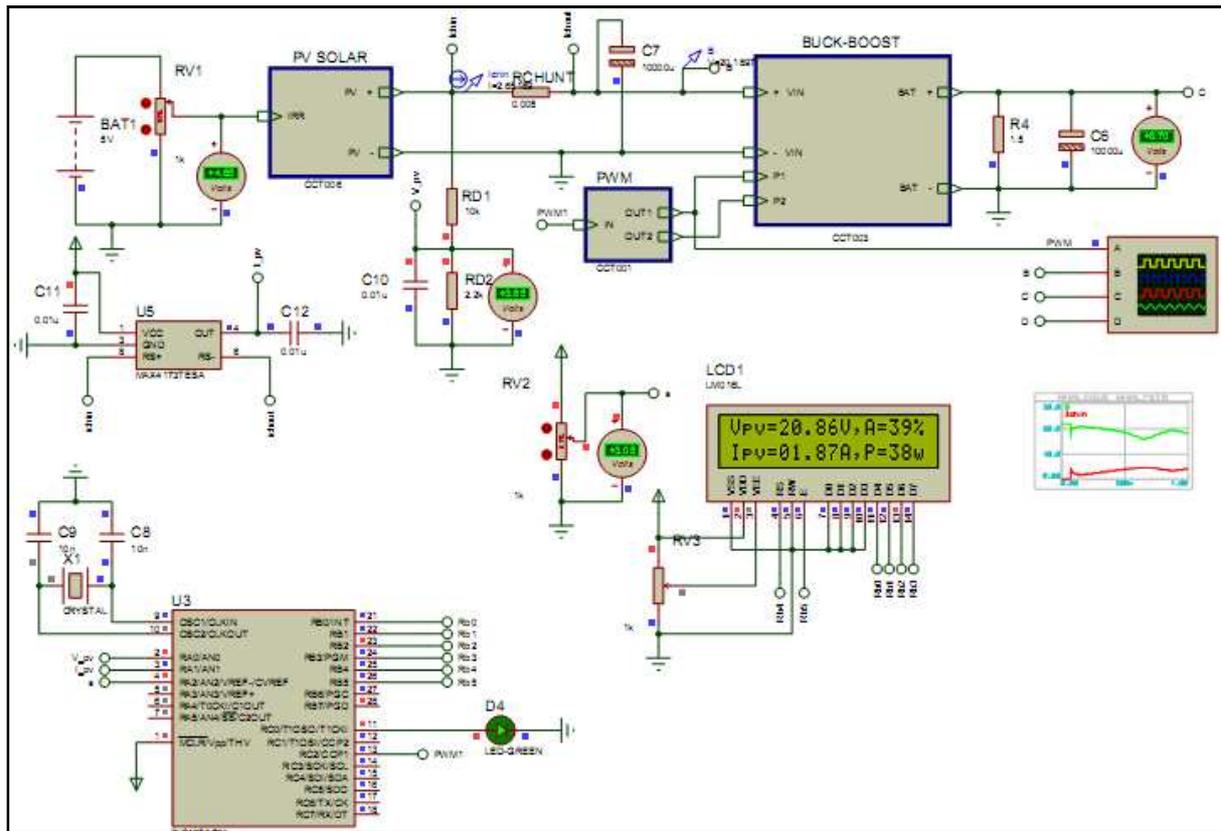


Fig. 3.29 : Simulation d’une chaîne de conversion PV avec un convertisseur Buck contrôlé par une commande MPPT.

L’ensemble de l’algorithme présenté plus haut en Figure 3.28 était à priori correctement programmé, puisque il était possible de le compiler, mais après plusieurs test, l’algorithme qui a été effectivement implémenté, était diffère néanmoins sur un point où nous avons introduit une marge d’erreur (assez petite  $\cong 0.01$ ) au dénominateur (équations 3.15) pour éviter la division par zéro.

Avant de passer aux résultats de la simulation, nous allons essayer dans quelques lignes d’éclaircir l’obscurité sur le circuit électronique présenté dans la Figure 3.29 en décrivant son principe de fonctionnement.

Deux capteurs de courants ainsi que deux ponts diviseurs de tension sont nécessaires pour capturer et adapter les valeurs de différents paramètres du circuit ( $V_{pv}$ ,  $I_{pv}$  du GPV et  $V_s$ ,  $I_s$  à la sortie du Buck) aux entrées du microcontrôleur (PORTA, RA1, RA0) configurés en entrées analogiques dont la tension de référence est de 5v.

Dans notre exemple, pour chercher le *PPM* du système, nous allons nous intéresser que par la tension  $V_{pv}$  et le courant  $I_{pv}$  du *GPV*, tandis que la tension et le courant de sortie ( $V_s$  et  $I_s$ ) ne seront utilisés que pour avoir une image approchée sur la puissance instantanée réellement transférée à la charge, et avoir aussi une idée sur la consommation d'énergie de notre circuit.

Parmi les problèmes que nous avons, les bruits occasionnés par les différents signaux analogiques du système qui influent directement sur la résolution numérique au niveau du *PIC* (conversion, division, multiplication,..). Pour minimiser au maximum les effets de ces bruits, un échantillonnage de plusieurs valeurs (4points pour chaque paramètre) est mis en place, de cette façon, le programme n'utilise que les valeurs moyennes de chaque paramètre pour le calcul de  $G$  et de  $\Delta G$ , ce qui améliore la résolution du calcul.

### 3.3.5.1 Résultats de simulation :

Sous le logiciel *ISIS-Proteus Professionnel*, et par des relevés précis obtenus avec l'oscilloscope sur des intervalles de temps très courts, nous avons effectué plusieurs essais pour étudier le comportement des différentes variables du système. La Figure 3.30 illustre la réponse du système après un changement brutal du courant  $I_{pv}$  (augmentation ou diminution par une simple action sur le potentiomètre) alors que la tension reste presque inchangée.

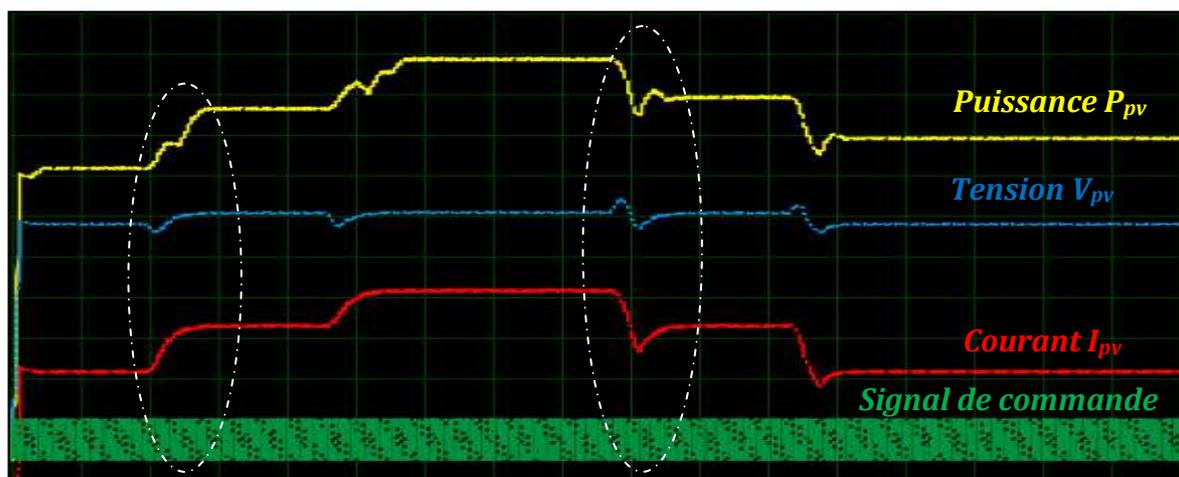


Fig. 3.30 : Réponse du système suite à des changements brutaux du courant  $I_{pv}$ .

Les résultats obtenus ci-dessus montrent bien que le système répond très rapidement aux différents changements du courant (ce qui est équivalent à un changement d'ensoleillement). En effet, le programme de la méthode *INC* implémenté dans le *PIC* a permis la poursuite du *PPM* instantanément et avec une grande précision.

De la même façon, et pour savoir les effets d'un changement brutal de la tension  $V_{pv}$  sur le comportement du système, nous avons rajouté en série avec la source d'alimentation une source de tension continue de faible valeur (de l'ordre de 5v), de cette façon, la valeur optimale de la tension  $V_{pv}$  sera variée en connectant et déconnectant cette source de tension (Figure 3.31).

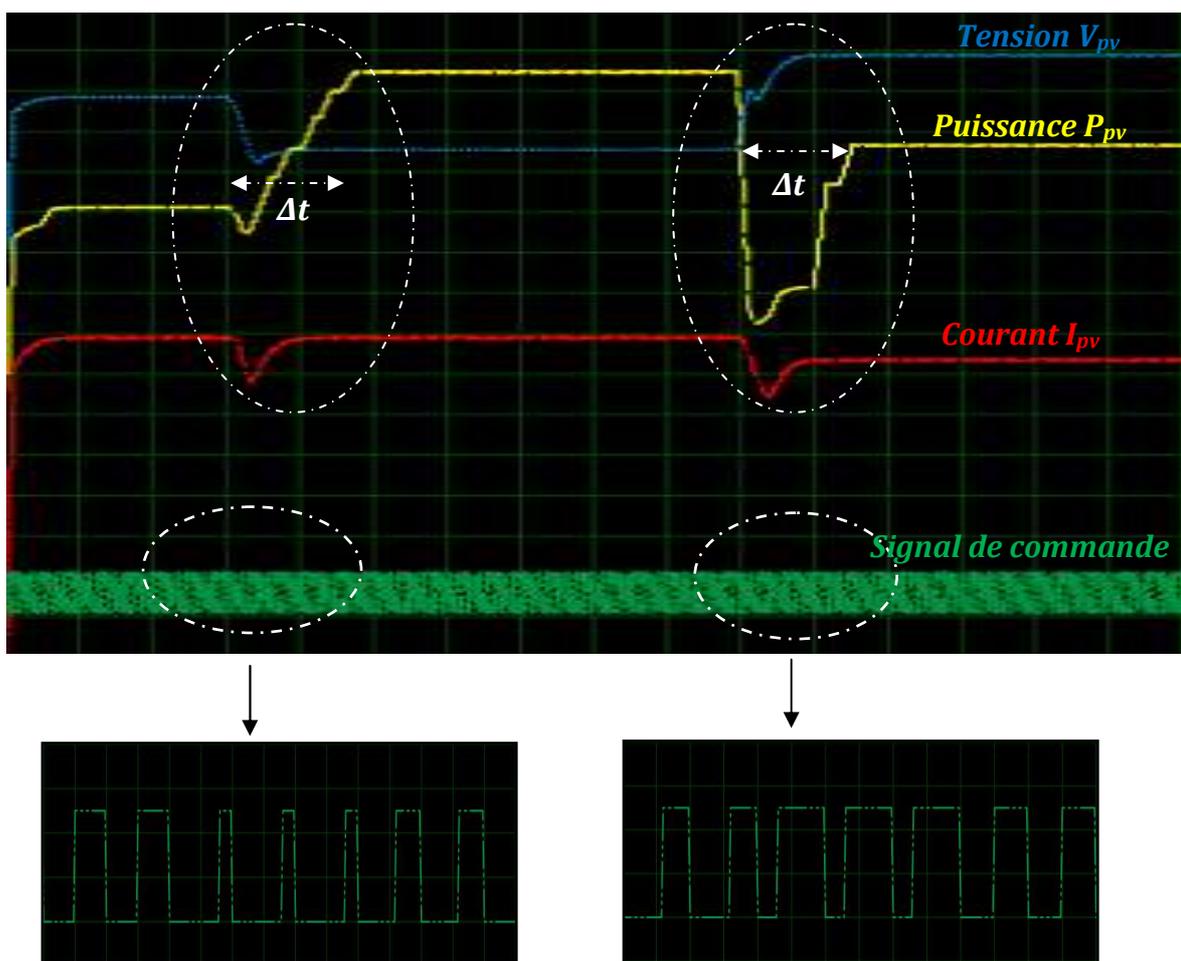


Fig. 3.31 : Réponse du système suite à des changements brutaux de la tension  $V_{pv}$ .

Comme nous pouvons le constater sur la Figure 3.31, la réponse du système est plus lente par rapport à la situation précédente, ici les différentes grandeurs du système se stabilisent après un temps de réponse  $\Delta t$  de l'ordre de  $25ms$ , le temps nécessaire pour que la commande *MPPT* ajuste la valeur du rapport cyclique chaque fois qu'on change la tension  $V_{pv}$  pour permettre au système d'osciller autour de la nouvelle tension optimale.

### 3.4 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons montré la diversité des commandes extrémales dites "*MPPT*" et nous avons montré aussi que dans le domaine des énergies renouvelables, ce type de commande ne se limite pas au photovoltaïque, par contre, c'est un facteur primordial pour l'amélioration des rendements des aérogénérateurs. À cet effet, une étude par simulation sous *ISIS-Professionnel* de quelques méthodes de tracking de la puissance maximale a été faite. L'avantage de ce logiciel c'est que les résultats obtenus sont souvent proches aux résultats obtenus pratiquement. Pour cette raison, après une analyse des résultats obtenus, deux méthodes de poursuite de la puissance maximale sont retenues :

- Pour l'énergie solaire, un algorithme d'incrément de conductance (*INC*) qui se caractérise par des rendements supérieurs relativement à ceux des algorithmes "*P&O*".
- Une technique analytique de tracking au niveau de la partie éolienne qui consiste à chercher une relation entre la puissance maximale  $P_{max}$  produite par le générateur et le rapport cyclique  $\alpha$  d'un convertisseur *DC/DC* qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée à vitesse de rotation variable.

Afin de valider les résultats obtenus par simulation, le chapitre suivant est dédié à l'étude et l'implémentation expérimentale d'une commande *MPPT* numérique pour un système hybride solaire/éolien basée sur ces deux méthodes d'optimisation.

# Chapitre4

*Optimisation du point de puissance  
maximale d'un générateur hybride  
PV/éolien*

## 4.1 Introduction :

L'application la plus intéressante de tout ce que nous avons vu au cours des chapitres précédents s'intègre dans un projet qui est inscrit dans le cadre des projets de recherche soutenus par l'Unité de Recherche en Énergie Renouvelable en Milieu Saharien (*URERMS Arar, Algérie*). Il s'agit d'élaborer un régulateur de charge électronique pour un système de génération hybrides (photovoltaïque/éolien) de faible et moyenne puissance, avec batterie d'accumulateurs pour des applications médicales.

Le but du régulateur de charge présenté est de pouvoir charger, à l'aide d'un générateur hybride, une batterie au plomb qui se préoccupe sans cesse de l'alimentation d'une utilisation à courant continue de 12 ou 24V. Le principe de fonctionnement du système consiste à recevoir la puissance, évidemment variable et fluctuante en fonction des conditions atmosphériques, de l'optimiser convenablement avant de l'utiliser totalement ou partiellement pour le chargement de la batterie.

Ce projet s'étend du dimensionnement des sources ainsi que des charges jusqu'à la conception concrète du système électrique. Pour atteindre cet objectif, un banc d'essai a été mis en place sur le quel les différents algorithmes proposés précédemment ont été testés, ce dernier se compose des éléments suivants (Figure 4.1) :

- Un Multimètre/acquisition de donnée du type **Keithley 2700/7700**.
- Huit panneaux solaires (**PWX500** de **PHOTOWATT**) montées en série/parallèle.
- Une éolienne de la marque **Whisper100**.
- Un étage de conversion comportant un redresseur triphasé et un hacheur **Buck**.
- Un oscilloscope **GW-INSTEK GDS-2204** très performant avec sortie USB.
- Quatre batteries au plomb-acide du type **GLS 6/270Ah 6V** montées en série.
- La charge est un conservateur médical (Elecrolux 24v).

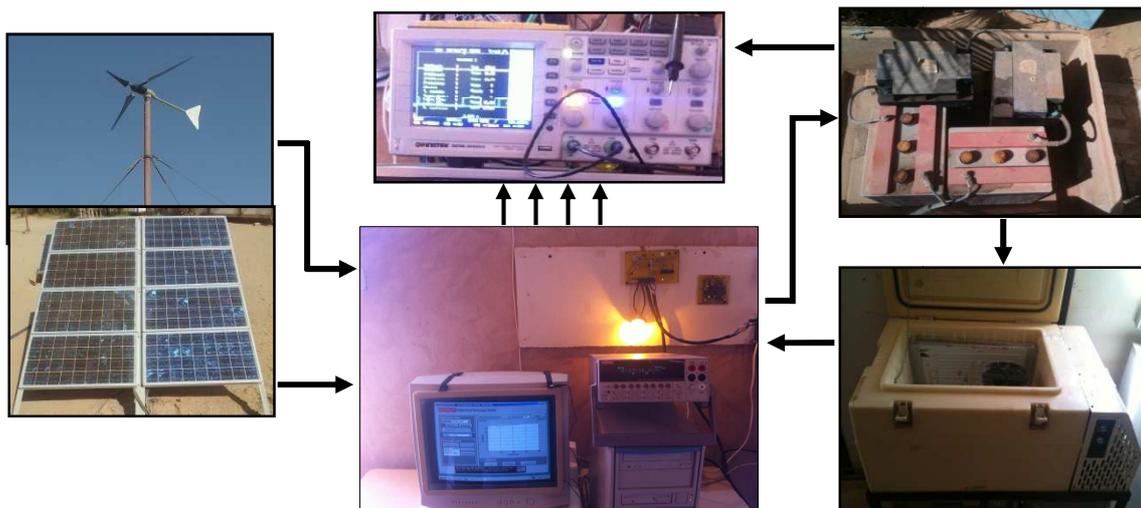


Fig. 4.1 : Les différents composants du banc d'essai.

## 4.2 Système de conversion d'énergie hybride proposé :

Le système hybride que l'on propose dans ce chapitre est constitué de deux sources d'énergies, photovoltaïque et éolienne, ces deux sources généralement sont couplées soit en série soit en parallèle. Dans notre cas, la structure qui sera retenue c'est celle du mode de couplage parallèle dont le transfert d'énergie à la charge est assuré à travers un bus continu (Figure 4.2).

