

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBAS –SETIF1-  
UFAS (ALGERIE)

**MEMOIRE**

Présenté à la faculté de Technologie

Département d'Electronique

Pour l'obtention du Diplôme de

**MAGISTER**

**Option : contrôle**

Par

**Mr. MAHAMMEDI Abdellatif**

THEME

*Etude et optimisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque*

Soutenu le 15/12/2014 devant la commission d'examen :

Mr. D. SLIMANI	M.C.A à l'université de Sétif	Président
Mr. F. KRIM	Professeur à l'université de Sétif	Examineur
Mr. L. ZIET	M.C.A à l'université de Sétif	Examineur
Mr. N. KHENFER	Professeur à l'université de Sétif	Rapporteur

## *Remerciements*

---

---

Je tiens à remercier, en tout premier lieu, mon directeur de mémoire Monsieur Nabil KHENFER, Professeur à l'Université de Sétif, pour son encadrement, son suivi permanent et ses précieux conseils.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail et ce mémoire :

Monsieur Djamel SLIMANI Maitre de Conférences à l'Université de Sétif, d'avoir accepté de juger mon travail et de présider le jury de soutenance de ce mémoire.

Messieurs Fateh KRIM Professeur à l'Université de Sétif, et Lahcene ZIET Maitre de Conférences à l'Université de Sétif pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de ce mémoire.

Sétif, le...../...../2014

.....

## Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
<i>Chapiter1</i> .....	3
SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE: DESCRIPTION ET PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT .....	3
1.1. INTRODUCTION.....	3
1.2. Etat de l'art du système hybride éolien-photovoltaïque .....	3
1.3. La chaine de production photovoltaïque .....	4
1.3.1. Le rayonnement solaire.....	4
1.3.2. Effet photovoltaïque .....	6
1.3.3. Principe de la génération photovoltaïque.....	6
1.3.4. Convertisseurs DC/DC .....	8
1.3.4.1. Convertisseurs DC/DC à pilotage MPPT .....	9
1.3.4.2. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC.....	9
1.4. La chaine de production éolienne.....	10
1.4.1. Le Génie Electrique dans le vent.....	10
1.4.2. Les types d'aérogénérateurs .....	11
1.4.2.1. Eoliennes à axe vertical .....	11
1.4.2.2. Eoliennes à axe horizontal.....	13
1.4.3. Choix de technologie de l'éolienne.....	13
1.4.4. Architecture d'une éolienne à axe horizontale .....	14
1.4.4.1. Rotor.....	14
1.4.4.2. Nacelle .....	14
1.4.4.3. Tour .....	17
1.4.5. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne .....	17
1.4.6. Conversion électrique d'énergie éolienne .....	18
1.4.6.1. Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne.....	18
1.4.6.2. Machines synchrones à aimants permanents.....	19
1.4.7. Redresseur .....	20
1.5. Le dispositif de stockage.....	21
1.5.1. Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage.....	21
1.5.2. Moyens de stockage .....	21
1.5.3. Fonctionnement d'un accumulateur au plomb.....	22

1.6.	Bus à courant continu .....	24
1.7.	Hacheur réversible en courant.....	25
1.8.	Onduleur.....	25
1.8.1.	Structure d'onduleur .....	26
1.8.2.	Classification des onduleurs.....	26
1.9.	Conclusion.....	27
<b>Chapiter 2 .....</b>		<b>28</b>
<b>MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME EOLIEN- PHOTOVOLTAÏQUE.....</b>		<b>28</b>
2.1.	INTRODUCTION.....	28
2.2.	Modélisation de la chaîne photovoltaïque.....	28
2.2.1.	Modélisation du rayonnement solaire.....	29
2.2.1.1.	Coordonnées géographiques terrestres .....	29
2.2.1.2.	Position du soleil.....	29
2.2.1.2.1.	Coordonnées équatoriales .....	29
2.2.1.2.2.	Coordonnées horizontales.....	30
2.2.1.2.	L'angle d'incidence du rayonnement direct sur un plan incliné .....	31
2.2.1.3.	Calcul de rayonnement solaire horaire sur un plan incliné .....	31
2.2.2.	Modélisation d'une cellule photovoltaïque .....	34
2.2.2.1	Paramètres d'une cellule PV .....	36
2.2.2.1.1.	Le courant de court circuit.....	36
2.2.2.1.2.	La tension de circuit ouvert.....	36
2.2.2.2.	Association de Cellules Photovoltaïques .....	36
2.2.2.3.	Modélisation du générateur PV .....	37
2.2.2.3.1.	Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque .....	38
2.2.2.3.2.	Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque .....	38
2.2.2.3.3.	Rendement d'un générateur photovoltaïque .....	39
2.2.2.3.4.	Facteur de forme .....	39
2.2.2.3.5.	Influence de l'intensité du rayonnement .....	40
2.2.2.3.6.	Influence de la température .....	41
2.2.3.	Modélisation du convertisseur à pilotage MPPT.....	42
2.2.3.1.	Hacheur survolteur.....	42
2.2.3.2.	Méthode de poursuite du point de puissance maximale.....	44
2.2.3.3.	Méthode de la dérivée de la puissance .....	44

2.2.3.3.1. Méthode de la perturbation et l'observation (P&O) .....	46
2.2.3.3.2. Méthode par incrémentation de conductance.....	48
2.3. Modélisation de la chaîne éolienne .....	50
2.3.1. Modèle du vent.....	50
2.3.1.1. Correction de la vitesse de vent avec l'altitude.....	50
2.3.1.2. Distribution de Weibull .....	51
2.3.2. Modèle de la turbine .....	52
2.3.2.1. Puissance récupérable par une turbine : .....	52
2.3.2.2. Loi de Betz .....	52
2.3.2.3. Vitesse normalisée .....	54
2.3.2.4. Coefficient de puissance.....	54
2.3.2.5. Coefficient de couple .....	55
2.3.3. Modèle de l'arbre de la machine .....	56
2.3.4. Modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents .....	57
2.3.5. Modélisation du redresseur.....	58
2.3.5.1. Etude d'un redresseur monophasé à diode .....	58
2.3.5.2. Modèle d'un pont de diode .....	59
2.3.6. Puissance éolienne produite .....	61
2.4. Modélisation du dispositif de stockage.....	62
2.5. Modélisation du hacheur réversible en courant .....	65
2.6. Modélisation de l'onduleur .....	65
2.7. Conclusion.....	66
<b>Chapter 3 .....</b>	<b>67</b>
<b>OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE</b>	<b>67</b>
.....	
3.1. Introduction .....	67
3.2. Critères d'optimisation du système hybride .....	67
3.3. Modèle de simulation.....	68
3.4. Procédure de dimensionnement.....	72
3.4.1. Profil de la charge .....	72
3.4.2. Profil de rayonnement, de température et de vitesse de vent.....	73
3.4.3. Energie produite par le système hybride.....	75
3.5. Détermination de la taille optimale du système .....	76
3.6. L'état de charge des batteries.....	79

3.7. Conclusion .....	79
<b>Chapter 4 .....</b>	<b>81</b>
<b>SIMULATION DU SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE</b>	<b>81</b>
4.1. Introduction .....	81
4.2. Simulation du rayonnement solaire.....	81
4.3. Simulation du GPV.....	83
4.3.1. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température constante .....	85
4.3.2. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température variable .....	86
4.3.2.1. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ .....	87
4.3.2.2. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ .....	87
4.3.2.3. L'influence de la température sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ .....	88
4.3.2.4. L'influence de la température sur la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ .....	89
4.4. Simulation du hacheur Boost avec la commande MPPT .....	89
4.5. Simulation de la chaine éolienne.....	92
4.6. Simulation du dimensionnement du système .....	95
4.7. Conclusion.....	97
<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>98</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>100</b>

## Liste des figures

Figure 1.1. Schéma synoptique du système hybride étudié.....	4
Figure 1.2. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM .....	5
Figure 1.3. Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.....	5
Figure 1.4. Schéma d'une cellule élémentaire.....	6
Figure 1.5. Caractéristique d'une photodiode et caractéristique d'une cellule Photovoltaïque .....	7
Figure 1.6. Cellules, module et panneau photovoltaïques.....	7
Figure 1.7. Schéma d'un quadripôle électrique.....	8
Figure 1.8. Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.....	9
Figure 1.9. Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) .....	10
Figure 1.10. Capacité mondiale d'énergie éolienne installée.....	11
Figure 1.11 Technologies d'éoliennes .....	11
Figure 1.12. Principe de la traînée différentielle.....	12
Figure 1.13. Principe de la variation cyclique d'incidence.....	12
Figure 1.14. Configurations à axe horizontal .....	13
Figure 1.15. Composants d'une éolienne.....	14
Figure 1.16. Composition de la nacelle d'une éolienne.....	16
Figure 1.17. Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.....	17
Figure 1.18. Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu..	19
Figure 1.19. Redresseur à diodes .....	20
Figure 1.20. Représentation interne de l'accumulateur .....	22
Figure 1.21. Evolution de la tension d'une cellule de batterie au plomb .....	23
Figure 1.22. Architecture du bus à CC avec batteries de stockage .....	25
Figure 1.23. Hacheur réversible en courant .....	25
Figure 1.24. Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.....	26
Figure 1.25. Structure d'un onduleur triphasée.....	26
Figure 2.1. Chaîne de conversion photovoltaïque .....	28
Figure 2.2 Radiation solaire globale sur un plan incliné.....	32
Figure 2.3 Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode.....	34
Figure 2.4 Caractéristiques de cellules photovoltaïques en série.....	36
Figure 2.5 Caractéristiques de cellules photovoltaïques en parallèle.....	37
Figure 2.6 Schéma électrique équivalent d'un générateur PV, modèle à une diode.....	37

Figure 2.7. Caractéristique courant- tension d'un générateur photovoltaïque.....	38
Figure 2.8. Caractéristique puissance- tension d'un générateur photovoltaïque.....	39
Figure 2.9. Caractéristique idéale d'une cellule P-V .....	40
Figure 2.10. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque pour différents rayonnements.....	40
Figure 2.11. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque pour différents rayonnements.....	41
Figure 2.12. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque pour différents températures.....	41
Figure 2.13. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque pour différents températures.....	42
Figure 2.14. Hacheur parallèle.....	43
Figure 2.15. Hacheur parallèle. Fonctionnement à courant de source ininterrompu.....	44
Figure 2.16. Hacheur parallèle. Limite du fonctionnement à courant de source ininterrompue.....	45
Figure 2.17. Caractéristique du point de puissance maximale <i>PPM</i> .....	46
Figure 2.18. Organigramme d'algorithme <i>MPPT</i> ( P&O) .....	47
Figure 2.19. Organigramme d'algorithme <i>MPPT</i> ( inc-cond).....	49
Figure 2.20. Chaîne de conversion éolienne.....	50
Figure 2.21. Exemple de la distribution de Weibull .....	51
Figure 2.22. Colonne d'air animée d'une vitesse $V$ .....	52
Figure 2.23. Théorie de Betz : Schéma de principe. ....	53
Figure 2.24. Vitesse de vent ( $V$ ) et vitesse tangentielle de l'aubage $\Omega_t \cdot R_t$ .....	54
Figure 2.25. Courbes caractéristiques des aérogénérateurs.....	55
Figure 2.26. Redresseur monophasé à diode.....	58
Figure 2.27. Schéma d'un pont de diodes.....	60
Figure 2.28. Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale.....	60
Figure 2.29. Puissance de l'aérogénérateur.....	62
Figure 2.30. Modèle R-C de la batterie.....	63
Figure 2.31. Schéma équivalent de $n_b$ éléments en série.....	63
Figure 2.32. Modèle CIEMAT de la batterie au plomb sous Simulink.....	64
Figure 2.33. Représentation des composants bidirectionnels.....	66
Figure 3.1. Variation de Nombre de modules PV par rapport au Nombre de batteries pour une LPSP donnée.....	70
Figure 3.2. Organigramme d'algorithme de la méthode LPSP.....	71
Figure 3.2. Organigramme d'algorithme de la méthode LPSP (suite) .....	72
Figure 3.3. Profil de consommation adopté n°1.....	73
Figure 3.4. Profil de consommation adopté n°2.....	73
Figure 3.5. Profil annuel de rayonnement solaire .....	74
Figure 3.6. Profil annuel de température ambiante .....	74
Figure 3.7. Profil de vitesse de vent .....	75
Figure 3.8. Puissance produite par un seul module PV.....	75



Figure 3.9. Puissance éolienne fournie au bus cc.....	76
Figure 3.10. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0.....	76
Figure 3.11. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0.....	77
Figure 3.12. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0.001....	77
Figure 3.13. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0.01.....	78
Figure 3.14. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour LPSP =0.1.....	78
Figure 3.15. Tracé de l'état de charge des batteries pour une LPSP =0.....	79
Figure 4.1. Rayonnement solaire journalier à Sétif.....	81
Figure 4.2. Rayonnement solaire horaire dans un plan horizontal.....	82
Figure 4.3. Rayonnement solaire horaire dans un plan incliné $\beta = 32^\circ$ .....	82
Figure 4.4. Rayonnement solaire horaire dans un plan incliné $\beta = 46^\circ$ .....	82
Figure 4.5. Modélisation du GPV sous matlab (Simulink).....	85
Figure 4.6. Caractéristique (courant-tension) du GPV.....	86
Figure 4.7. Caractéristique (puissance-tension) du GPV.....	86
Figure 4.8. Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ .....	87
Figure 4.9. Influence de l'éclairement sur la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ .....	88
Figure 4.10. Influence de la température sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ .....	88
Figure 4.11. Influence de la température sur la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ .....	89
Figure 4.12. Schéma de simulation du hacheur Boost et de sa commande.....	90
Figure 4.13. Caractéristique $P = f(t)$ à la sortie du hacheur Boost.....	91
Figure 4.14. Energie photovoltaïque produite par un module.....	91
Figure 4.15. Schéma de simulation dl'éolienne.....	92
Figure 4.16. Variation de la vitesse de vent .....	93
Figure 4.17. Fonction de probabilité de vitesse de vent .....	93
Figure 4.18. Puissance éolienne produite .....	94
Figure 4.19. Puissance éolienne fournie au bus CC.....	94
Figure 4.20. Schéma de simulation du système hybride.....	95
Figure 4.21. Profil de consommation.....	96
Figure 4.22. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0.....	96
Figure 4.23. Tracé du couple optimal $(N_{bt}, N_{pv})$ .....	96
Figure 4.24. L'état de charge des batteries.....	97

---

## Liste des tableaux

---

---

Tableau 2.1. Valeurs du coefficient de correction.....	50
Tableau 3.1. Taille optimale et son coût pour différents niveaux de fiabilité.....	79
Tableau 4.1 Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour la modélisation et la simulation.....	83
Tableau 4.2. Caractéristiques de l'éolienne FD2.6-600 .....	92

# INTRODUCTION GENERALE

---

L'épuisement rapide des ressources en combustibles fossiles à l'échelle mondiale, a nécessité une recherche urgente pour les sources d'énergie renouvelables. Parmi les nombreuses solutions de rechange, le photovoltaïque et l'énergie éolienne ont été considérés comme prometteuses pour répondre à la demande croissante pour l'énergie. Les sources d'énergie éoliennes et photovoltaïques sont inépuisables, les processus de conversion sont sans pollution, et leur disponibilité est gratuite. Pour les systèmes à distance tels que les relais de télécommunication en plein désert, les Stations terrestres de satellites, ou aux sites isolés qui sont loin d'un système d'énergie conventionnelle, les systèmes hybrides ont été considérés comme des sources alternatives attrayantes et privilégiées.

Pour les applications autonomes, le coût de stockage représente encore la principale contrainte économique. Combinant à la fois l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque conduirait à réduire au minimum l'exigence de stockage, et donc le coût global du système.

La variabilité dans la forme d'énergie disponible dans le système éolien - PV, exige de choisir une meilleure taille du banc de batteries et du générateur PV pour que le système satisfasse la demande de la charge à toute heure de l'année.

C'est dans cette problématique que se situe cette thèse : étudier et optimiser un système hybride éolien-photovoltaïque totalement autonome.

La thèse présentée est rédigée en quatre chapitres principaux qui se résument dans ce qui suit :

Dans le premier chapitre, nous présenterons une structure du système hybride. Ensuite, nous rappellerons le principe de fonctionnement de cellule photovoltaïque et celui du convertisseur DC-DC à pilotage MPPT. Une étude sera aussi consacrée au fonctionnement de la turbine, de la génératrice synchrone à aimants permanent et du redresseur. Le dispositif de stockage sera également étudié et le choix de batterie au plomb sera justifié. Le contrôleur de charge /décharge des batteries et le bus à CC seront aussi présentés. Enfin, nous donnerons le principe de fonctionnement de convertisseur DC-AC.

Dans le deuxième chapitre, des modèles mathématiques seront utilisés pour estimer le rayonnement solaire sur un plan incliné. Les modèles des différents composants du système seront aussi présentés en détail. Des techniques MPPT seront présentées avec leurs algorithmes.

Le troisième chapitre sera consacré à l'optimisation du système. Nous présenterons une méthode d'optimisation et son algorithme. Pour une caractéristique de charge donnée et une turbine de vent choisie, le nombre optimal de modules photovoltaïques et de batteries, qui permettraient d'atteindre une probabilité de perte d'énergie souhaitée, sera calculé. Ce calcul sera réalisé à l'aide d'un code de calcul dans l'environnement MATLAB.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons la simulation des chaînes de production d'énergie et aussi les résultats obtenus lors du dimensionnement de système.

Finalement, une conclusion générale de ce travail et quelques perspectives clôtureront le mémoire.

# Chapiter1

## SYSTEME HYBRIDE EOLIEN- PHOTOVOLTAIQUE, DESCRIPTION ET PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

---

### 1.1. INTRODUCTION

La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables, offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux.

Considérant leurs caractéristiques saisonnières respectives, les énergies (solaire et éolienne) ne se concurrencent pas mais au contraire peuvent se valoriser mutuellement. C'est pourquoi on propose ici un système hybride composé de ces deux sources d'énergie, qui consiste en l'exploitation optimale de la complémentarité entre elles. Certes, du point de vue économique les résultats apparaissent assez convaincants quant à la rentabilité du système hybride ci-dessus désigné, mais cela n'exclut pas le fait que la combinaison des deux sources constitue un système assez complexe du point de vue technologique

Dans ce chapitre, il sera exposé la description et le principe de fonctionnement de différents composants du système hybride éolien-photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque, l'aérogénérateur et les convertisseurs de puissance seront présentés. Le système de stockage sera présenté aussi en fin du chapitre.

### 1.2. Etat de l'art du système hybride éolien-photovoltaïque

Le système hybride de production d'énergie est celui qui combine et exploite plusieurs sources d'énergies. Les sources d'énergie renouvelable, comme l'éolien et le photovoltaïque, ne délivrent pas une puissance constante, ce qui exige l'utilisation d'un système de stockage.

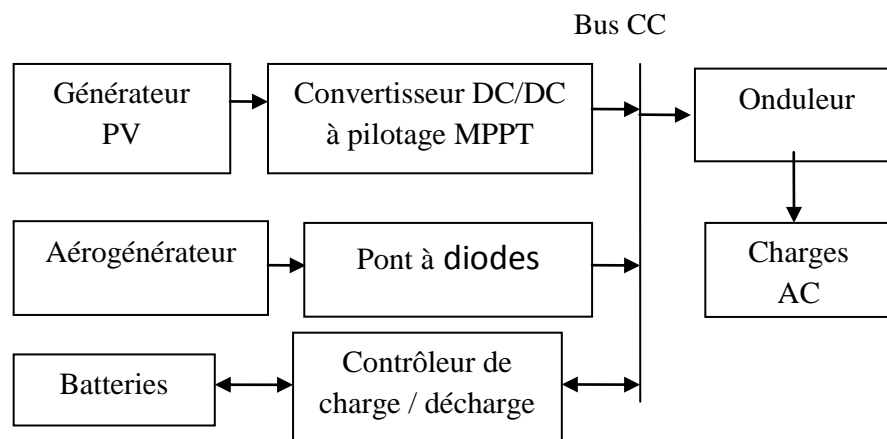
En plus des sources d'énergie renouvelable, un système hybride peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif(CA), un système à courant continu(CC), un système de stockage, des convertisseurs de puissance, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides

classiques contiennent deux bus : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution [1].

Dans notre système, présenté dans la figure 1.1, les chaînes de production se composent de :

- Des panneaux photovoltaïques connectés au bus continu à travers des convertisseurs DC/DC à pilotage MPPT.
- Une éolienne reliée au bus continu à travers un redresseur à diodes.

Le dispositif de stockage de l'énergie, composé des batteries électrochimiques, est relié au bus continu à l'intermédiaire d'un contrôleur de charge / décharge. Le bus continu est relié de son côté aux charges alternatives via un onduleur.



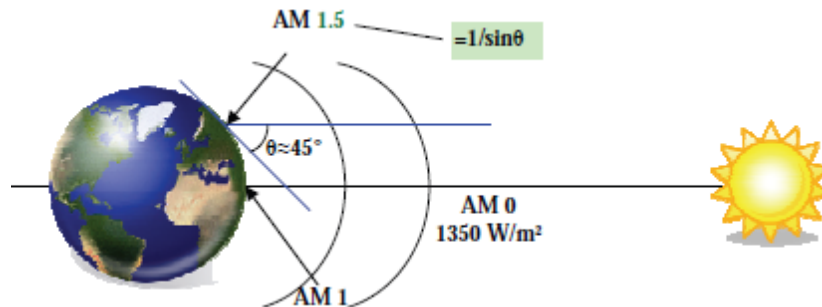
**Figure 1.1.** Schéma synoptique du système hybride étudié

### 1.3. La chaîne de production photovoltaïque

#### 1.3.1. Le rayonnement solaire

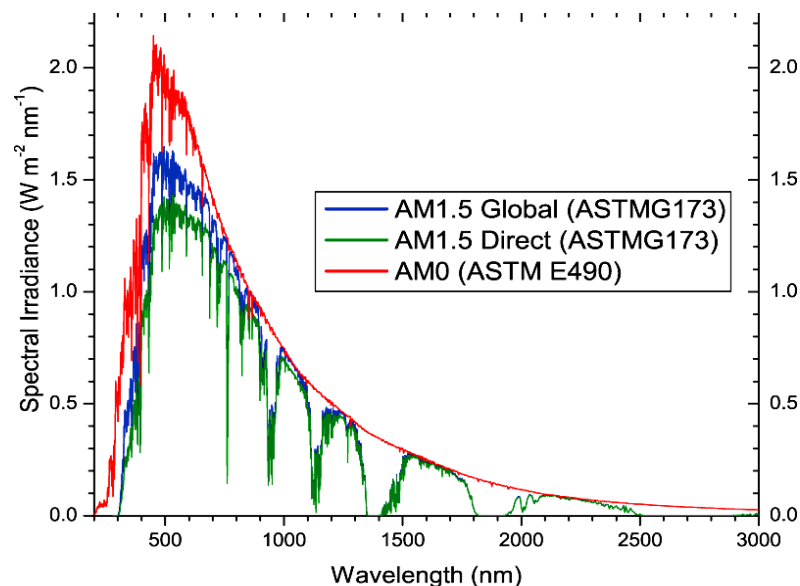
Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2  $\mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain (2.5  $\mu\text{m}$ ). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m<sup>2</sup> (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (voir figure 1.2). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m<sup>2</sup> du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison

des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration  $\theta$  est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de  $48^\circ$  avoisine les  $833 \text{ W/m}^2$  (AM1.5) [2].



**Figure 1.2.** Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de  $1000 \text{ W/m}^2$  ( figure 1.3) [2].



**Figure 1.3.** Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

### 1.3.2. Effet photovoltaïque

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation (1.1) [2] :

$$E_{ph} = \frac{h \cdot C}{\lambda_0} \quad (1.1)$$

Où  $E_{ph}$  représente la quantité d'énergie,  $\lambda_0$  la longueur d'onde,  $h$  la constante de Planck et  $C$  la vitesse de la lumière. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande.

### 1.3.3. Principe de la génération photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi conducteurs. La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque [3]. Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi conducteurs. Ces deux couches sont dopées différemment. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi conducteur (figure 1.4). L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche antireflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [4].

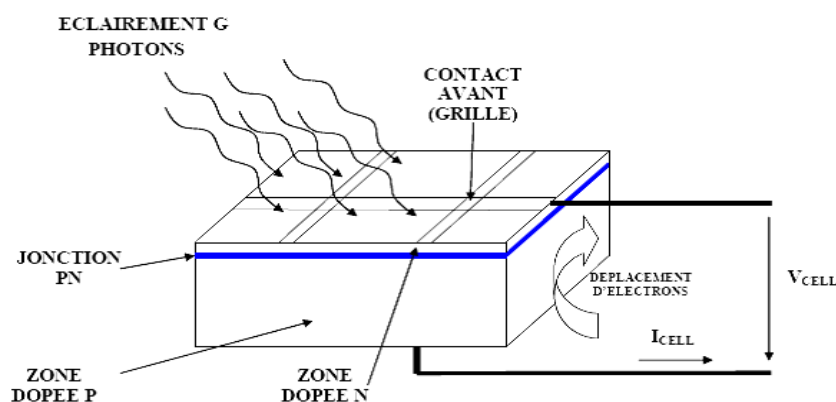
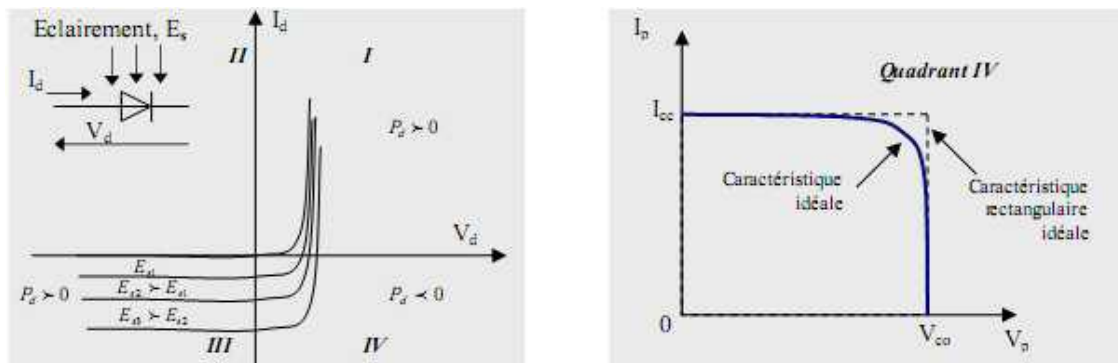


Figure 1.4. Schéma d'une cellule élémentaire.



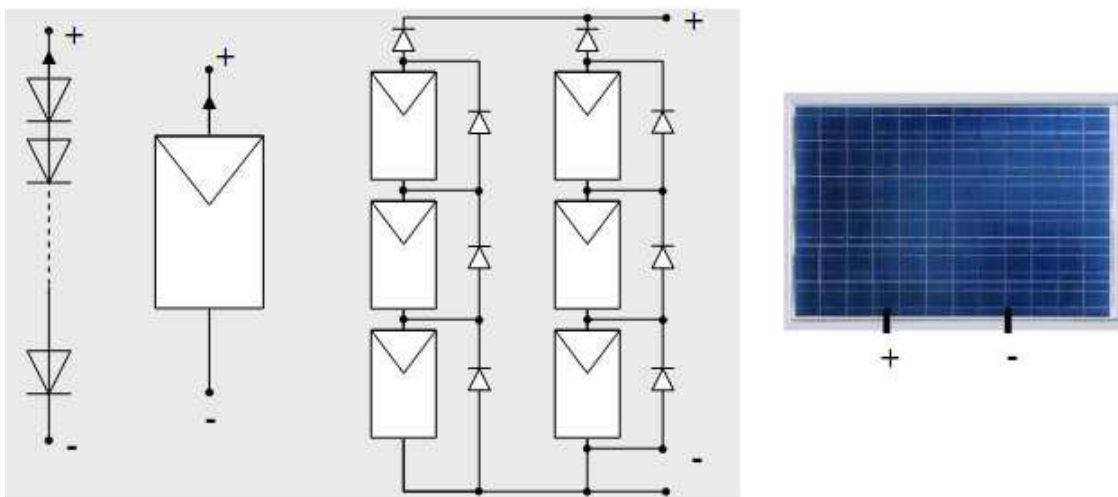
Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Le rendement énergétique atteint industriellement est de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium poly-cristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces.

Les caractéristiques ainsi obtenues sont celles d'une photodiode mais en convention générateur (figure 1.5).



**Figure 1.5.** A : caractéristique d'une photodiode. B : caractéristique d'une cellule Photovoltaïque [5].

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Alors Pour produire plus de puissance les cellules sont assemblées pour former un module Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque (Voir Figure 1.6) [6].



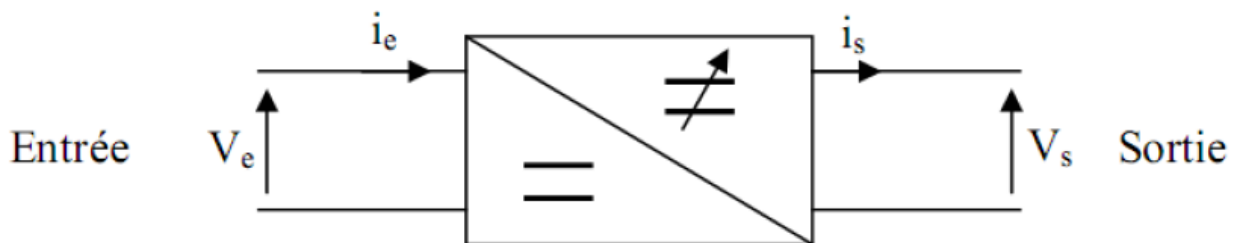
**Figure 1.6.** Cellules, module et panneau photovoltaïques.

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

### 1.3.4. Convertisseurs DC/DC

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [7] ;

D'un point de vue circuit, le hacheur apparaît comme un quadripôle (figure 1.7), jouant le rôle d'organe de liaison entre deux parties d'un réseau. On peut le considérer comme un transformateur de grandeurs électriques continues [5].