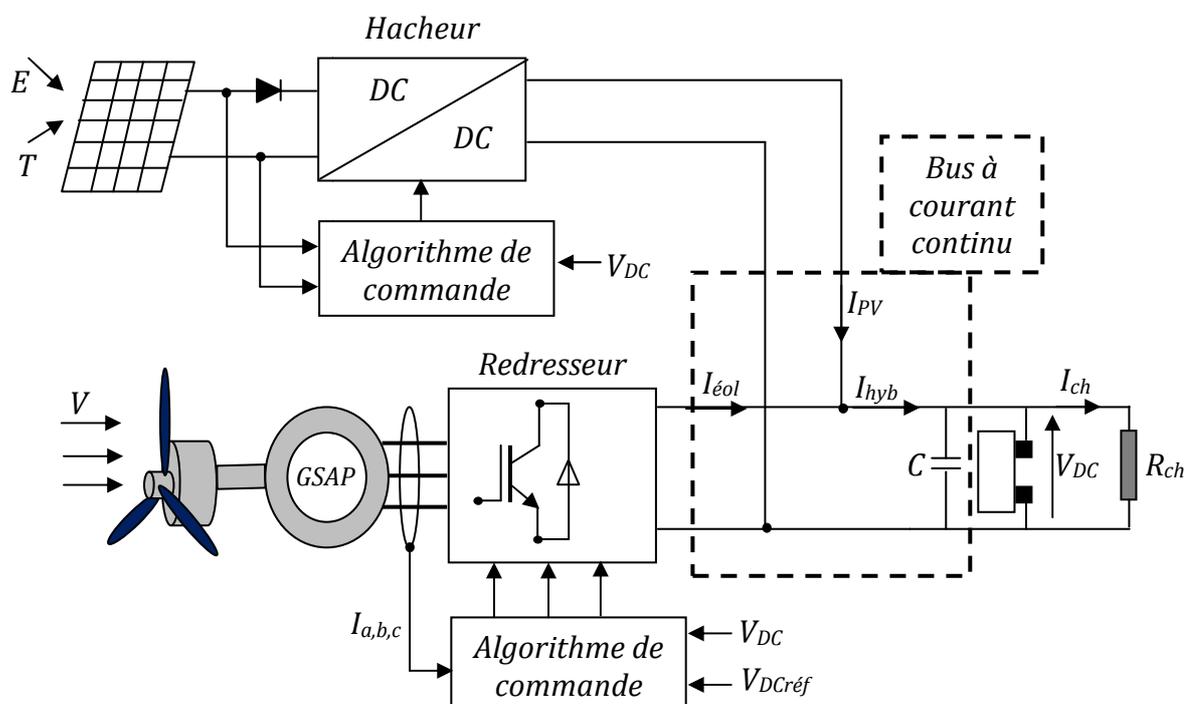


Fig. 4.2 : Architecture du système hybride.

La turbine éolienne entraîne un générateur synchrone à aimants permanents, ce dernier, après une opération de redressement, est connecté à la charge à travers un hacheur abaisseur de tension, tandis que le *GPV* est connecté par un autre hacheur de même type.

La technique d'extraction du maximum d'énergie utilisée ici, pour la partie éolienne, est celle présentée dans l'exemple traité dans le chapitre précédent (paragraphe 3.2.2.1), mais diffère néanmoins en quelques points :

- La génératrice est supposée idéale, donc le couple électromagnétique  $C_{em}$  garde sa valeur de référence  $C_{emref}$  quelque soit la puissance générée.
- Afin de simplifier le circuit électronique et minimiser le coût, le redresseur *MLI* a été remplacé par un redresseur à diodes. le système devient alors naturel (sans commande) donc a priori très fiable et à coût minimum.
- Ce mode de connexion est survolteur, ce qui présente un inconvénient pour l'application chargeur de batterie où un bus de tension continu suffisant est nécessaire surtout pour les fortes vitesses du vent (fonctionnement à tensions génératrice maximales). Dans ces conditions un étage dévolteur est indispensable en aval du bus pour raccorder la batterie en toute sécurité [36].

Pour la partie solaire, les résultats obtenus déjà (paragraphe 3.5.5 du chapitre3) ont montrés la robustesse et la fiabilité de la méthode *INC*, pour cela, nous allons l'appliquer directement sans aucun changement.

### **4.3 Présentation du convertisseur abaisseur :**

Le convertisseur abaisseur de tension est choisi pour sa dissipation réduite et pour sa facilité de mise en œuvre. De plus, les inductances et les capacités nécessaires pour filtrer les grandeurs d'entrée et de sortie peuvent être réduites avec l'augmentation de la fréquence de commutation. Il faut cependant prendre en considération les dispositions nécessaires pour éviter le court-circuit du transistor *MOSFET*, chose qui conduit à des surtensions dommageables au

convertisseur. D'autre part, et comme le convertisseur abaisseur de tension ne permet pas d'empêcher la décharge de la batterie dans les modules du *GPV* pendant l'absence d'ensoleillement, une diode de blocage de faible dissipation, généralement de type Schottky, doit évidemment être prévue. Cette diode assure aussi la protection du système contre l'inversion de polarité du *GPV*.

### 4.3.1 Description du circuit :

Le convertisseur abaisseur de tension doit être alimenté par une source de tension et doit débiter dans une charge à courant continu. La Figure 4.3 illustre le schéma de base de ce circuit ainsi que ces filtres d'entrée et de sortie :

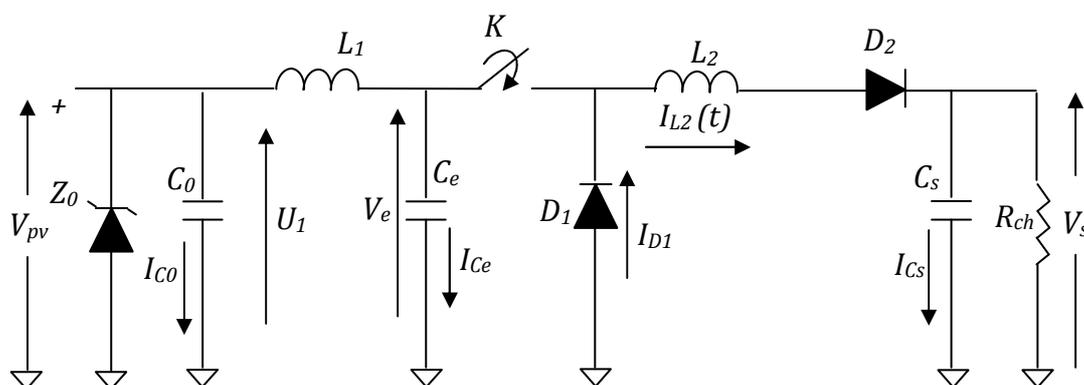


Fig. 4.3 : Circuit de base d'un convertisseur *Buck*.

Le circuit d'entrée est formé de deux blocs, un bloc de protection contre les surtensions et surintensités composé de la diode Zener  $Z_0$  et du condensateur  $C_0$  et un bloc de filtrage composé de la bobine  $L_1$  et du condensateur  $C_1$ . A l'inverse de la valeur  $C_0$  ( $=0,1\mu F$ ) qui peut être fixée a priori [51] pour la conversion de la source *GPV* en une source de tension et protéger le système contre les surintensités en exploitant les caractéristiques spécifiques des modules solaires, le choix de la diode Zener doit tenir compte de la tension d'alimentation, (12, 24, 48V), qu'on souhaite obtenir à la sortie du convertisseur.

Le bloc de filtrage isole l'alimentation du convertisseur de celle des autres blocs du régulateur, participe à l'idéalisation du caractère de source de tension à l'entrée du hacheur, assure la nature unidirectionnelle du courant et contribue à la réduction des ondulations de courant et de tension provoqués par le convertisseur sur la source d'entrée. Pour ne pas pénaliser l'efficacité du convertisseur, la valeur de l'inductance de la bobine  $L_1$  doit être comprise entre  $200nH$  et  $1\mu H$  [52].

Le convertisseur génère aussi des bruits nuisibles à sa sortie comme à son entrée. Réduire ces bruits passe par un dimensionnement approprié du filtre de sortie constitué la bobine  $L_2$  et le condensateur  $C_s$ .

Les composants actifs du convertisseur proposé ont été sélectionnés suite à une étude bibliographique. Les diodes  $D_1$  et  $D_2$  sont de type schottky  $UOK523$  et le transistor  $MOSFET$  est un  $IRFZ44N$ . La diode  $D_1$  fonctionne en roue libre et protège la bobine  $L_2$  contre les sauts de courant. Quant à la diode  $D_2$ , elle isole le  $GPV$  et le convertisseur pendant les heures de faible ensoleillement pour empêcher une décharge de batterie inutile dans ces composants.

#### **4.3.2 Principe de fonctionnement :**

Ce circuit utilise deux interrupteurs, le premier c'est l'interrupteur commandé  $K$ , généralement on le réalise à l'aide d'un transistor de type  $MOSFET$ , ce dernier est rendu périodiquement conducteur avec un rapport cyclique  $\alpha$ , à une fréquence  $F = 1/T$ . Le deuxième interrupteur est non commandé, c'est la diode  $D_1$ , il assure un transfert unidirectionnel de la puissance à travers le circuit. Le convertisseur contient aussi des composants passifs tels que les condensateurs et les inductances, ces éléments, en plus de la fonction de stockage et du transfert d'énergie, ils sont utilisés aussi pour le filtrage et la réduction des ondulations de courant et de tension provoqués par le convertisseur sur la source d'entrée.

L'objectif principal de cette structure est d'assurer un transfert de la puissance d'une manière continue et contrôlable en abaissant la tension de sortie. Pour ce faire, l'interrupteur  $K$  fonctionne en deux états [50] :

- L'état *ON* où l'interrupteur est fermé pendant un temps  $\alpha T$ , la diode  $D_1$  est polarisée en inverse ce qui permet le passage du courant vers la charge à travers la bobine  $L_2$  et par conséquent une augmentation linéaire du courant  $I_{L_2}$  à cause d'une tension positive aux borne de cette dernière :

$$V_{L_2} = V_e - V_s \quad (4.1)$$

- L'état *OFF* où l'interrupteur est ouvert, et puisque la bobine  $L_2$  a déjà emmagasiné de l'énergie, le courant  $I_{L_2}$  continue à circuler à travers la diode  $D_1$  et ce ci dans un intervalle du temps  $(1-\alpha)T$  jusqu'à la fermeture de l'interrupteur à nouveau.

#### 4.3.3 Expressions analytiques :

Le circuit abaisseur représenté ci-dessus contient deux éléments de stockage de l'énergie, l'inductance  $L_2$  et le condensateur  $C_s$  dont les valeurs sont calculées par des équations différentielles de deuxième ordre [51].

On distingue deux modes de fonctionnement de ce circuit selon que le courant circulant dans l'inductance  $L_2$  est ou n'est pas, continu (ne s'annule pas au cours de la période).

Le mode de conduction continue étant le plus intéressant pour ce convertisseur, nous n'étudierons que ce cas.

Commençons par le condensateur qui est régi à l'état passant par l'équation suivante :

$$L_2 C_s \frac{d^2 V_{C_s}}{dt^2} + \frac{L}{R} \frac{dV_{C_s}}{dt} + V_{C_s}(t) = V_e \quad (4.2)$$

$V_{C_s}$  est constant, ce qui simplifie l'expression du courant de l'inductance :

$$L_2 \frac{dI_{L_2}(t)}{dt} = V_e - V_s \quad (4.3)$$

A l'instant  $t = \alpha T$  le courant dans l'inductance atteint la valeur crête :

$$I_{L_2} = \frac{V_e - V_s}{L_2} \alpha T + I_{L_0} \quad (4.4)$$

$I_{L_0}$  est le courant de initial qui traverse l'inductance (juste avant la fermeture de  $K$ ). Soit  $\Delta I_{L_2}$  l'ondulation du courant dans l'inductance  $L_2$  :

$$\Delta I_{L_2} = I_{L_2} - I_{L_0} = \frac{V_e - V_s}{L_2} \alpha T \quad (4.5)$$

Cette proportionnalité entre l'ondulation du courant et le rapport cyclique  $\alpha$  montre que nous pouvons même contrôler  $\Delta I_{L_2}$  en variant  $\alpha$ .

Après l'ouverture de l'interrupteur,  $D_1$  devient conductrice ce qui nous permet

d'écrire :

$$L_2 \frac{dI_{L_2}(t)}{dt} = -V_s \quad (4.6)$$

Cette équation différentielle de premier ordre a comme solution :

$$I_{L_2}(t) = \frac{-V_s}{L_2} t + I_{L_2} \quad (4.7)$$

A l'instant  $t = (1 - \alpha)T$ , le courant dans l'inductance atteint sa valeur minimale :

$$I_{L_0} = \frac{-V_s}{L_2} (1 - \alpha)T + I_{L_2} \quad (4.8)$$

Ce qui donne l'expression de l'ondulation du courant dans l'inductance sous la forme suivante :

$$\Delta I_{L_2} = I_{L_2} - I_{L_0} = \frac{V_s}{L_2} (1 - \alpha)T \quad (4.9)$$

Finalement et par une simple comparaison entre les équations (4.5) et (4.9) on obtient :

$$V_s = \alpha V_e \quad (4.10)$$

La valeur moyenne du courant dans l'inductance est obtenue par l'équation suivante :

$$I_{L_2 moy} = \frac{V_s}{R} \quad (4.11)$$

Donc les valeurs maximales et minimales dans l'inductance sont données comme suite :

$$I_{L_2 max} = I_{L_2 moy} + \frac{\Delta I_{L_2}}{2} = \frac{V_s}{R} + \frac{V_s}{2L_2} (1 - \alpha)T \quad (4.12)$$

$$I_{L2min} = I_{L2moy} - \frac{\Delta I_{L2}}{2} = \frac{V_s}{R} - \frac{V_s}{2L_2} (1 - \alpha)T \quad (4.13)$$

De la même façon d'analyse, nous obtenons les valeurs maximales et minimales du courant traversant le condensateur  $C_s$  :

$$I_{Csmax} = \frac{\Delta I_{L2}}{2} = \frac{V_s}{2L_2} (1 - \alpha)T \quad (4.14)$$

$$I_{Csmin} = -\frac{\Delta I_{L2}}{2} = -\frac{V_s}{2L_2} (1 - \alpha)T \quad (4.15)$$

La Figure 4.4 illustre la forme d'onde du courant traversant l'inductance et le condensateur.

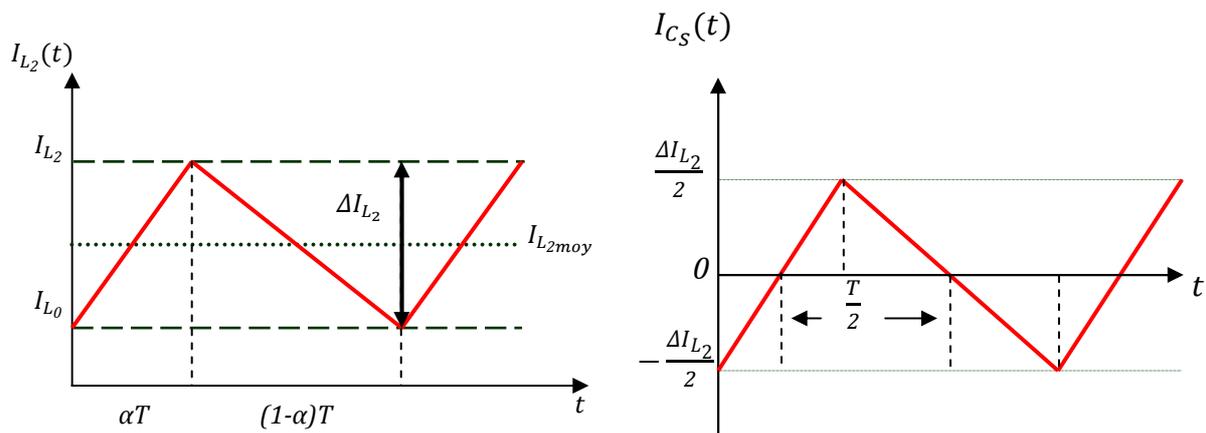


Fig. 4.4 : La forme d'onde des courants  $I_{L2}$  et  $I_{C_s}$ .

Comme nous le montre la Figure 4.4, la valeur moyenne du courant du condensateur  $C_s$  est égale à zéro, mais elle se charge et se décharge chaque demi-cycle, donc l'accroissement de la charge est donné par la formule suivante :

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \frac{\Delta I_{L2}}{2} \frac{T}{2} = \frac{1}{8} \Delta I_{L2} T \quad (4.16)$$

Et puisque  $V_{C_s} = V_s$ , l'augmentation de la tension aux borne du  $C_s$  est donnée par :

$$\Delta V_s = \frac{\Delta Q}{C_s} \quad (4.17)$$

De plus et à partir de (4.9) et (4.16) nous obtenons :

$$\Delta V_s = \frac{1}{8LCf^2} V_{ou} \quad (4.18)$$

Dans le mode de conduction continu  $I_{L_{2min}} = 0$ , donc à partir de (4.13) nous obtenons :

$$\frac{V_s}{R} = \frac{V_s}{2L_2} (1 - \alpha) T \quad (4.19)$$

D'où :

$$L_{2min} = \frac{R}{2f} (1 - \alpha) \quad (4.20)$$

De la même façon nous obtenons :

$$f_{min} = \frac{R}{2L_{2min}} (1 - \alpha) \quad (4.21)$$

Et :

$$R_{min} = \frac{2fL}{(1 - \alpha)} \quad (4.22)$$

#### 4.3.4 Dimensionnement du filtre d'entrée :

Pour dimensionner le filtre d'entrée, nous supposons parfaits la source de tension  $U_1$ , le filtre  $L_1 C_e$  et le hacheur. Dans ces conditions, le comportement du filtre est essentiellement fonction du rapport  $k_f$  de la pulsation propre du filtre  $\omega_f = 1/\sqrt{L_1 C_e}$  et de la pulsation de découpage  $\omega$ . Pour les valeurs suffisamment faibles de  $k_f$  ( $< 0.5$ ), le caractère unidirectionnel du courant est garanti et les ondulations maximales de la tension  $V_e$  et du courant  $I_{L_1}$  peuvent être décrites par les relations approchées suivantes [53] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta V_{emax} \simeq \frac{\pi}{2} K_f \sqrt{\frac{L_1}{C_e}} I_{L_2} = \frac{\pi}{2\omega} \frac{I_{L_2}}{C_e} \\ \Delta I_{L_1max} \simeq \frac{\pi^2}{8} I_{L_2} = \frac{\pi^2}{8\omega^2} \frac{I_{L_2}}{C_e} \end{array} \right. \quad (4.23)$$

D'où nous déduisons :

$$\left\{ \begin{array}{l} L_1 \geq \frac{\pi}{4\omega} \frac{\Delta V_{emax}}{\Delta I_{L_1max}} \\ C_1 \geq \frac{\pi}{2\omega} \frac{I_{L_2}}{\Delta V_{emax}} \end{array} \right. \quad (4.24)$$

En adoptant les contraintes suivantes :

$$\begin{cases} \frac{\Delta I_{L1max}}{I_{L2}} = 0.1 \\ \Delta V_{emax} = 0.01 \\ 0.3 \leq I_{L2} \leq 15 \end{cases} \quad (4.25)$$

En combinant (4.24) et (4.25) nous obtenons :

$$\begin{cases} L_1 \geq 0.05/f \\ C_1 \geq 375/f \end{cases} \quad (4.26)$$

Si de plus  $f=10^5\text{Hz}$  alors nous pouvons choisir  $L_1 = 0.8\mu\text{H}$  compte tenu d'une imprécision de 10% sur la valeur de l'inductance et pour ne pas réduire sensiblement l'efficacité du convertisseur. Cette inductance ne doit en aucun cas être saturée par le courant qui la traverse.

#### 4.3.5 Dimensionnement du filtre de sortie :

Pour dimensionner le filtre de sortie, nous négligeons les influences possibles des diodes de roue libre et de blocage et nous supposons que l'entrée du hacheur est une source de tension  $V_e$  parfaite, que le hacheur est parfait, que l'utilisation est une charge purement résistive et que la conduction est de type continu. Dans ces conditions, les ondulations de tension de sortie et de courant d'inductance s'expriment tout simplement par les relations suivantes [51] :

$$\begin{cases} \Delta V_s = \frac{1}{8f^2 L_2 C_s} \frac{V_s}{V_e} (V_s - V_e) \\ \Delta I_{L2} = \frac{1}{f L_2} \frac{V_s}{V_e} (V_e - V_s) \end{cases} \quad (4.27)$$

D'où nous déduisons :

$$\begin{cases} C_2 L_2 \geq \frac{1}{8f^2 \Delta V_s} \text{Max}\left(\frac{V_s}{V_e} (V_e - V_s)\right) \\ L_2 \geq \frac{1}{f \Delta I_{L2}} \text{Max}\left(\frac{V_s}{V_e} (V_e - V_s)\right) \end{cases} \quad (4.28)$$

Si de plus  $f=10^5\text{Hz}$ ,  $V_e=50\text{v}$  et  $\Delta I_{L2}=1\text{A}$  alors on peut choisir  $L_2=100\mu\text{H}$  compte tenu d'une imprécision de 10% sur la valeur de l'inductance.

Comme pour le cas de l'inductance d'entrée, cette inductance ne doit pas aussi être saturée par le courant qui la traverse.

Le condensateur  $C_s$  est utilisé pour le filtrage de l'ondulation de courant de l'inductance. Si sa capacité est assez grande, la majorité de l'ondulation de courant coulera à travers le condensateur vers la masse. Dans ce cas l'ondulation de courant et la résistance série équivalente  $RSE_s$  du condensateur  $C_s$  détermineront l'ondulation de la tension de sortie. La borne maximale admissible de la résistance  $RSE_s$  est donc donnée par [54] :

$$RSE_s \leq RSE_{smax} = \frac{\Delta V_s}{\Delta I_{L_2}} \quad (4.29)$$

Soit donc :

$$RSE_s \leq 10m\Omega \quad (4.30)$$

Plusieurs condensateurs de faibles résistances internes peuvent être branchés en parallèle pour respecter la condition précédente.

Par cette étude, Nous avons donc été amenés à dimensionner les filtres d'entrée et de sortie de notre convertisseur. Les résultats obtenus indépendamment de la loi de commande du transistor de puissance pour une ondulation de tension de sortie de 1% et une tension d'entrée de 50V sont les suivants :

$f$	$L_1$	$C_1$	$RSE_1$	$I_{L_2}$	$L_2$	$C_2$	$RSE_s$
100kHz	0.8μH	>3.75mF	<0.65mΩ	<15A	130μH	>122μF	<10mΩ

**Tableau 4.1** : Valeurs des paramètres du Buck après dimensionnement.

#### 4.5.6 Validation expérimentale :

Nous avons déjà discuté le choix du convertisseur à utiliser, nous passons maintenant à l'expérimentation de notre circuit abaisseur réalisé sur la plaque d'essai (Figure 4.5) afin de vérifier leur efficacité avant qu'il soit intégré dans la chaîne de conversion complète.

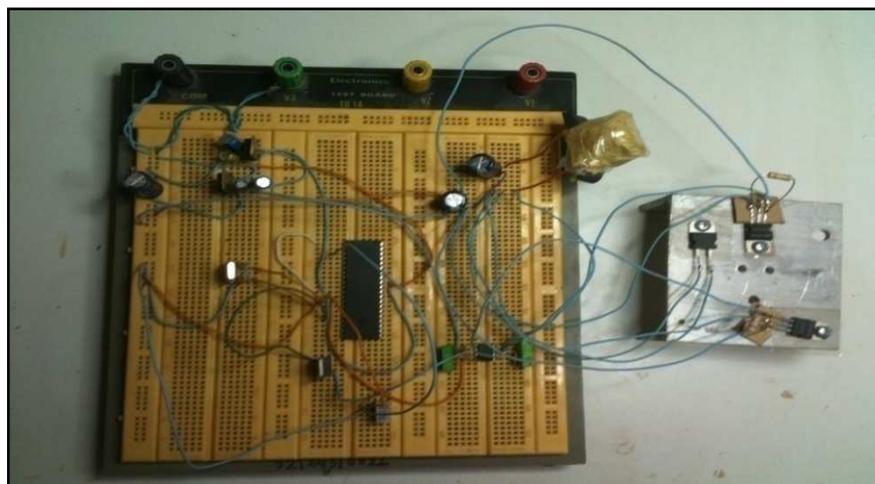


Fig. 4.5 : Circuit abaisseur sur plaque d'essai.

La réponse d'un tel circuit dépend essentiellement de deux paramètres : la fréquence de hachage et le rapport cyclique  $\alpha$ , pour cela, deux essais ont été réalisés afin de vérifier les performances de ce circuit :

- **La variation de la fréquence pour une valeur fixe de  $\alpha$  :**

Le circuit est alimenté par une source de tension continue, le rapport cyclique est fixé à  $\alpha=50\%$ . Pour chaque valeur de la fréquence, des relevés des courants et des tensions d'entrée et de sortie du circuit ont été enregistrés afin de calculer le rendement  $\eta$  du système que l'on définit par la relation :

$$\eta = P_s / P_e$$

Le tableau suivant résume les résultats obtenus :

$F$ (KHz)	$V_e$ (v)	$I_e$ (A)	$V_s$ (v)	$I_s$ (v)	$\eta$ (%)
1	26,88	0,45	6,8	3	0,593
3	32,88	1,16	14,84	2,8	0,918
5	33,14	1,3	16,04	3	0,895
10	33,16	1,31	16	2,95	0,92
15	33,08	1,32	15,96	2,96	0,924
20	32,18	1,32	15,45	2,97	0,926
25	32,16	1,31	15,5	2,93	0,928
30	32,12	1,31	15,46	2,93	0,929

40	32,1	1,31	15,46	2,9	0,938
50	32,06	1,3	15,45	2,88	0,937
60	32,02	1,3	15,4	2,9	0,932
70	32	1,29	15,35	2,89	0,931
80	31,96	1,29	15,26	2,88	0,938
90	31,6	1,28	15,22	2,9	0,916
100	31,09	1,28	15	2,9	0,915
120	31,84	1,27	15,85	2,9	0,88
140	31,78	1,26	16	2,9	0,863
160	31,07	1,25	17	2,8	0,816

**Tableau 4.2 :** Relevés expérimentaux des différents paramètres du système en variant la fréquence.

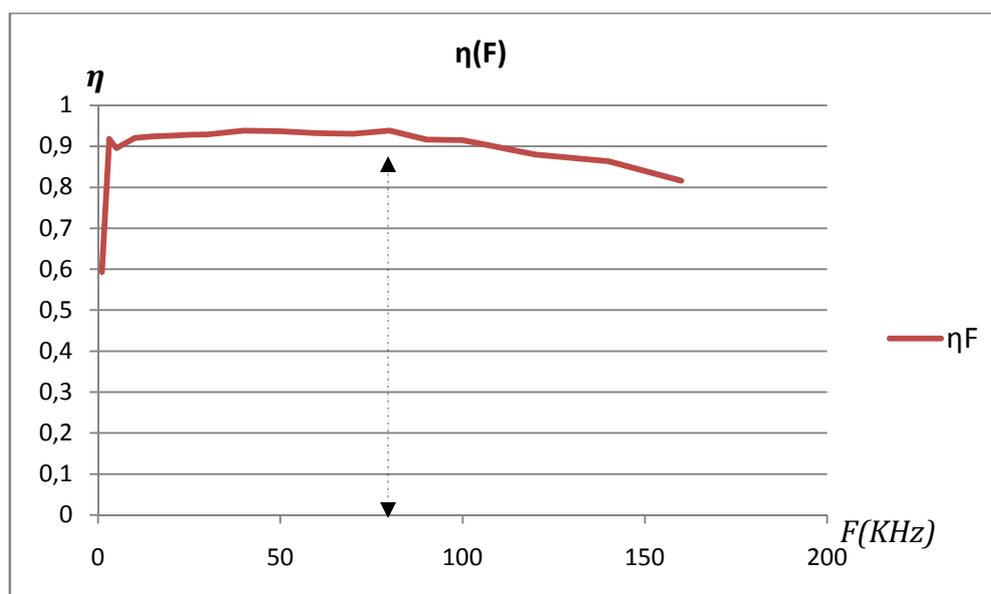


Fig. 4.6 : L'effet de la variation de fréquence sur le rendement.

D'après le graphe, le rendement de conversion est maximal pour des fréquences autour de 80 KHz, au-delà de cette valeur on remarque que le rendement commence à diminuer peu à peu et c'est dû aux pertes de commutation au niveau du *MOSFET* (commandé par cette fréquence).

On remarque aussi que le rendement diminue rapidement pour des fréquences très inférieures à 10 KHz; la bobine dans cet état là sera saturée et ne

pourra donc pas stocker l'énergie ce qui va décharger le condensateur et en conséquence le courant dans la bobine sera plus fort ce qui donne lieu a des fortes pertes de puissance par effet joule au niveau de l'inductance.

- **La variation du rapport cyclique  $\alpha$  pour une valeur fixe de la fréquence :**

De la même façon et sous les mêmes conditions précédentes ; la fréquence de hachage a été fixée à 80 KHz (la fréquence optimale pour assurer un bon rendement) et on varie les valeurs du rapport cyclique  $\alpha$ . Le tableau suivant résume les résultats obtenus :

$\alpha$ (%)	$V_e$ (v)	$I_e$ (A)	$V_s$ (v)	$I_s$ (v)	$\eta$ (%)
10	25,34	0,31	8,52	0,77	0,835
20	28,05	0,41	11,45	0,91	0,906
25	28,23	1,07	13,8	2,1	0,959
30	28,49	1,89	14,1	3,68	0,964
35	28,53	1,99	13,65	3,99	0,959
40	28,47	1,85	13,24	3,7	0,93
45	28,41	1,69	11,44	3,7	0,882
50	28,35	1,53	10,2	3,7	0,87
55	28,31	1,4	8,45	3,69	0,787
60	28,27	1,26	7,45	3,49	0,73
65	28,22	1,08	6,25	3,5	0,718
70	28,19	0,97	5,2	3,5	0,666
75	28,14	0,79	4,13	3,49	0,648
80	28,09	0,65	3,35	3,5	0,642

**Tableau 4.3 :** Relevés expérimentaux des différents paramètres du système en variant le rapport cyclique  $\alpha$ .

Les résultats obtenus montrent un bon rendement et une bonne stabilité du système pour des valeurs de  $\alpha$  comprises entre 0.25 et 0.4, au-delà de cette valeur, le système devient inefficace et le circuit dissipe une grande quantité de chaleur au niveau du bloc de puissance (*MOSFET et DIODES*) ce qui explique ce décroissement remarquable du rendement dans la Figure suivante :

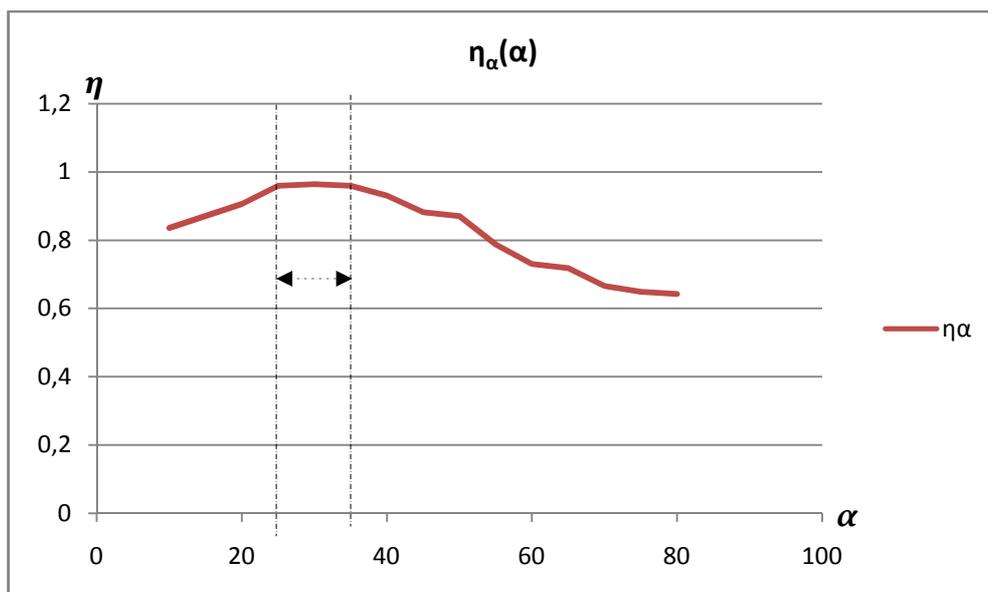


Fig. 4.7(A) : L'effet de la variation de  $\alpha$  sur le rendement.

Ce problème, dû principalement au mauvais choix des composants actifs, a été corrigé par la suite en remplaçant le *MOSFET* et la *DIODES* utilisés par deux *MOSFET* caractérisés par une très faible résistance à l'état passant ( $R_{DS_{ON}}$ ) donc une synchronisation parfaite entre les deux composants avec une très faible dissipation (Figure 4.7(b)).

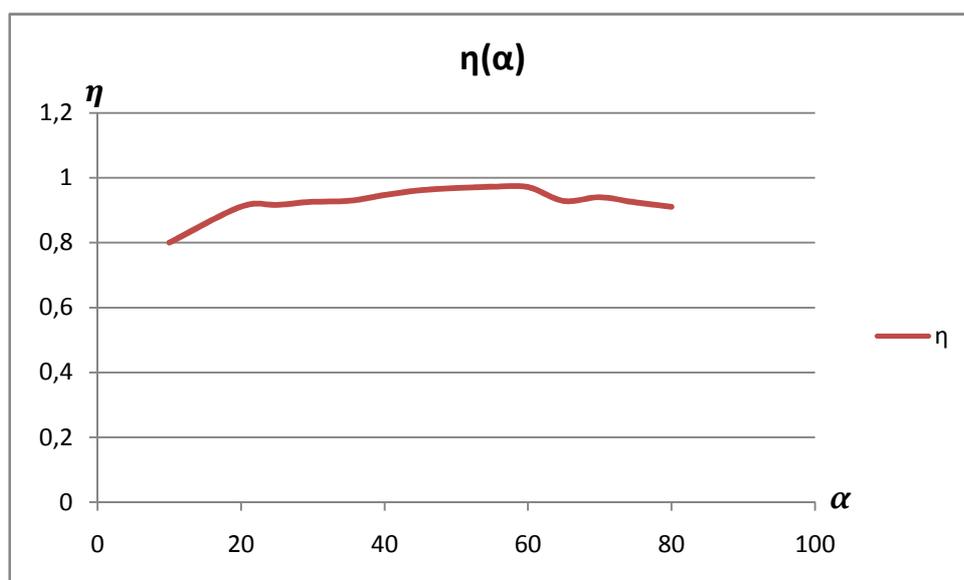


Fig. 4.7(B) : L'effet de changement des composants sur le rendement.

Le circuit abaisseur est l'élément principal dans le régulateur que nous sommes en train de développer c'est pour cela que nous l'avons étudié avec plus d'attention dans cette partie, ainsi, nous déduisons par cette étude les valeurs de la fréquence et du rapport cyclique  $\alpha$  dans les quelles ce circuit présente un haut rendement.

#### 4.4 Étude du couplage des deux sources énergétiques :

Nous avons déjà proposé un couplage parallèle pour les deux sources énergétiques étudiées par l'intermédiaire d'un bus continu, mais nous avons constaté par la suite qu'il est nécessaire d'avoir un modèle mathématique de ce type de couplage afin de mieux comprendre le comportement du système.

Dans la Figure (4.8) est présenté en détail le bus à courant continu et on peut voir qu'il est représenté par le condensateur  $C$  connecté aux deux systèmes.

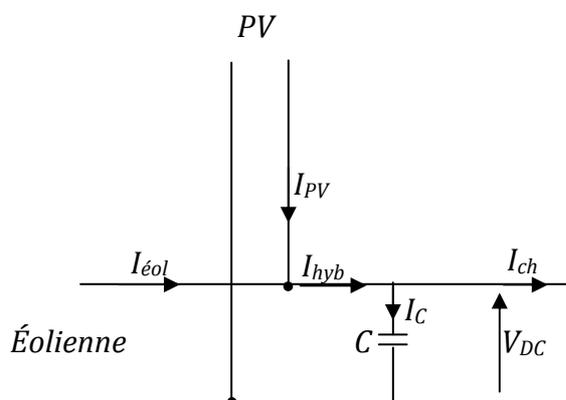


Fig. 4.8 : Le bus à courant continu.