**Figure 1.7.** Schéma d'un quadripôle électrique.

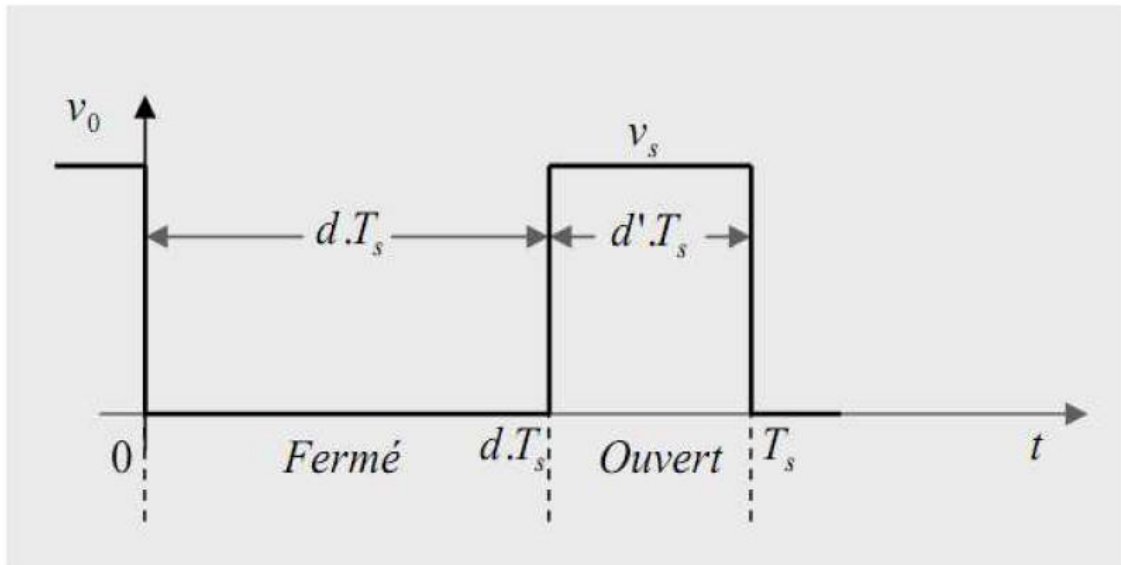
Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs.

Le commutateur est un dispositif semi-conducteur en mode (bloqué -saturé), si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro et par conséquent sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera très petite [5].

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante  $f_s$  avec un temps de fermeture =  $d \cdot T_s$  et un temps d'ouverture =  $(1 - d) \cdot T_s$ , où :

- $T_s$  est la période de commutation qui est égale à  $1/f_s$ .

- $d$  le rapport cyclique du commutateur ( $d \in [0,1]$ ) figure 1.8.



**Figure 1.8.** Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.

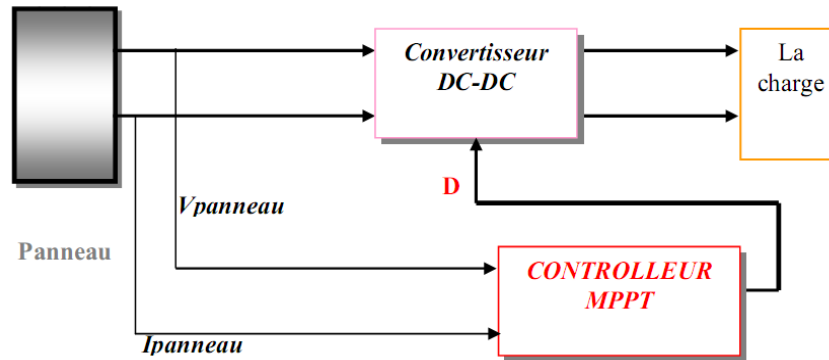
#### 1.3.4.1. Convertisseurs DC/DC à pilotage MPPT

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs (PPM) correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit pour effectuer le transfert d'énergie du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée [2].

#### 1.3.4.2. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC

La Figure 1.9 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie pour stocker de l'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de la tension (ballast,...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande (MPPT) qui permet de rechercher le (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche (MPPT) peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

De nombreuses recherches sur les commandes (MPPT) ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche du (PPM) selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV. Les commandes (MPPT) développées, sont toutes basées sur une commande extrême de type Perturbe & Observe, (P&O) [2].



**Figure 1.9. Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM) .**

#### 1.4. La chaîne de production éolienne

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité. Les pales du rotor éolien captent une partie de l'énergie contenue dans le vent et la transfèrent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur électrique qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

##### 1.4.1. Le Génie Electrique dans le vent

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement [8, 9]. Cette énergie est tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent.

Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 40 ans un essor sans précédent qui est dû notamment aux premiers chocs pétroliers. A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une vingtaine d'années maintient une croissance de 30% par an (Voir Figure 1.10) [9, 10].

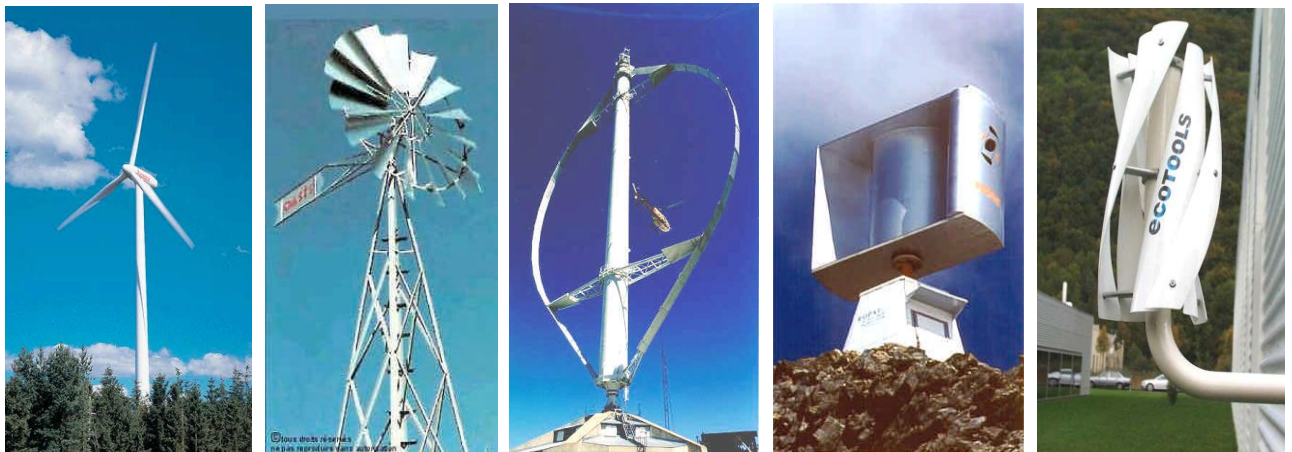


**Figure 1.10.** Capacité mondiale d'énergie éolienne installée [11].

### 1.4.2. Les types d'aérogénérateurs

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice (figure 1.11) [12] :

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



**A.** Eoliennes à axe horizontal

**B.** Eoliennes à axe vertical

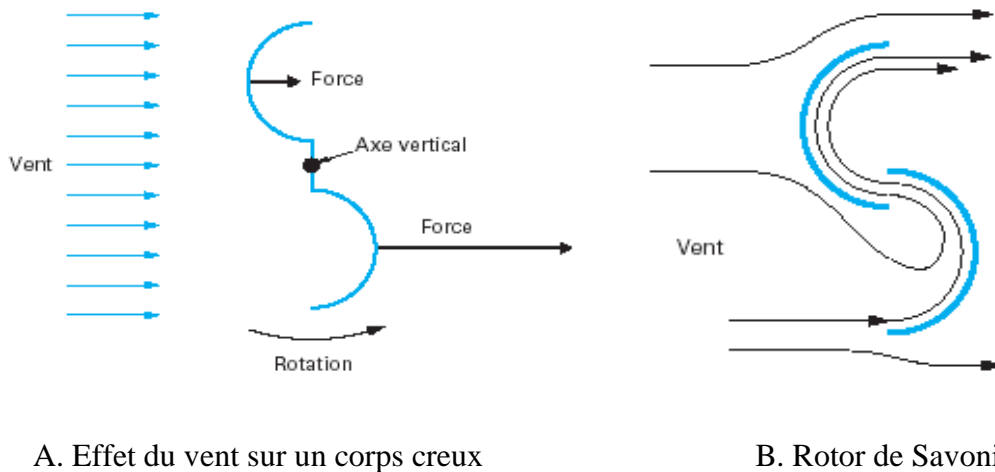
**Figure 1.11** Technologies d'éoliennes [13]

#### 1.4.2.1. Eoliennes à axe vertical

Deux principes différents sont utilisés pour ce type de machines, à savoir la traînée différentielle ou la variation cyclique d'incidence.

### a. Traînée différentielle

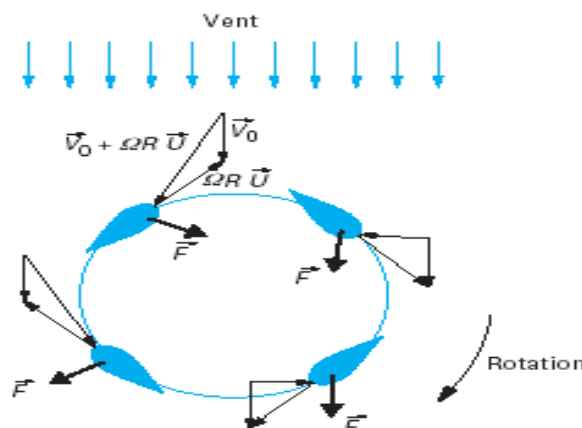
Le principe de mise en mouvement de ce type de machine est identique à celui d'un anémomètre : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes (figure 1.12). Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entrainer un générateur électrique ou un autre dispositif mécanique tel qu'une pompe. L'illustration la plus courante de ce type d'éolienne est le rotor de Savonius (figure 1.12). La circulation de l'air rendue possible entre les deux demi cylindres augmente le couple moteur [14].



**Figure 1.12.** Principe de la traînée différentielle.

### b. Variation cyclique d'incidence

Le fonctionnement est ici basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de ces forces génère alors un couple moteur. En fait les différents angles auxquels sont soumis les profils proviennent de la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil (en rotation autour de l'axe vertical) et de la vitesse du vent (figure 1.13) [14].



**Figure 1.13.** Principe de la variation cyclique d'incidence.

Avec :

$\vec{V}_0$  vitesse axiale du vent en amont de l'éolienne

$\Omega$  vitesse angulaire de rotation des pales

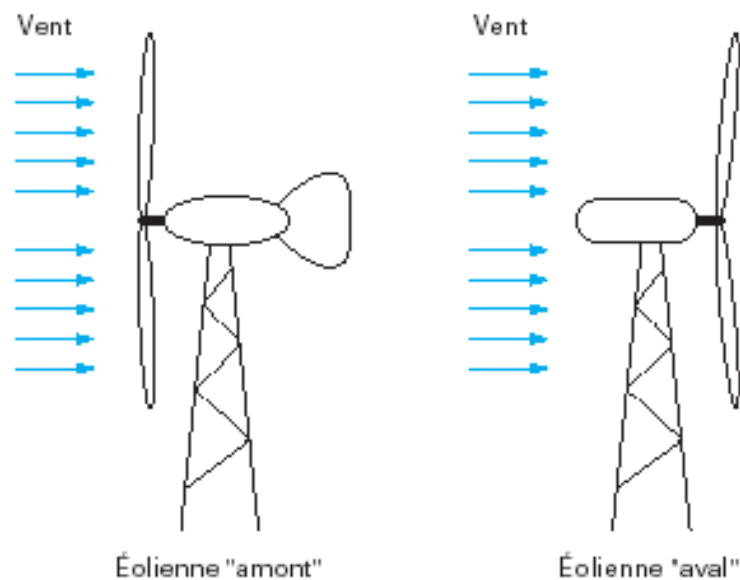
$R$  rayon de la pale

$\vec{U}$  vecteur unitaire tangent à la pale

### 1.4.2.2. Eoliennes à axe horizontal

Ces machines sont les descendantes directes des moulins à vent sur lesquels les ailes ont été remplacées par des éléments ressemblant fortement à des ailes d'avion. La portance de ces ailes génère un couple moteur destiné à entraîner un dispositif mécanique tel qu'une génératrice électrique, une pompe, etc.

Deux types de configuration peuvent être rencontrés : les éoliennes « amont », sur lesquelles les pales sont situées du côté de la tour exposé au vent, et les éoliennes « aval » (Figure 1.14) [14].



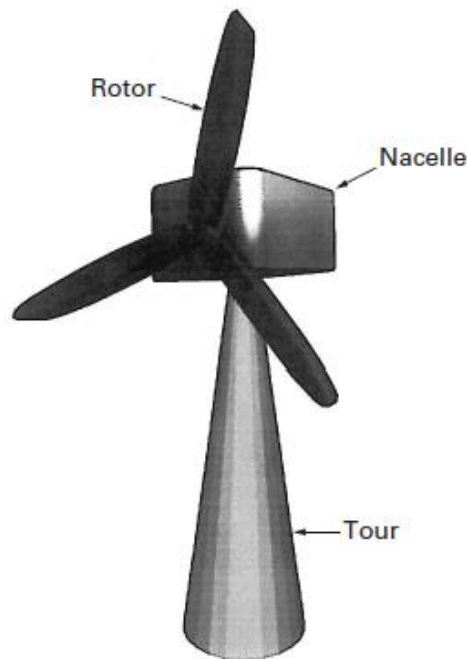
**Figure 1.14.** Configurations à axe horizontal : A- éolienne face au vent. B- éolienne sous le vent.

### 1.4.3. Choix de technologie de l'éolienne

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important [15].

#### 1.4.4. Architecture d'une éolienne à axe horizontale

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour, (Voir Figure 1.15) [9] :



**Figure 1.15.** Composants d'une éolienne. [9]

##### 1.4.4.1. Rotor

C'est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Le rotor est un ensemble constitué de pales et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variables, freinage du rotor...) [16, 17].

##### 1.4.4.2. Nacelle

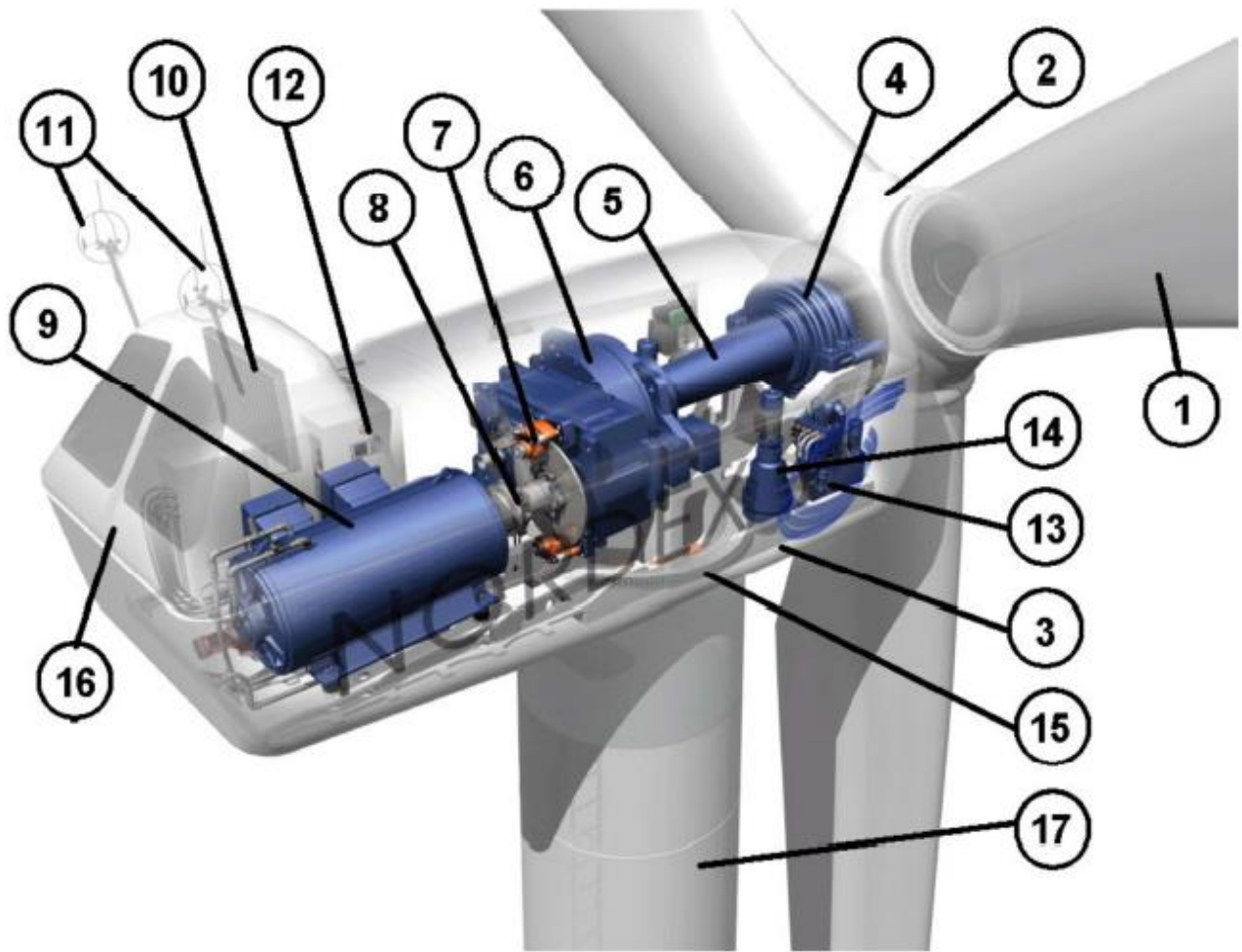
Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure (1.16) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants :

- Multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation



de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques.

- L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine [9, 17].
- Génératrice : Différents types de génératrices peuvent être rencontrés.
- Contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor, nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts stationnaires sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir [9].
- Divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau, ou d'huile.
- Dispositif d'orientation de la nacelle : Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée ; cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance [9, 17].



**Figure 1.16.** Composition de la nacelle d'une éolienne Nordex N60 (1 300 kW) [18]

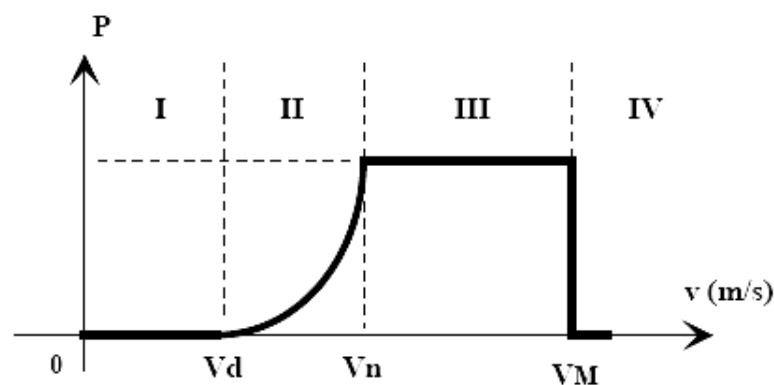
- |                             |   |
|-----------------------------|---|
| 1 : Pales                   | 10 : Radiateur de refroidissement                 |
| 2 : Moyeu                   | 11 : Systèmes de mesure (anémomètre et girouette) |
| 3 : Structure de la turbine | 12 : Système de contrôle                          |
| 4 : Paliers du rotor        | 13 : Système hydraulique                          |
| 5 : Arbre lent              | 14 : Entraînement d'orientation                   |
| 6 : Multiplicateur          | 15 : Paliers du système d'orientation             |
| 7 : Frein à disque          | 16 : Capot de la nacelle                          |
| 8 : Accouplement            | 17 : Tour   |
| 9 : Génératrice             |   |

### 1.4.4.3. Tour

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor, nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi le captage de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble (rotor, nacelle), de manière à s'adapter au mieux aux différents sites d'implantation [9].

### 1.4.5. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale  $P_n$  à partir d'une vitesse de vent nominale  $V_n$ . Pour des vitesses de vents supérieures à  $v_n$ , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnées :  $V_d$  la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et  $V_M$  la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sûreté de fonctionnement (figure 1.17) [19].



**Figure 1.17.** Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones [20] :

- la zone I, où  $P_{\text{turbine}} = 0$  (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent  $V$  ;
- la zone III, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance  $P_{\text{turbine}}$  fournie reste sensiblement égale à  $P_n$  ;

- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

- système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses [21] ;

- système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales). Chez certains fabricants de grandes machines, un système hybride se développe, le « stall actif », dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système pitch.

D'autres systèmes de régulation, dans les petites éoliennes notamment, sont exploités :

- basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal ;

- pas variable par la pression du vent (modèle Airwind : les pales en fibre, se déforment et provoquent un décrochage) ;

- déviation par rapport à l'axe du vent. La dérive se trouve légèrement décalée par rapport à l'axe de rotation vertical (qui permet normalement à la turbine d'être face au vent) et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique (la turbine reçoit un vent de travers).

#### **1.4.6. Conversion électrique d'énergie éolienne**

##### ***1.4.6.1. Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne***

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure [22].

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Mais elles présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en

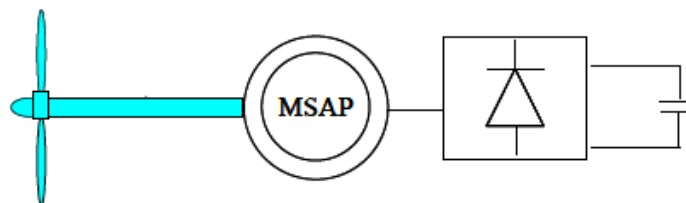
effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants aux dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes [22].

#### 1.4.6.2. Machines synchrones à aimants permanents

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur [22].

Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants. Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles [22].

La figure 1.18 montre une solution originale et de faible coût pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique [23].



**Figure 1.18.** Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance d'induit de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un

contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation [23].

### 1.4.7. Redresseur

Des convertisseurs basés sur des modules entièrement commandés sont coûteux donc pénalisant dans un ensemble de petite puissance. Dans le souci de réduction des coûts, le pont de diodes, peu onéreux, semble attractif à condition que les performances énergétiques ne soient pas trop dégradées.

Dans le cadre de cette étude, on utilise un redresseur à diodes. Les diodes sont supposées idéales et, par conséquent, leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Dans ces conditions, les deux diodes qui conduisent à chaque séquence, correspondent à la phase ayant la tension la plus positive pour la diode du demi-pont supérieur et à la phase ayant la tension la plus négative pour la diode du demi-pont inférieur. La tension et le courant redressés sont reliés aux tensions et courants de phases. Nous présentons le pont triphasé à diodes alimenté par un système de tensions sinusoïdales triphasées (figure 1.19). Deux diodes d'un même bras ne peuvent pas conduire simultanément. Lorsque  $D_1$  conduit l'une des deux diodes  $D'_2$  et  $D'_3$  conduit également; il en vient que  $D_1$  conduit lorsque  $V_1$  est supérieur à  $V_2$  et  $V_3$  [24].

Pendant chaque séquence de conduction, la tension  $U_d$  à la sortie de redresseur est :

$$U_c = \max(V_j) - \min(V_j); j=1, 2, 3.$$

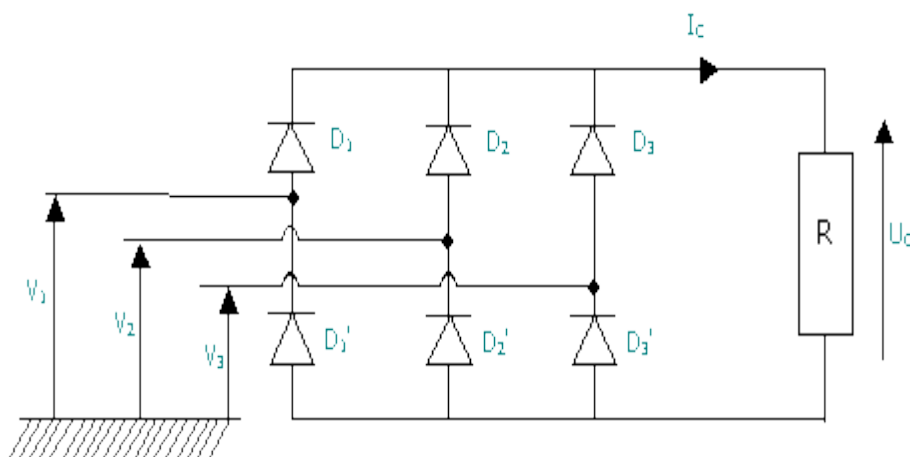


Figure 1.19. Redresseur à diodes.

## 1.5. Le dispositif de stockage

### 1.5.1. Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage

L'un des principaux inconvénients de l'énergie solaire est son caractère intermittent. Pour une utilisation permanente, il est donc nécessaire de stocker une partie de l'énergie produite. Pour ce faire il existe plusieurs méthodes de stockage : sous forme d'eau, d'hydrogène, dans un volant d'inertie, dans une batterie électrochimique (plomb, lithium) ou un super condensateur. Leur choix se fait suivant des caractéristiques fondamentales qui sont [25]:

- $W_{stoc}$ : la capacité énergétique en Wh, qui est une caractéristique très importante lors du dimensionnement. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge et varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique de l'élément de stockage. A l'opposé, en régime lent, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan. Enfin, les accumulateurs ne peuvent pas toujours être déchargés complètement. L'énergie exploitable est donc inférieure à l'énergie totale stockée. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une énergie totale stockée supérieure à celle réellement exploitable notée  $W_{util}$ .
- $P_{max}$  : la puissance maximale de charge ou de décharge (parfois différentes).
- $\tau$  : la constante de temps, c'est le rapport de la capacité énergétique utile sur la puissance maximale.
- $\eta$  : le rendement est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée.
- $N_{cycl}$ : le nombre maximal de cycles de charge/décharge ou cyclabilité. Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique.
- Les coûts d'investissement (c'est la part la plus marquante pour l'acheteur) et de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement) : les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais.

### 1.5.2. Moyens de stockage

Les dispositifs de stockage peuvent être classés en deux catégories : directe et indirecte.

Les systèmes directs utilisables sont les supercondensateurs et les inductances supraconductrices (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage) [25].

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont [25] :

- les accumulateurs électrochimiques.
- les accumulateurs à volants d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage).
- les systèmes à air comprimé en bouteilles.
- les systèmes électrolyseur-hydrogène-pile à combustible (ou a PAC réversible).

Dans les systèmes photovoltaïques, le moyen de stockage utilisé couramment est le stockage électrochimique. De plus, pour un site isolé, il devra respecter certaines contraintes notamment un bon rapport coût / performance, une grande fiabilité, une bonne sécurité... Dans ce domaine, les batteries au plomb-acide sont les plus répandues car elles offrent le meilleur compromis en termes de coût / performance / entretien. Nous présenterons une étude sur le fonctionnement de ces batteries et les précautions à prendre pour leur bon fonctionnement [26].

### 1.5.3. Fonctionnement d'un accumulateur au plomb

Un accumulateur est un système électrochimique capable de restituer sous forme électrique l'énergie chimique stockée. En plus, les réactions internes sont réversibles. Ce système se compose de deux électrodes (positive et négative) et d'un électrolyte (voir figure 1.20). L'électrode positive est en dioxyde de plomb ( $PbO_2$ ) et la négative en plomb. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique ( $H_2SO_4$ ) qui permet le flux d'ions entre les deux électrodes et crée un courant [27]. La différence de potentiel entre les deux électrodes est de 2V.

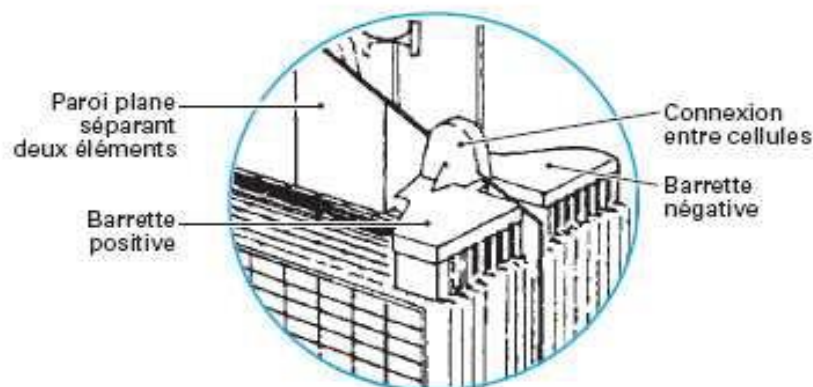


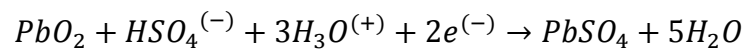
Figure 1.20. Représentation interne de l'accumulateur [28]



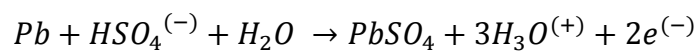
La paroi plane séparant les deux électrodes est fait d'un matériau poreux qui, tout en permettant le passage d'ions, empêche les deux électrodes de se toucher [26].

L'ensemble électrodes-électrolyte est le lieu d'une réaction d'oxydoréduction dont voici les équations [26] :

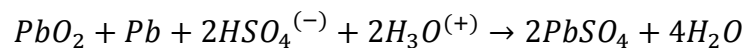
Electrode positive (anode) :



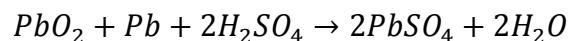
Electrode négative (cathode) :



Ce qui nous donne globalement :



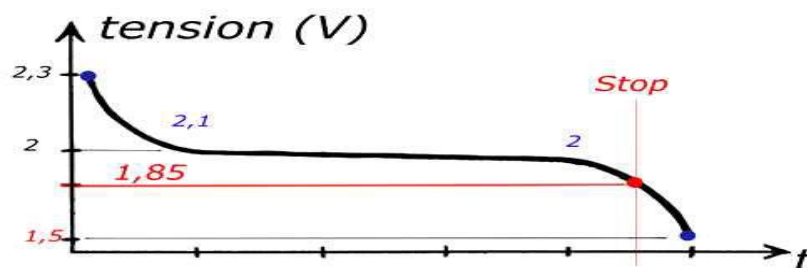
Que l'on peut condenser en :



Les décharges trop profondes peuvent conduire à une perte irréversible de capacité. Trois causes possibles sont à l'origine de ce phénomène [26] :

- transformation irréversible d'une partie de la matière active de l'électrode positive ( $PbO_2$ ) en cristaux de sulfate de plomb,
- gonflement progressif et perte de cohésion de la matière active de l'électrode positive,
- passivation électronique du collecteur de courant de l'électrode positive.