Donc, à partir de cette figure nous avons [43] :

$$I_{hyb} = I_{pv} + I_{éol} = I_C + I_{ch} \quad (4.31)$$

Avec:

$$\begin{cases} I_C = C \frac{dV_{DC}}{dt} \\ I_{ch} = \frac{V_{DC}}{R_{ch}} \end{cases} \quad (4.32)$$

La régulation de la tension de sortie est basée sur deux boucles de régulation en cascade (Figure 4.9): une régulation du courant hybride par

hystérésis (comme présenté au chapitre 3) et une boucle de régulation de la tension  $V_{DC}$  dont La fonction de transfert est la suivante :

$$F(P) = \frac{V_{DC}^2(P)}{I_{hyb}(P)} = \frac{V_{DC}}{Cp + \frac{1}{R_{ch}}} R_{ch} \gg \Leftrightarrow F(P) \simeq \frac{V_{DC}}{C_S} \quad (4.33)$$

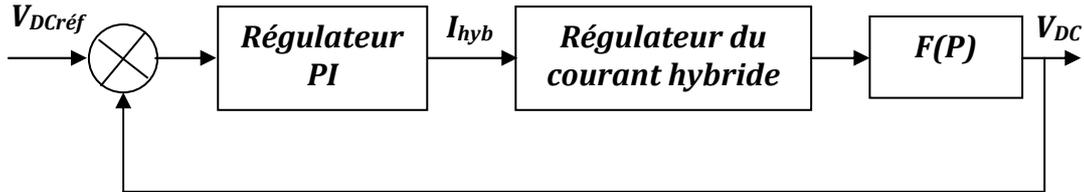


Fig. 4.9 : schémas de la boucle de régulation.

Nous avons choisi un régulateur de tension de type PI :

$$H_{PI}(P) = K_3 \left( 1 + \frac{1}{T_3 \cdot P} \right) \quad (4.34)$$

La fonction corrigée s'écrit [40]:

$$\text{en boucle ouverte } H_{bo}(P) = K_3 \left( 1 + \frac{1}{T_3 \cdot P} \right) \frac{V_{DC}}{C_S} \quad (4.35)$$

$$\text{et en boucle fermée } H_{bf}(P) = \frac{H_{bo}(P)}{1 + H_{bo}(P)} = \frac{1 + T_3 \cdot P}{\frac{CT_3}{2K_3V_{pv}} P^2 + T_3 \cdot P + 1} \quad (4.36)$$

Par une simple comparaison entre le dénominateur de l'équation (4.36) et le dénominateur de l'équation suivant :

$$\frac{1}{\omega_n^2} P^2 + \frac{2\xi}{\omega_n} \cdot P + 1 \quad (4.37)$$

on trouve :

$$K_3 = \frac{C \omega_{Bp}}{V_{pv}} \quad \text{et} \quad T_3 = \frac{2\xi}{\omega_{Bp}}$$

Avec [43]:

$$\omega_{Bp} = \frac{\omega_{dec}}{10} \quad \text{et} \quad \xi = 0.7 \quad (4.38)$$

## **4.5 Étude sur les batteries au plomb utilisées comme éléments de stockage :**

Avant de passer à l'électronique du système de régulation proposé, nous avons pensé au préalable qu'une étude sur les batteries d'accumulateurs au plomb est indispensable.

Sans doute, l'optimisation de la charge d'une batterie dépend uniquement du dispositif de régulation qui lui est associé et même du type de batterie (puisque'elle est indépendante de la source de courant), l'objectif de cette régulation n'est pas uniquement l'optimisation de la charge mais aussi la protection des batteries contre quelques phénomènes de nuisance tels que les surcharges, les décharges profondes et les influences de température dans le but d'augmenter la durée de vie de ces batteries au maximum, ce qui prouve que l'importance de cette régulation est primordiale.

Pour cela, nous allons commencer par la régulation sur une valeur de tension avec les limitations que cela induit. Ensuite l'accent sera mis sur les cycles de charge en trois phases avec les particularités pour chaque type de batterie et l'influence de la température qui sera également abordée.

De plus, avoir une bonne régulation nécessite la connaissance de l'état de charge de la batterie, et la détermination de ce paramètre -qui va nous permettre de bien respecter les cycles de charge/décharge de la batterie- n'est pas une chose facile, pour cela les principales méthodes de gestion de ces cycles de charge seront parcourues.

### **4.5.1 Cycle de charge d'une batterie au plomb :**

A cause de l'irrégularité du vent et la discontinuité dans le temps du rayonnement solaire, les batteries, en tant qu'éléments de stockage, occupent une place très importante dans les installations de production d'énergie électrique à partir de ces deux sources d'énergies renouvelables, or cet aspect est encore aujourd'hui une des contraintes qui ralentissent le plus leur

développement. En effet, le stockage est d'autant plus important que les régimes de vent soient irréguliers ou que les temps d'ensoleillement soient faibles, et constitue souvent une grande part (environ 20% et souvent assuré par des batteries au plomb)[21] de l'investissement dans ce type d'installation.

4.5.1.1 Régulation sur une valeur de tension: Certains régulateurs de panneau solaire ou d'éolienne sont basés sur ce type de régulation. Souvent la valeur de tension qui détermine si la batterie doit être chargée par la source de courant est fixée autour de 13,5V dont l'algorithme de charge est le suivant :

- Si la tension de la batterie est inférieure à la valeur de tension fixée, alors la batterie est chargée par la source de courant.
- Si la tension de la batterie est supérieure à la valeur de la tension alors la batterie est isolée de la source de courant. [55]

Lorsque la source d'énergie est active (ex alternateur), la tension de la batterie est maintenue autour de 13,5V. Cependant cette méthode adaptée pour les batteries de démarrage (voiture par ex), mais pour les batteries de servitude (installation Photovoltaïques et/ou éoliennes) elle présente les inconvénients suivants:

- La batterie n'est pas chargée au delà de 80% et la durée de charge est longue (la tension de charge étant trop basse).
- Il n'y a pas de phase d'absorption ni d'égalisation qui permettent d'homogénéiser l'électrolyte (liquide) de la batterie à la fois par élément et entre les éléments.
- Le risque de sulfatation est plus important.

Si la tension est augmentée à une valeur de tension plus élevée (par exemple à la tension d'absorption), ceci permettra de recharger la batterie à 100% de sa capacité mais conduira aussi à terme au séchage de la batterie (perte de l'eau de l'électrolyte).

Ce type de régulation n'est donc pas adapté aux batteries de servitude et c'est pour cette raison que la recommandation est de respecter un cycle de charge en trois phases décrit ci dessous.

4.5.1.2 Cycle de charge en trois phases: La majorité des constructeurs recommandent de respecter un cycle de charge en trois phases quel que soit le type de batterie. Ce qui diffère en fonction de la technologie utilisée, ce sont les valeurs de tension qui déterminent le passage d'une phase à l'autre et les temps de ces différents cycles.

La 1ère phase est la phase dite *Boost* où nous devons assurer que le chargeur donne le maximum de sa puissance à la batterie. Il faut s'assurer aussi que la batterie (le parc de batteries) est en mesure d'accepter cette intensité maximale. En fonction de la technologie et des constructeurs, la recommandation est de recharger la batterie de 20%(liquide) à 40%(gel ou AGM) de sa capacité en AH. [56]

Si cette condition n'est pas respectée, les risques sont les suivants:

- Vieillesse prématurée de la batterie dû au phénomène de bouillonnement. La batterie sèche et finalement, il n'y a plus d'électrolyte.
- Charge inefficace: si la batterie est chargée à une intensité trop élevée, la tension d'absorption sera atteinte avant que la batterie soit rechargée à 80%. Le changement de phase se produira trop tôt, ce qui conduira à une sous charge de la batterie en fin de cycle.

En fin du cycle *Boost*, la batterie est chargée à 80% dans la mesure où les intensités maximales ont été respectées.

La 2ème phase est la phase d'absorption, où durant cette phase la batterie est chargée à tension constante, elle absorbe de l'énergie en fonction de son état de charge. Encore une fois, cette tension dépend du type de batterie, cette phase est raccourcie pour les batteries *gel* et *AGM* qui ont une résistance interne plus faible et absorbent ainsi des intensités plus importantes.

La dernière phase est la phase *Floating*, cette phase consiste à appliquer à la batterie une tension très proche de la tension de la batterie au repos. Cette tension, généralement inférieure à 14 Volts, peut être appliquée pendant des années sans que cela porte préjudice à la batterie. L'intérêt d'appliquer cette tension est double:

- Lutter contre le phénomène d'auto décharge qui peut conduire à la sulfatation de la batterie.
- Fournir l'énergie des différents consommateurs tout en conservant la batterie chargée.

Voici des caractéristiques typiques des valeurs de tension d'absorption et de floating en fonction du type de batterie [56] :

Type de batterie	Tension d'absorption	Tension de floating
Plomb ouvert	14.8v	13.8v
Fermé ou AGM	14.4v	13.5v
Gel	14.1-14.4v	13.3v

**Tableau 4.4** : Les tensions d'absorption et de floating par apport aux différents types des batteries.

Ces valeurs sont données à titre indicatif pour une température de 25 degrés. Les caractéristiques données par le constructeur doivent être prises en compte.

#### 4.5.2 L'effet de la température :

L'influence de la température apparaît bien, notamment sur le cycle de charge, et on applique souvent une correction de  $\pm 0.005V/\text{degré}$  par élément de 2v pour connaître l'état de charge de la batterie en fonction de la tension.

A noter que la sonde de température peut être intégrée au régulateur ou déportée sur la batterie. La deuxième solution est recommandée lorsque la batterie est soumise à de fortes charges (alternateur par exemple), puisque celles

ci conduisent à une surchauffe de la batterie qu'il est nécessaire de prendre en compte pour assurer une charge convenable.

Intensité de charge	Tension en volt par élément pour :			
	15°C	25°C	35°C	45°C
<b>C/20</b>	2.75V	2.70V	2.65V	2.60V
<b>C/30</b>	2.70V	2.65V	2.60V	2.55V
<b>C/45</b>	2.67V	2.62V	2.57V	2.52V
<b>C/60</b>	2.64V	2.59V	2.54V	2.49V

**Tableau 4.5** : L'influence de la température sur la tension des batteries [57].

#### 4.5.3 Contrôle et entretien des batteries :

Une batterie au repos chargée montre une tension de 12,7v. Déchargée à 50%, elle montrera encore 12,2, mais il est temps de la recharger complètement. Pour s'assurer que la batterie soit complètement chargée, il faut obtenir une valeur à ses bornes de 12,7 V après un temps de stabilisation (chargeur hors tension). Une batterie affichant 13 v en charge n'est pas obligatoirement complètement chargée si le temps de repos n'a pas été respecté.

D'autres phénomènes ont des effets indésirables sur le bon fonctionnement des batteries, nous devons les étudier aussi afin d'assurer une protection totale de ces éléments de stockage :

**La sulfatation** : Il faut savoir qu'une batterie souffre de la décharge, principale cause de la sulfatation :

- Création d'une couche isolante en surface des électrodes qui empêche la recharge.
- Perte de molécules de l'électrolyte (acide sulfurique) qui devient progressivement inefficace.

La première règle à respecter est donc de ne pas laisser la batterie déchargée pendant une longue période.

Pour pallier ce phénomène de sulfatation, il est nécessaire de désagréger les cristaux en appliquant une surtension pendant environ deux heures après une charge complète (charge d'égalisation). Si la batterie est utilisée normalement (pas de poudre blanche au niveau des cosses) il est conseillé de réaliser cette charge d'égalisation une fois par an avant l'hivernage. [57]

Pour réaliser cette charge (elle sert aussi à homogénéiser l'électrolyte pour les batteries liquides), il faut appliquer une tension comprise entre 15 et 16 Volts avec un courant maximum égal à 5% de la capacité de la batterie. Lorsque l'on réalise cette charge d'égalisation il est important d'isoler la batterie pour éviter de détériorer les instruments sensibles aux surtensions.

**L'autodécharge :** Une batterie se décharge même sans être utilisée. Pour un stockage sans utilisation à une température de 20°C la perte de capacité peut atteindre 6% par mois pour des batteries de mauvaise qualité (1% pour certaines batteries AGM). Plus la température sera basse moins cette perte sera importante. Avant une période d'hivernage il est de bon usage d'appliquer une charge complète aux parcs de batteries.

Il est également conseillé de stocker les batteries dans un endroit le plus frais possible. [58]

**Les surcharges :** Il faut éviter les surcharges. Une fois la batterie complètement chargée, il n'y a plus de matière réactive disponible sur les électrodes. Par conséquent, c'est la réaction d'hydrolyse de l'eau qui prend le relais, avec deux conséquences:

- Séchage de la batterie (diminution d'électrolyte).
- La diffusion massive d'oxygène engendre l'oxydation, donc la détérioration des électrodes.

Il ne faut donc jamais laisser un chargeur non équipé de régulateur branché en permanence à une batterie. Une diminution du niveau de l'électrolyte conduit à une corrosion des électrodes.

#### **4.6 Présentation de la carte électronique proposée :**

Le régulateur de charge a pour but d'assurer la charge des batteries au plomb connectées à la sortie du système. Le principe est de diminuer de façon automatique l'injection du courant dans les batteries quand celles-ci atteignent leur pleine charge. Pour ce faire, et dans un premier temps, le cahier de charge suivant a été mis en place :

- *Une autonomie totale du système* : L'alimentation de la partie puissance et la partie commande est assurée par les batteries chargées sans aucune nécessité d'utiliser des sources de tensions externes.
- *Une adaptation automatique avec la gamme de tension des batteries connectées* : Le système reconnaîtra automatiquement les seuils des tensions à respecter dès qu'on place les batteries (12v, 24v, 48v,...).
- *Il doit posséder une interface de contrôle et de visualisation* : Pour permettre à l'utilisateur de consulter certaines informations.
- *Il doit s'adapter à la source d'énergie* : le principe de fonctionnement de ce régulateur ne pose aucun problème pour les panneaux solaires que ces derniers débitent un courant ou qu'ils soient en circuit ouvert (sans charge) ; au contraire pour une éolienne, le problème se pose pour le fonctionnement en circuit ouvert, ce cas conduit à la démagnétisation de l'aimant. À cet effet, et pour pallier ce problème, notre régulateur devant être utilisé fonctionne selon le principe de la diversion. Le régulateur est placé en parallèle à la batterie et, en fonction de la tension aux bornes de celle ci, il dévie l'énergie en provenance de la source vers une charge secondaire. Ainsi le courant produit par l'éolienne est utilisé soit pour recharger la batterie, soit par la charge secondaire (Figure 4.10).

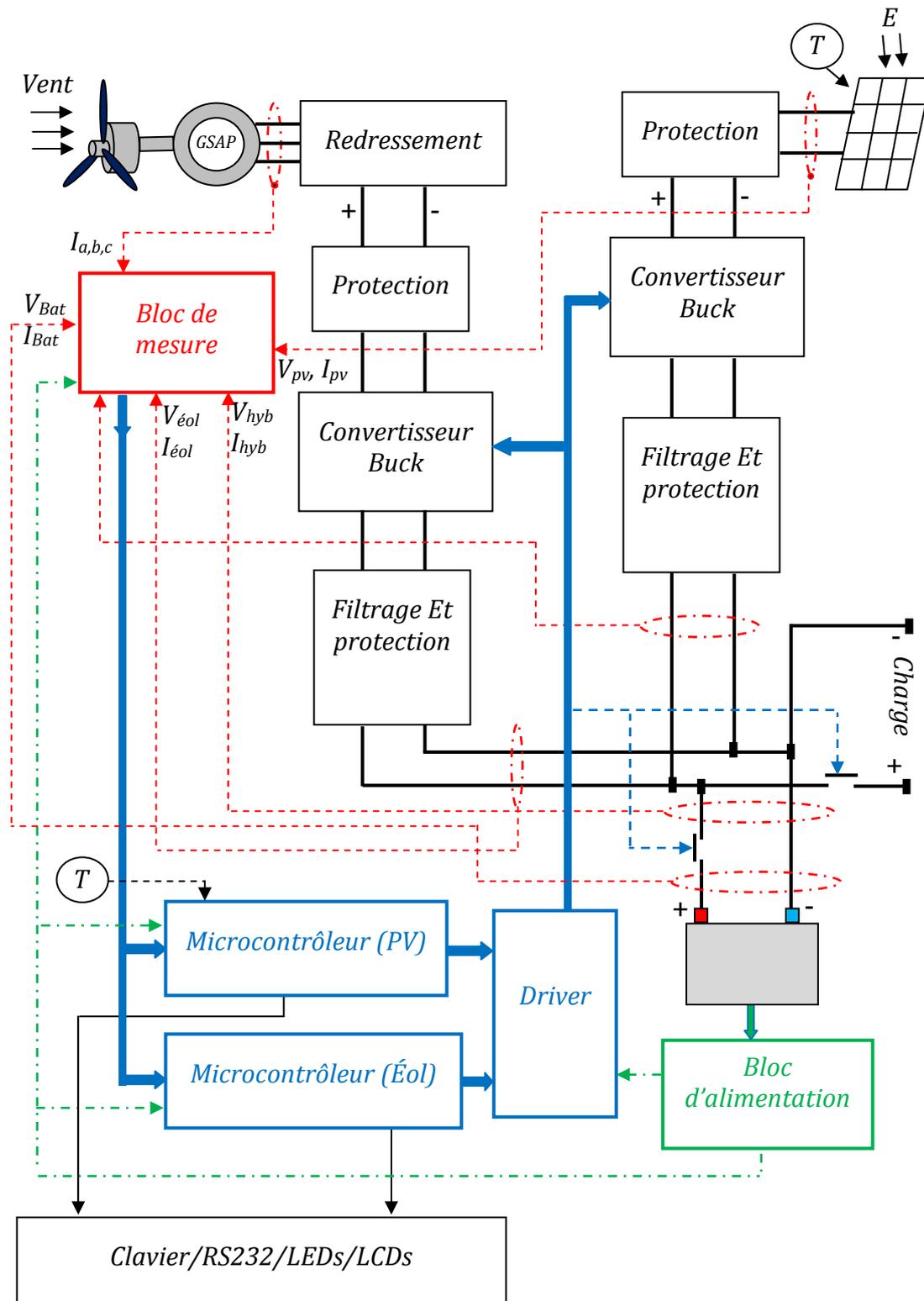


Fig. 4.10 : schéma bloc du système de régulation hybride.

#### 4.7 Justification du système hybride :

La production d'électricité à partir d'une source énergétique renouvelable est un objectif très souvent limité par le prix de revient final du *kWh* électrique produit. Le bénéfice potentiel du système hybride relève de la complémentarité des deux sources afin de minimiser le coût en optimisant leurs dimensions. Dans le but de mettre en relief cette complémentarité, on examine le comportement du système hybride face à la variation dans le temps de la disponibilité énergétique tant du côté éolien que solaire.

Lorsque les sources sont prises indépendamment, le dimensionnement de la source considérée requière la prise en compte de la période la plus critique du point de vue disponibilité énergétique; ce qui conduit à un surdimensionnement de la source et qui de facto rehausse le coût. Pour illustrer l'analyse énergétique du système hybride, considérons les données mensuelles (Figures 4.11 et 4.12) de disponibilité énergétique de l'année type représentative (2011) pour la Wilaya d'Adrar, notre site d'application.

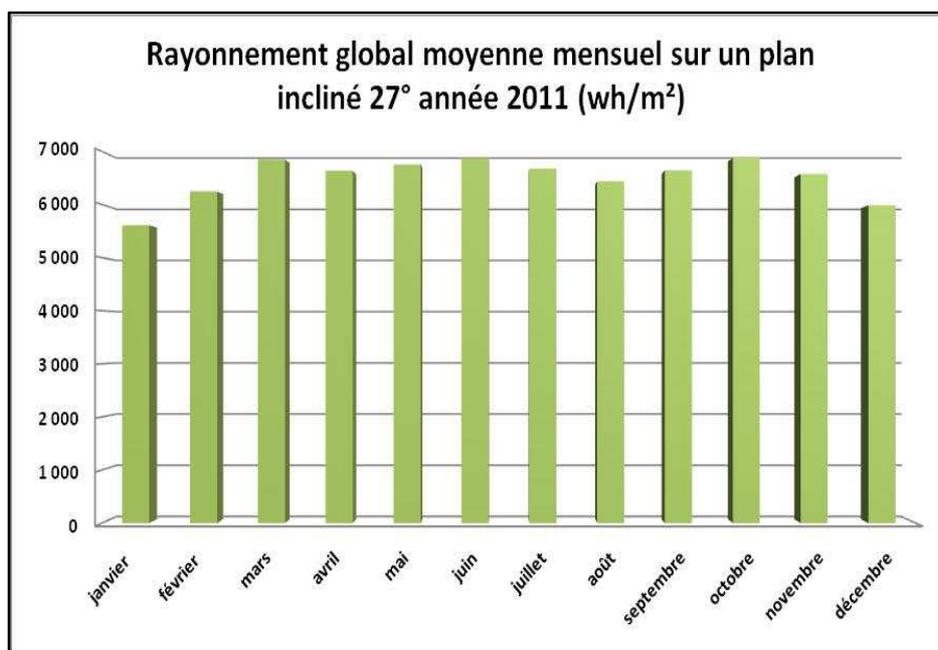


Fig. 4.11 : Disponibilité énergétique solaire pour la wilaya d'Adrar [59].

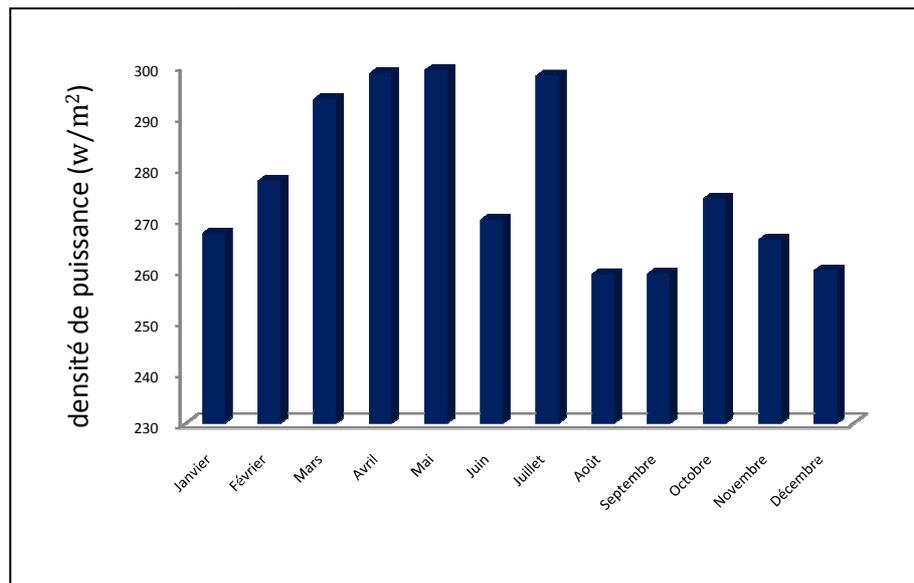


Fig. 4.12 : Disponibilité énergétique éolienne pour la wilaya d'Adrar [60].

En considérant chacune des sources séparément, les mois critiques seront respectivement :

- Le moi de janvier pour l'énergie solaire, du coté rayonnement, mais en réalité pour ce qui concerne le rendement des générateurs photovoltaïques, le moi le plus critique c'est le moi d'août où la température d'un panneau atteint des seuils très importants et peu facilement dépasser 70°C ce qui influe directement sur le rendement du système.
- Le moi de septembre pour l'énergie éolienne.

Ainsi, si  $S_P$  et  $S_A$  sont respectivement la surface de panneaux et de l'aire balayée par l'hélice de l'aérogénérateur nécessaire pour satisfaire la demande énergétique (considérée chacune toute seule), elles seront respectivement dimensionnées pour le mois de janvier et du septembre (Figure 4.13); ce qui aura pour effet que pour bon nombre de mois dans l'année, l'offre d'énergie dépasse largement la demande énergétique. Ainsi donc, dans le but de pouvoir satisfaire un seul mois de l'année, l'installation « tout solaire » ou « tout éolien » serait surdimensionnée pour les onze autres mois de l'année.

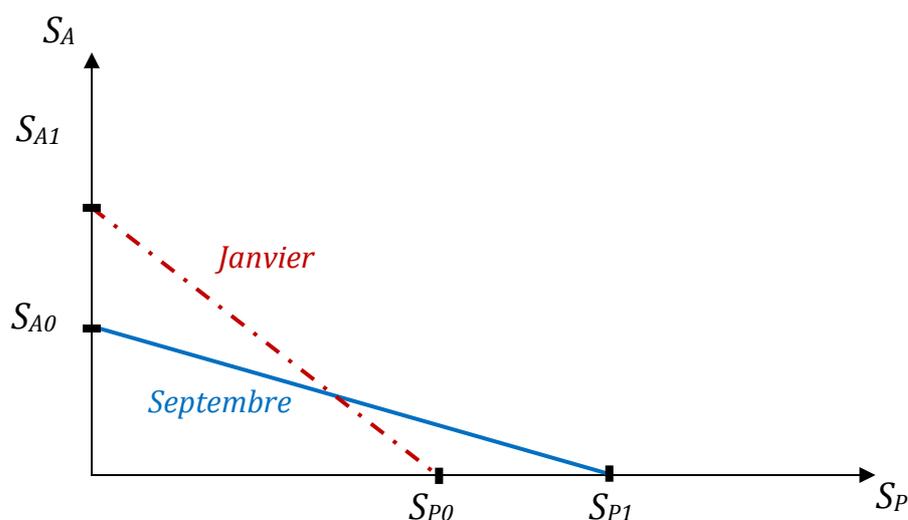


Fig. 4.13 : Analyse saisonnière de la disponibilité énergétique.

Si nous considérons ces mois "critiques" comme indiqué sur La Figure 4.13, on remarque qu'au mois de janvier, pour satisfaire la demande énergétique avec une source solaire il faudra disposer d'une surface  $S_{P1}$  alors qu'avec une source éolienne, il aurait suffi d'une surface  $S_{A0}$ . De même, au mois de septembre, une faible surface de panneaux photovoltaïques ( $S_{P0}$ ) pouvait satisfaire une demande énergétique qui aurait nécessité une importante surface ( $S_{A1}$ ) avec une source éolienne [8].

C'est dire que, dans l'hypothèse où la demande énergétique soit connue sur toute l'année et que l'on reprenne la même analyse sur tous les mois, le surdimensionnement des sources d'énergie peut être évité par leur combinaison hybride tenant compte de la variation de la disponibilité énergétique dans l'année. Ce qui se traduit par l'expression mathématique suivante [8]:

$$D_e(m_s) \leq E_{AD}(m_s) * S_A + E_{PD}(m_s) * S_P \quad (4.39)$$

$D_e(m_s)$  : est la demande énergétique au mois  $m_s$  ;

$E_{AD}(m_s)$  : est l'énergie éolienne disponible au mois  $m_s$  ;

$E_{PD}(m_s)$  : est l'énergie solaire disponible au mois  $m_s$  ;

Ainsi, pour chaque mois  $m_s$ , le Lien est établi entre la disponibilité et la demande au niveau énergétique. Cette approche qui prend en compte l'interaction entre l'offre et la demande en temps réel permet par l'utilisation des modèles déterministes de la recherche opérationnelle de déterminer les surfaces optimales des deux sources composant le système hybride.

En étendant L'analyse sur des intervalles de temps infiniment petits, il vient:

$$D_e(t) \leq E_{AD}(t) * S_A + E_{PD}(t) * S_P \tag{4.40}$$

$$D_e(t + \delta t) \leq E_{AD}(t + \delta t) * S_A + E_{PD}(t + \delta t) * S_P \tag{4.41}$$

dont la limite quand  $\delta t \rightarrow 0$  permet d'écrire :

$$S_P(t) = \frac{D_e(t) * \frac{dE_{AD}(t)}{dt} - E_{AD}(t) * \frac{dD_e(t)}{dt}}{E_{PD}(t) * \frac{dE_{AD}(t)}{dt} - E_{AD}(t) * \frac{dE_{PD}(t)}{dt}} \tag{4.42}$$

$$S_A(t) = \frac{D_e(t) * \frac{dE_{PD}(t)}{dt} - E_{PD}(t) * \frac{dD_e(t)}{dt}}{E_{PD}(t) * \frac{dE_{PD}(t)}{dt} - E_{PD}(t) * \frac{dE_{AD}(t)}{dt}} \tag{4.43}$$

Comme le montre la Figure 4.14, ces deux équations permettent de ce fait de définir une courbe de dimensionnement des deux composantes du système hybride en fonction de l'interaction sur toute l'année entre la disponibilité énergétique et la demande énergétique.

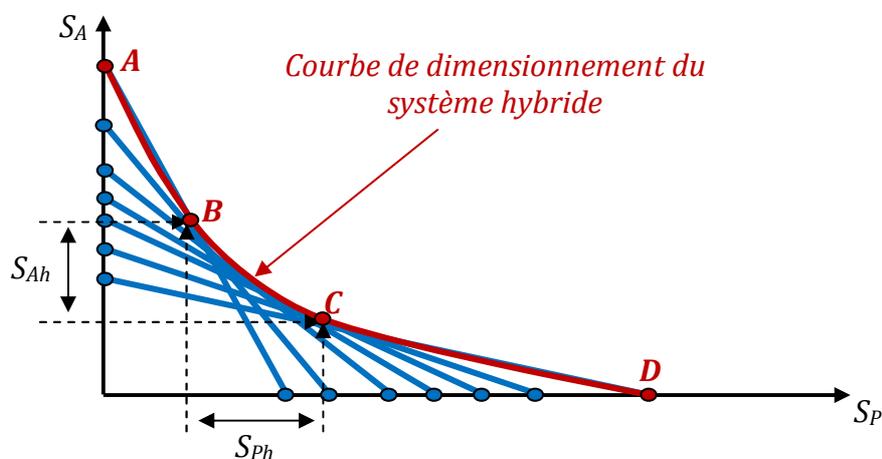


Fig. 4.14 : Courbe de dimensionnement.

Mais, sur cette courbe il y a lieu de remarquer les points caractéristiques A, B,C et D. En effet, les tronçons [A,B] et [C,D] représentent respectivement les cas de surdimensionnement des sources d'énergie éolienne et solaire pour les mois critiques de janvier et septembre. Ainsi, le système hybride n'est finalement adéquat que pour le tronçon [B,C] de la courbe de dimensionnement. Ce qui permet de déterminer les plages de dimensions ( $S_{Ah}$  et  $S_{Ph}$ ) sur lesquelles il est possible de satisfaire adéquatement la demande énergétique par la combinaison des deux sources.

#### **4.8 Test, résultats et discussion :**

Après avoir étudié et analysé tous les paramètres qui rentrent en jeu lors d'une réalisation d'un système de régulation de charge/décharge des batteries au plomb muni d'une commande *MPPT* numérique et alimenté par une source de génération hybride photovoltaïque/éolien, et qui alimente à leur tour un conservateur frigorifique des produits pharmaceutiques et alimentaires, nous allons par la suite dans cette section présenter des essais de rendement pendant toute une journée de fonctionnement.

##### **4.8.1 Le circuit électronique :**

Les différents blocs de la Figure 4.10 ont été réalisés séparément sur des plaques d'essais au niveau du laboratoire de l'équipe *électronique des systèmes* de l'Unité de recherche *URER-MS* Adrar.

Commençons par l'électronique de commande des transistors, l'élément principal responsable de toutes les fonctionnalités de suivi et de contrôle dans ce bloc est le Microcontrôleur, nous avons choisis le *PIC16F876.A* de *Microship* pour notre application.

Il est important de signaler que les choix de ce microcontrôleur n'est pas uniquement fait par défaut ou par simplicité, en plus de sa disponibilité, ce dernier convient parfaitement à notre problème puisqu'il possède plus des trois voies nécessaires (une pour la mesure de la tension, une pour l'intensité délivrée,

et une dernière pour la mesure de la tension aux bornes de la batterie) sur le port relatif aux conversions analogique/numérique, et également plusieurs voies sur le port relatif aux signaux *PWM* (*Annex1*).

La partie commande nécessite aussi la présence d'un driver dont l'objectif est d'assurer une bonne commutation des transistors dans le cas où les courants sont de trop faible intensité ou encore si la tension de sortie n'atteint pas exactement le seuil nécessaire à la commutation du *MOSFET* (*Annex2*).

En ce qui concerne le bloc de mesure, le microcontrôleur acquerra l'image des différentes tensions de circuit à travers des diviseurs de tension puisqu'il ne tolère pas des tensions au-delà de  $5v$  alors que notre système délivre des tensions qui dépassent les  $40v$ , le rapport de division est  $10$  par mesure de sécurité. Pour la mesure de courant, il s'avère utile d'utiliser un circuit intégré spécifique générant le signe et la valeur absolue du courant mesuré. Ceci permet d'une part, d'augmenter de deux fois la précision de mesure et d'autre part, de réduire la complexité du montage de mesure.

Finalement, le bloc de puissance dont l'élément principal est le transistor, un *MOSFET* à canal *N* (*IRFZ44N*), aux caractéristiques remarquables (*Annex3*), ce présente une très faible résistance en fonctionnement ( $R_{DS_{ON}} = 0.02\Omega$ ) ce qui minimise énormément les pertes en commutation.

#### **4.8.2 Problème énergétique posé :**

Le problème énergétique à résoudre consiste à déterminer les dimensions et les proportions des deux sources d'énergie à installer pour satisfaire la demande énergétique pendant toute l'année. Il s'agit de la demande énergétique  $D_e$  (équation (4.40)) exprimée en *KWh* nécessaire pour satisfaire les besoins du conservateur en matière de puissance. Par ailleurs, l'alimentation de cette charge est assurée à travers le banc de batteries, nous trouvons qu'il est délicat d'obtenir ce facteur  $D_e$  en appliquant la méthode présentée au paragraphe 4.7 car il ne s'agit pas d'un fonctionnement au fil du soleil.

De plus un bon dimensionnement du système nécessite une étude approfondie sur plusieurs générateurs photovoltaïques et éoliens disponibles au marché pour faire ensuite un choix adéquat entre tous ces générateurs ce qui n'est pas l'objectif de ce travail.

### 4.8.3 Mesures journalières :

Nous présentons ici des essais du rendement du système entier pendant toute une journée de mesure. Pour que les résultats soient réellement fiables, le système doit soumis à des variations climatiques stables (vent et éclairement) pour pouvoir comparer ses rendements avec et sans *MPPT* ce qui est très difficile à obtenir à cause de la nature très fluctuante de ces deux sources énergétiques en fonction du temps. La seule solution pour tester réellement l'efficacité du circuit c'est de l'adapter, à travers une simple action de commande, pour qu'il fonctionne en deux modes :

- Mode de connexion directe par diode anti-retour.
- Mode de fonctionnement avec la commande *MPPT*.

Cela va nous permettre à bien visualiser la réponse du système de génération hybride proposé dans des intervalles du temps bien précis et bien choisi. Pour ce faire, il est nécessaire de mesurer pour chaque relevé les tensions et les courants d'entrée et de sortie du convertisseur afin de déterminer le rendement de conversion, ainsi que le rendement *MPPT*.

Pour avoir une idée sur le coté climatique de notre site d'application, nous allons commencer par une présentation des données météorologiques à partir des mesures enregistrées par la station météorologique *NEAL* installée récemment au niveau de l'unité de recherche *URER-MS Adrar* (Figure 4.15).

Ces données représentent une durée de 10 jours à compter du 10/03/2013. La Figure 4.15 nous a permis de conclure que la meilleure période pour bien juger notre circuit c'est celle indiquée par des tirets rouges dans la figure et qui correspond au 14/03/2013 (jour et nuit).