Typiquement, la tension de cellule évolue de la manière suivante (figure 1.21):

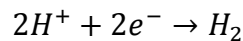


**Figure 1.21.** Evolution de la tension d'une cellule de batterie au plomb

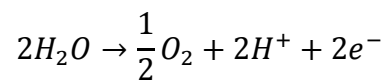
Si la charge se poursuit trop longtemps, la tension peut atteindre 2,4 V, valeur de seuil à partir de laquelle on assiste à la décomposition de l'eau (électrolyse) en dioxygène  $O_2$  gazeux à l'électrode positive et en dihydrogène  $H_2$  gazeux à l'électrode négative [26].

Ce phénomène dit de dégazage est caractérisé par les réactions suivantes aux électrodes [26] :

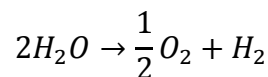
à l'anode :



à la cathode :



réaction globale :



La densité théorique d'énergie de ce couple électrochimique est de 170 Wh/kg. Cependant, le sulfate de plomb produit par les réactions aux deux électrodes est insoluble et non conducteur. Son accumulation sur les électrodes, et dans une moindre mesure dans l'électrolyte, limite par conséquent l'énergie qui peut être extraite de la batterie. De plus, les concentrations et les quantités de masses actives sont inférieures à celles conduisant à cette valeur. La densité pratique d'énergie est proche de 40 Wh/kg, soit quatre fois moins que le maximum théorique [26].

### 1.6. Bus à courant continu

L'éolienne et les panneaux PV sont connectés à un bus continu. Pour un fonctionnement optimal, ceux-ci ont besoin d'une tension constante sur ce bus [1].

La régulation de la tension continue  $V_{dc}$  sur le bus CC est mise en œuvre par un hacheur réversible en courant, connecté à un banc de batteries. Ainsi, le bus à CC est régulé à une valeur de tension constante en contrôlant le flux d'énergie entre les batteries et le bus. Quand l'énergie fournie par les sources d'énergie renouvelable est insuffisante pour faire face à une augmentation soudaine de la charge, la tension du bus à CC devient inférieure à la valeur de référence. Dans ce cas, l'énergie manquante est obtenue à partir des batteries. Quand il existe un excès d'énergie, il est utilisé pour recharger les batteries. L'architecture de ce système est présentée dans la figure 1.22 [1].

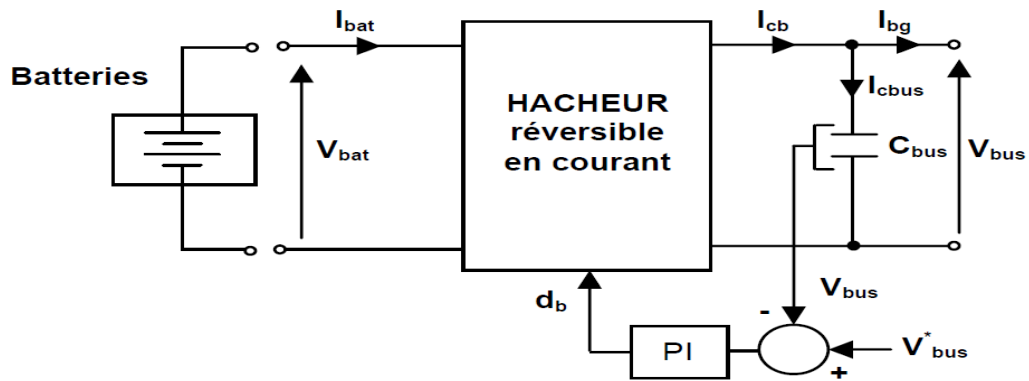


Figure 1.22. Architecture du bus à CC avec batteries de stockage

### 1.7. Hacheur réversible en courant

Dans le cas du hacheur utilisé pour adapter la tension aux bornes du générateur PV, le transfert d'énergie s'effectue dans un seul sens, de la source (générateur PV) vers le bus à CC. Dans le cas du Hacheur utilisé par la charge / décharge des batteries, le courant électrique doit être réversible. Ainsi, pour réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur survolteur et un hacheur dévolteur ont été associés comme l'indique la figure 1.23 [1].

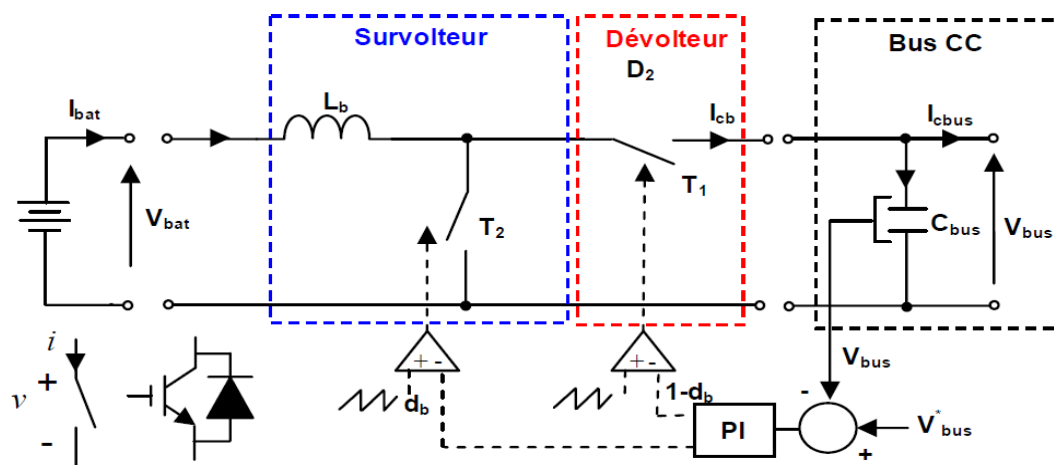
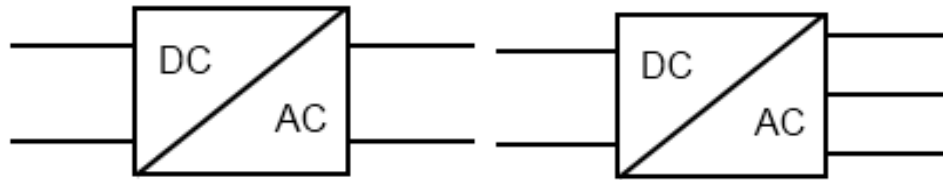


Figure 1.23. Hacheur réversible en courant

### 1.8. Onduleur

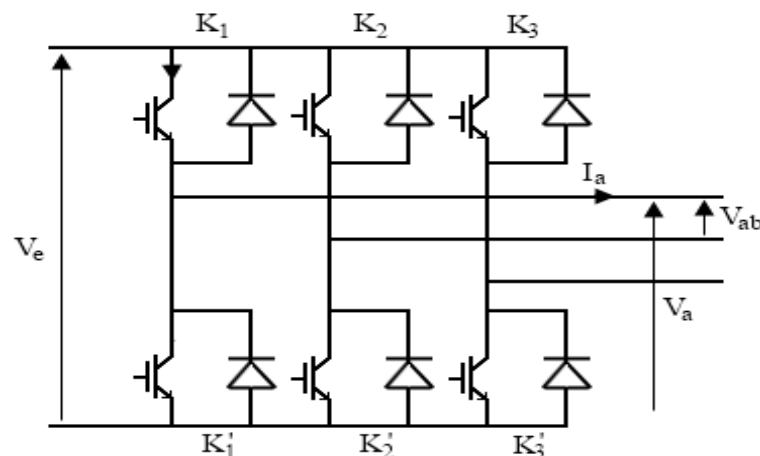
Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l'énergie de type continue, en une énergie alternative. La forme de la tension de la sortie de l'onduleur doit être plus proche d'une sinusoïde (l'allure sinusoïdale), c'est que le taux d'harmonique soit très faible, et ça dépend essentiellement à la technique de commande utilisée [29].



**Figure 1.24.** Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé

### 1.8.1. Structure d'onduleur

Les onduleurs triphasés constitués de trois bras chaque bras se compose de deux interrupteurs (figure 1.25). Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue. Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant, et se compose soit d'un MOSFET et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle [30].



**Figure 1.25.** Structure d'un onduleur triphasé

### 1.8.2. Classification des onduleurs

Les onduleurs sont classés selon le mode de commutation :

- les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée [31].
- les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle en ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre [31].

Ou selon la nature de la source continue :

- Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal [30].
- Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale [30].

### **1.9. Conclusion**

Dans ce chapitre, une présentation de structure du système hybride éolien-photovoltaïque est faite. On décrit ses différents composants.

Nous avons présenté le fonctionnement du module photovoltaïque, qui a été relié à un convertisseur (DC-DC) contrôlé par une commande (PPM).

Nous avons mis en évidence les raisons liées au choix de l'éolienne, de la génératrice et du pont de diodes. Nous avons illustré aussi leur principe de fonctionnement.

Enfin, la dernière partie du chapitre est consacrée au dispositif de stockage. Nous avons présenté aussi les deux convertisseurs : l'hacheur réversible en courant contraints qui permet de réguler la charge /décharge des batteries, et l'onduleur qui relie le bus DC à la charge.

## Chapitre 2

# MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME EOLIEN-PHOTOVOLTAÏQUE

### 2.1. INTRODUCTION

Après avoir étudié et cité les différents composants du système éolien-photovoltaïque, aussi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation du système.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. A ce niveau, la condition qui s'impose c'est de connaître les critères d'entrées (données de base) c'est-à-dire les données météorologiques au site, et les données relatives aux équipements.

De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système.

Dans ce chapitre, nous représenterons le modèle des données : rayonnement solaire sur un plan incliné, de vitesse de vent et de température. Nous exposons des modèles de générateur photovoltaïque, de l'éolienne, d'éléments de conversion et du dispositif de stockage (batterie).

### 2.2. Modélisation de la chaîne photovoltaïque

La chaîne de conversion photovoltaïque, constituée d'un générateur PV et l'ensemble : hacheur survolteur et son système de commande, permettant d'extraire la puissance maximale. Cette chaîne est représentée en figure 2.1. La modélisation de ses différents organes va être examinée dans ce qui suit, en commençant par le rayonnement solaire.

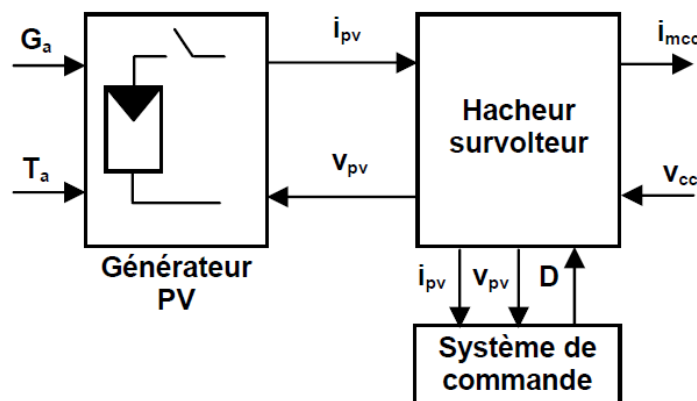


Figure 2.1. Chaîne de conversion photovoltaïque

### 2.2.1. Modélisation du rayonnement solaire

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale.

#### 2.2.1.1. Coordonnées géographiques terrestres

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre : la latitude et de la longitude du lieu.

La latitude ( $\varphi$ ), c'est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré et le centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif.

La longitude (L), c'est l'angle formé par le plan méridien origine de Greenwich et le plan méridien du lieu considéré. Les longitudes situées à l'Est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest sont négatives.

#### 2.2.1.2. Position du soleil

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux référentiels différents, grâce à deux plans, plan horizontal du lieu et le plan équatorial de la terre.

##### 2.2.1.2. 1. Coordonnées équatoriales

Dans ce référentiel le soleil est localisé au moyen de deux angles, la déclinaison solaire  $\delta$  et l'angle horaire  $\omega$ .

##### La déclinaison

C'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. Sa valeur varie entre  $-23.45^\circ$  (Au solstice d'hiver) et  $+23.45^\circ$  (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne. Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe l'équateur, en fonction du jour de l'année [32].

$$\delta = 23.45 \sin \left( 2\pi \frac{284+N}{365} \right) \quad (2.1)$$

$N$  est le nombre de jour de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier.

### **L'angle horaire**

L'angle horaire du soleil est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de  $15^\circ$  par heure (un tour de  $360^\circ$  en 24 heures). Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire<sup>2</sup>), l'angle horaire du soleil vaut  $-75^\circ$  (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois  $15^\circ$  égal  $75^\circ$ , avec un signe négatif puisque c'est le matin) [33].

$$\omega = 15(T_{sv} - 12) \quad (2.2)$$

Avec :

$$T_{sv} = T_L - \Delta GMT + \frac{L}{15} + \frac{ET}{60}$$

$$E_T = 9.87 \sin 2B_j - 7.53 \cos B_j - 1.5 \sin B_j$$

$$B_j = 2\pi \frac{(N - 81)}{365}$$

$\Delta GMT$  : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

$T_{sv}$  : temps solaire vrai

$T_L$  : temps légal (donnée par une montre)

$E_T$  : l'équation de correction du temps

$L$  : longitude du lieu

L'angle horaire  $\omega$  varie de  $-180^\circ$  à  $+180^\circ$ , prend la valeur nulle à midi  $T_{sv}$ , négative durant la période avant midi  $T_{sv}$  et positive après.

L'angle horaire du soleil à son coucher  $\omega_s$  est calculé à partir l'équation (2.3) [33].

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (2.3)$$

#### **2.2.1.2.2. Coordonnées horizontales**

Le soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude  $\varphi$ , par deux angles, la hauteur  $\gamma$  et azimut du soleil  $\psi$ .

#### **Hauteur du soleil**

La hauteur du soleil est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal du lieu. La hauteur évolue à chaque instant de la journée selon l'expression suivante [34]:

$$\sin \gamma = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega \quad (2.4)$$

Les valeurs de la hauteur  $h$  varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ ,  $\gamma$  prend la valeur nulle au lever et au coucher du soleil, positive le jour et négative la nuit.



**Azimut du soleil**

Azimut du soleil est défini par l'angle que fait la projection de la direction du rayonnement solaire avec la direction sud du lieu [34]:

$$\cos \psi = \sin \gamma \sin \varphi - \frac{\sin \delta}{\cos \gamma \cos \varphi} \quad (2.5)$$

L'azimut oscille entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$ , l'angle  $\psi$  prend les valeurs positives vers l'ouest, négatives vers l'est et nulle en direction sud.

**Angle zénithale**

La distance zénithale ou angle zénithal, c'est l'angle que fait la direction du soleil avec la vertical du lieu [34]:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi) \quad (2.6)$$

**2.2.1.3. L'angle d'incidence du rayonnement direct sur un plan incliné**

L'angle d'incidence  $\theta$  est l'angle formé entre la direction du soleil et la normal à la surface inclinée du capteur. L'angle d'incidence  $\theta$  a un effet primordial et une incidence directe sur la quantité d'ensoleillement reçue sur la surface collectrice. Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayonnement incident et la normale du plan incliné en coordonnées horizontale du lieu, cet angle dépend des paramètres de la position du soleil et de l'angle d'inclinaison du capteur. Il est défini par [34]:

$$\begin{aligned} \theta = \cos^{-1} [ & \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma_s + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma_s \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma_s \sin \omega ] \end{aligned} \quad (2.7)$$

Les angles  $\beta$ ,  $\gamma_s$  sont respectivement l'angle d'inclinaison du capteur et l'angle entre la direction de la surface du capteur et plein sud.

**2.2.1.4. Calcul de rayonnement solaire horaire sur un plan incliné**

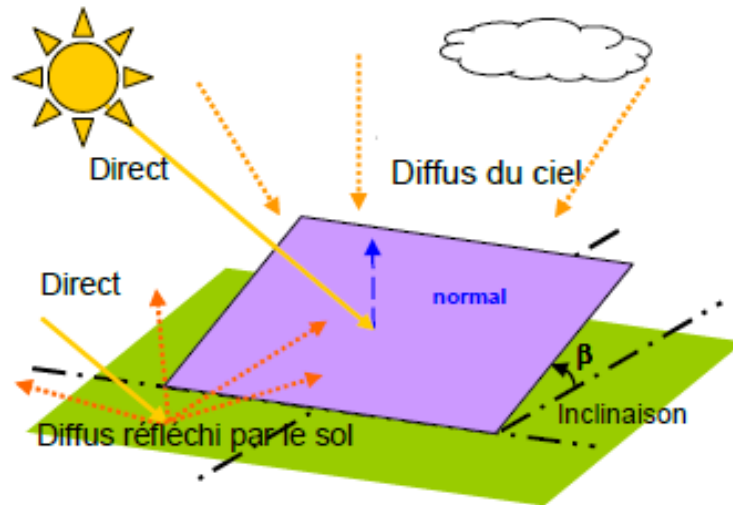
A l'aide du logiciel RetScreen nous avons téléchargé de la NASA, des données quotidiennes de rayonnement solaire sur un plan horizontal  $H$ . Il est nécessaire d'estimer les valeurs horaires du rayonnement solaire sur un plan incliné  $G_\beta$ .

En 1960, Liu et Jordan ont proposé un modèle empirique simple qui permet d'estimer les composantes du rayonnement solaire sur plan incliné ne nécessitant que quelques paramètres géométriques tels que le numéro de jour de l'année, la hauteur du soleil et la latitude du lieu. L'avantage de ce modèle par rapport aux autres est qu'il permet de générer le flux solaire reçu au sol pour différents états du ciel et différentes inclinaisons de surfaces [35].

Le rayonnement globale horaires sur une surface de plan incliné d'un angle  $\beta$ ,  $G_\beta$  est la somme de trois composantes de rayonnement horaires : directe, diffus et réfléchi ; Elle est calculée à partir

de l'équation (2.8) [36].

$$G_{\beta} = G_{b_{-\beta}} + G_{d_{-\beta}} + G_{r_{-\beta}} \quad (2.8)$$



**Figure 2.2** Radiation solaire globale sur un plan incliné [37]

$$G_{b_{-\beta}} = G_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

$$G_{d_{-\beta}} = G_d \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$$

$$G_{r_{-\beta}} = G \cdot \rho \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Alors

$$G_{\beta} = G_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + G_d \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + G \cdot \rho \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.9)$$

Où :

$\rho$  : le coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol),  $\theta$  : l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct,  $\theta_z$  : l'angle zénithal du soleil,  $G$  : l'ensoleillement global horizontal,  $G_b$  l'ensoleillement horizontal directe,  $G_d$  l'ensoleillement horizontal diffus.

Avec :

$$G_b = G - G_d$$

Pour chaque heure de la journée,  $G$  et  $G_d$  sont calculés à partir des valeurs quotidiennes  $H$  et  $H_d$  Selon les équations (2.10, 2.11, 2.12, 2.13) [36].

$$G_d = r_d \cdot H_d \quad (2.10)$$

$$G = r_T \cdot H \quad (2.11)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{(\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s)} \quad (2.12)$$

$$r_T = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{(\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s)} \quad (2.13)$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin \left( \omega_s - \frac{\pi}{3} \right)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin \left( \omega_s - \frac{\pi}{3} \right)$$

$\omega$  : l'angle horaire du soleil,  $\omega_s$  : l'angle horaire du soleil à son coucher .

Le rayonnement diffus quotidien  $H_d$  est calculé à partir du rayonnement globale quotidien  $H$  à l'aide de la corrélation de Beckman. D'abord, on calcule l'indice de clarté  $K_T$  du jour. Ce dernier est donné par [36] :

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (2.14)$$

Où :  $H_0$  est le rayonnement solaire extraterrestre, donné par l'équation (2.15) [5 Bec] :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} H_{sc} \left( 1 + 0.033 \cos \frac{360N}{365} \right) \cdot \left( \cos \varphi \cos \delta \sin w_s + \frac{\pi w_s}{180} \sin \varphi \sin \delta \right) \quad (2.15)$$

Avec :  $H_{sc} = 1.367 \text{ kw/m}^2$ .

Après avoir trouvé l'indice de clarté du jour, on peut calculer le rayonnement diffus quotidien  $H_d$ .

Le rapport  $\frac{H_d}{H}$  est donné par les équations (2.16, 2.17, 2.18, 2.19) [36].

$$\text{Si } w_s \leq 81.4^\circ, \quad \frac{H_d}{H} = \begin{cases} 0.143 & \text{si } K_t \geq 0.715 \\ 1 - 0.2727K_t + 2.4495K_t^2 - 11.9514K_t^3 \\ + 9.3879K_t^4 & \text{si } K_t < 0.715 \end{cases} \quad (2.16)$$

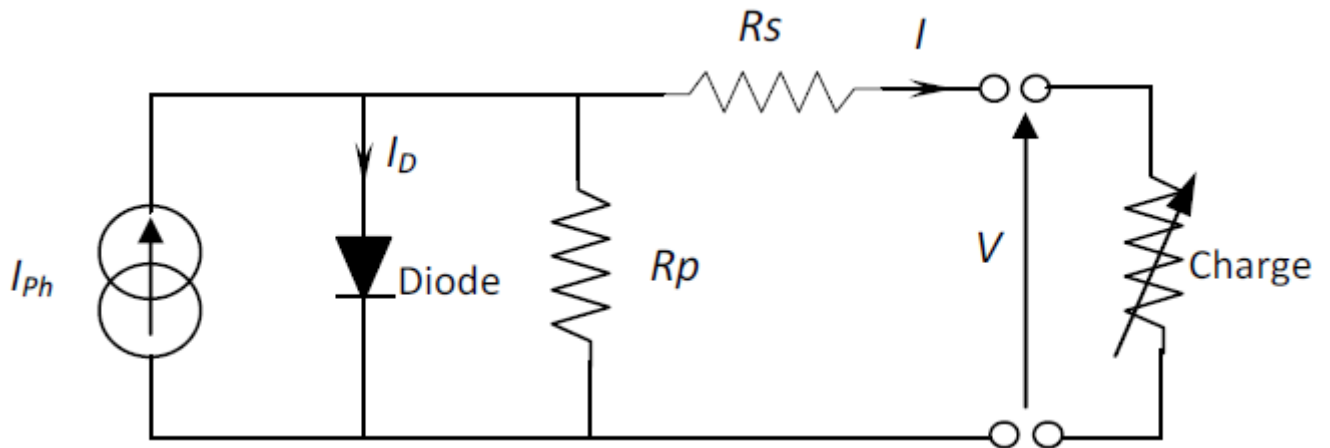
$$(2.17)$$

$$\text{Si } w_s > 81.4^\circ, \quad \frac{H_d}{H} = \begin{cases} 0.175 & \text{si } K_t \geq 0.722 \\ 1 + 0.2832K_t - 2.5557K_t^2 \\ + 0.8448K_t^3 & \text{si } K_t < 0.722 \end{cases} \quad (2.18)$$

$$(2.19)$$

### 2.2.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV (figure 2.3) fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes. Les résistances  $R_s$  et  $R_p$  permettent de tenir compte des pertes liées aux défauts de fabrication ;  $R_s$  représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que  $R_p$  caractérise les courants de fuite dus à la diode et aux effets de bord de la jonction [38].



**Figure 2.3 :** Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode

La loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_{ph} = I_d + I_p + I \quad (2.20)$$

A partir de ce circuit, on tire les équations qui nous permettent d'obtenir la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque.

Le courant de jonction  $I_d$  est donné par :

$$I_d = I_{sat} \left( \exp \left( \frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) \quad (2.21)$$

Le courant dans la résistance  $R_p$  est donné par :

$$I_p = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (2.22)$$

A partir de l'équation (2.20), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du modèle choisi [5] :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left( \exp \left( \frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (2.23)$$

Avec

$I_{sat}$  : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité (A),

$n$  : Coefficient d'idéalité de la cellule photovoltaïque

$k$  : Constante de Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K)

$q$  : Charge d'électron

$T_c$  : Température absolue de la cellule (K)

La température de la cellule est donnée par l'équation suivante :

$$T_c = T_a + (\text{Noct} - T_{a\text{Noct}}) \frac{G}{G_{\text{Noct}}} \quad (2.24)$$

$T_a$  : Température ambiante,

$\text{Noct}$  : Température nominale de fonctionnement de cellules,

$T_{a\text{Noct}}$  : Température ambiante à  $\text{Noct}$ ,

$G$  : Rayonnement solaire,

$G_{\text{Noct}}$  : Rayonnement solaire à  $\text{Noct}$ .

Le photo-courant  $I_{ph}$  est donné par :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{\text{ref}}} I_{cc\_ref} [1 + \alpha_{icc} (T_c - T_{ref})] \quad (2.25)$$

Avec :

$I_{cc\_ref}$  : Courant de court-circuit de référence,

$\alpha_{icc}$  : Coefficient de température du courant de court circuit,

Le courant de saturation peut être calculé à partir de l'équation :

$$I_{sat} = \frac{I_{ph}}{\left(\exp\left(\frac{V_{co}}{n.V_T}\right) - 1\right)} \quad (2.26)$$

Avec,  $V_{co}$  : tension de circuit ouvert.

$V_T$  : Le potentiel thermodynamique  $V_T = \frac{k.T_c}{q} = 25\text{mv}$  à  $20^\circ\text{C}$  [39].

La résistance parallèle  $R_p$  a une valeur assez élevée. Alors le courant généré par la cellule peut être donné sous la forme :

$$I = I_{ph} \left[ 1 - \frac{\left(\exp\left(\frac{V+I.R_s}{n.V_T}\right) - 1\right)}{\left(\exp\left(\frac{V_{co}}{n.V_T}\right) - 1\right)} \right] \quad (2.27)$$

### 2.2.2.1. Paramètres d'une cellule PV

#### 2.2.2.1.1. Le courant de court circuit

Le courant de court-circuit  $I_{cc} \approx I_{ph}$ , c'est la plus grande valeur du courant générée par la cellule sous les conditions du court-circuit où  $V=0$  [6].

La variation du courant de court-circuit en fonction de l'éclairement et de la température de jonction et par rapport aux conditions standards est la suivante [34]:

$$I_{cc} = \frac{G}{G_{ref}} I_{cc\_ref} [1 + \alpha_{i_{cc}} (T_c - T_{ref})] \quad (2.28)$$

#### 2.2.2.1.2. La tension de circuit ouvert

La tension de circuit ouvert est la tension à travers la jonction/diode PN où  $I = 0$ . Elle représente la tension de cellule lorsqu'elle est à l'ombre. Elle est donnée par [40]:

$$V = V_{co} = n_s V_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}}\right) \quad (2.29)$$

La variation de la tension de circuit ouvert en fonction de l'éclairement et de la température de jonction et par rapport aux conditions standards est la suivante [6]:

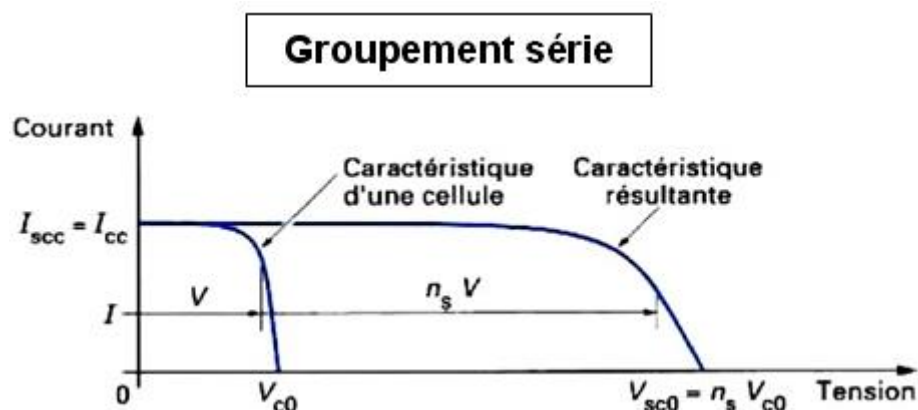
$$V_{co} = V_{co\_ref} + \alpha_{v_{co}} (T_c - T_{ref}) + n_s V_T \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \quad (2.30)$$

$\alpha_{v_{co}}$ : Coefficient de température de tension de circuit ouvert.

### 2.2.2.2. Association de Cellules Photovoltaïques

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné [4].

La figure 2.4 montre la caractéristique résultante courant-tension ( $I_{scc}$ ,  $V_{sco}$ ) obtenue en associant en série  $n_s$  cellules identiques dont la caractéristique courant-tension est ( $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ) [4]:

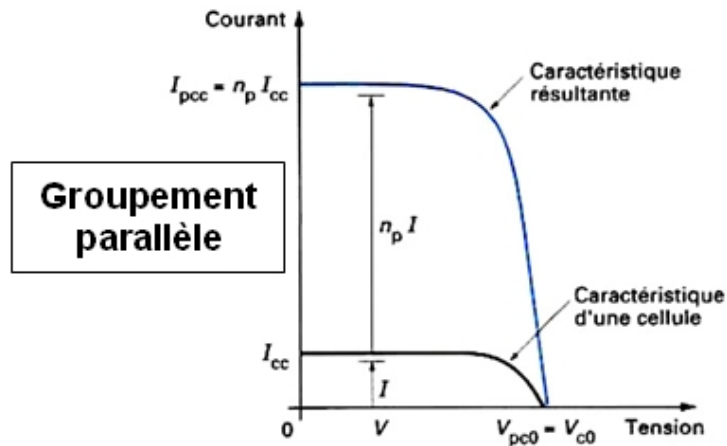


$$V_{sco} = n_s V_{co} \quad I_{scc} = I_{cc}$$

**Figure 2.4** Caractéristiques de cellules photovoltaïques en série

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée [4].

La figure 2.5 montre la caractéristique résultante ( $I_{pcc}, V_{pco}$ ) obtenue en associant en parallèle  $n_p$  cellules identiques ( $I_{cc}, V_{co}$ ) [4]:

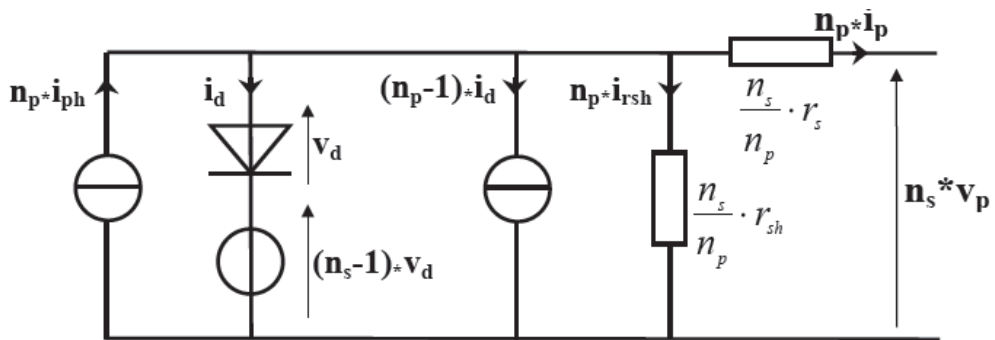


$$V_{pco} = V_{co} \quad I_{pcc} = n_p I_{cc}$$

**Figure 2.5** Caractéristiques de cellules photovoltaïques en parallèle

### 2.2.2.3. Modélisation du générateur PV

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou parallèle. Un groupe de panneaux PV de  $n_s$  cellules montées en série et  $n_p$  cellules en parallèle est modélisé par le schéma de la figure 2.6 [19].