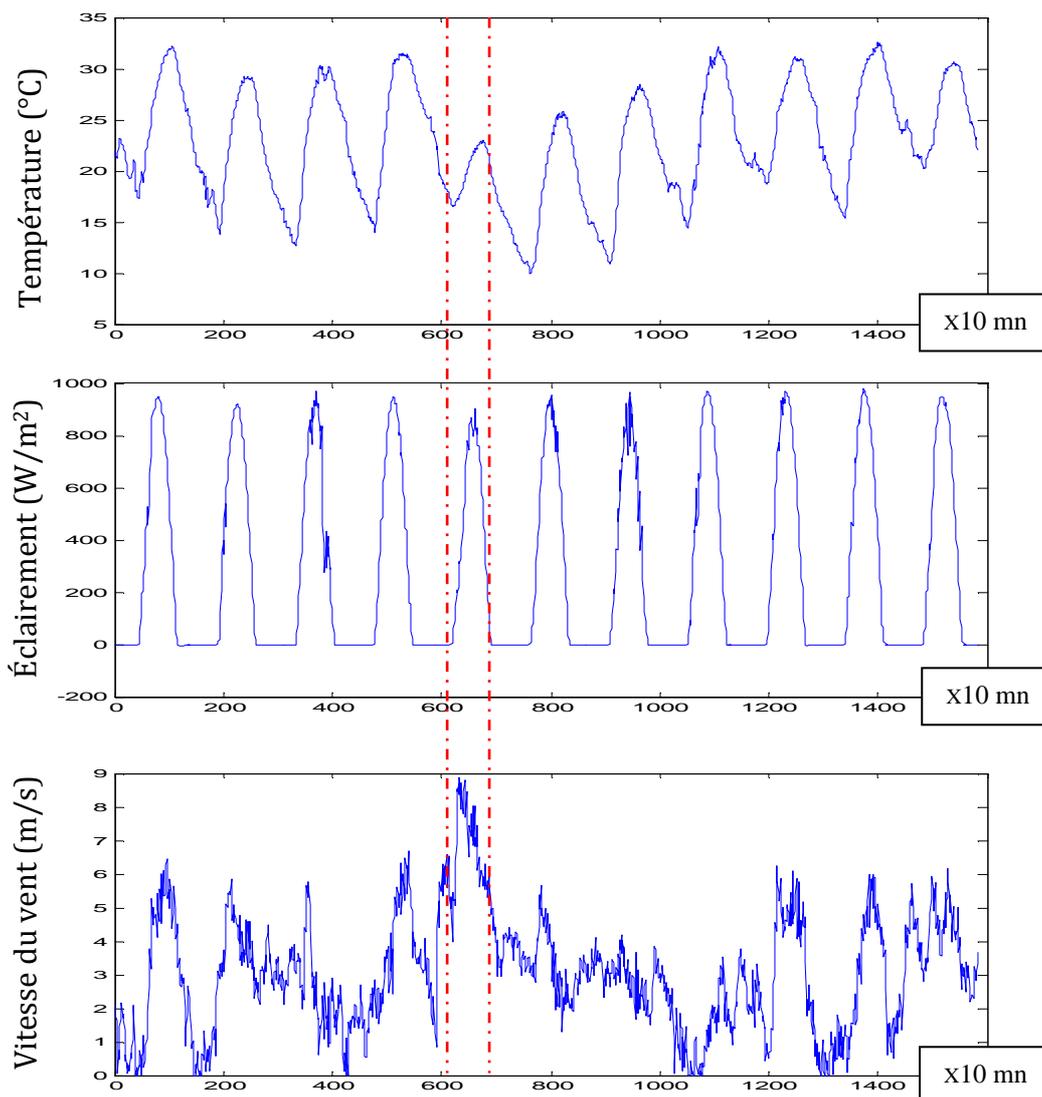


Fig. 4.15 : Données météorologiques de la ville d'Adrar pour une période de 10 jours du mois de Mars 2013.

La particularité de cette période choisie c'est qu'elle représente un très bon compromis entre le rendement des générateurs photovoltaïques (un éclairement qui dépasse  $900\text{W/m}^2$  avec une température ambiante entre  $17$  et  $24^\circ\text{C}$ ) et le rendement du générateur éolien (une vitesse du vent qui dépasse  $8.5\text{m/s}$ )

Les Figures (4.16 et 4.17) montrent respectivement les tensions d'entrée et la puissance du système hybride, éolienne/photovoltaïque (avec et sans *MPPT*) à partir des données enregistrées durant ce jour pour des conditions météorologiques déjà mentionnées (vitesse de vent entre  $4.5$  et  $9\text{m/s}$ , éclairement

entre 0 et 900W/m<sup>2</sup>, et température entre 17 et 24°C). La puissance du système hybride déterminée au cours de la mission est égale à la somme de la puissance éolienne extraite de l'énergie du vent et la puissance du générateur photovoltaïque extraite de l'énergie solaire. Nous avons déjà signalé que la comparaison entre les rendements du système avec et sans *MPPT* ne juge pas l'efficacité et le bon fonctionnement du circuit puisqu'il est très difficile d'avoir les mêmes variations pour les trois paramètres climatiques (éclairage, vent et température). À cet effet le système hybride entier sera soumis à un fonctionnement en deux modes : avec et sans *MPPT*.

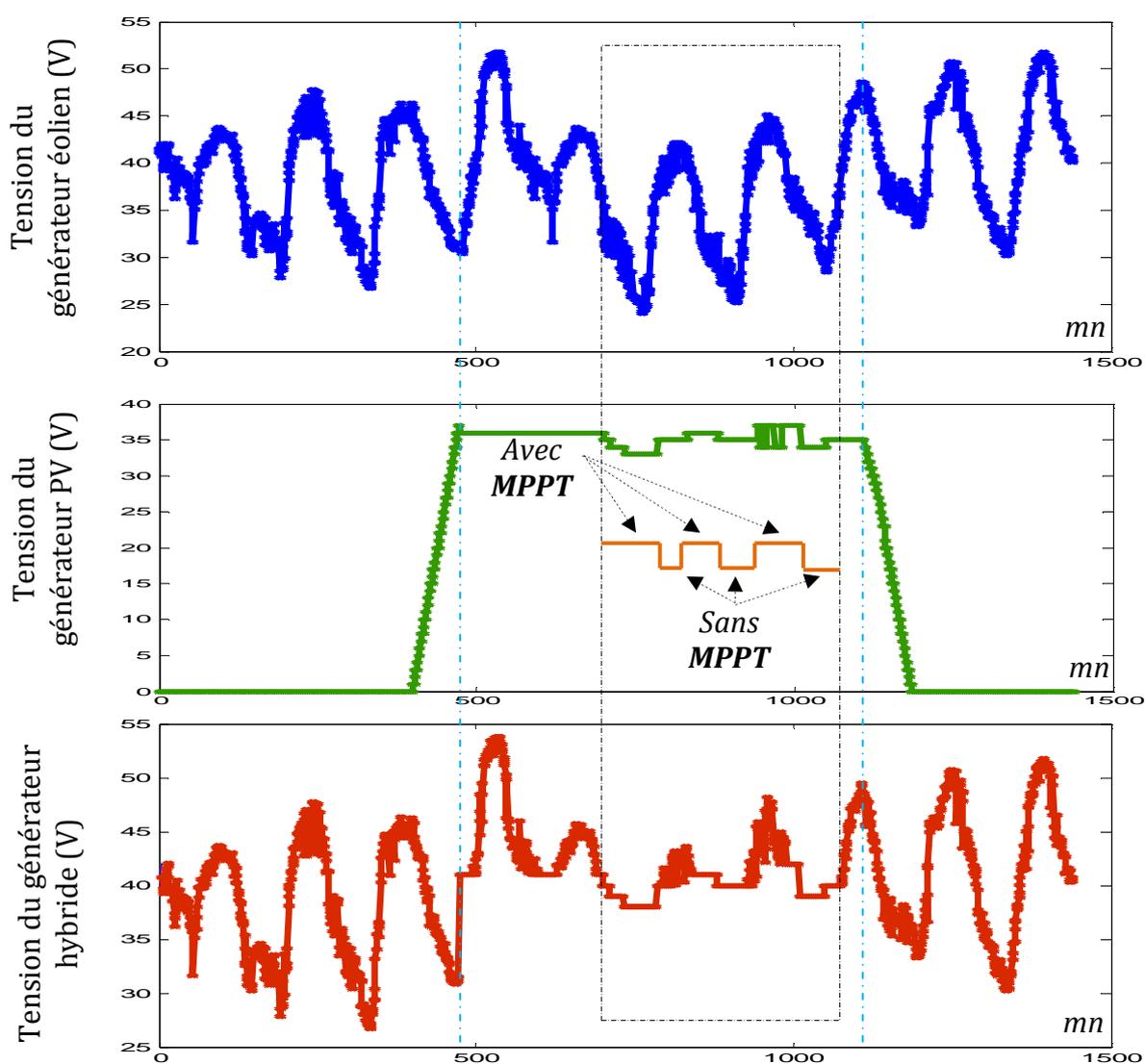


Fig. 4.16 : Les différentes tensions du système hybride pour une période de 24h (Adrar le 14/03/2013).

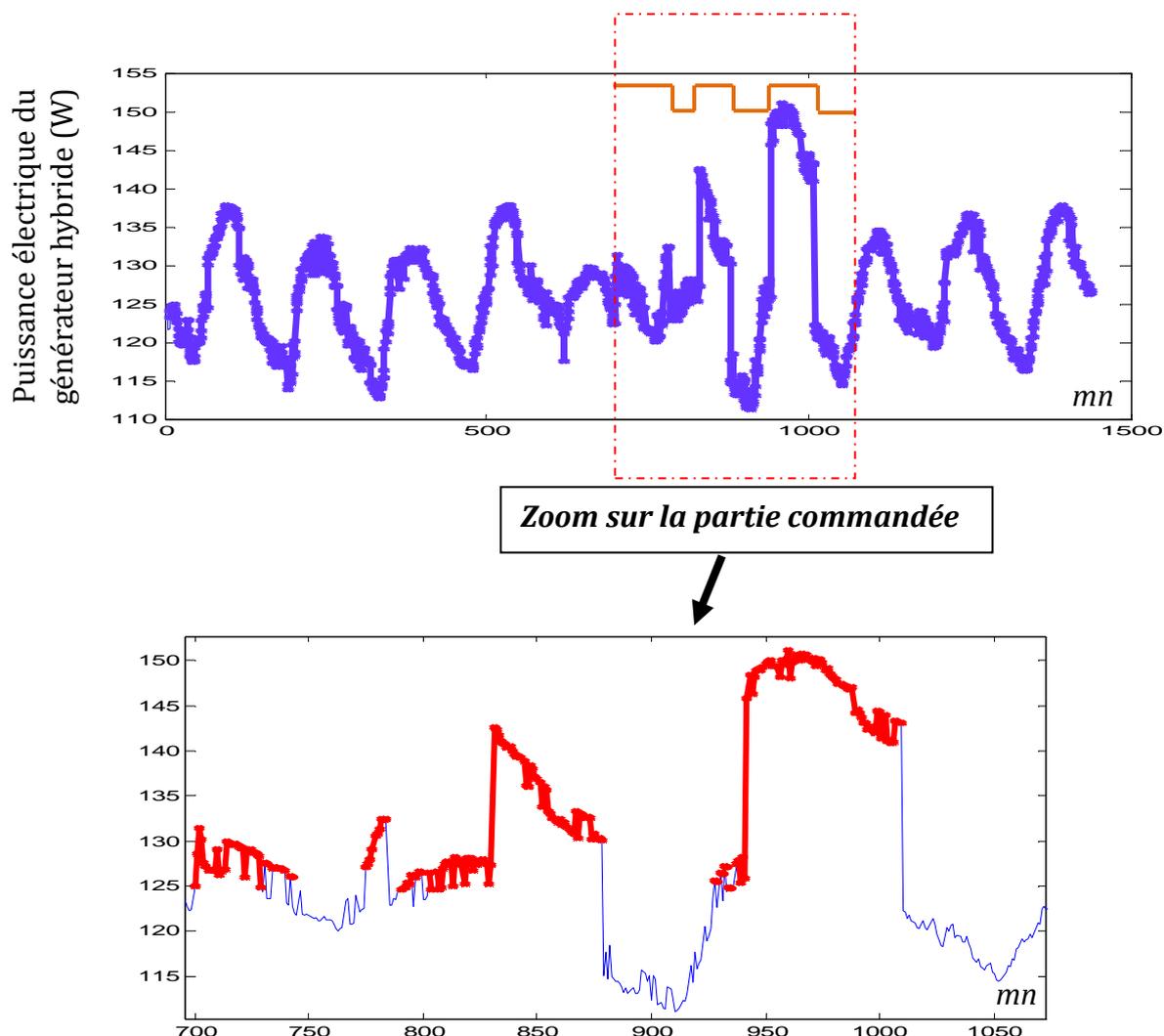


Fig. 4.17 : La puissance électrique fournie par le système de génération hybride mesurée avec et sans commande MPPT.

Nous devons signaler ici que le régulateur a été mis en marche durant la même période de 10 jours, mais au cours de l'analyse des résultats, nous constatons que le système de poursuite s'est arrêté de fonctionner plusieurs fois durant cette période, ceci vient du fait que notre circuit n'a pas été calibré pour des puissances d'entrée très faibles. C'est pour cette raison que nous avons choisi la période entre 11 :30h et 17 :30h de la journée pour représenter la réponse de notre circuit. Le système de commande *MPPT* a été mis en marche durant des périodes choisies aléatoirement pendant six heures de mesure.

Le seul moyen pour juger l'efficacité de circuit c'est les courbes 4.16 et 4.17 dans les quelles nous constatons que le point de fonctionnement du générateur hybride s'adapte rapidement (avec des temps de réponses très réduits de l'ordre de 0.5s) aux changements d'irradiation et de la vitesse du vent. Ainsi, nous constatons un accroissement remarquable de la puissance chaque fois que le système a été mis en marche.

Puisque notre charge est une batterie d'accumulateur(où la tension à la sortie du régulateur sera imposée par cette dernière) et dans des conditions quasi-identiques nous avons testé à nouveau le régulateur en le comparant avec un autre régulateur de charge des batteries solaires de type (*ON/OFF*), la Figure 4.18 représente les deux courbes de l'évolution de la tension de la batterie en fonction du temps pour les deux régulateurs, où on constate que le système montre une bonne stabilité et respecte bien les seuils de charge/décharge imposés par le programme de contrôle en tenant compte des variations de l'ensoleillement et de la température.

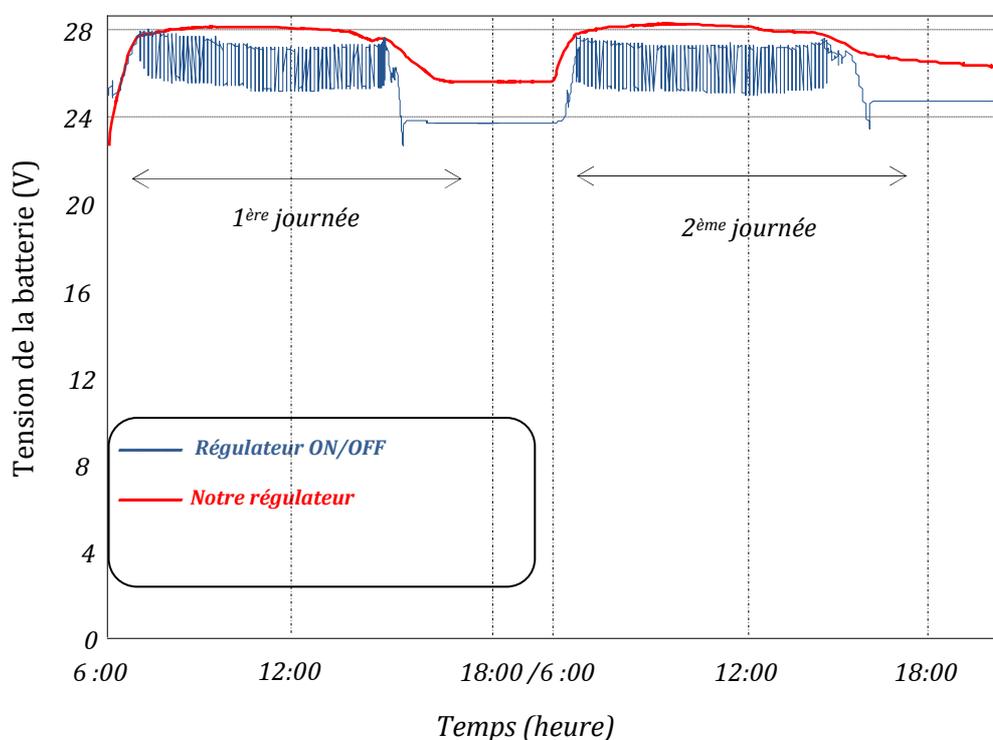


Fig. 4.18: L'évolution de la tension des batteries en fonction du temps.

La tension de l'accumulateur s'élève pendant la charge, atteignant une valeur maximum quand la charge est complète. Puisque cette valeur dépend de la température et vu les conditions climatiques au niveau de notre site d'application où la température atteint des seuils importants, nous avons pensé à améliorer le programme de rechargement pour que ce phénomène soit pris en compte par une correction de l'élément de 2v:

- 0.005v par degré au-dessus de 25°C.

+ 0.005v par degré au-dessous de 25°C.

Cette compensation en température sera assurée par un capteur de température le *LM35dz* qui génère une tension varie de 0 à 1v pour une variation de température de 0 à 100°C (Figure 4.19)

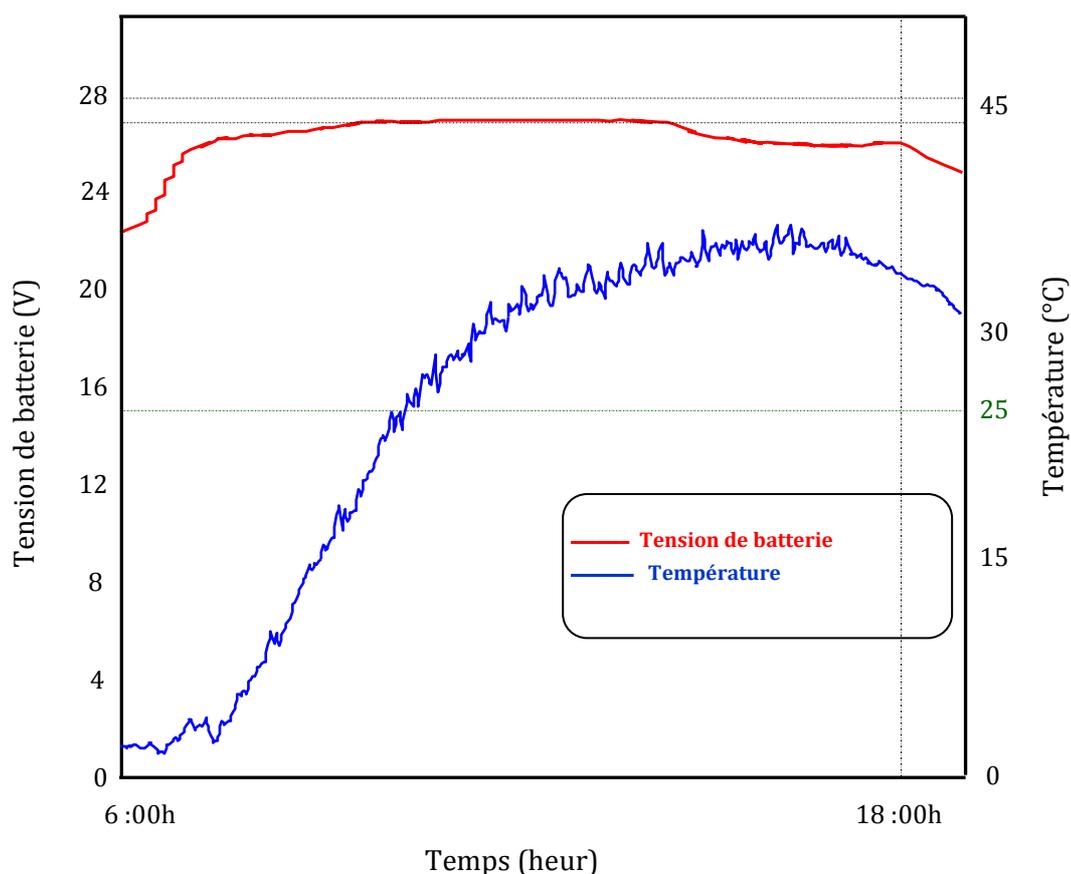


Fig. 4.19: L'effet de la température.

## **4.9 Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons présenté une mise en œuvre pratique d'un système de génération hybride constitué par un générateur éolien et des panneaux photovoltaïques associés en parallèle. Ce système est muni d'une commande *MPPT* numérique dont le but est la poursuite du point de puissance maximal du système entier.

Après une étude détaillée sur les différents blocs constituant le circuit de poursuite (analytique et expérimentale), nous avons passé à la phase de réalisation de la carte électronique qui rassemble ces différents blocs et les tests ont été faits sur un banc d'essai déjà décrit au début de ce chapitre.

À travers les différents essais effectués, nous avons pu constater le bon fonctionnement du circuit proposé dans cette thèse, dont les performances de la commande *MPPT* en régime établi correspondent à des rendements élevés.

*Conclusion  
générale*

## Conclusion générale :

D'un point de vue expérimental, les générateurs photovoltaïques et éoliens présentent de grandes variations de leur puissance électrique en fonction des conditions météorologiques. De plus, quand le *GPV* est connecté à une charge, certains problèmes apparaissent, et la puissance transférée à la charge correspond rarement à la puissance maximale qu'il peut fournir. On remarque des problèmes similaires dans le cas d'une éolienne.

Pour avoir la meilleure connexion entre une source non linéaire et une charge arbitraire et produire la meilleure puissance, le régulateur « Maximum Power Point Tracking » (*MPPT*) a été développé depuis longtemps. Ce genre de contrôleur, particulièrement adapté pour piloter une source non linéaire, force le générateur à produire le maximum de puissance disponible à ses bornes, induisant une amélioration globale du rendement du système de conversion électrique.

Pour atteindre cet objectif, nous avons développé une commande *MPPT* appliquée à un convertisseur abaisseur de tension (*Buck converter*) fonctionnant en mode de conduction continue. Un microcontrôleur contrôle des signaux *PWM* pour commander ce convertisseur et surveiller l'état de charge des batteries. Pour faire ce contrôle un algorithme *MPPT* à "inductance incrémentielle" est implémenté au niveau du microcontrôleur qui prend en charge la partie solaire.

Pour la chaîne éolienne, on a représenté le modèle avec tous ses éléments, à savoir le générateur à aimants permanents et le redresseur commandé. Pour la maximisation de l'énergie contenue dans le vent, la commande adoptée pour la chaîne de conversion éolienne est basée sur la recherche d'une relation entre la puissance maximale  $P_{max}$  produite par l'éolienne et le rapport cyclique  $\alpha$  du convertisseur *DC/DC* à vitesse de rotation variable.

Une étude détaillée sur les différents blocs constituant le circuit de poursuite (analytique et expérimentale) a été faite. Une grande partie de cette

étude a été consacrée à la simulation de différents algorithmes proposés dans la littérature afin de choisir le mieux adapté pour notre application.

Finalement, nous sommes passés à la phase de réalisation de la carte électronique qui rassemble ces différents blocs ; les tests ont été faits sur le banc d'essai décrit au début du chapitre 4.

À travers les différents essais effectués, nous avons pu observer le bon fonctionnement du circuit proposé dans cette étude et nous avons mis en évidence les performances de la commande *MPPT* en régime établi, notamment par l'observation de rendements élevés par rapport à ceux obtenus sans convertisseur MPPT.

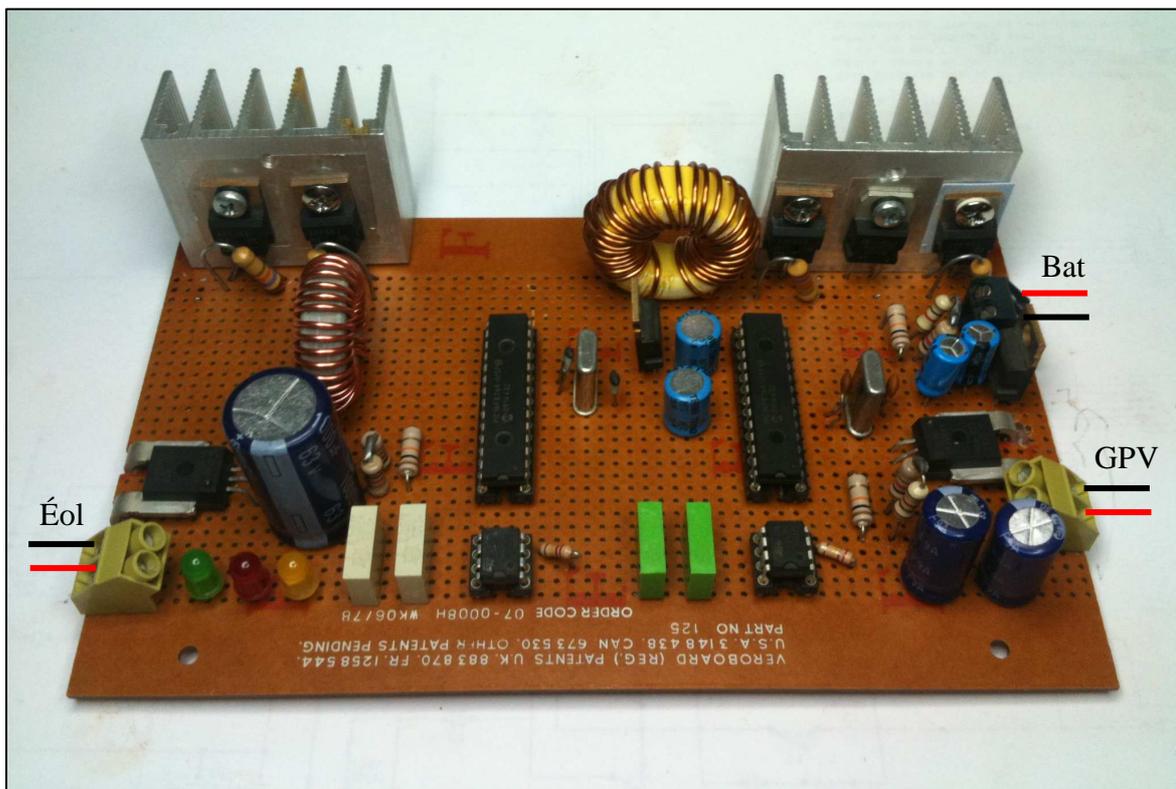


Photo du régulateur hybride réalisé.

## **Bibliographie**

- [1] Benjamin Dessus : « Energie : un défi planétaire » ISBN 2 -7011 – 2037 - 3.
- [2] Paul Gipe : « Le grand livre d'éolien » ISBN 10 : 2 – 913620 – 39 - 6.
- [3] Désiré Le Gourières : « Les éoliennes : théorie, conception et calcul pratique » ISBN 978 – 2 – 9530041 – 0 – 6.
- [4] Bernard Multon et al : « Aérogénérateur électrique », Technique de l'ingénieur, D 3 960.
- [5] Abdenour Abdelli : « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », Thèse doctorat, octobre 2007.
- [6] Alain Ricaud : « Photopiles solaires » ISBN 2-88074-326-5.
- [7] Corinne Alonso : « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie », Mémoire (Habilitation à diriger les recherches), décembre 2003.
- [8] Nouhou Boubacar : « Conception technico-économique d'un système de pompage autonome photovoltaïque-aérogénérateur », Mémoire de maîtrise de sciences appliquées en génie électrique, 1999, ISBN 0-612-42921-0.
- [9] Alain Bilbao Learreta « Réalisation d'une commande MPPT numérique », Mémoire ingénieur, LAAS /CNRS, Septembre 2006.
- [10] A.AZIZ, K.KASSMI, F.OLIVIE, G.SARRABAYROUSE « Synthèses bibliographiques sur les chaînes photovoltaïques » Rapport LAAS N°04348, 27p, Juin 2004.
- [11] M. Angel Cid Pastor « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », l'institut national des sciences appliquées de Toulouse.
- [12] H. Valderrama-Blavi, C. Alonso, L. Martínez-Salamero, M. F. Shraif, A. Cid-Pastor, R. Pedrola, J. Caliente, « Multilevel Inverters Adapted to Photovoltaic Energy conversion » EPE-PEMC 2002 Dubrovnik & Cavtat, Sept. 2002.
- [13] Jean-Paul BRAUN. Benjamin FARAGGI. Anne LABOURET « Les cellules solaires » Edition technique et scientifique française-pari-1996.
- [14] Tetsuya Taima, Susumu Toyoshima, Kohjiro Hara, Kiyoshi Yase « Control of measurement environment for high-efficiency organic photovoltaic cells » Japanese Journal of applied physics vol . 45 n° 8-2006.
- [15] Noble Duncanet Robert K.Swartman « The candidian renewable energy guide » Burns town, General stor publishing hous 1995 .

- [16] Masoum M, Dehbonei H, Fuchs E. «Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking». IEEE Transactions On Energy Conversion 2002;17: 514e22. Ropp ME.
- [17] Stefan Krauter: «Solar Electric Power Generation» ISBN 3-540-31345-1.
- [18] Souleymane NDOYE et al : « Modélisation et simulation sous Matlab/Simulink de la chaîne d'alimentation d'une station relais de télécommunications en énergie solaire photovoltaïque dans une zone isolée du réseau électrique » journal des sciences ; Vol. 9, N° 2 (2009) 45 – 55.
- [19] Antonio Luque, Steven Hegedus, « Handbook of Photovoltaic Science and Engineering », 2003, John Wiley & Sons Ltd.
- [20] Long Bun: «Détection et localisation des défauts pour un système photovoltaïque » Thèse Doctorat, université GRENOBLE, Nov 2011.
- [21] Claude Lishou : «Etude, Modélisation et Simulation en temps réel de systèmes photovoltaïques à stockage d'énergie. Application à la Sécurité de Fonctionnement de centrales solaires hybrides ». Thèse Doctorat, UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR, Jan 1998.
- [22] Petibon Stéphane : « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » Thèse Doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, Jan 2009.
- [23] Abdelhak Aziz « Propriétés électriques des composants électroniques minéraux et organiques, Conception et modélisation d'une chaîne photovoltaïque pour une meilleure exploitation de l'énergie solaire » Thèse doctorat, UNIVERSITE TOULOUSE.
- [24] Guy Waltisperger : « Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les microsystèmes autonomes » Thèse Doctorat, université GRENOBLE, May 2011.
- [25] A.Aziz K.Kassmi, R.Maimouni, F, Olivier : « Composants de puissance utilisés dans les convertisseurs des chaînes PV en régime de commutation » Rapport LAAS n° 04758,27p Toulouse-France sep2004.
- [26] Global Wind Report, Annual market update 2011, Global Wind energy Council, [www.gwec.net](http://www.gwec.net)
- [27] Caisheng Wang: «MODELING AND CONTROL OF HYBRID WIND/PHOTOVOLTAIC/FUEL CELL DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS» Doctor of Philosophy in Engineering, MONTANA STATE UNIVERSITY, juillet 2006.

- [28] Miguel Lopez: «CONTRIBUTION A L'OPTIMISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION EOLIEN POUR UNE UNITE DE PRODUCTION ISOLEE » Thèse doctorat, Université Paris-Sud11, juin 2010.
- [29] Fairouz Kendouli : « Etat de l'art et modélisation des microcentrales », Thèse magister, Université Mentouri de Constantine, 2007
- [30] J. G. Slootweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder and W.L. Kling, «General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 1, pp. 144-151 , Fev. 2003.
- [31]World Wind Energy Association, half year report, oct2012, [www.wwindea.org](http://www.wwindea.org)
- [32] A.Aziz , K.Kassmi, F, Olivier, G.Sarrabayrouse, A.Martinez «Analyse dans l'environnement Orcad-Pspice l'adaptation DC-DC des systèmes PV par des convertisseurs Boost fonctionnant à haute fréquence » rapport LAAS /CNRS N° 05267,19P Toulouse-France, Juin 2005.
- [33] Ameziane Sadek : « Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien », Thèse Magister, Université de Batna, juillet 2009.
- [34] B. Beltran : « Maximisation de la Puissance Produite par une Génératrice Asynchrone Double Alimentation d'une Eolienne par Mode Glissant d'Ordre Supérieur », JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.
- [35] Bouhedda Ali : « Contribution à l'étude de système de commande d'une éolienne »,Thèse Magister, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, juillet 2011.
- [36] Adam MIRECKI : « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse doctorat, Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique Industrielle de l'ENSEEIH, Unité Mixte de Recherche CNRS N° 5828, avril 2005.
- [37] Salma.El Aimani : « modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans réseaux de moyenne tension », Thèse de Doctorat de l'Université Lille, France, 2004.
- [38] Salma.El Aimani : « Modélisation d'une éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation couplée à un réseau Moyenne Tension », JCGE'03, Saint-Nazaire, 5 et 6 juin 2003.
- [39] REDJEM Radia : « Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne », Thèse Magister, Université MENTOURI de CONSTANTINE, juillet 2009.

- [40] S. Belakehal et al : « Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne », Revue des Énergies Renouvelables Vol. 13 N°1 (2010) 149 - 161.
- [41] Martin AIMÉ : « Évaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques Application aux nouvelles structures multicellulaires », Thèse Doctorat, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE, Novembre 2003.
- [42] Abdelmalek Boulahia : « Étude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Énergie Électrique », Thèse Magister, Université de Constantine, Avril 2009.
- [43] Soltane Belekhal : « Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables », Thèse Doctorat, Université de Constantine, juin 2010.
- [44] Lamri LOUZE : « Production décentralisée de l'énergie électrique : Modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée », Thèse Doctorat, Université MENTOURI – CONSTANTINE, juillet 2010.
- [45] M.F. Shraif « Optimisation et mesure de chaines de conversion d'énergie photovoltaïque e énergie électrique » Thèse Doctorat, Université Paul Sabatier, LAAS/CNRS, 2002.
- [46] Hannes Knopf, AAnalysis « Simulation and evluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar owerd vehicle» thesis, Portland state university, 1999.
- [47] V. BOITIER, P. MAUSSION « Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques », JCGE'03, Saint-Nazaire, 5 et 6 juin 2003.
- [48] ZAROUR LAID « ETUDE TECHNIQUE D'UN SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE PHOTOVOLTAIQUE-EOLIEN HORS RESEAU », Thèse Doctorat, UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE, juillet 2010.
- [49] Hussein, K.H.; Muta, I.; Hoshino, T.; Osakada, M.; « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions » Generation, IEE Proceedings Transmission and Distribution. Vol. 142, No. 1, Jan. 1995 pp: 59 – 64
- [50] R. Sudharshan Kaarthik « Modeling, Simulation and Implementation of Low Power Photovoltaic Energy Conversion System », National Institute of Technology Rourkela, Rourkela – 769008, India.
- [51] L. Messikh: « Conception d'un régulateur intelligent de charge pour un SPVA alimentant une charge à courant continu de faible puissance : synthèse d'un

convertisseur abaisseur de tension», Rapport d'activité 2002, Unité de Recherche URER-MS, Adrar.

**[52]** Maxim, « Input and Output Noise in Buck Converters Explained », Power Supply Circuit, App986, 2002.

**[53]** R. Bausière, F. Labrique & G. Segquier, « Les Convertisseur de l'électronique de puissance : la conversion continu-continu », volume n°3, Technique et Documentation (Lavoisier), 1987.

**[54]** S. Qu, « Li-Ion battery charger design for Laptop Cumputer Applications », International IC-China, Conference proceeding, pp37-48, 2000.

**[55]** Total Energie, Régulateur de charge/décharge TR10A, notice technique.

**[56]** DavidLinden; ThomasB.Reddy : « HANDBOOK OF BATTERIES ThirdEdition

**[57]** Mise en service des batteries chargées sèches, OLDHMAN France S.A.

**[58]** J. A. O'Connor (1999) : « Simple Switchmode Lead-Acid Battery Charger, Unitrode Application Note U-131.

**[59]** Source: « Équipe gisement, unité de recherche URER-MS ADRAR »

**[60]** M.Benmejahed , l.Boudaoud : « Évaluation du Gisement éolien dans le Sud Algérien Cas d'Adrar », 1st International Conference on Electrical Energy and Systems Annaba, Algérie.

**[61]** B.K. Bose "Modern Power Electronics and AC Drives", Prentice Hall, 2002.

**[A]** <http://www.lei.ucl.ac.be/~matagne/SOLAIRE/INDEX.HTM>.

**[B]** [batterie-technologie.php.htm](http://www.lei.ucl.ac.be/~matagne/SOLAIRE/batterie-technologie.php.htm)

**[C]** [http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/0.4.1\\_us\\_sell\\_sheet\\_10-7-04\\_high\\_res.pdf](http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/0.4.1_us_sell_sheet_10-7-04_high_res.pdf).

**[D]** [http://www.atmel.com/dyn/products/product\\_card.asp?part\\_id=1930](http://www.atmel.com/dyn/products/product_card.asp?part_id=1930).

**[E]** Le site de Bigonoff l'incontournable site sur les microcontrôleurs PIC.

**[F]** <http://www.lei.ucl.ac.be/~matagne/SOLAIRE/INDEX.HTM>.

# *Annexes*

## ANNEXE 1:

### - Le PIC 16F876 :

Nous allons maintenant s'intéresser à la structure interne du PIC 16F876, avec lequel nous avons travaillé.

Le 16F876 est un microcontrôleur de MICROCHIP, fait partie intégrante de la famille des Mid-Range (16) dont la mémoire programme est de type flash (F) de type 876 et capable d'accepter une fréquence d'horloge maximale de 4Mhz.