**Figure 2.6** : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV, modèle à une diode

$$I_{ph} = n_p \cdot i_{ph} \quad I_G = n_p \cdot i_{pph}$$

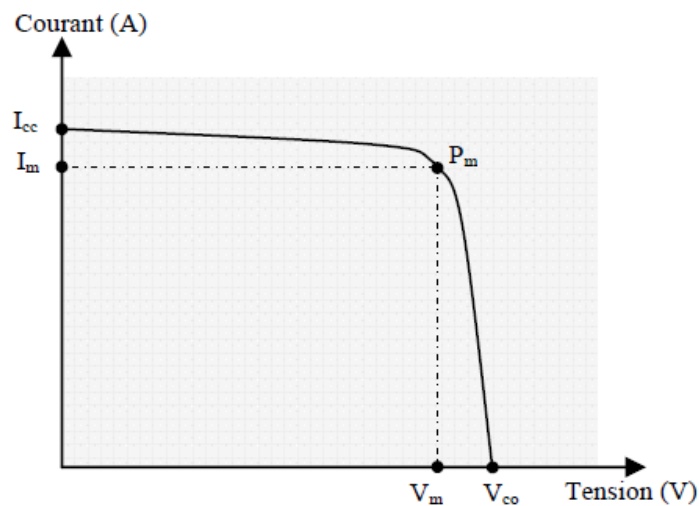
$$I_d = n_p \cdot i_d \quad I_{rsh} = n_p \cdot i_{rsh}$$

$$V_d = n_s \cdot v_d \quad V_G = n_s \cdot v_p$$

$$R_s = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_s \quad R_{sh} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh}$$

### 2.2.2.3.1. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série et en série parallèle donne ce qu'on appelle le générateur photovoltaïque dont la caractéristique générale est représentée sur la figure (figure 2.7) :



**Figure 2.7.** Caractéristique courant- tension d'un générateur photovoltaïque.

$V_{co}$  : Tension de circuit ouvert,

$I_{cc}$  : Courant de court-circuit,

$V_m$  ,  $I_m$  : Tension et courant au point de puissance maximale  $P_m$ .

### 2.2.2.3.2. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque

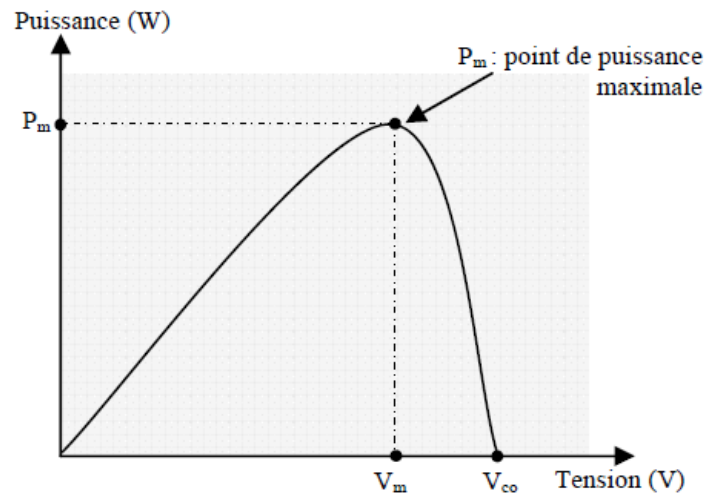
La puissance générée par une cellule photovoltaïque est donnée par :

$$P = V \cdot I$$

La puissance maximale est obtenue lorsque :

$$\frac{dP}{dV} = 0$$





**Figure 2.8.** Caractéristique puissance- tension d'un générateur photovoltaïque.

### 2.2.2.3.3. Rendement d'un générateur photovoltaïque

Le rendement d'une cellule est le rapport entre la puissance maximale disponible et la puissance du rayonnement incident, il est donné par :

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{I_m \cdot V_m}{A \cdot G_a} \quad (2.30)$$

$P_{in}$ : Puissance incidente sur la surface de la cellule photovoltaïque (W)

$G_a$  : Eclairement global incident sur la cellule photovoltaïque (W/m<sup>2</sup>),

$A$ : Surface totale de la cellule photovoltaïque (m<sup>2</sup>).

### 2.2.2.3.4. Facteur de forme

Il permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque. Il est défini comme le rapport entre le point de puissance maximum et la puissance à courant de court-circuit et tension en circuit ouvert.

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{I_m \cdot V_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{\eta \cdot A \cdot G_a}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (2.31)$$

A partir de cette définition, pour une cellule dont la caractéristique I-V est rectangulaire (source de courant), (figure 2.9), le facteur de forme sera donc unitaire. Le facteur de forme d'une bonne cellule photovoltaïque devra être compris entre 0,75 et 0,85. Le facteur de forme FF diminue si la température augmente.

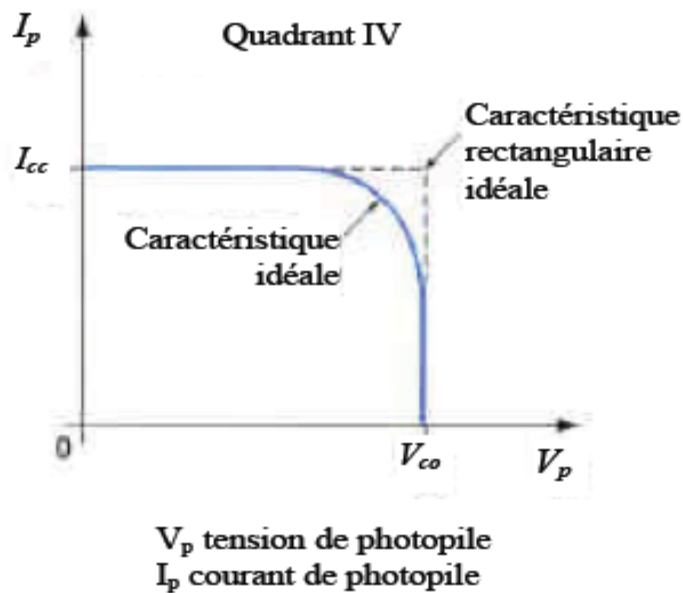


Figure 2.9. Caractéristique idéale d'une cellule P-V

### 2.2.2.3.5. Influence de l'intensité du rayonnement

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ . La figure (2.10) présente un exemple des courbes pour différents niveaux de rayonnement :

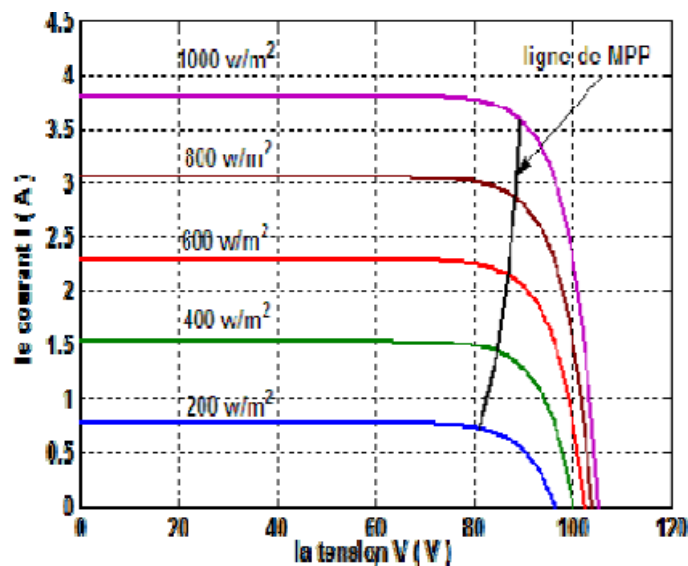
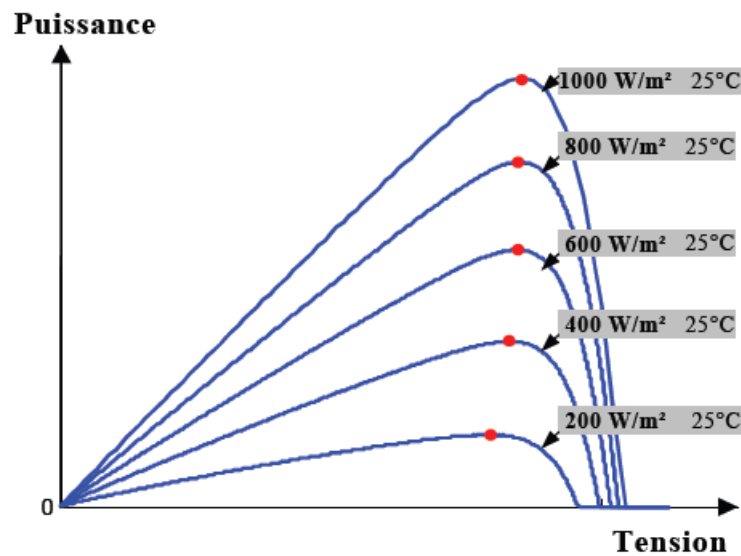


Figure 2.10. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque pour différents rayonnements

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement [39].

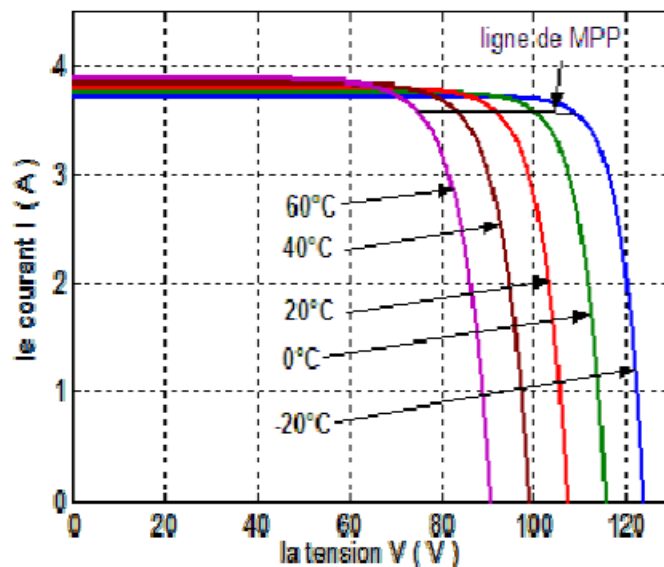
La figure (2.11) présente un exemple des courbes puissance-tension pour différents niveaux de rayonnement :



**Figure 2.11.** Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque pour différents rayonnements

#### 2.2.2.3.6. Influence de la température

La figure (2.12) présente des courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement de la cellule PV :

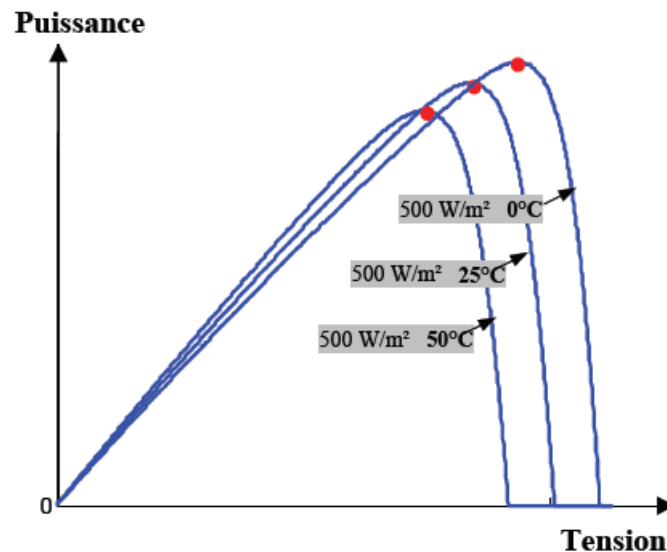


**Figure 2.12.** Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque pour différentes températures.

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site devra être prise en compte.

Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue d'environ 0,5% par degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25 °C [39].

La figure (2.13) présente des courbes puissance-tension pour différentes températures de fonctionnement de la cellule PV :



**Figure 2.13.** Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque pour différents températures.

### 2.2.3. Modélisation du convertisseur à pilotage MPPT

#### 2.2.3.1. Hacheur survolteur

Parmi les structures des convertisseurs DC-DC, nous avons choisi le convertisseur boost comme structure de conversion pour la réalisation du Module PV, étant donné sa souplesse sur son fonctionnement en mode dégradé et son rendement de conversion.

Ce choix a été en effet fait pour la simplicité de la structure, le nombre minimum de composants nécessaires (l'utilisation de la diode du boost pour réaliser la fonction de diode anti-retour par exemple). L'élévation de tension est aussi un facteur positif de choix, puisque les pertes sont plus faibles pour une tension plus élevée. Cette structure étant élévatrice, elle permet de charger une batterie de 24 V même si la moitié du générateur PV est en défaut (ombre).

Le convertisseur CC/CC est un hacheur survolteur. Le modèle du hacheur a été simplifié en utilisant le théorème des valeurs moyennes (figure 2.14).

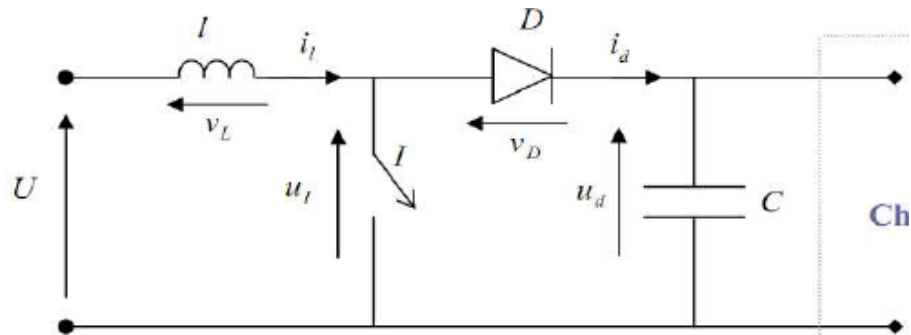


Figure 2.14. Hacheur parallèle.

On distingue deux phases de fonctionnement [5] :

- 1- Lorsque l'interrupteur  $I$  est fermé, la diode est polarisée en inverse  $V_D = -u_d$  ; la charge est donc isolée de la source. La source fournit de l'énergie à l'inductance  $L$ .
- 2- Lorsque l'interrupteur  $I$  est ouvert, l'étage de sortie (C+charge) reçoit de l'énergie de la source et de l'inductance  $L$ .

Pour l'analyse en régime permanent présentée ici, le condensateur de filtrage  $C$  a une valeur suffisamment élevée pour que l'on puisse considérer la tension disponible en sortie constante :

$$u_d(t) = -U_{d0}$$

Enfin on distingue deux modes de fonctionnement selon le courant dans l'inductance  $L$ ,  $i_L(t)$  est interrompu ou non.

a. Fonctionnement à courant de source ininterrompu

-Pour  $0 < t < \alpha T$  l'interrupteur  $I$  est fermé et l'intensité  $i_L(t)$  croît linéairement :

$$U = L \frac{di_L}{dt} + U_{d0} \quad (2.32)$$

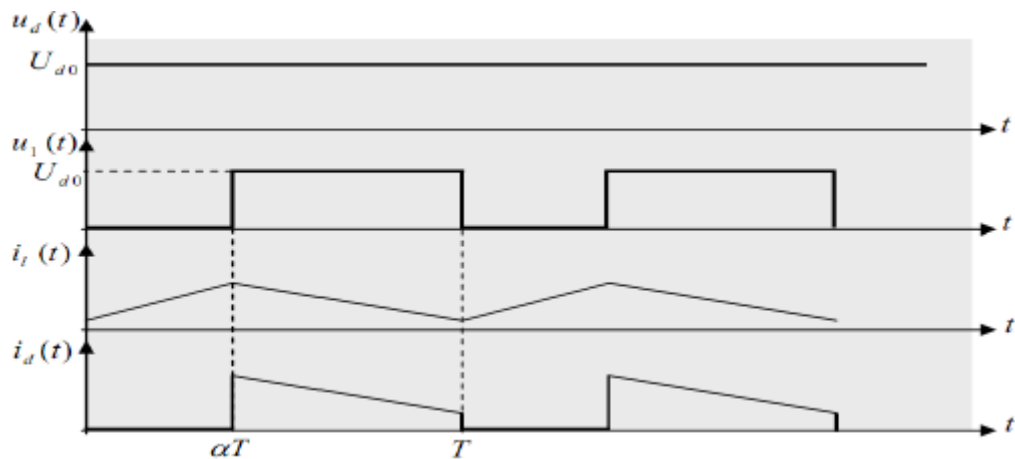
Donc 
$$i_L(t) = \frac{U - U_{d0}}{L} (t - \alpha T) + i_L(\alpha T) \quad (2.33)$$

Avec  $i_L(\alpha T) = \frac{U}{L} \alpha T + i_L(0)$

Et  $U < U_{d0}$  car  $i_L(t)$  doit décroître.

On a :  $u_L = U_{d0}$  ;  $i_d = i_L$  ;  $v_L = U - U_{d0}$

On déduit les caractéristiques de la figure 2.15 :



**Figure 2.15.** Hacheur parallèle. Fonctionnement à courant de source ininterrompu.

On détermine facilement la relation liant  $U$  à  $U_{d0}$ .

On a :  $U = v_L + u_i$  ; donc en moyenne sur une période, compte tenu du fait que la valeur de la moyenne;  $v_L(t)$  est nulle, on obtient :

$$U = U_{I0} = (1 - \alpha) \frac{T}{T} U_{d0} \quad (2.34)$$

Donc

$$\frac{U_{d0}}{U} = \frac{1}{1 - \alpha} \quad (2.35)$$

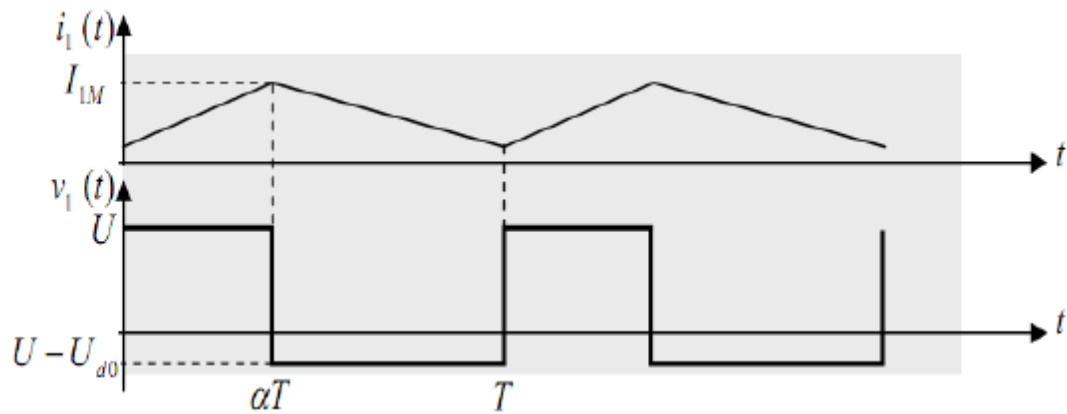
b. Limites entre le fonctionnement interrompu et le fonctionnement ininterrompu

La forme des courant et tension  $i_L(t)$  et  $v_L(t)$  est donnée sur la figure 2.16. La valeur moyenne du courant  $i_L(t)$  s'écrit :

$$I_{L0} = \frac{I_{LM}}{2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U}{L} \alpha T \quad (\text{car } i_L(t) = 0) \quad (2.36)$$

Donc la valeur moyenne du courant disponible en sortie  $I_{d0}$  s'écrit :

$$I_{d0} = (1 - \alpha) I_{L0} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U}{L} \alpha T (1 - \alpha) = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{d0}}{L} \alpha T (1 - \alpha) \quad (2.37)$$



**Figure 2.16.** Hacheur parallèle. Limite du fonctionnement à courant de source ininterrompue.

### 2.2.3.2. Méthode de poursuite du point de puissance maximale

Pour obtenir un meilleur rendement dans le fonctionnement des générateurs photovoltaïques, la technique appelée la poursuite de la puissance maximale (MPPT) qui consiste à transférer de façon optimale toute la puissance électrique à extraire de cette source de l'énergie photovoltaïque vers la charge à alimenter. Elle doit être utilisée dans toute application utilisant ces générateurs, et deviendra nécessaire et même indispensable selon la théorie du transfert optimal de puissance [6].

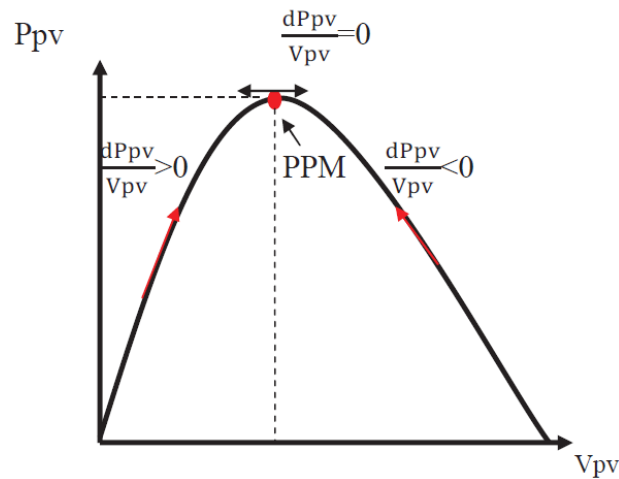
Les techniques de contrôle employées pour la poursuite du point de puissance sont :

- Méthodes de la dérivée de la puissance
- Méthodes à contre réaction de la tension

### 2.2.3.3. Méthode de la dérivée de la puissance

Cette méthode est basée sur la recherche de l'extremum de la courbe de puissance  $P_{pv} = f(V_{pv})$  obtenue directement de la caractéristique du (GPV). Le (PPM) est obtenu lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension s'annule, c'est-à-dire, lorsque  $\left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0\right)$  [41].

Le point de puissance maximale (PPM) est donné par la Figure 2.17 :



**Figure 2.17.** Caractéristique du point de puissance maximale *PPM*.

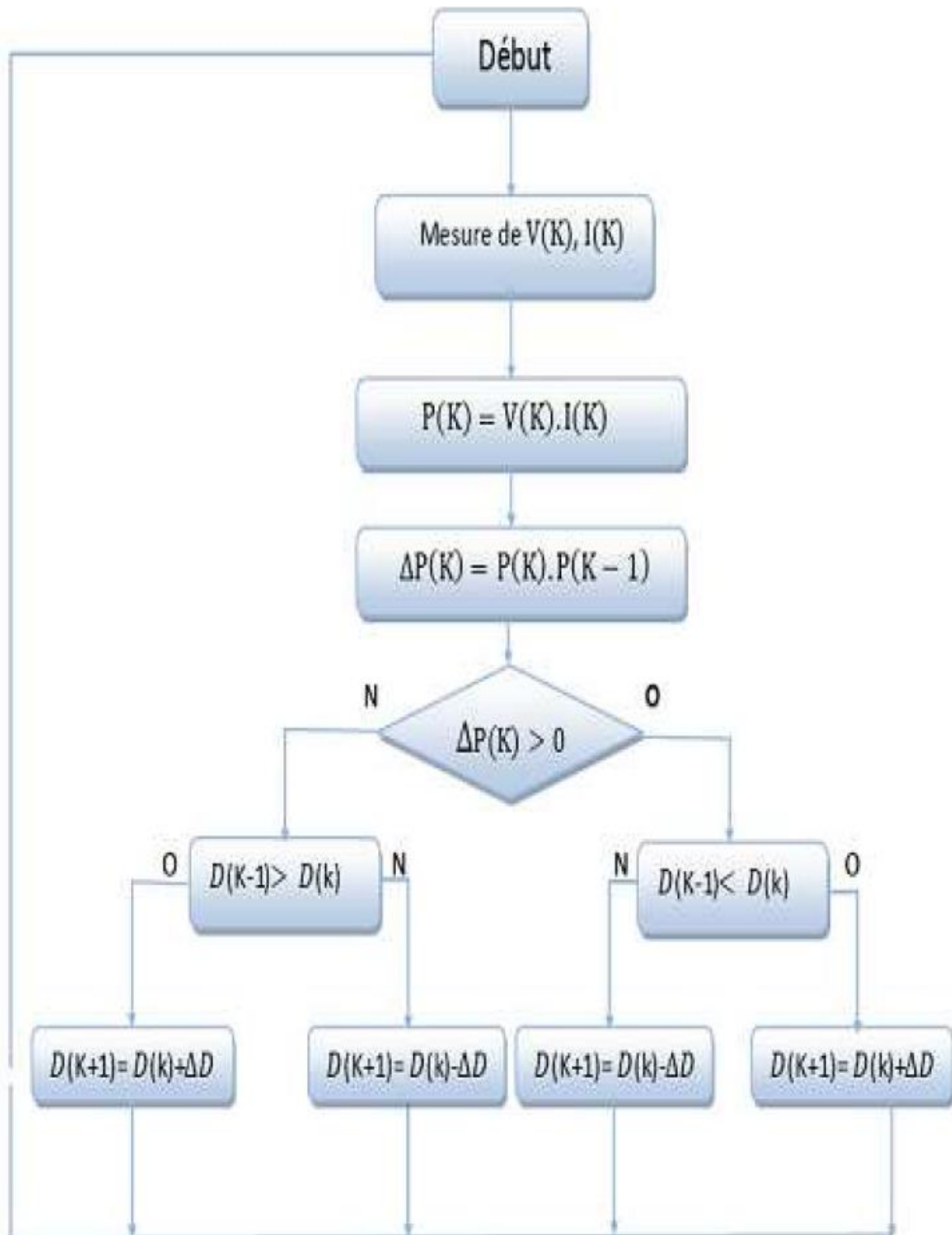
### 2.2.3.3.1. Méthode de la perturbation et l'observation (P&O)

C'est l'algorithme de poursuite du *PPM* le plus utilisé (figure 2.18). Comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système à travers l'augmentation ou la diminution de  $V_{ref}$  ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis par l'observation des effets de ces perturbations sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle  $P(k)$  du panneau est supérieure à la valeur précédente  $P(k - 1)$  alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent [6].

Avec cet algorithme la tension de fonctionnement  $V$  est perturbée à chaque cycle du *MPPT*. Dès que le *PPM* sera atteint,  $V$  oscillera autour de la tension idéale  $V_{mp}$  de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d'une perturbation simple.

La valeur pour la largeur idéale du pas  $\Delta D$  dépend du système, elle doit être déterminée expérimentalement.





**Figure 2.18.** Organigramme d'algorithme *MPPT* (P&O).

$\Delta D$  est le pas de perturbation.

### 2.2.3.3.2. Méthode par incrémentation de conductance

L'algorithme par incrémentation de conductance (figure 2.19) se résulte en dérivant la puissance du panneau photovoltaïque par rapport à la tension et en mettant le résultat égal à zéro. Ceci peut être décrit par les équations suivantes [6]:

$$P_{pv} = I_{pv} \cdot V_{pv}$$

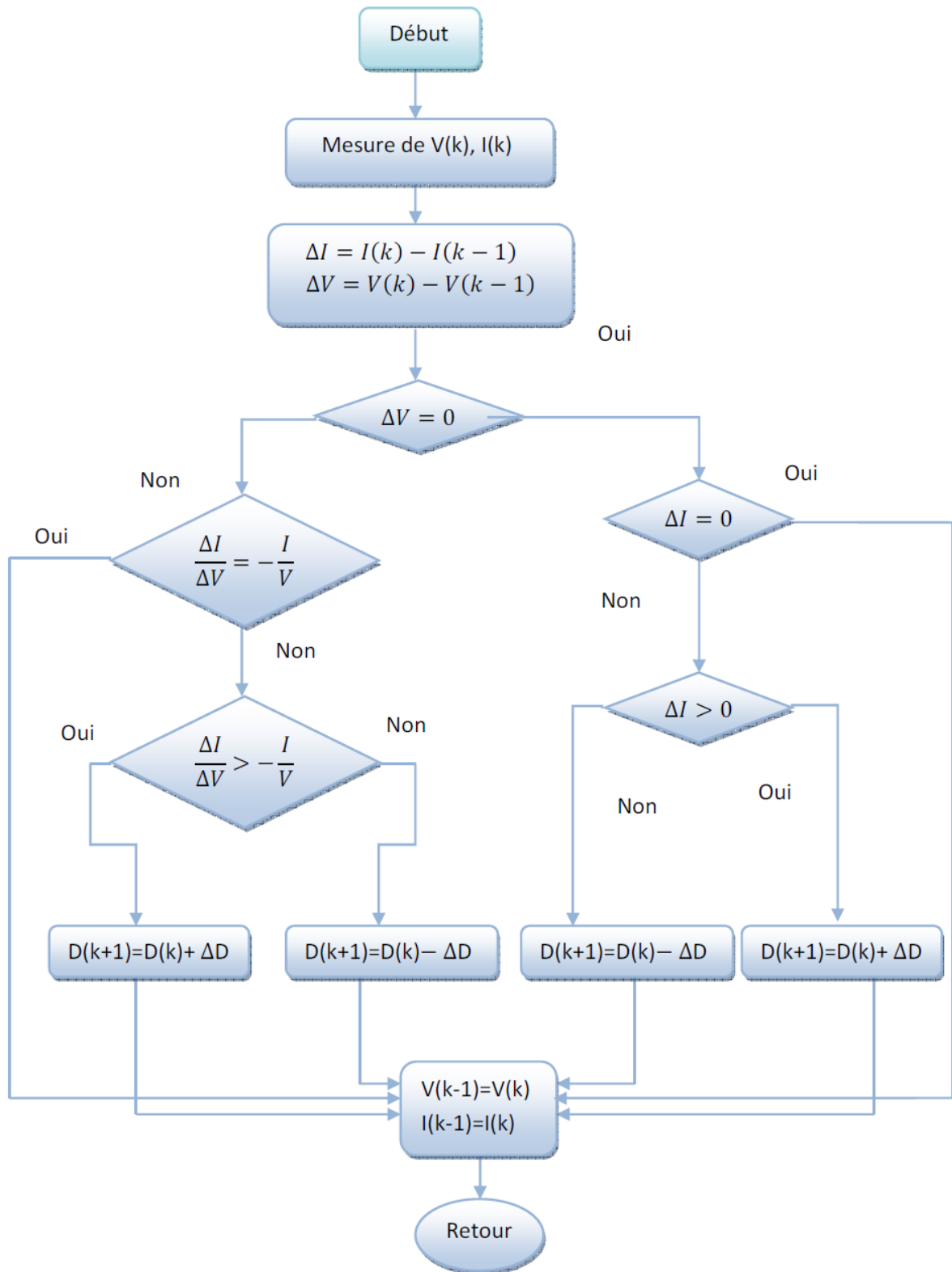
$$\begin{aligned} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} &= \frac{d(I_{pv} \cdot V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \\ \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} &= \frac{-I_{pv}}{V_{pv}} \end{aligned} \quad (2.38)$$

Le terme  $\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$  représente l'opposé de la conductibilité instantanée du panneau photovoltaïque, et  $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$  représente le terme d'incrément de conductance. Par conséquent, pour le point de puissance maximum (PPM), ces deux termes peuvent être égaux mais de signes opposés. Si le point de fonctionnement ne coïncide pas avec le point (PPM), l'inégalité de l'équation (2.38) indique la position de la tension de fonctionnement si elle est plus grande ou inférieure à la tension du point de puissance maximum (PPM) [6].

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}, \left( \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \right)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}, \left( \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \right)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}, \left( \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \right)$$



**Figure 2.19.** Organigramme d’algorithme MPPT ( inc-cond).

$\Delta D$  est le pas de perturbation.

### 2.3. Modélisation de la chaîne éolienne

Le générateur éolien, constitué d'une turbine à axe horizontal couplée directement à une génératrice synchrone à aimants permanents raccordée à un bus continu par l'intermédiaire d'un redresseur, est représenté en figure 2.20. La modélisation de ces différents organes va être examinée dans ce qui suit.

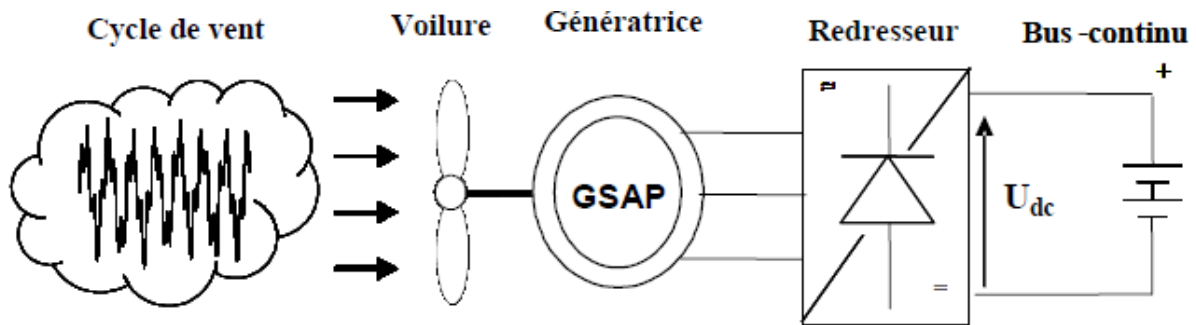


Figure 2.20. Chaîne de conversion éolienne

#### 2.3.1. Modèle du vent

##### 2.3.1.1. Correction de la vitesse de vent avec l'altitude

La vitesse du vent augmente avec l'altitude par rapport au sol. Nous avons donc converti les vitesses de vent à  $h_0$  en vitesses de vent à la hauteur de moyeu  $h$  par la relation de Justus [37] :

$$V_h = V_{h_0} \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (2.39)$$

Où  $\alpha$  est le coefficient de correction souvent considéré comme étant égal à 0,15. Sa valeur dépend de la nature du terrain. Les valeurs habituelles sont montrées dans le Tableau 2.1 [37].

Tableau 2.1. Valeurs du coefficient de correction

Nature du terrain	$\alpha$
Surface de l'eau	0.1
Plaine herbeuse	0.15
Cultures agricoles	0.2
Végétation avec peu d'arbres	0.2
Bois	0.25
Plusieurs bâtiments	0.25

Terrain accidenté, montagneux	0.25
-------------------------------	------

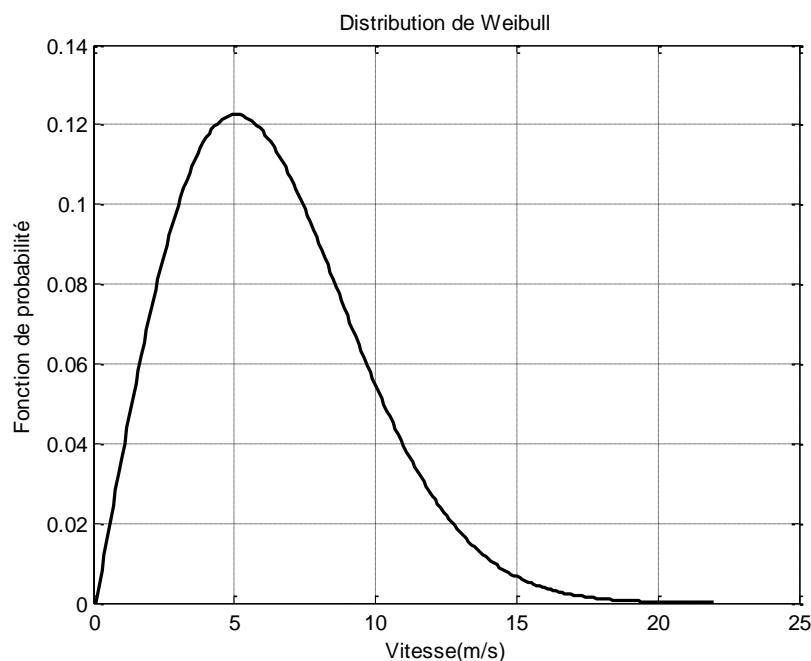
La vitesse ainsi corrigée est utilisée dans les calculs.

### 2.3.1.2. Distribution de Weibull

Il existe plusieurs méthodes de représentation et d'analyse pour quantifier le potentiel éolien d'un site. Ces distributions sont généralement approximées par des lois, notamment la fonction de distribution de Weibull [22].

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.40)$$

La figure 2.21 est obtenue grâce à l'équation (2.40) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres  $k$  et  $c$  sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s. Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à  $k=2$ . Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent  $V$  [22].



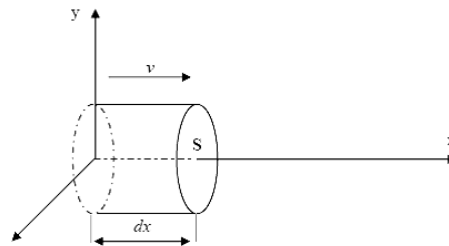
**Figure 2.21.** Exemple de la distribution de Weibull

## 2.3.2. Modèle de la turbine

### 2.3.2.1. Puissance récupérable par une turbine

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur  $dx$ , de section  $S$ , de masse volumique  $\rho$ , animée d'une vitesse  $v$ , (Voir figure 2.22) s'écrit [42]:

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho s dx v^2$$



**Figure 2.22.** Colonne d'air animée d'une vitesse  $V$ .

La puissance  $P_v$  extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps.

On a  $dx = v dt$ , on déduit l'expression de  $P_v$  :

$$P_v = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho s v^3 \quad (2.41)$$

$\rho$  : Densité volumique de l'air ( $\text{Kg}/\text{m}^3$ )

$v$  : Vitesse instantanée du vent (m/s)

$E_c$  : Energie cinétique du vent (Joules).

### 2.3.2.2. Loi de Betz

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Albert BETZ en 1929, qui suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse  $V_1$  et à l'infini en aval d'une vitesse  $V_2$ . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique du vent, la vitesse  $V_2$  est nécessairement inférieure à  $V_1$ . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant. Soit  $V'$  la vitesse au travers de  $S$ , la section balayée par les pales de l'éolienne (Voir figure 2.23), et  $M$  la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation de l'énergie cinétique  $\Delta E_c$  est [43]:

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} \cdot M \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.42)$$

La puissance aérodynamique de l'éolienne  $P_{aer}$  s'écrit alors :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s \cdot V' \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.43)$$

Par ailleurs, la force de l'air  $F$  sur l'éolienne est donnée par :

$$F = \rho \cdot s \cdot V' \cdot (V_1 - V_2) \quad (2.44)$$

D'où :

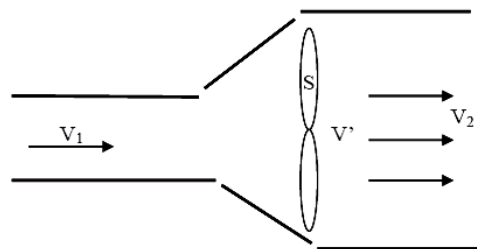
$$P_{aer} = F \cdot V' = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s \cdot V'^2 \cdot (V_1 - V_2)$$

En identifiant les équations, il vient :

$$V' = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

Et donc :

$$P_{aer} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot s \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.45)$$



**Figure 2.23.** Théorie de Betz : Schéma de principe.

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée  $\frac{\partial p_{aer}}{\partial V_2}$  est nulle, soit pour  $V_2 = \frac{V_1}{3}$ , la puissance est maximale et vaut :

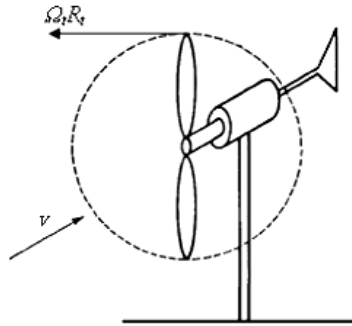
$$P_{aer \max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho \cdot s \cdot V_1^3}{2} = \frac{16}{27} \cdot P_v \quad (2.46)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde.

### 2.3.2.3. Vitesse normalisée

On définit la vitesse normalisée  $\lambda$  comme étant le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine  $\Omega_t \cdot R_t$  sur la vitesse instantanée de vent (Voir Figure 2.24) et donné par l'expression suivante [42]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V} \quad (2.47)$$



**Figure 2.24.** Vitesse de vent ( $V$ ) et vitesse tangentielle de l'aubage  $\Omega_t \cdot R_t$

$V$  : Vitesse de vent (m/s).

$\Omega_t$  : Vitesse de rotation avant multiplicatrice (rad/s)

$R_t$  : Rayon de la surface balayée(m).

### 2.3.2.4. Coefficient de puissance

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de la puissance maximale théorique  $P_{\acute{e}ol\ max}$  peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance  $C_p$  de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent [22] :

$$P_{\acute{e}ol} = C_p \cdot P_v = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (2.48)$$

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{\acute{e}ol}}{\rho \cdot S \cdot V^3}$$

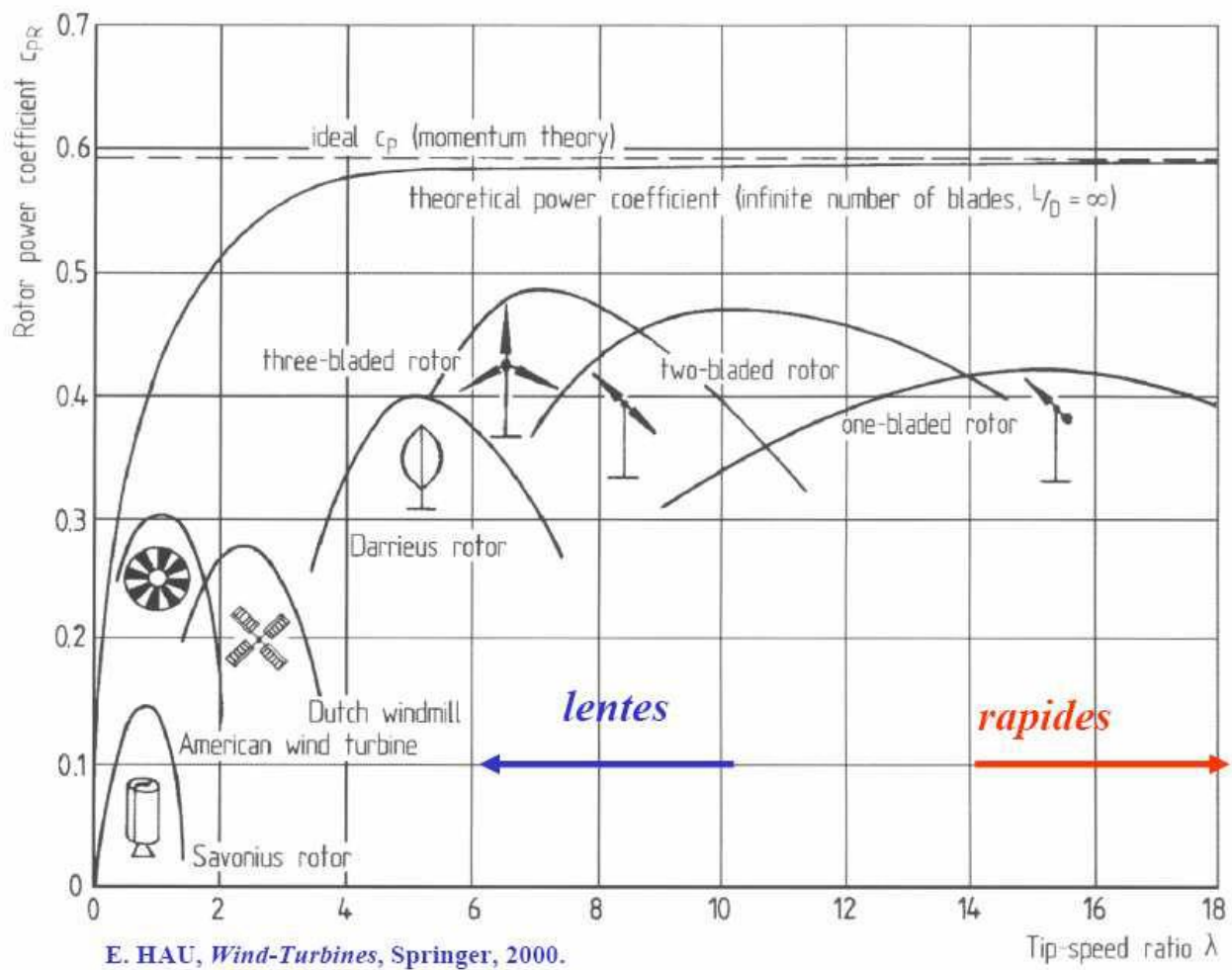
Le coefficient de puissance maximal théorique est défini :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{\acute{e}ol\ max}}{P_v} = 0.59$$



$C_p^{opt}$  Étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance  $C_p$ . Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale  $\lambda_{opt}$  pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent nominale  $V_n$  et une vitesse de rotation nominale  $\Omega_{tn}$ .

La figure 2.25 donne une vue sur les coefficients de puissance  $C_p$  habituels en fonction de la vitesse réduite  $\lambda$  pour différents types d'éoliennes.



**Figure 2.25.** Courbes caractéristiques des aérogénérateurs.

### 2.3.2.5. Coefficient de couple

Le coefficient de couple  $C_m$  est assez proche du coefficient de puissance  $C_p$ . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement, notamment à vitesse de rotation  $\Omega_t$  nulle, ce qui correspond à une valeur de  $C_p$  nulle pour une valeur de  $C_m$  non nulle [42].

En combinant les équations (2.41), (2.47), et (2.48), la puissance mécanique  $P_m$  disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^2 \cdot V^3 \quad (2.49)$$

Avec :

$$\lambda_n = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V}$$

D'où l'expression du couple est la suivante :

$$T_t = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t \cdot P_m}{\lambda \cdot V} = \frac{C_p}{\lambda} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^3 \cdot V^2 \quad (2.50)$$

La valeur du coefficient de couple est déterminée par la formule suivante :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{2T_t}{\rho \cdot S_t \cdot R_t \cdot V^2} \quad (2.51)$$

$T_t$  : Couple de la turbine éolienne (N.m).

### 2.3.3. Modèle de l'arbre de la machine

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par [23] :

$$(J_t + J_m) \frac{d\Omega}{dt} = c_{eol} - C_{em} - (f_m + f_t)\Omega \quad (2.52)$$

Avec :

$J_m$  : l'inertie de la machine

$f_m$  : le coefficient de frottement de la machine

$J_t$  : l'inertie de la turbine ;

$f_t$  : le coefficient de frottement des pâles

$c_{eol}$  : le couple statique fournie par l'éolienne.

$C_{em}$  : le couple électromagnétique de la génératrice.

On dispose uniquement des paramètres mécaniques de la machine et de l'inertie de la voilure. C'est pour cela que dans cette application, on ne considère que le coefficient de frottement associé à la génératrice (celui de la voilure n'est pas pris en compte).

$$J = J_t + J_m = J_t$$

$$f = f_t + f_m = f_m$$

Par suite, le modèle qui caractérise le comportement mécanique de la chaîne éolienne est donné par l'équation différentielle suivante :

$$C_{eol} = J_t \frac{d\Omega}{dt} + C_{em} + f_m \Omega \quad (2.53)$$

### 2.3.4. Modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents

Grâce aux nombreux avantages qu'elle a par rapport aux autres types de machines électriques (performances, robustesse, ...), la machine synchrone à aimants permanents est intéressante pour une application en générateur couplé à une turbine éolienne.

Les concepteurs nous donnent des précisions concernant la façon de modéliser ce composant. Le modèle de la machine synchrone possède quatre sorties de type électrique : les trois bornes des enroulements stator et une borne représentant le neutre. Les phases sont connectées en étoile [22].

La génératrice synchrone à aimant permanent est modélisée dans un repère abc. Le modèle circuit en termes de tension et de courant sous forme matricielle est donné par [23] :

$$[V]_{(3)} = [e]_{(3)} - [R_s][i]_{(3)} - [L_s] \frac{d}{dt} [i]_{(3)} \quad (2.54)$$

Avec

$$[V]_{(3)} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, [e]_{(3)} = P\Phi_f\Omega \begin{bmatrix} \sin(P\Omega t) \\ \sin\left(P\Omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(P\Omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}, [L] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \text{ et } [R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$$

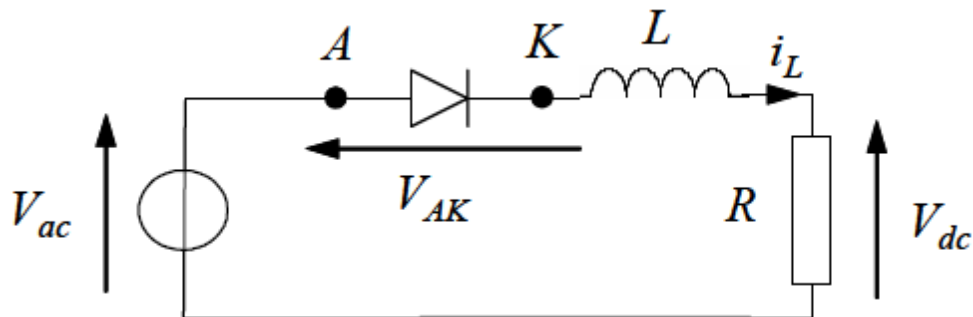
L'expression du couple électromagnétique est donnée par :

$$C_{em}(t) = \frac{e_a(t).i_a(t) + e_b(t).i_b(t) + e_c(t).i_c(t)}{\Omega(t)} \quad (2.55)$$

Où  $V_a, V_b, V_c$  sont les valeurs instantanées des tensions triphasées ;  $i_a, i_b, i_c$  sont les valeurs instantanées des courants triphasés ;  $R_s$  est la résistance des enroulements ;  $L_s$  est l'inductance des enroulements ;  $P$  est le nombre de paires des pôles de la génératrice ;  $\Phi_f$  est le flux magnétique des aimants ;  $\Omega$  est la vitesse de rotation de la génératrice.

## 2.3.5. Modélisation du redresseur

### 2.3.5.1. Etude d'un redresseur monophasé à diode



**Figure 2.26.** Redresseur monophasé à diode

- Rappel sur les règles de conduction d'une diode
  - Une diode se met à conduire lorsque la tension anode-cathode devient positive ( $V_{AK} > 0$ ). Lorsqu'elle est conductrice, la tension à ses bornes est nulle (cas d'une diode parfaite) ou plus généralement égale à une valeur de seuil  $U_{d0}$  (typiquement comprise entre 0.5 et 1 V). Cette valeur reste toutefois négligeable devant les autres chutes de tension dans le circuit. Le courant dans la diode est alors imposé par le reste du circuit.
  - Une diode se bloque lorsque le courant anode-cathode qui la traverse s'annule ( $i_{AK} = 0$ ). La tension anode-cathode est alors imposée par le reste du circuit.

- Modèle du redresseur monophasé à diode

Le comportement du redresseur peut être caractérisé en exprimant le courant dans l'inductance :

$$i_L = \frac{1}{L} \int V_L dt \quad (2.56)$$

où la tension  $V_L$  aux bornes de l'inductance dépend de l'état de conduction  $c$  de la diode. En effet,

lorsque la diode est conductrice ( $c = 1$ ), on a :

$$V_L = V_{ac} - V_{dc}$$

et lorsque celle-ci est bloquée ( $c = 0$ ) :

$$V_L = 0$$

Ainsi, de façon générale, en fonction de l'état de conduction  $c$  de la diode, la tension aux bornes de l'inductance s'exprime par :

$$V_L = c(V_{ac} - V_{dc})$$

En exprimant la tension aux bornes de la charge résistive en fonction du courant dans l'inductance,

$$V_{dc} = Ri_L$$

L'équation (2.56) devient :

$$i_L = \frac{1}{L} \int c(V_{ac} - Ri_L) dt \quad (2.57)$$

Reste à établir l'état de conduction  $c$  de la diode. A partir des règles élémentaires évoquées précédemment en début de paragraphe, nous pouvons dire que la diode est conductrice ( $c = 1$ ) si et seulement si l'une des conditions suivantes est vérifiée :

$$V_{ac} - V_{dc} > 0 \quad \text{ou} \quad i_L > 0$$

Le premier terme traduit la condition d'amorçage de la diode. En effet, lorsque la diode est bloquée, nous avons  $V_{AK} = V_{ac} - V_{dc}$ . Le deuxième terme indique la continuité de la conduction tant que le courant dans la diode  $i_L = i_{AK}$  reste strictement positif. Si l'une des deux conditions précédente n'est pas remplie, la diode est bloquée ( $c = 0$ ) [23].

### **2.3.5.2. Modèle d'un pont de diode**

On considère un redresseur alimenté par une source de tension, et débitant sur une batterie supposée idéale. Dans un premier temps, on considère que l'impédance de la source est nulle.

Dans ce cas, les courants de ligne  $i_a$ ,  $i_b$  et  $i_c$  prennent à tour de rôle la valeur (et forme) du courant continu  $I_{dc}$ . Chaque diode assure la conduction du courant pendant 1/3 de la période.

Avec l'hypothèse d'une impédance de source nulle, le courant s'établit instantanément à sa valeur  $I_{dc}$  lorsqu'une diode devient conductrice [23].

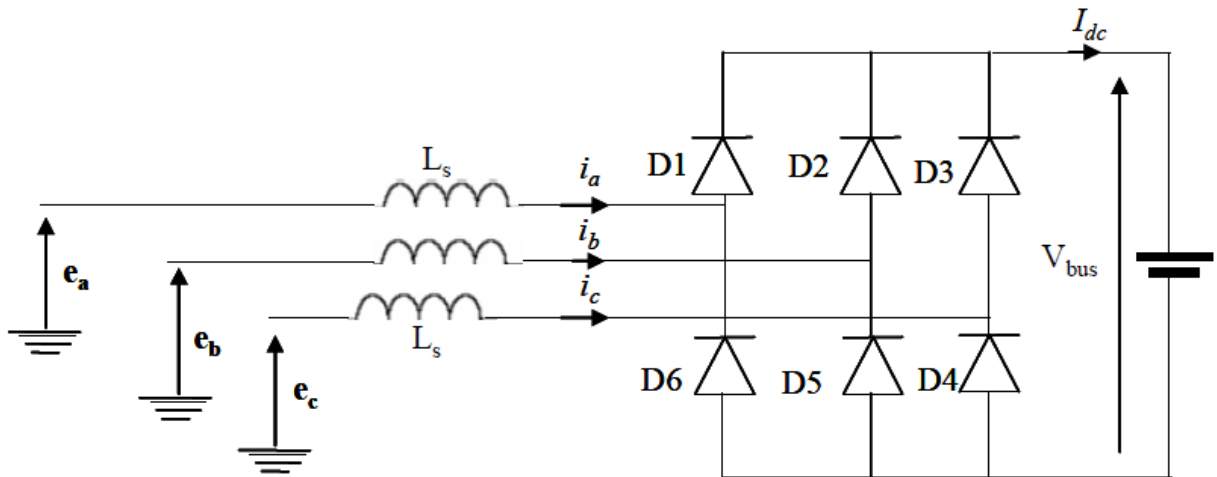


Figure 2.27. Schéma d'un pont de diodes

Le schéma équivalent pendant une séquence de conduction (par exemple phases 1 et 2) est représenté sur Figure 2.28.

A partir du schéma équivalent, et en appliquant la loi des mailles et des nœuds, nous pouvons écrire :

$$\frac{dI_{dc}}{dt} = \frac{1}{2L_s} (V_a - V_b - V_{bus}) \quad (2.58)$$

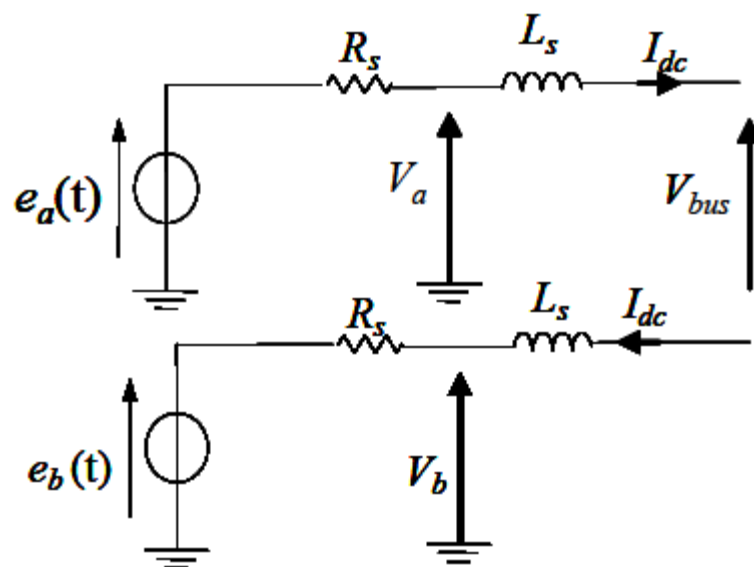


Figure 2.28. Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale

### 2.3.6. Puissance éolienne produite

L'éolienne trouvée au marché est caractérisée par sa puissance nominale  $P_n$ , la puissance électrique à la sortie de la génératrice, cette puissance est fournie lorsque le vent souffle à la vitesse nominale  $v_n$ .

Une fois les fonctions de distribution de la vitesse du vent sont trouvées. La puissance moyenne produite par l'aérogénérateur peut facilement être calculée en utilisant l'équation (2.59) [44].

$$P_{\acute{e}ol\_moy} = \int_0^{\infty} P_{\acute{e}ol}(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad (2.59)$$

Où :

$f(v)$  : la probabilité de la vitesse  $v$

$P_{\acute{e}ol}$  : la puissance résultante d'une vitesse  $v$

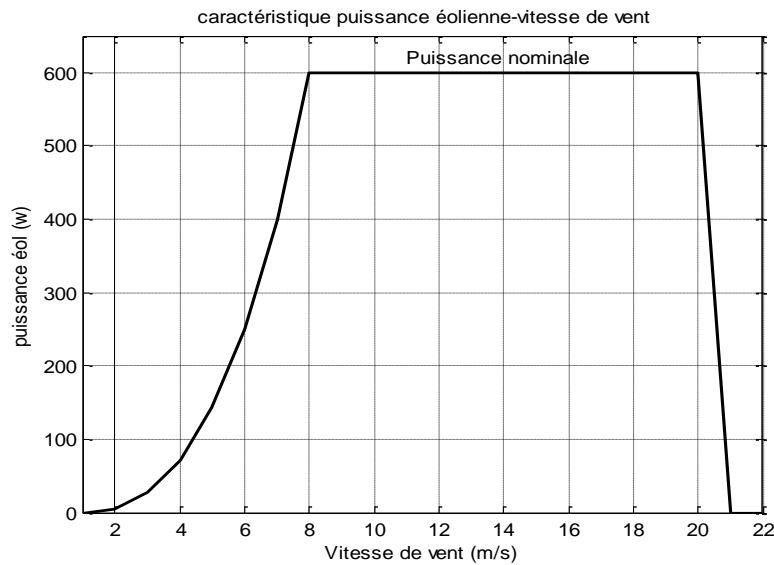
La puissance produite par l'aérogénérateur est calculée en fonction de la vitesse de vent selon l'équation (2.60) [44].

$$P_{\acute{e}ol} = \begin{cases} 0 & \text{pour } 0 \leq v < v_d \\ P_n \cdot \frac{v^k - v_d^k}{v_n^k - v_d^k} & \text{pour } v_d \leq v \leq v_n \\ P_n & \text{pour } v_n \leq v < v_c \\ 0 & \text{pour } v_c \leq v \end{cases} \quad (2.60)$$

Où :

$P_n$  : puissance nominale de l'éolienne,  $v_d$  : vitesse de démarrage de la turbine,  $v_n$  : vitesse nominale de la turbine,  $v_c$  : vitesse de coupure de la turbine,  $k$  : le facteur de forme.

La variation de la puissance produite en fonction de la vitesse de vent est montrée dans la figure 2.29.



**Figure 2.29.** Puissance de l'aérogénérateur en fonction de la vitesse de vent

La puissance moyenne produite par l'aérogénérateur est donnée par [44] :

$$P_{éol\_moy} = P_n \cdot \left[ \frac{[\exp(-(\frac{v_d}{c})^k) - \exp(-(\frac{v_n}{c})^k)]}{(\frac{v_n}{c})^k - (\frac{v_d}{c})^k} - \exp(-(\frac{v_c}{c})^k) \right] \quad (2.61)$$

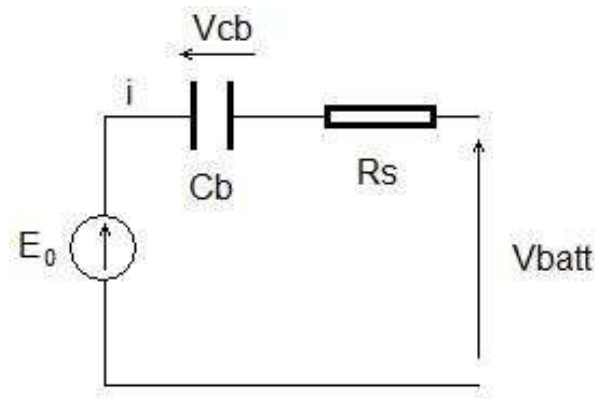
Il suffit d'introduire le rendement du pont de diodes à la puissance moyenne produite par l'aérogénérateur  $P_{éol\_moy}$  pour trouver la puissance éolienne fournie au bus CC.