### - Caractéristiques générales :

PIC	FLASH	RAM	EEPROM	I/O	A/D	PORT //	Port série
16F876	8K	368	256	22	5	NON	USART/ MSSP

### - Brochage du 16F876 :

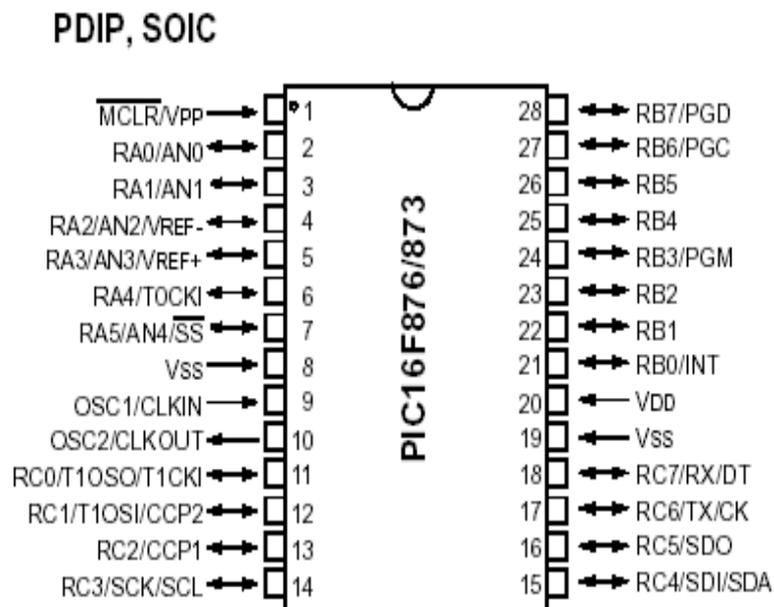


Figure1: Brochage du PIC16f87

- Schéma fonctionnel :

Device	Program FLASH	Data Memory	Data EEPROM
PIC16F873	4K	192 Bytes	128 Bytes
PIC16F876	8K	368 Bytes	256 Bytes

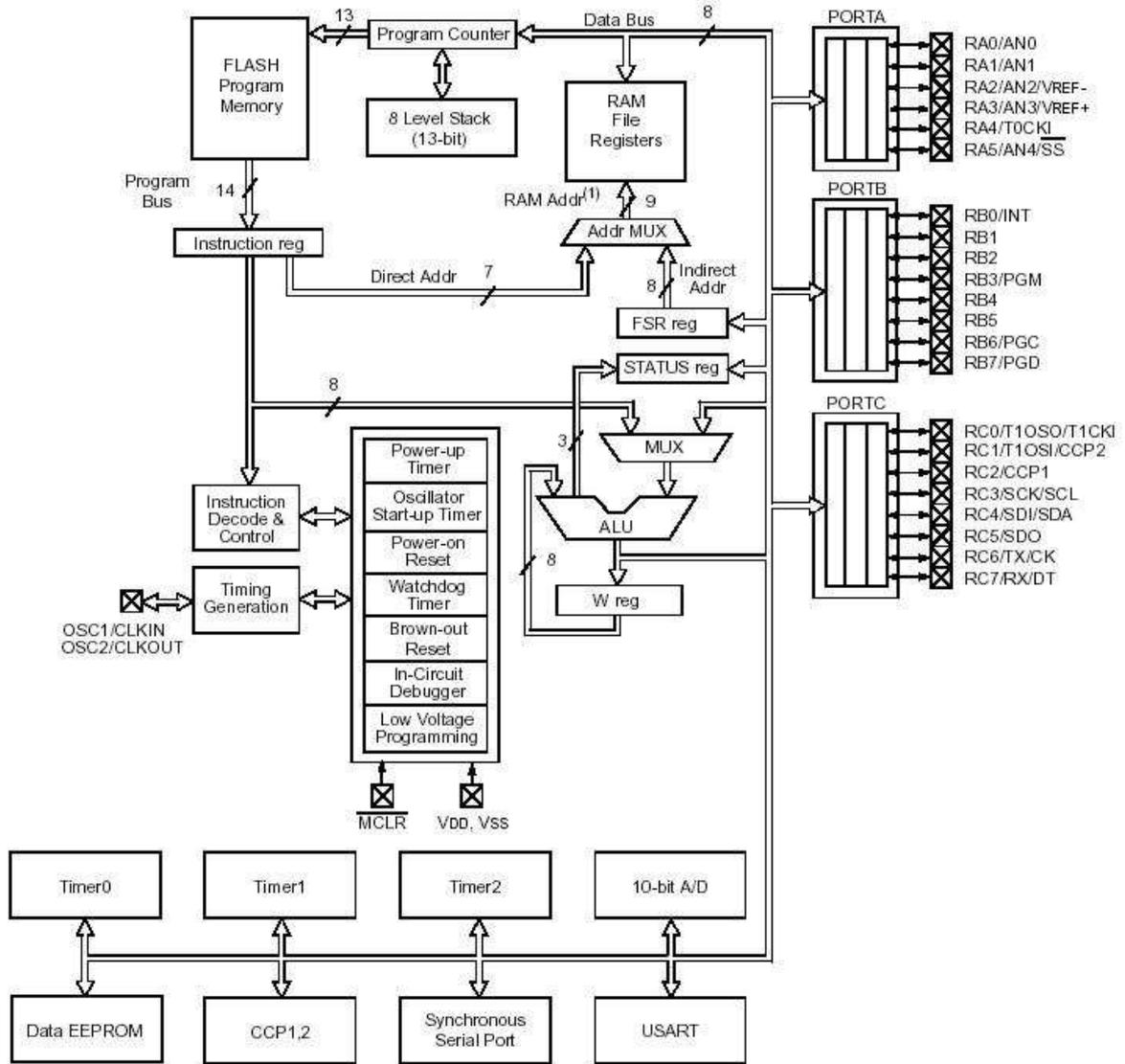


Figure 2 : Schéma interne du PIC16F876.

## ANNEXE 2:



**L6384**

### HIGH-VOLTAGE HALF BRIDGE DRIVER

- HIGH VOLTAGE RAIL UP TO 800 V
- 6Vdc IMMUNITY  $\sim$  50 W/second IN FULL TEMPERATURE RANGE
- DRIVER CURRENT CAPABILITY:  
-60 mA SOURCE,  
60 mA SINK
- SWITCHING TIMES 50/30 nsec RISE/FALL WITH 1nF LOAD
- CMOS/TTL SCHMITT TRIGGER INPUTS WITH HYSTERESIS AND PULL-DOWN
- SHUT-DOWN INPUT
- DEAD-TIME SETTING
- UNDER-VOLTAGE LOCK-OUT
- INTEGRATED BOOTSTRAP DIODE
- CLAMPING ON Vcc
- SO8/MINIDIP PACKAGES

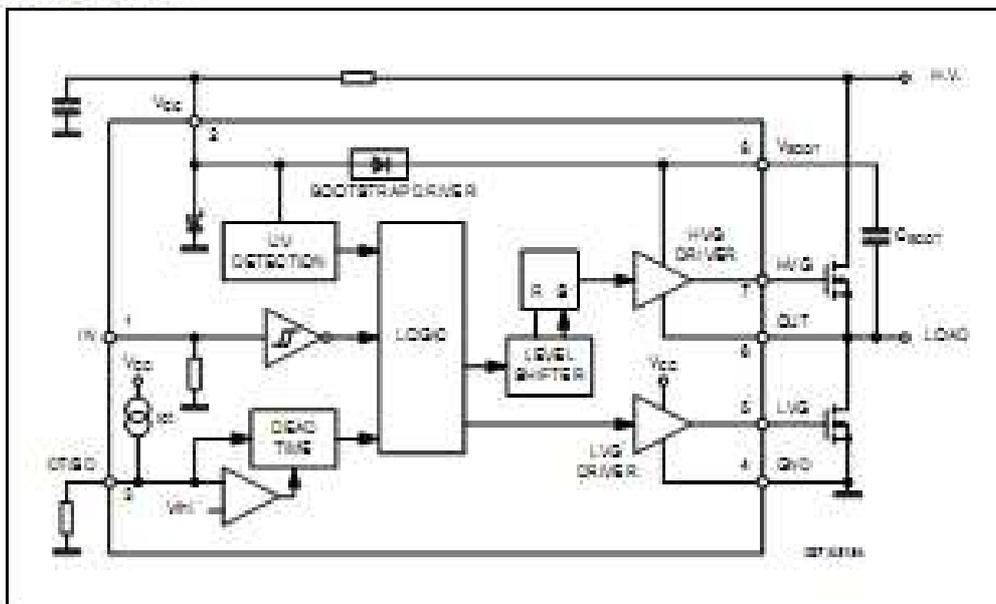


an Half-Bridge Driver structure that enables to drive N-Channel Power MOS or IGBT. The Upper (Floating) Section is enabled to work with voltage Rail up to 800V. The Logic Inputs are CMOS/TTL compatible for ease of interfacing with controlling devices. Matched delays between Lower and Upper Section simplify high frequency operation. Dead time setting can be readily accomplished by means of an external resistor.

#### DESCRIPTION

The L6384 is an high-voltage device, manufactured with the BCD/OFFLINE technology. It has

#### BLOCK DIAGRAM



## ANNEXE 3:

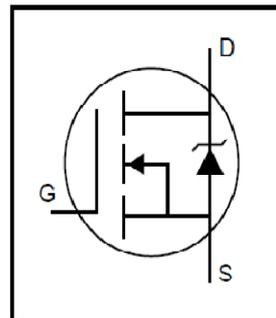
International  
**IR** Rectifier

PD - 9.1410A

# IRFP044N

HEXFET<sup>®</sup> Power MOSFET

- Advanced Process Technology
- Dynamic dv/dt Rating
- 175°C Operating Temperature
- Fast Switching
- Fully Avalanche Rated



$$V_{DSS} = 55V$$

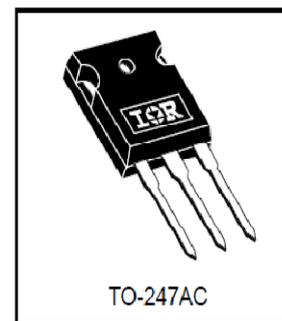
$$R_{DS(on)} = 0.020\Omega$$

$$I_D = 53A$$

### Description

Fifth Generation HEXFETs from International Rectifier utilize advanced processing techniques to achieve extremely low on-resistance per silicon area. This benefit, combined with the fast switching speed and ruggedized device design that HEXFET Power MOSFETs are well known for, provides the designer with an extremely efficient and reliable device for use in a wide variety of applications.

The TO-247 package is preferred for commercial-industrial applications where higher power levels preclude the use of TO-220 devices. The TO-247 is similar but superior to the earlier TO-218 package because of its isolated mounting hole.



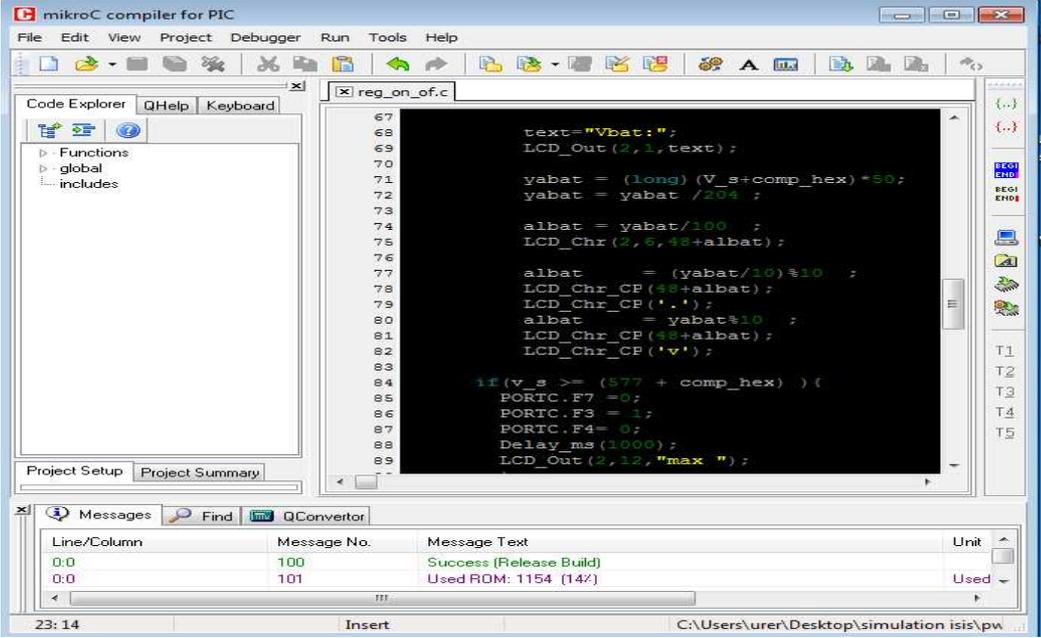
### Absolute Maximum Ratings

	Parameter	Max.	Units
$I_D @ T_C = 25^\circ C$	Continuous Drain Current, $V_{GS} @ 10V$	53	A
$I_D @ T_C = 100^\circ C$	Continuous Drain Current, $V_{GS} @ 10V$	37	
$I_{DM}$	Pulsed Drain Current ①⑤	180	
$P_D @ T_C = 25^\circ C$	Power Dissipation	120	W
	Linear Derating Factor	0.77	W/°C
$V_{GS}$	Gate-to-Source Voltage	$\pm 20$	V
$E_{AS}$	Single Pulse Avalanche Energy ②⑤	230	mJ
$I_{AR}$	Avalanche Current ①	28	A
$E_{AR}$	Repetitive Avalanche Energy ①	12	mJ
dv/dt	Peak Diode Recovery dv/dt ③⑤	5.0	V/ns
$T_J$	Operating Junction and	-55 to + 175	°C
$T_{STG}$	Storage Temperature Range		
	Soldering Temperature, for 10 seconds	300 (1.6mm from case )	
	Mounting torque, 6-32 or M3 screw	10 lbf•in (1.1N•m)	

## ANNEXE 4:

### Développement du programme de commande

Les signaux de commande, l'affichage sur LCD, l'acquisition des données, tous ces activités seront assurés par le biais d'un microcontrôleur, notre programme était compilé sous le logiciel mikroC, mikroElektronika C compiler for Microchip PIC microcontrôleurs Version: 8.2.0.0.



```
67
68
69     text="Vbat: ";
70     LCD_Out(2,1,text);
71
72     yabat = (long) (V_s+comp_hex) *50;
73     yabat = yabat /204 ;
74
75     albat = yabat/100 ;
76     LCD_Chr(2,6,48+albat);
77
78     albat = (yabat/10) %10 ;
79     LCD_Chr_CP(48+albat);
80     LCD_Chr_CP(' ');
81     albat = yabat%10 ;
82     LCD_Chr_CP(48+albat);
83     LCD_Chr_CP('v');
84
85     if(v_s >= (577 + comp_hex) ){
86         PORTC.F7 =0;
87         PORTC.F3 = 1;
88         PORTC.F4= 0;
89         Delay_ms(1000);
90         LCD_Out(2,12,"max ");
91     }
```

Programme de commande compilé sous mikroC.

### Spécifications technique du régulateur

<b>Niveau du courant de charge</b>	30A Max
<b>Courant de charge</b>	15A
<b>consommation</b>	Mode de contrôle <40mA Led+Ecran LCD <15mA Total :< 55mA
<b>Voltage du système</b>	12/24v
<b>Température</b>	-20°C à +70°C
<b>Capacité batterie</b>	De 270Ah à 400Ah
<b>Chargement Boost</b>	14.8v
<b>Égalisation</b>	14.4v
<b>Chargement</b>	13.5v
<b>Compensation en température</b>	5mv/°C/élément de 2v
<b>Décharge voltage</b>	11.4v/22.8v

## Résumé :

Une connexion directe entre une charge et un générateur Photovoltaïque et/ou éolien pose beaucoup de problèmes concernant l'optimisation de la puissance, l'influence sur le rendement du système et la mauvaise adaptation. En plus, si cette charge est une batterie, le bon fonctionnement et la protection de cette dernière ne seront jamais assurés par cette connexion directe. Pour cela, la majorité des études qui sont faites montrent la nécessité d'intercaler un étage de régulation entre le GPV et la charge.

L'objectif de ce travail est de concevoir un régulateur de charge des batteries pour les systèmes hybrides de faible et moyenne puissance, ce régulateur va être l'étage d'adaptation entre les générateurs et la charge (souvent c'est des batteries) qui va nous assurer le bon fonctionnement de notre système et la protection de nos batteries ; et puisque l'objectif principal lors de la conception de ce type de convertisseurs est de réduire au maximum le coût et la consommation d'énergie, nous proposons une réalisation entièrement en numérique par le biais d'un microcontrôleur.

**Mots clés :** *Régulation, Adaptation, Puissance, Photovoltaïque, Microcontrôleur, Éolienne.*

## Abstract :

A direct connection between a load and a renewable energy source results in a lot of problems for the optimization of the produced power, the efficiency of the system and the bad matching. Moreover, if this load was a battery, such type of connection affects its normal operation and its protection will never be ensured. Most of the research work shows the need for a regulation stage between the generator and the load.

The main objective of this work is to design a battery charging regulator for hybrid systems with low and medium power, this regulator will be the adaptation stage between the generators and the load which will ensure the normal operation of our system and the protection of our batteries; and since the main aim when designing such type of converters is to reduce the power consumption and the circuit cost, we propose a microcontroller based circuit for the digital control of the charging of batteries.

**Key words:** *Regulation, Adaptation, Power, Photovoltaic, Microcontroller, Wind power.*

## ملخص:

يتطرق هذا البحث إلى دراسة أهم مصدرين من مصادر الطاقة المتجددة ألا وهما طاقة الشمس وطاقة الرياح ليس فقط من ناحية توفرها بكمية هائلة على مستوى الصحراء الجزائرية الشاسعة، ولكن أيضا من خلال محاولة تحسين مردودية المولدات التي تعمل على توليد الكهرباء من خلال هذين المصدرين، وعلى الرغم من أن الطاقة الناتجة عن إستغلال هذه المصادر المتجددة مرتبطة بعدة عوامل كسرعة الرياح وشدة الضوء إضافة إلى درجة الحرارة، فإن هذا المشروع يهدف إلى تحسين مردودية الطاقة المولدة من خلال ربط المولدات مع المستهلك عبر أجهزة إلكترونية تعمل على إمكانية توفير الطاقة القصوى للأجهزة المستهلكة عن طريق تقنيات رقمية حديثة لتحسين نوعية الطاقة والتقليل من إستهلاكها.

**الكلمات المفتاحية:** *الطاقة الشمسية ، طاقة الرياح ، التحسين ، التحكم ، المراقبة.*