## 2.4. Modélisation du dispositif de stockage

Il existe plusieurs modèles de batterie au plomb et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances. Notre choix s'est porté sur deux modèles : le modèle dit « CIEMAT » relativement complet, malgré quelques imperfections comme le saut de tension lorsqu'on passe d'un cycle de charge à un cycle de décharge, et le modèle R-C [26].

- Le modèle R-C : le modèle électrique simple de la batterie comprend une fem  $E_0$  modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie ( $C_b$ ) et une résistance interne ( $R_s$ ).





**Figure 2.30.** Modèle R-C de la batterie [19]

Nous avons donc :

$$V_{batt} = E_0 - R_s \cdot i - V_{Cb} \quad (2.62)$$

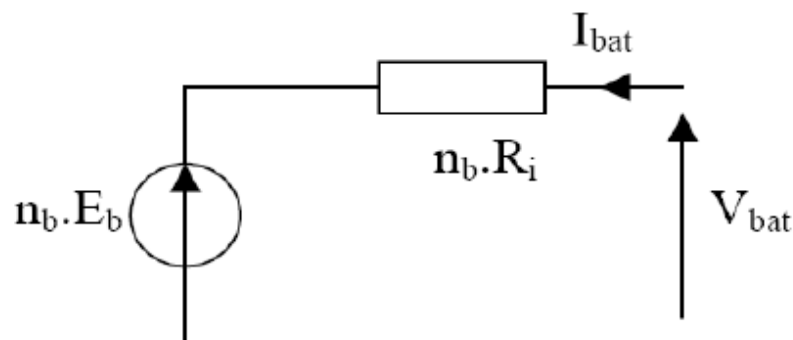
On définit également l'état de charge (EDC) de la batterie par :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_b} \quad (2.63)$$

Avec  $C_b$  la capacité (Ah) nominale de la batterie et  $Q_d$  la quantité de charge manquante par rapport à  $C_b$ .

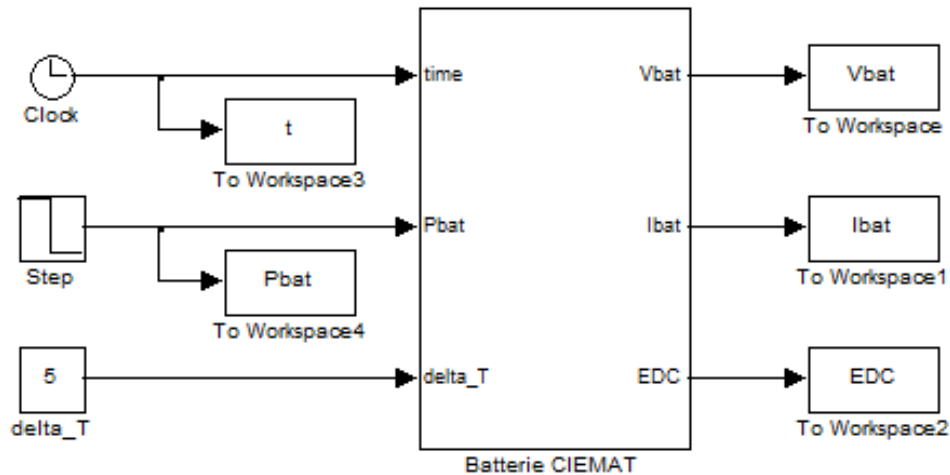
- Le modèle « CIEMAT »

Ce modèle est basé sur le schéma suivant (Figure 2.31) où la batterie est décrite par seulement deux éléments, une source de tension et une résistance interne, dont les valeurs dépendent d'un certain nombre de paramètres :



**Figure 2.31.** Schéma équivalent de  $n_b$  éléments en série [19]

Ce modèle définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction du courant imposé, de son état de charge et de la température. Il tient compte du rendement faradique en charge pour calculer l'évolution de son état de charge et intègre la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène) [26].



**Figure 2.32.** Modèle CIEMAT de la batterie au plomb sous Simulink

Les entrées du modèle de la figure. 2.32 sont donc la puissance et l'écart de température par rapport à la température nominale fixée à 25°C. Le calcul de l'état de charge se fait en interne et permet de calculer la tension. La valeur du courant est obtenue à partir de la puissance et de la tension (équation 2.64). L'horloge représentée sur la figure 2.32 a juste un rôle dans l'acquisition des données.

$$I_{bat} = \frac{P_{bat}}{V_{bat}} \quad (2.64)$$

Les expressions des grandeurs de la batterie sont exprimées ci-dessous.

L'expression générale de la tension batterie :

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \quad (2.65)$$

La valeur de la résistance interne de la batterie est calculée en fonction de sa tension nominale.

L'expression de l'état de charge :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_b} \quad (2.66)$$

Les tensions en décharge et en charge sont modélisées par deux équations différentes [19] :

- tension en décharge :

$$V_{bat\_dé} = n_b \cdot [1,965 + 0,12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left( \frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1,3}} + \frac{0,27}{(EDC)^{1,5}} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \quad (2.67)$$

- tension en charge :

$$V_{bat\_ch} = n_b \cdot [2 + 0,16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{I_{bat}}{C_{10}} \cdot \left( \frac{6}{1 + I_{bat}^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - EDC)^{1,2}} + 0,036 \right) \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \quad (2.68)$$

## 2.5. Modélisation du hacheur réversible en courant

Les équations différentielles définissant le fonctionnement des deux hacheurs réunis sur la structure présentés dans la Figure 1.23 ont été résolues en utilisant un modèle en valeurs moyennes. Sachant que la commande des interrupteurs  $T_2$  et  $T_1$  est simultanée avec des rapports cycliques  $d_b$  et  $1 - d_b$  complémentaires, le fonctionnement du hacheur réversible en courant est décrit par [1]:

$$\frac{di_{bat}}{dt} = \frac{1}{L} (d_b V_{bus} - V_{bat}) \quad (2.69)$$

En appliquant la loi de conversion de la puissance, le courant injecté ou absorbé du bus à CC s'exprime :

$$i_{cb} = d_b i_{bat} \quad (2.70)$$

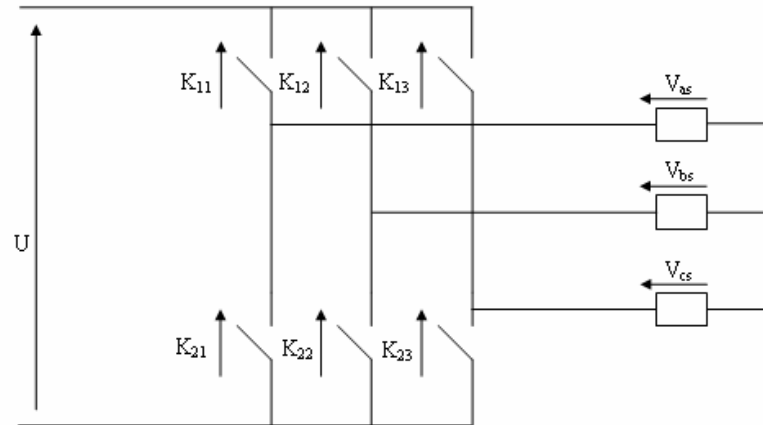
Le rapport cyclique  $d_b$  est obtenu à partir d'un régulateur PI ayant comme entrée l'erreur de tension sur le bus à CC.

## 2.6. Modélisation de l'onduleur

L'association d'un transistor  $T_i$  et d'une diode  $D_i$  donne un composant bidirectionnel  $K_i$ . Comme les commandes des deux transistors du même bras sont complémentaires, nous pouvons remplacer chaque bras de l'onduleur par un interrupteur à deux positions comme l'indique la figure (2.33) [24].

Soit  $F_i$  l'état de l'interrupteur  $K_i$ , il est donné par:

$$F_i = \begin{cases} 1 & \text{si } T_i \text{ est ouvert et } T'_i \text{ est fermé} \\ 0 & \text{si } T_i \text{ est fermé et } T'_i \text{ est ouvert} \end{cases}$$



**Figure 2.33.** Représentation des composants bidirectionnels.

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont données par:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} F_1 & -F_2 \\ F_2 & -F_3 \\ F_3 & -F_1 \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

Par conséquent, les tensions simples et le courant \$I\_s\$ à l'entrée de l'onduleur s'expriment en fonction des fonctions logiques comme suit:

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} 2F_1 & -F_2 & -F_3 \\ -F_1 & 2F_2 & -F_3 \\ -F_1 & -F_2 & 2F_3 \end{bmatrix} \quad (2.72)$$

$$I_s = F_1 \cdot I_{sa} + F_2 \cdot I_{sb} + F_3 \cdot I_{sc} \quad (2.73)$$

## 2.7. Conclusion

Dans ce chapitre, les modèles mathématiques de système étudié sont présentés. On commence avec les modèles des données météorologiques au site. On passe après à la chaîne photovoltaïque, où nous utilisons deux méthodes de maximisation de puissance. Ensuite, on étudie la chaîne éolienne : vent, turbine, génératrice synchrone et pont à diodes ; Où on donne un modèle qui peut calculer la puissance éolienne produite. On continue avec les modèles de la batterie et du hacheur réversible en courant et du bus continu. On finit par le modèle de l'onduleur.

# Chapitre 3

## OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE

---

### 3.1. Introduction

Après avoir étudié et modélisé les différents composants du système hybride éolien-photovoltaïque, aussi que l'influence des paramètres de ses composants sur l'énergie produite, nous procédons au dimensionnement du système.

L'importance de l'optimisation est primordiale pour les systèmes d'énergies renouvelables autonomes. C'est pourquoi différentes méthodes sont employées pour l'optimisation de ces systèmes.

B.S. Borowy et Z.M. Salameh ont développé une méthodologie pour dimensionner de manière optimale la combinaison d'une banque de batteries et du générateur photovoltaïque dans un système hybride éolien-photovoltaïque totalement autonome. Le système est optimisé pour minimiser le coût du système pour un profil de charge donné et une LPSP (Loss of Power Supply Probability) choisie en utilisant les données météorologiques horaires. Dans la méthodologie, la taille de l'éolienne est réglée, avec une approche itérative utilisée pour déterminer le nombre de batteries et des panneaux PV requis en fonction de la contrainte LPSP.

### 3.2. Critères d'optimisation du système hybride

Le calcul du nombre optimal des modules photovoltaïques et des batteries a été basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability\_ 'LPSP'), et sur l'économie du système [45].

En termes de niveau de charge des batteries, la Probabilité de perte de puissance peut être définie comme dit la formule (3.1) [45].

$$LPSP = Pr\{E_{Bt}(t) \leq E_{Bt\_min} \text{ pour } t \leq T\} \quad (3.1)$$

Où :

$E_{Bt}(t)$  : l'énergie stockée dans la batterie à l'instant  $t$ .

$E_{Bt\_min}$ : le niveau minimal d'énergie admissible dans la batterie.

### 3.3. Modèle de simulation

L'énergie produite par le générateur photovoltaïque et l'aérogénérateur est donnée dans l'équation (3.2).

$$E_G(t) = E_{éol}(t) + N_{PV} \cdot E_{PV}(t) \quad (3.2)$$

Où :

$E_{éol}(t)$  : l'énergie produite par l'aérogénérateur.

$E_{PV}(t)$  : l'énergie produite par un module photovoltaïque.

$N_{PV}$  : le nombre des modules photovoltaïques.

Pour calculer l'énergie stockée dans les batteries nous avons considéré deux scénarios :

#### Premier scénario

Si l'énergie générée par les deux sources est supérieure à celle demandée par la charge ; les batteries seront chargées. L'énergie stockée à l'instant t est donnée dans l'équation (3.3).

$$E_{Bt}(t) = E_{Bt}(t-1) + \left( E_G(t) - \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{Bt\_ch} \quad (3.3)$$

Et,  $LPS(t) = 0$

Où :

$E_{Bt}(t)$  et  $E_{Bt}(t-1)$  sont les énergies stockées dans les batteries aux heures (t) et (t-1).

$\eta_{Bt\_ch}$  : le rendement de charge de la batterie.

$E_D(t)$  : l'énergie demandée par la charge à une heure t.

$\eta_{ond}$  : le rendement de l'onduleur.

#### Deuxième scénario

Si l'énergie générée par l'éolienne et photovoltaïque est inférieure à celle demandée par la charge, les batteries seront déchargées ; et l'énergie stockée à l'instant t est donnée dans l'équation (3.4).

$$E_{Bt}(t) = E_{Bt}(t-1) - \left( \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) \quad (3.4)$$

Dans ce cas, on a deux possibilités :

$$\text{-La première : } E_{Bt}(t-1) - \left( \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) > E_{Bt\_min} \quad \text{alors } LPS(t) = 0.$$

$$\text{-La deuxième : } E_{Bt}(t-1) - \left( \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) < E_{Bt\_min}$$

C'est-à-dire l'énergie stockée et celle produite sont incapables de satisfaire la demande de la charge. Nous avons donc une perte d'énergie 'LPS' donnée dans l'équation (3.5).

$$LPS(t) = E_D(t) - \eta_{ond}(E_G(t) + E_{Bt}(t-1) - E_{Bt\_min}) \quad (3.5)$$

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période T peut calculée à partir l'équation (3.6) [45,46].

$$LPSP = \frac{\sum_1^T LPS(t)}{\sum_1^T E_D(t)} \quad (3.6)$$

Le calcul du couple optimal ( $N_{PV\_opt}, N_{Bt\_opt}$ ) est réalisé selon le critère du coût. Pour chaque 'LPSP' choisie, nous avons des différents couples ( $N_{PV}, N_{Bt}$ ). Nous allons déterminer le couple qui minimise le cout du système. Ce dernier est exprimé dans l'équation (3.7).

$$C = a.N_{PV} + b.N_{Bt} + C_0 \quad (3.7)$$

Où :

$C$  : le cout du système hybride

$C_0$  : le coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, de l'aérogénérateur et de l'onduleur.

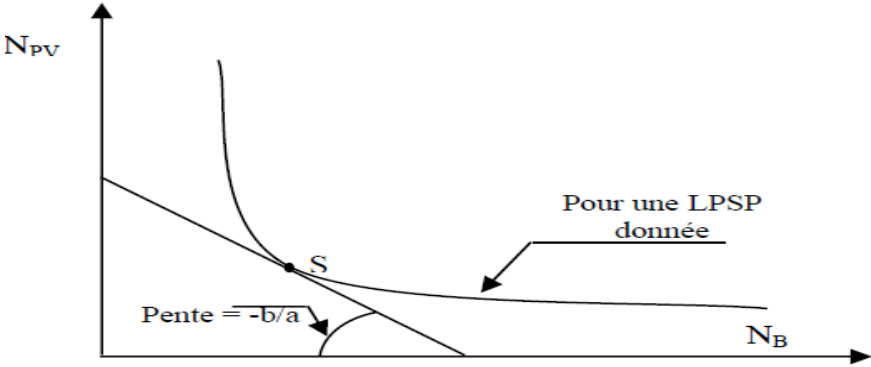
$a$  : le coût d'un module photovoltaïque

$b$  : le coût d'une batterie

La condition pour obtenir la solution optimale de l'équation (3.7), est donnée dans l'équation (3.8).

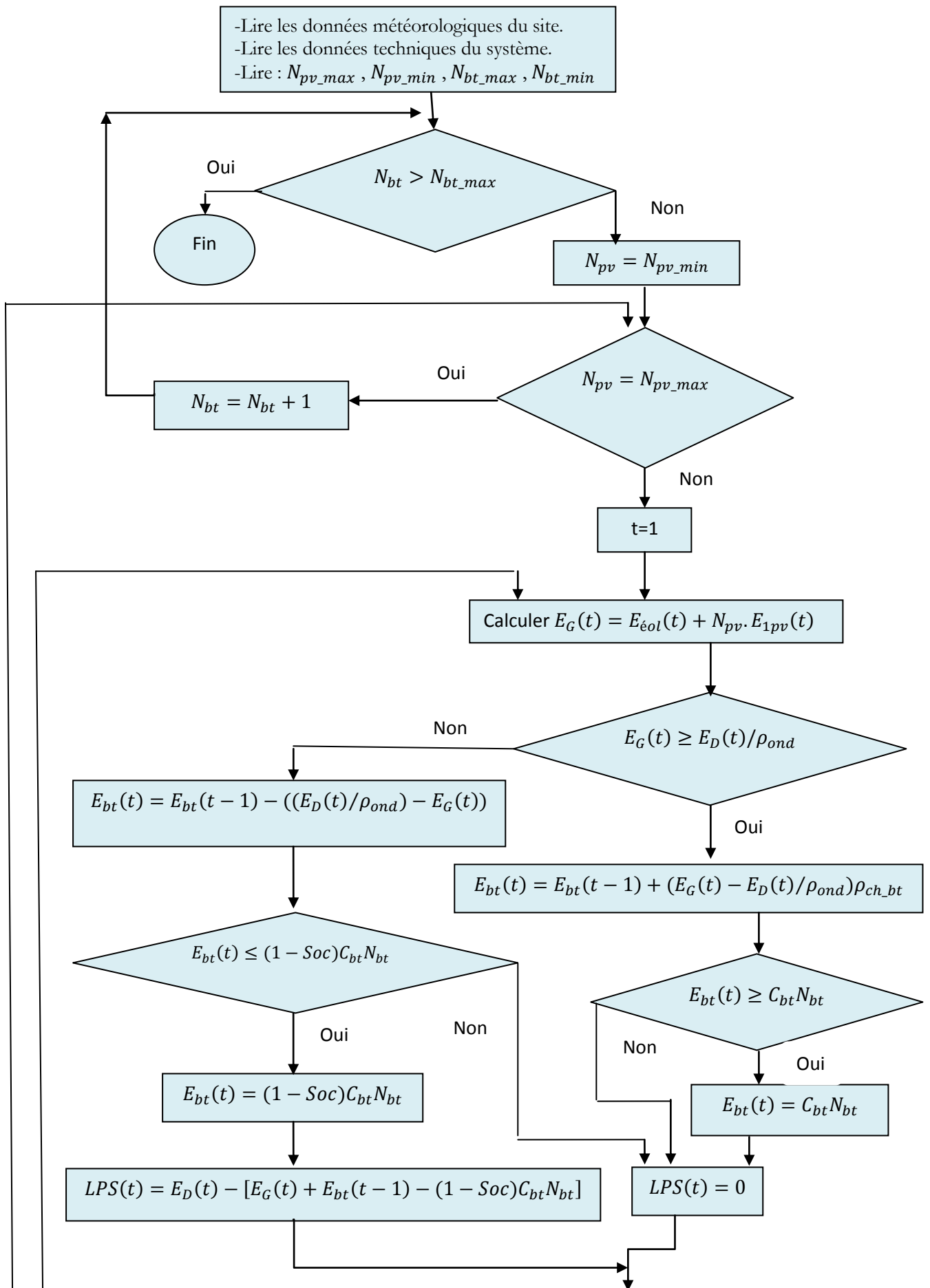
$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_{Bt}} = -\frac{b}{a} \quad (3.8)$$

La solution de l'équation (3.7) est illustrée graphiquement sur la figure 3.1. La pente de tangente est égal à  $(-\frac{b}{a})$ , est au point de la courbe indiqué par 'S'.



**Figure 3.1.** Variation de Nombre de modules PV par rapport au Nombre de batteries pour une LPSP donnée.





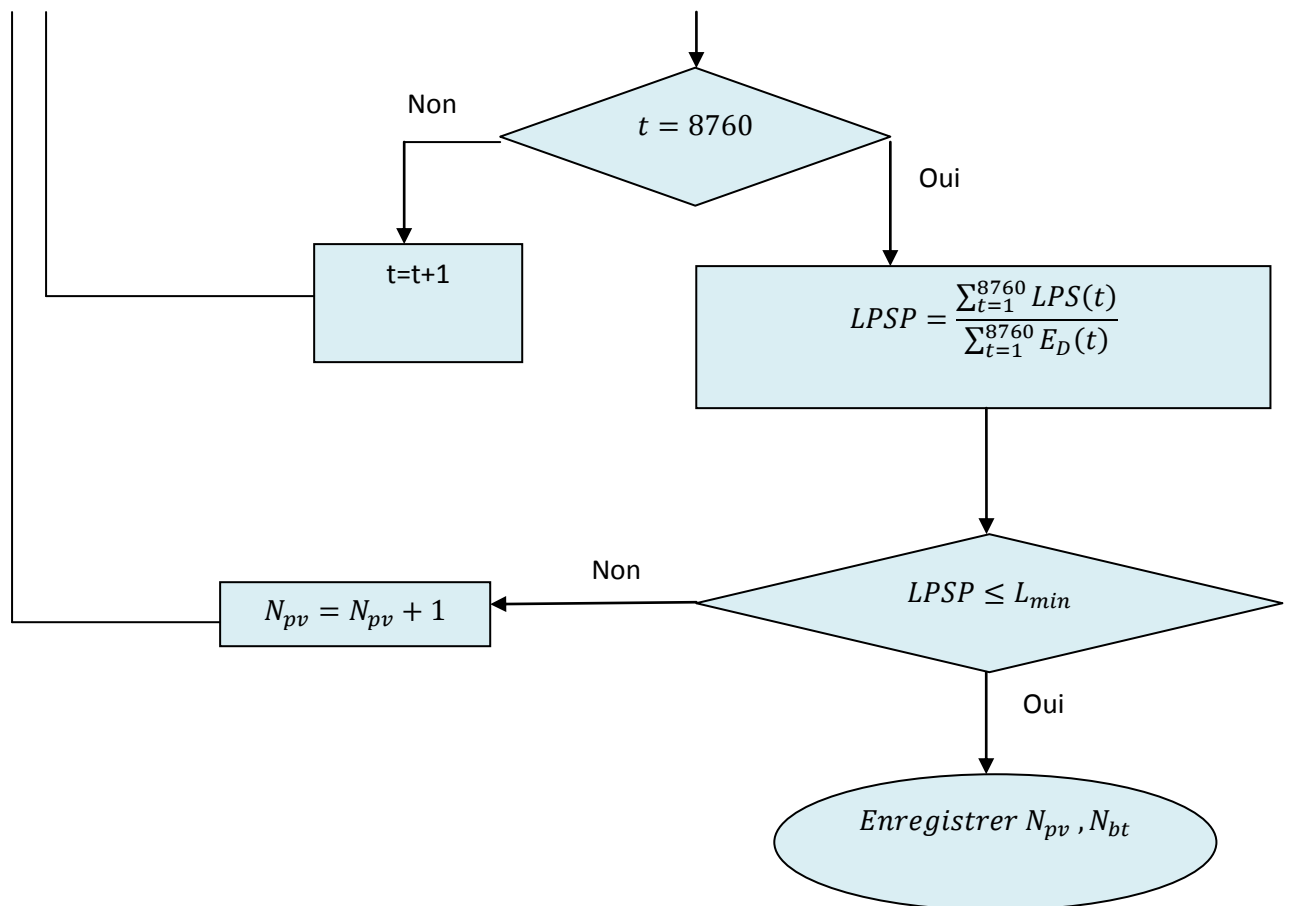


Figure 3.2. Organigramme d'algorithme de la méthode LPSP

### 3.4. Procédure de dimensionnement

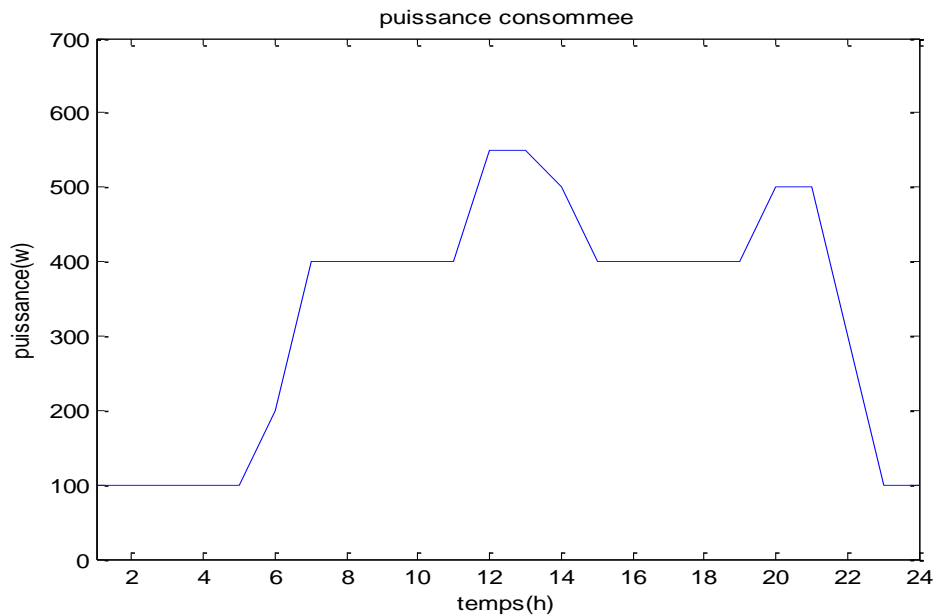
Le procédé mis au point a été utilisé pour calculer la valeur optimale de nombre de batteries et de modules photovoltaïques pour un système hybride éolien - photovoltaïque autonome. Les valeurs journalières de rayonnement solaire et de la vitesse de vent, téléchargées de la NASA à l'aide du logiciel RETScreen, ont été utilisées pour calculer les valeurs horaires que nous avons employées dans ce procédé. L'éolienne choisie est de puissance nominale de 600W. Le pont de diodes est d'un rendement 0.8. La puissance nominale d'un module PV utilisé était 90W. Le convertisseur DC-DC à pilotage MPPT est d'un rendement de 0.95. La capacité d'une batterie unique était 100Ah, avec un rendement de charge de 0,85 et une profondeur de décharge 80%. L'onduleur est d'un rendement de 0.9.

La LPSP a été spécifiée aux valeurs 0.1, 0.01 , 0.001 et 0. La charge d'une maison typique dans un site isolé a été également utilisée.

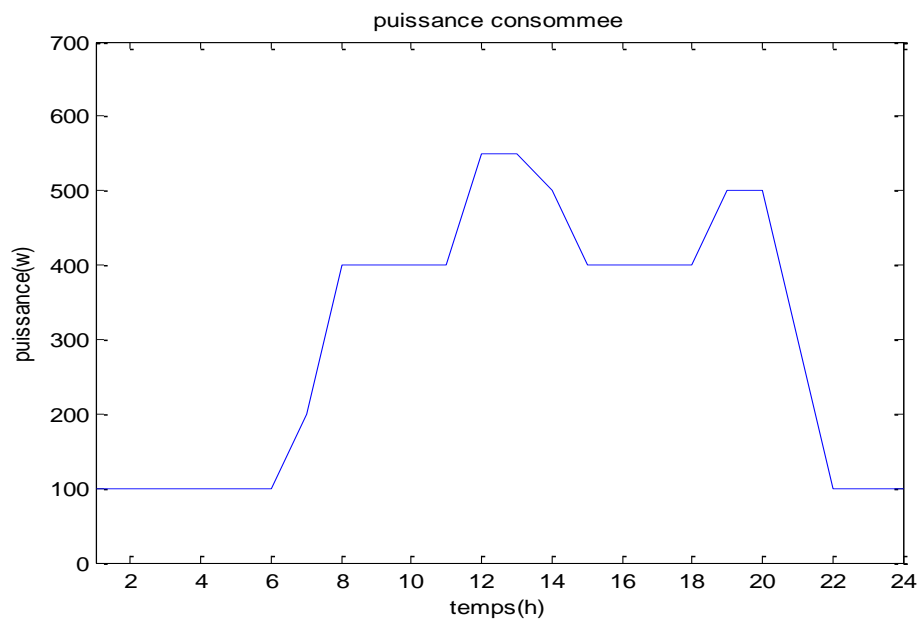
#### 3.4.1. Profil de la charge

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté aux figures 6 et 7. Le premier est correspond à la période du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre, le deuxième est correspond à la

période du 1 octobre au 31 mars. Cette distribution énergétique horaire correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.



**Figure 3.3.** Profil de consommation adopté n°1

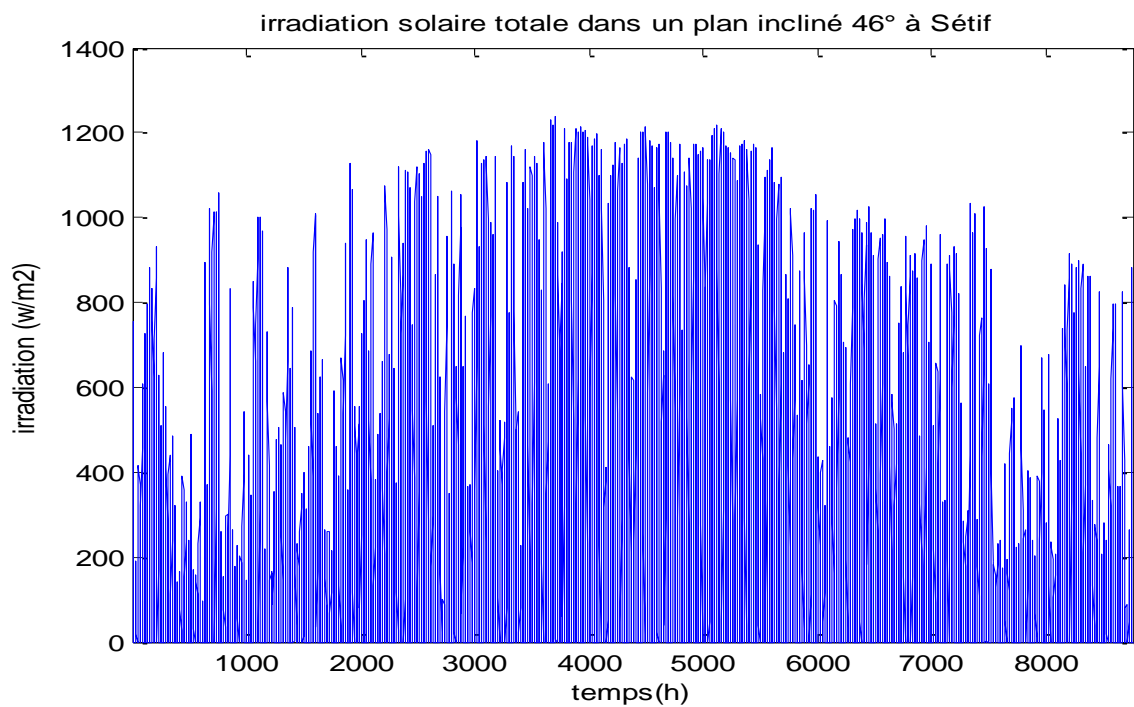


**Figure 3.4.** Profil de consommation adopté n°2

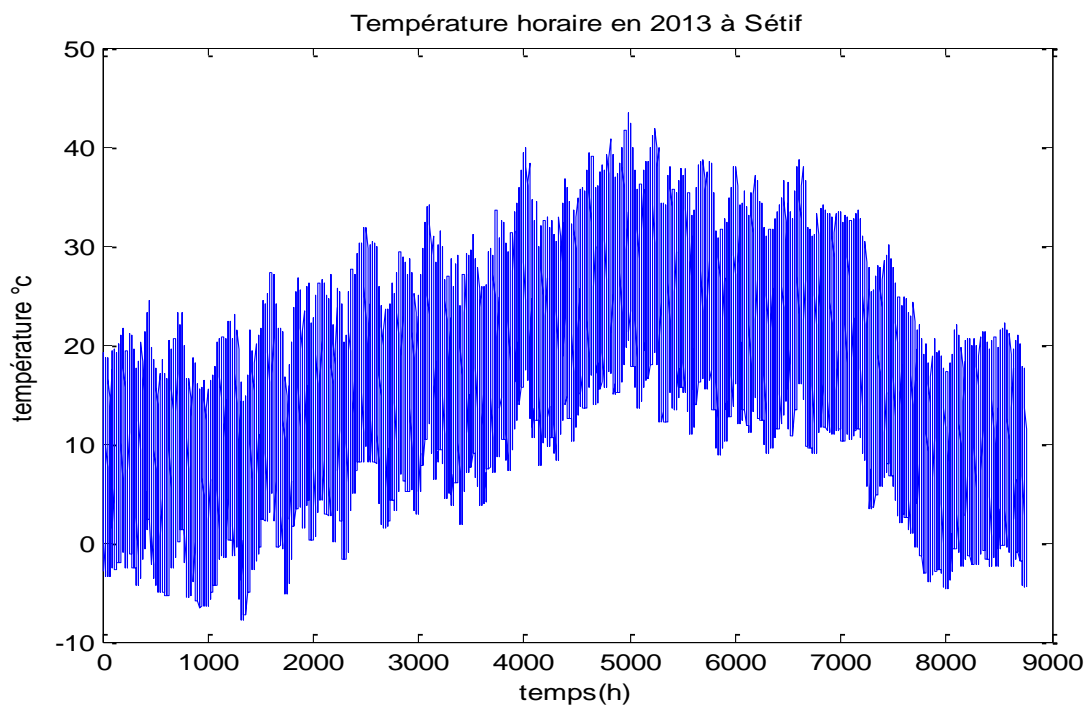
### 3.4.2. Profil de rayonnement, de température et de vitesse de vent

Le programme d'optimisation nécessite de développer le rayonnement solaire sur un plan horizontale et la température ambiante en tant qu'entrées afin de générer la puissance maximale des panneaux photovoltaïques à l'horizon d'optimisation. Comme le rayonnement solaire varie au cours de l'année, un profil de rayonnement solaire annuel a été obtenu du site de Sétif, géographiquement situé à  $36.187^{\circ}\text{N}$  de latitude et  $5.409^{\circ}\text{E}$  de longitude. Les figures 3.5 et 3.6 donnent une

représentation graphique du rayonnement solaire et de la température ambiante respectivement enregistré sur le site au cours de l'année 2013(voir Annexe A) [47].



**Figure 3.5.** Profil annuel de rayonnement solaire



**Figure 3.6.** Profil annuel de température ambiante

Afin de calculer la puissance éolienne générée, un profil de vitesse de vent a été obtenu du site sous considération. La figure 3.7 donne une représentation graphique de la vitesse de vent enregistrée au cours de l'année 2013.

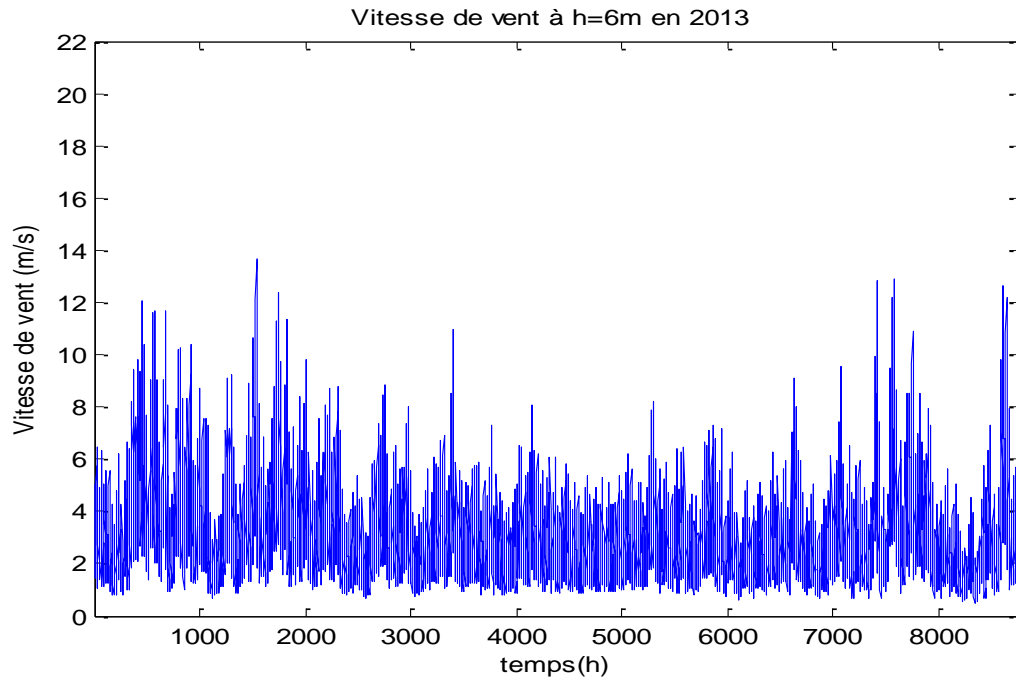


Figure 3.7. Profil de vitesse de vent

### 3.4.3. Energie produite par le système hybride

La figure (3.8) donne la puissance produite par un seul module photovoltaïque durant l'année 2013,

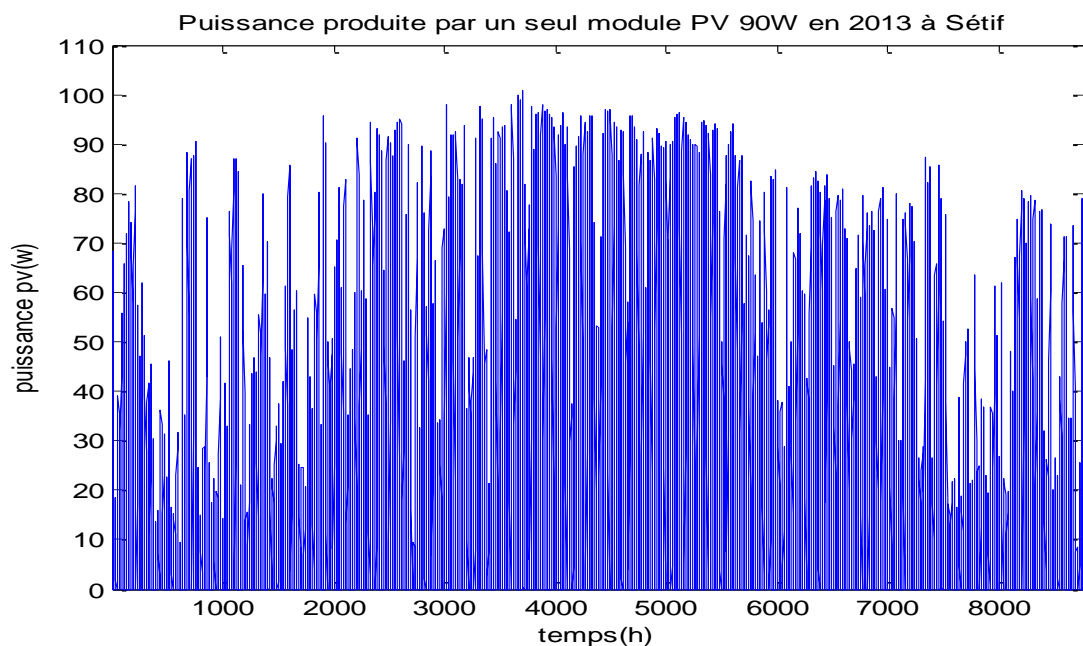
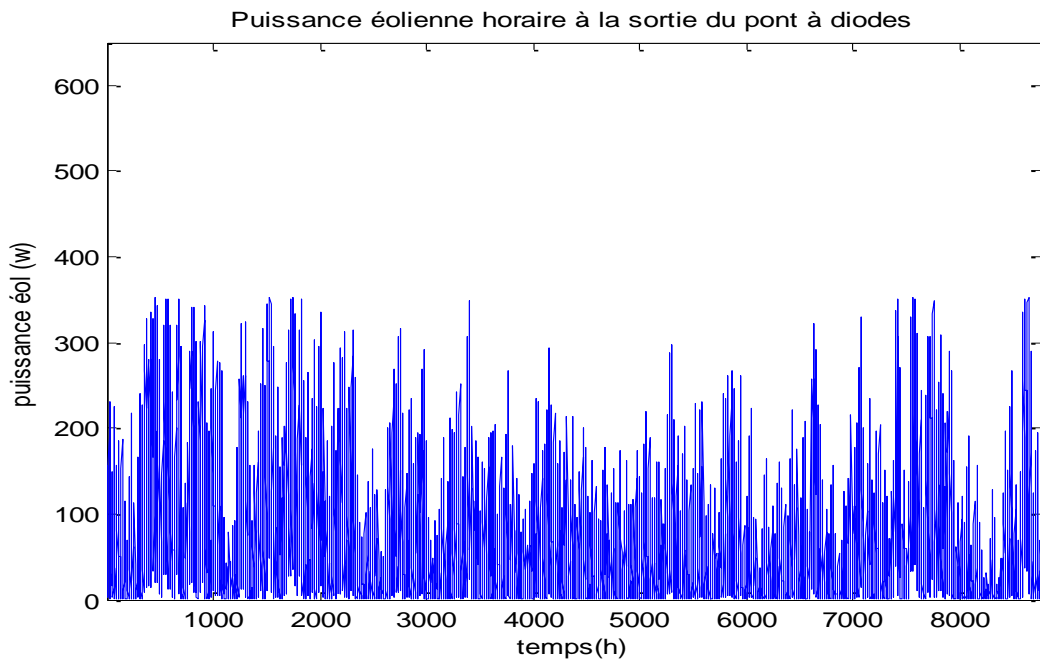


Figure 3.8. Puissance produite par un seul module PV

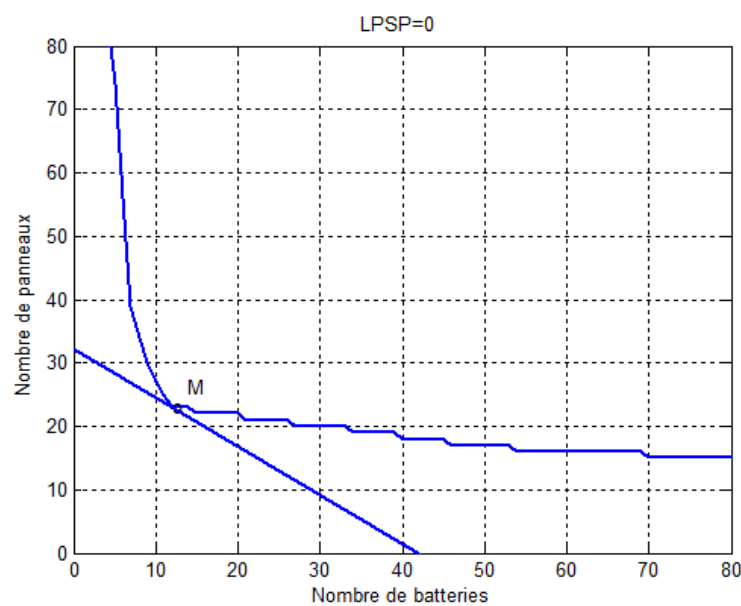
La figure (3.9) donne la puissance produite par l'éolienne durant l'année 2013,



**Figure 3.9.** Puissance éolienne fournie au bus cc

### 3.5. Détermination de la taille optimale du système

Avec l'utilisation du programme décrit précédemment, nous avons calculé une série de combinaisons possibles du nombre de modules photovoltaïques et de batteries. Pour des prix unitaire donnés des batteries et des modules PV, une solution optimale qui minimise le coût du système a été trouvée. Une variation du nombre de modules PV par rapport au nombre de batteries est représentée sur les Figures (3.10, 3.12, 3.13, 3.14).



**Figure 3.10.**Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0

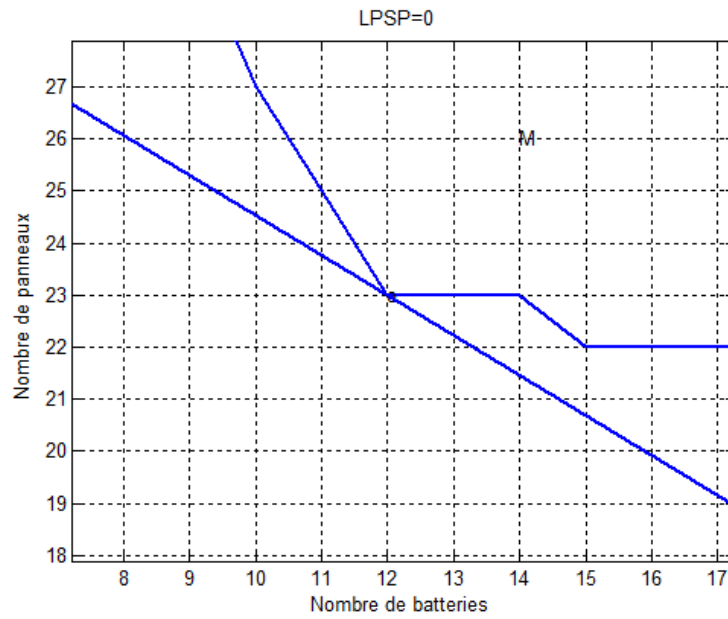


Figure 3.11. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP =0

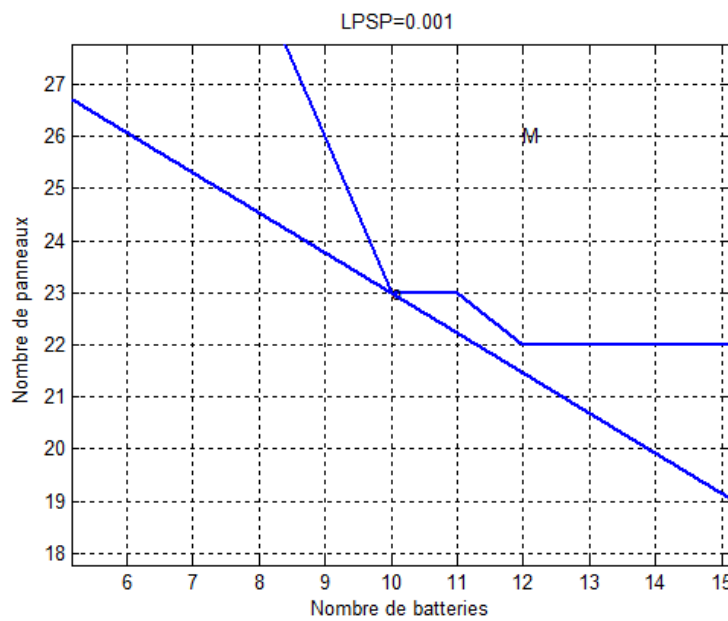
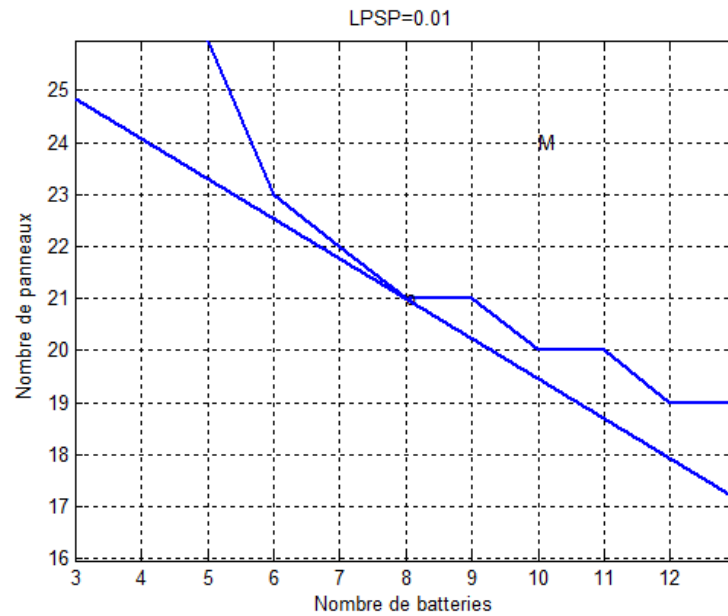
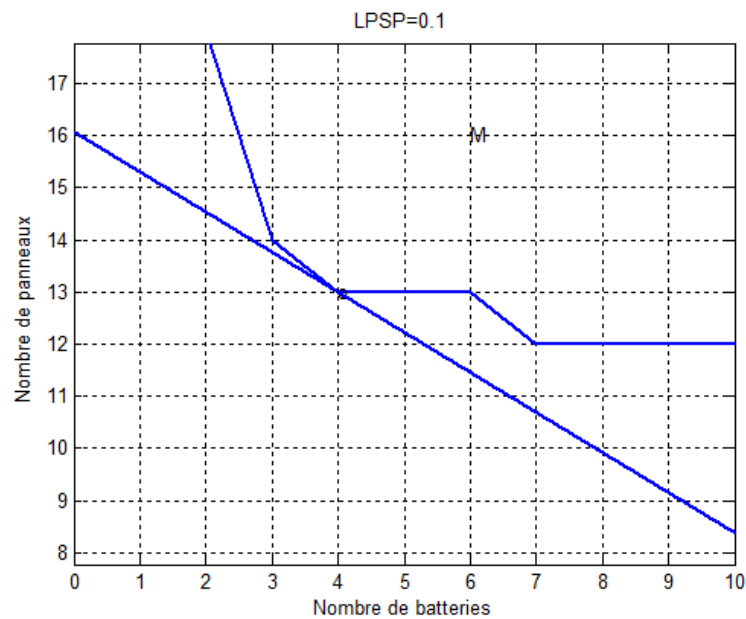


Figure 3.12. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une

LPSP =0.001



**Figure 3.13.** Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP = 0.01



**Figure 3.14.** Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour LPSP = 0.1

La taille optimale du système hybride calculé pour chaque 'LPSP' choisie, est donné dans le tableau 3.1. Le prix d'un module PV est de 13000 DA, celui d'une batterie est 10000 DA et le coût  $C_0$  est égal à 140000 DA.

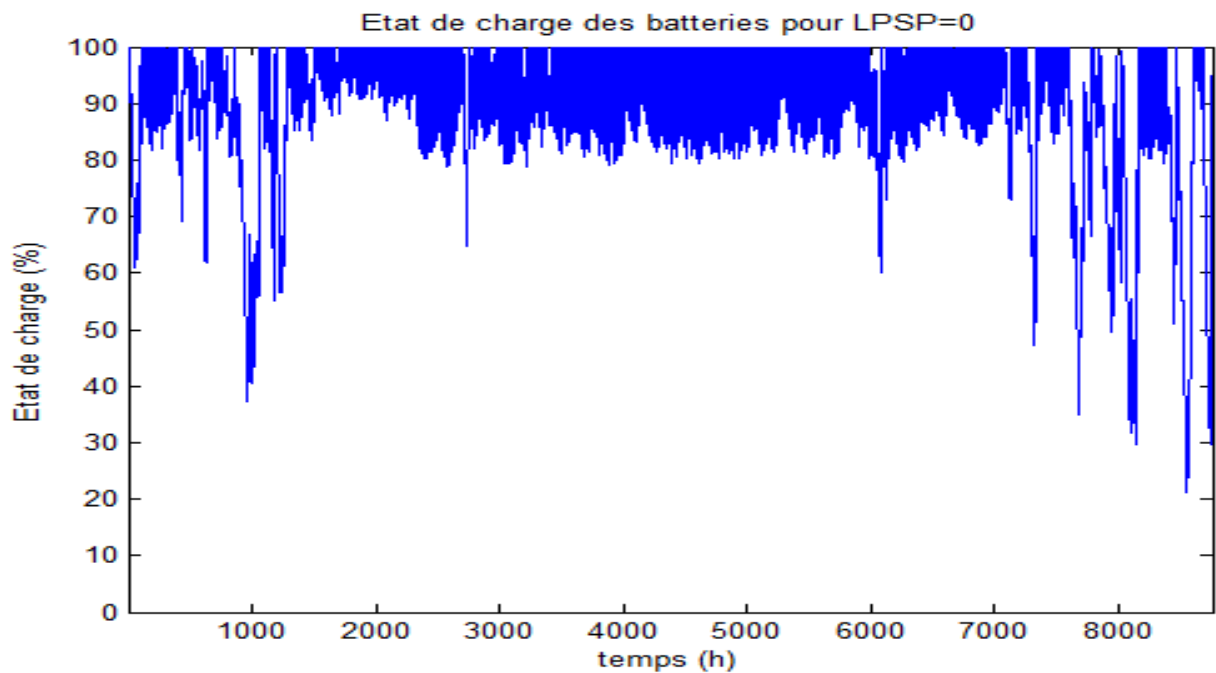


**Tableau 3.1.** Taille optimale et son coût pour différents niveaux de fiabilité

LPSP	$N_{PV}$	$N_{Bt}$	Coût totale(DA)
0.1	13	4	349000
0.01	21	8	493000
0.001	23	10	539000
0	23	12	559000

### 3.6. L'état de charge des batteries

L'état de charge des batteries pour une LPSP=0 durant une année, est tracé dans la figure 3.15.



**Figure 3.15.** Tracé de l'état de charge des batteries pour une LPSP =0.

### 3.7. Conclusion

La taille optimale d'un groupe de batteries et d'un générateur photovoltaïque d'un système hybride éolien – PV pour une charge donnée et un certain niveau de fiabilité a été trouvée. Elle est basée sur l'utilisation de données à long terme de la vitesse du vent et de rayonnement solaire pour le site sous considération.

Les puissances moyennes produites par l'éolienne et le module PV ont été calculées. Pour une Probabilité de perte de puissance donnée, des combinaisons du nombre de modules PV et du nombre de batteries ont été trouvées.

La combinaison optimale des modules photovoltaïques et des batteries dépend, sur le site particulier, du profil de la charge, de la fiabilité souhaitée du système hybride et du prix unitaire de module PV et de batterie.

Le tracé de l'état de charge des batteries montre l'efficacité de la méthode d'optimisation utilisée.

## Chapitre 4

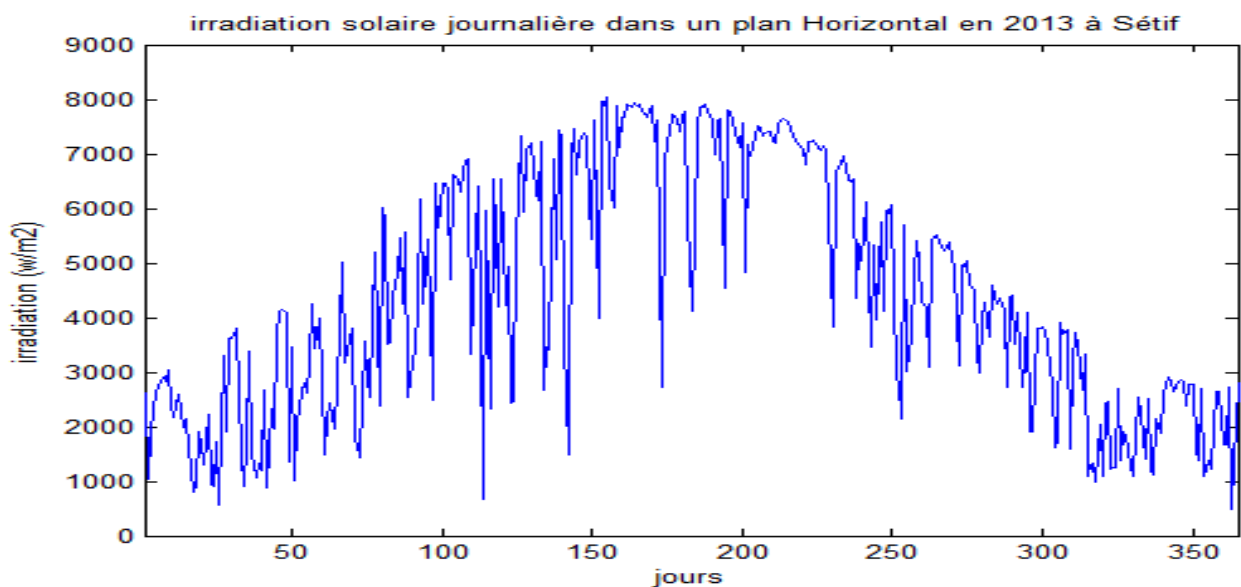
# SIMULATION DU SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAIQUE

### 4.1. Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons présenté les bases qui ont permis de développer sous l'environnement MATLAB/Simulink, les modèles de simulation des composants du système hybride illustré dans la Figure 1.1. Ces modèles de simulation peuvent être utilisés de manière modulaire, ce qui permet d'adapter le modèle aux objectifs des simulations. Les paramètres des composants du Système Hybride sont donnés dans l'Annexe B.

### 4.2. Simulation du rayonnement solaire

Un profil de rayonnement solaire annuel a été obtenu du site de Sétif, géographiquement situé à 36.187°N de latitude et 5.409°E de longitude. Ce profil, qui présente des valeurs journalières de l'éclairement sur un plan horizontal, est tracé dans la figure 4.1.



**Figure 4.1.** Rayonnement solaire journalier à Sétif

Pour calculer les valeurs horaires du rayonnement, on utilise le modèle mathématique présenté dans la section 2.2.1. Les résultats de ce calcul pour différents angles d'inclinaison sont tracés aux figures (4.2, 4.3 et 4.4).

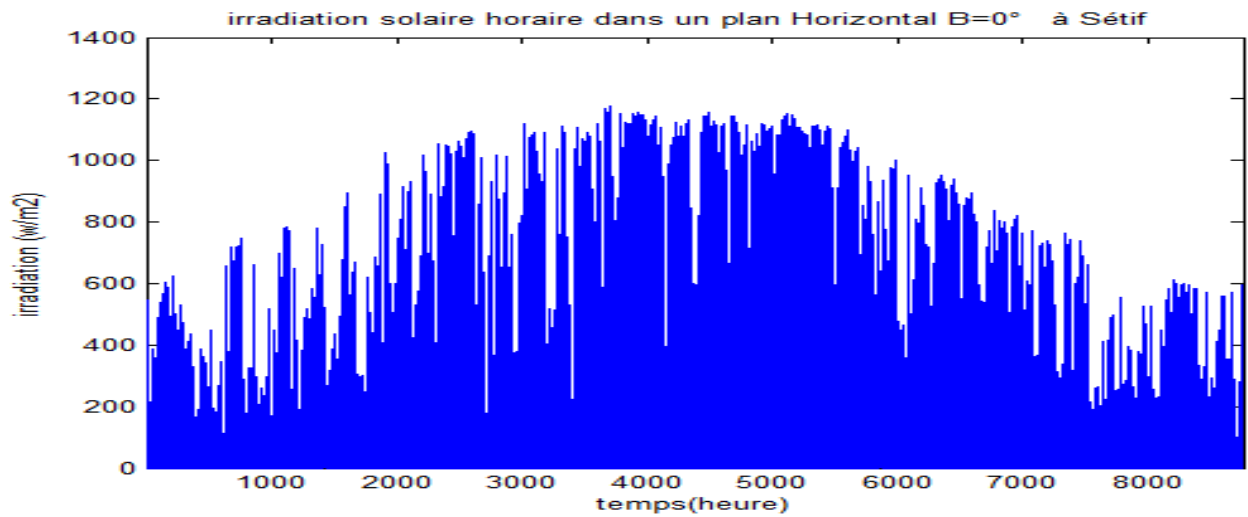
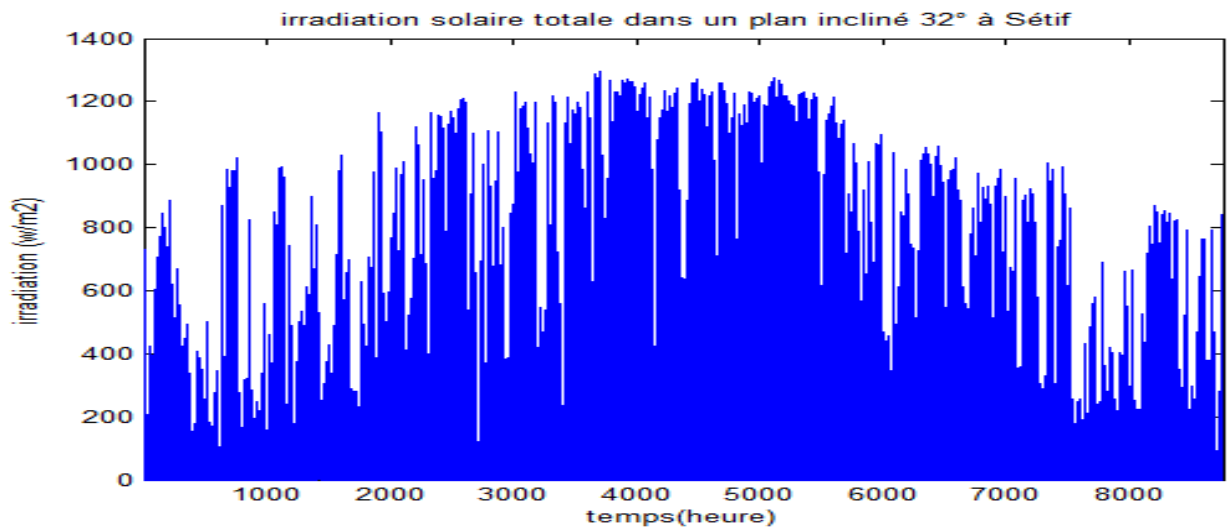
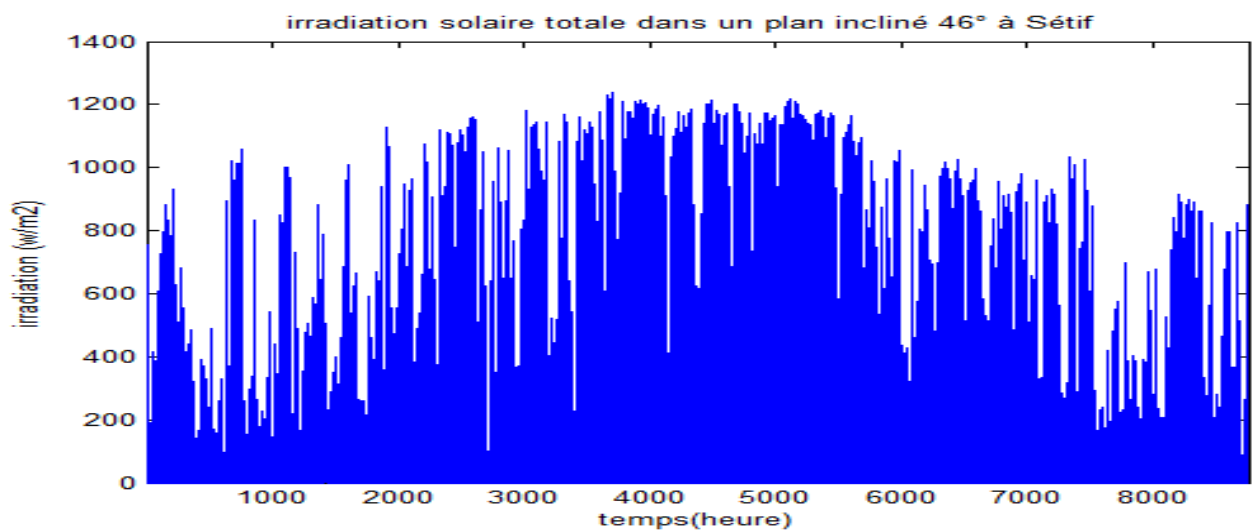


Figure 4.2. Rayonnement solaire horaire dans un plan horizontal

Figure 4.3. Rayonnement solaire horaire dans un plan incliné  $\beta = 32^\circ$ Figure 4.4. Rayonnement solaire horaire dans un plan incliné  $\beta = 46^\circ$

La comparaison entre les deux dernières courbes nous permet de bien choisir l'angle d'inclinaison des panneaux. Pour l'année complète, l'angle  $\beta = 32^\circ$  est évidemment la valeur optimale. Par contre pour la période défavorable (l'hiver), l'angle  $\beta = 46^\circ$  est plus intéressant. C'est pourquoi, on va choisir la dernière valeur.

### 4.3. Simulation du GPV

Le module photovoltaïque (CEM90M-36), est choisi pour la modélisation puis la simulation. Il contient 36 cellules solaires du silicium monocristallines, et fournit une puissance maximale nominale de 90W. Les caractéristiques physiques et électriques de ce panneau photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

**Tableau 4.1** Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour la modélisation et la simulation

Caractéristiques	CEM90M-36
Nombre de cellules en série $N_s$	$N_s=36$
Nombre de cellules en parallèle $N_p$	$N_p=1$
Puissance maximale $P_{max}$	90w
Tension au point maximal $V_{mpp}$	18 Volt
Courant au point maximal $I_{mpp}$	5 A
Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ )	21.8 Volt
Courant de court circuit ( $I_{cc}$ )	5.3 A
Coefficient de température de tension	-0.0032
Coefficient de température de courant	0.0003

Le modèle mathématique d'un GPV a été présenté dans la section 2.2.2 et donné par l'équation (2.27):

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{cc} \left[ 1 - \frac{\left( \exp\left(\frac{V_{pv}}{n \cdot V_T \cdot N_s}\right) - 1 \right)}{\left( \exp\left(\frac{V_{co}}{n \cdot V_T \cdot N_s}\right) - 1 \right)} \right]$$

D'autres expressions (équations (2.28), (2.29)) ont été données pour exprimer  $I_{cc}$  et  $V_{co}$  respectivement par :

$$I_{cc} = \frac{G}{G_{ref}} I_{cc\_ref} [1 + \alpha_{i_{cc}} (T_c - T_{ref})]$$

$$V_{co} = V_{co\_ref} + \alpha_{v_{co}} (T_c - T_{ref}) + n \cdot V_T \cdot \ln \left( \frac{G}{G_{ref}} \right)$$

Pour construire un modèle équivalent (par Simulink) du GPV, les expressions ci-dessus ont été utilisées pour subdiviser le GPV en blocs représentant les divers éléments de son modèle de circuit équivalent. Le schéma représentatif du modèle mathématique courant-tension d'un module photovoltaïque sous matlab-simulink est donné par la figure 4.5.

Les valeurs de la température de cellules  $T$ , l'ensoleillement  $G\alpha$ , et le nombre de cellules photovoltaïques en série  $N_s$  sont accessibles en tant que variables externes et peuvent être changées pendant le procédé de simulation. Ceci permet d'observer et d'évaluer la réaction du système aux changements brusques des conditions de fonctionnement, telles que des variations de l'ensoleillement.

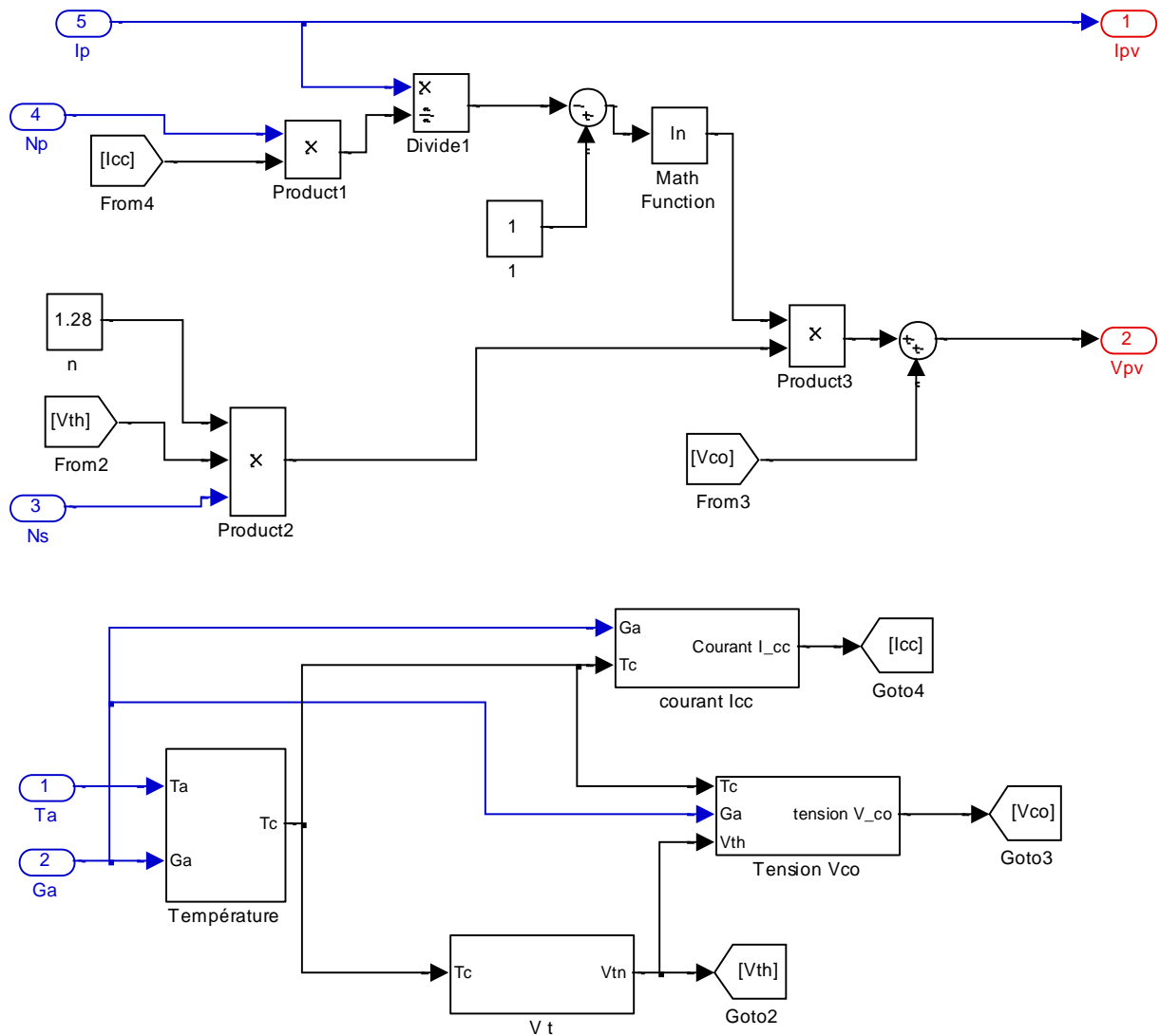
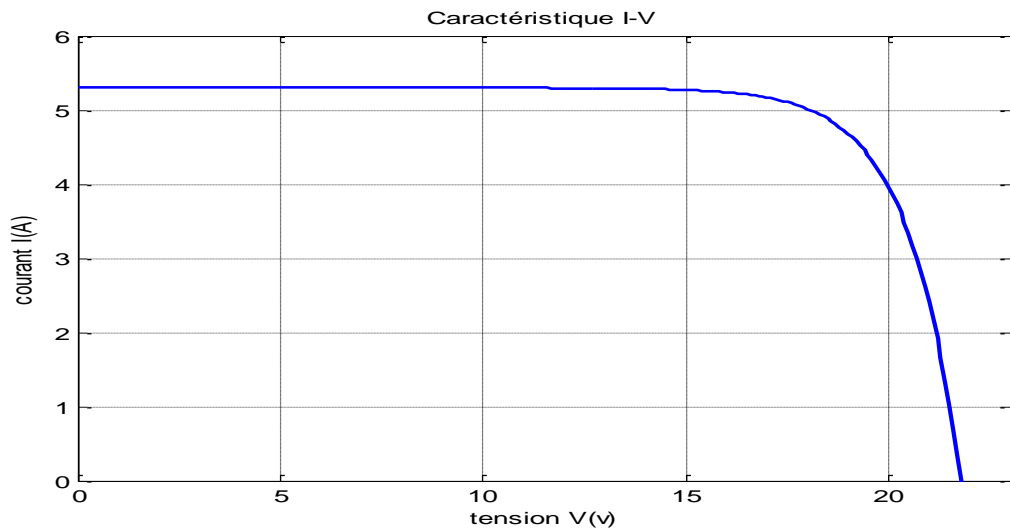


Figure 4.5. Modélisation du GPV sous matlab (Simulink).

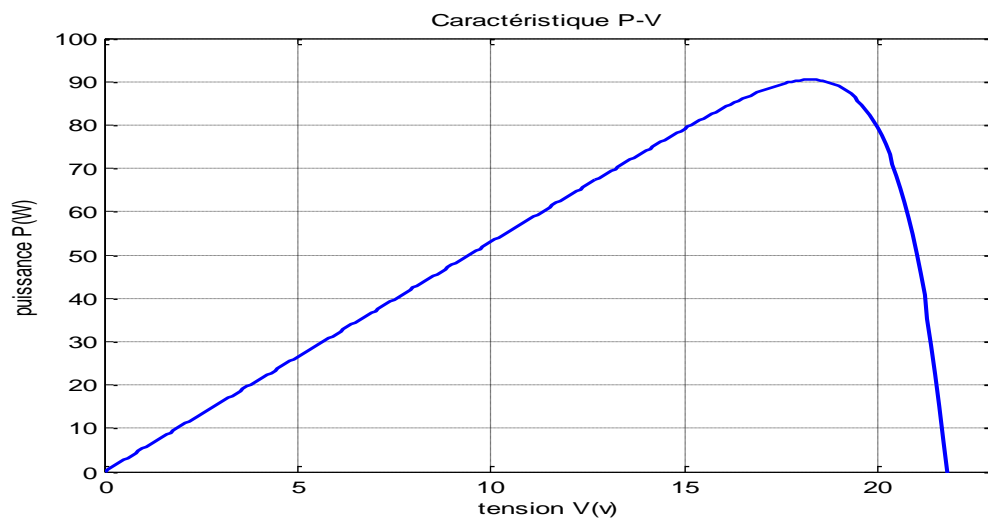
### 4.3.1. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température constante

- Caractéristique ( $I_{pv} = f(V_{pv})$ ) : à température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards (STC) ( $G_a = 1000w/m^2, T_a = 25^\circ C$ ). La caractéristique ( $I_{pv} = f(V_{pv})$ ) est donnée par la figure 4.6.



**Figure 4.6.** Caractéristique (courant-tension) du GPV.

- Caractéristique ( $P_{pv} = f(V_{pv})$ ) : à température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards (STC) ( $G_a = 1000 \text{ w/m}^2, T_a = 25^\circ\text{C}$ ). La caractéristique ( $P_{pv} = f(V_{pv})$ ) est donnée par la figure 4.7.



**Figure 4.7.** Caractéristique (puissance-tension) du GPV.

#### 4.3.2. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température variable

Afin d'observer l'influence des conditions externes, de l'éclairement et de la température ( $G_a, T_a$ ) sur les caractéristiques ( $I_{pv} - V_{pv}$ ) et ( $P_{pv} - V_{pv}$ ) nous avons adopté la méthode suivante :

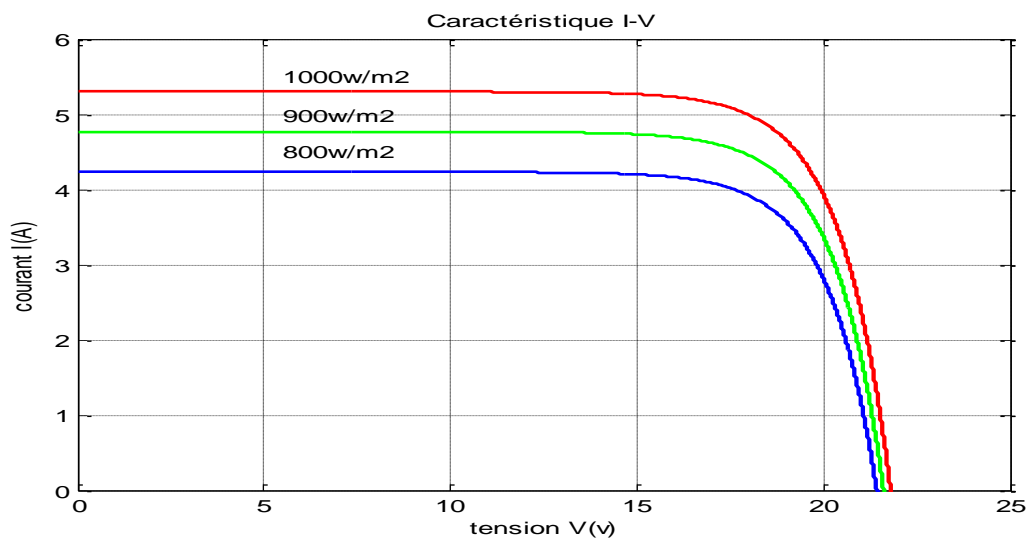


- Pour visualiser l'influence de l'éclairement, on fixe la température ambiante ( $T_a = 25^\circ\text{C}$ ) et on fait varier l'éclairement dans une gamme suffisante.
- Pour visualiser l'influence de la température, on fixe l'éclairement ( $G_a = 1000\text{w}/\text{m}^2$ ) et on fait varier la température dans une gamme suffisante.

#### 4.3.2.1. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$

En faisant varier l'éclairement ( $G_a$ ) entre ( $800\text{w}/\text{m}^2$  et  $1000\text{w}/\text{m}^2$ ) avec un pas de  $100\text{w}/\text{m}^2$ , la caractéristique ( $I_{pv} - V_{pv}$ ) est donnée par la figure 4.8.

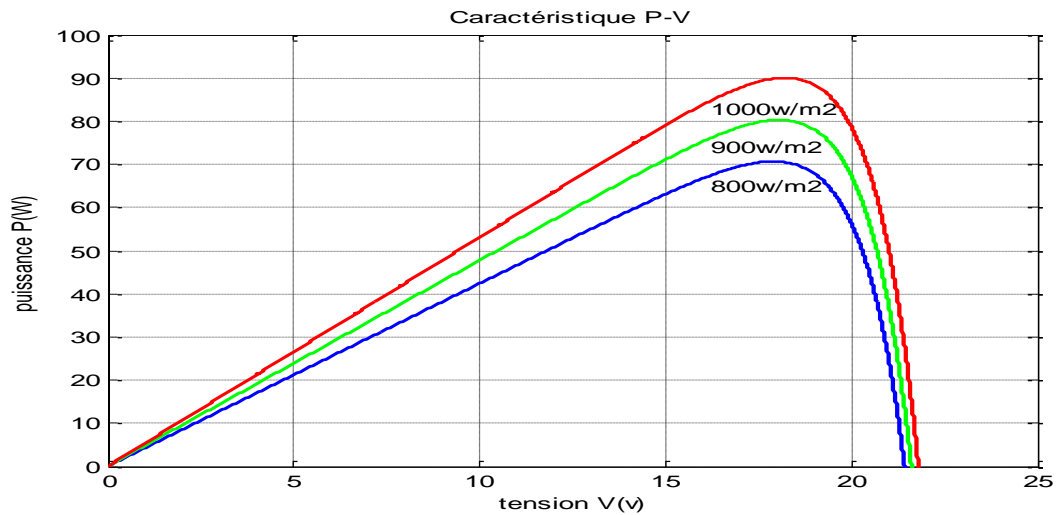
D'après la figure 4.8, on remarque une forte diminution du courant de court-circuit par rapport à l'éclairement ( $G_a$ ) et une faible diminution de la tension du circuit ouvert. C'est qui prouve que le courant de court circuit de la cellule dépend au éclairement, par contre la tension de circuit ouvert subit une légère augmentation quand l'éclairement varie de  $800\text{w}/\text{m}^2$  à  $1000\text{w}/\text{m}^2$ .



**Figure 4.8.** Influence de l'éclairement sur la caractéristique  $I_{pv} = f(V_{pv})$ .

#### 4.3.2.2. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$

En faisant varier l'éclairement ( $G_a$ ) entre ( $800\text{w}/\text{m}^2$  et  $1000\text{w}/\text{m}^2$ ) avec un pas de  $100\text{w}/\text{m}^2$ , la caractéristique  $P_{pv} = f(V_{pv})$  est donnée par la figure 4.9.

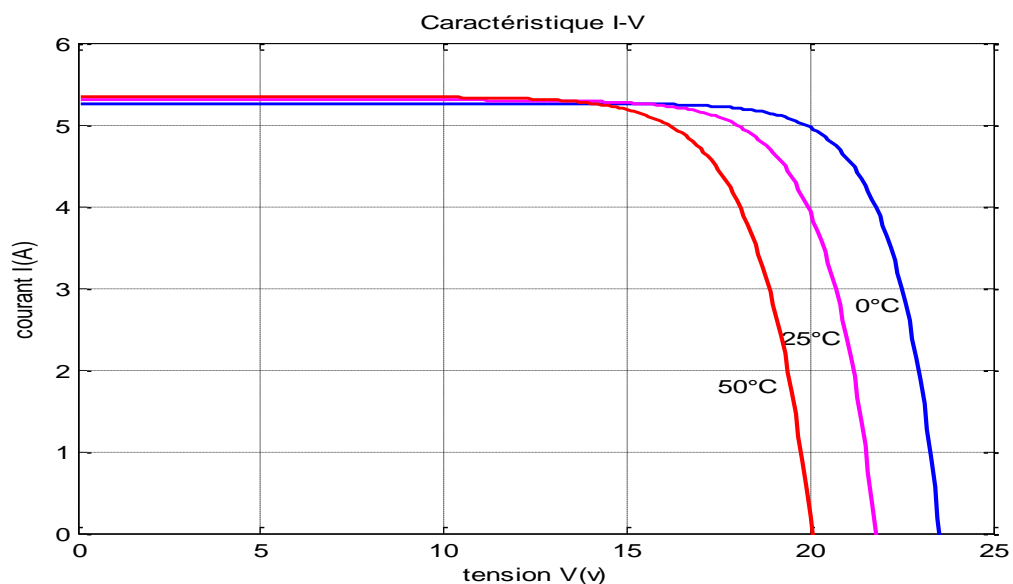


**Figure 4.9.** Influence de l'éclairement sur la caractéristique  $P_{pv} = f(V_{pv})$ .

On remarque aussi sur la figure 4.9 que l'éclairement influe proportionnellement sur la puissance et la tension du circuit ouvert du GPV.

#### 4.3.2.3. L'influence de la température sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$

En faisant varier l'éclairement ( $T_a$ ) entre 0°C et 50°C avec un pas de (25°C), la caractéristique ( $I_{pv} - V_{pv}$ ) est donnée par la figure 4.10, avec un éclairement constant ( $G_a = 1000 \text{ w/m}^2$ ).

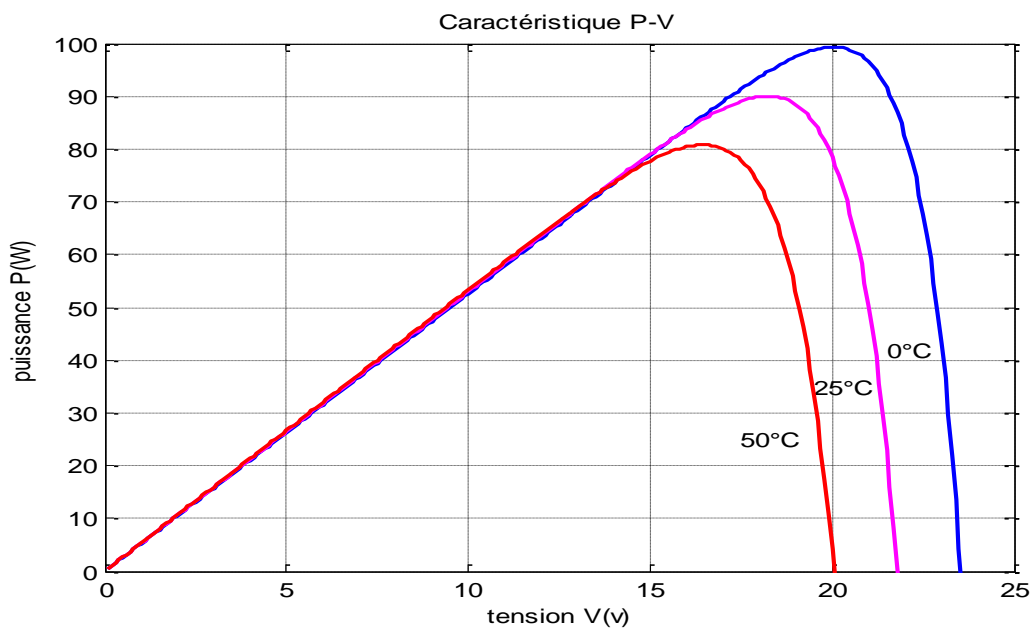


**Figure 4.10.** Influence de la température sur la caractéristique  $I_{pv} = f(V_{pv})$ .

D'après la figure 4.10, on constate que l'effet de l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert du GPV, contrairement au courant de court-circuit qui reste constant.

#### 4.3.2.4. L'influence de la température sur la caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$

La caractéristique  $P_{pv} = f(V_{pv})$  est donnée par la figure 4.11 :



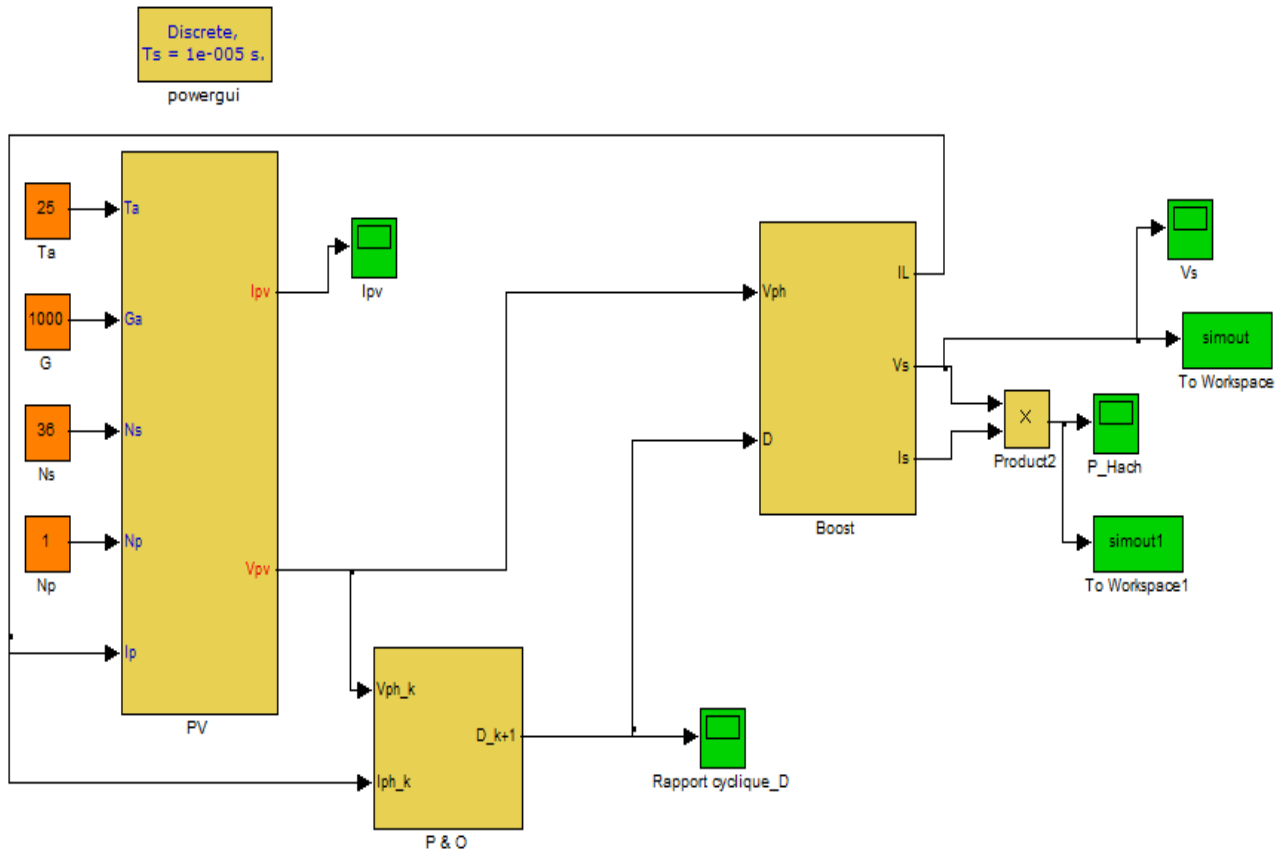
**Figure 4.11.** Influence de la température sur la caractéristique  $P_{pv} = f(V_{pv})$ .

D'après la figure 4.11, l'effet de l'augmentation de la température sur la caractéristique  $P_{pv} = f(V_{pv})$  fait diminuer la puissance et la tension du circuit ouvert du GPV.

Le modèle choisi a donné des résultats concordant avec ceux obtenus dans la littérature et reflète bien le comportement physique d'une cellule (PV) vis-à-vis des variations de la température et de l'éclairement, ce qui valide le modèle utilisé.

#### 4.4. Simulation du hacheur Boost avec la commande MPPT

Parmi les techniques de commande à MPPT du hacheur Boost décrites au chapitre 2, nous avons choisi la méthode la perturbation et l'observation (P&O). Le schéma de simulation est donné par la figure 4.12.



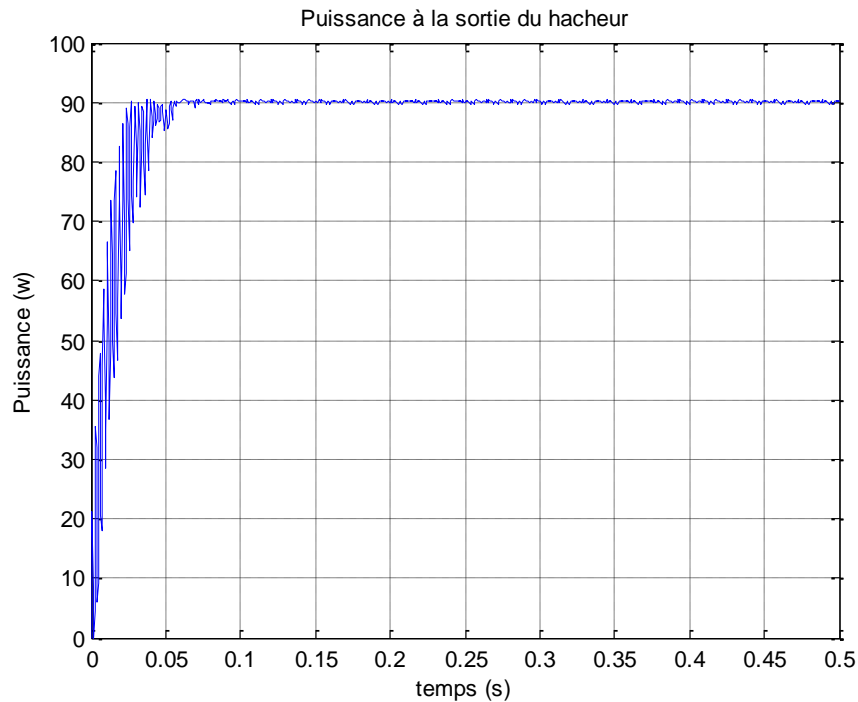
**Figure 4.12.** Schéma de simulation du hacheur Boost et de sa commande.

Les simulations sont faites en prenant en compte les paramètres du hacheur Boost (donnés dans la section 2.2.3) :

- Inductance  $L = 2\text{mH}$ .
- MOSFET et une diode de puissance.
- Capacité  $C = 50\mu\text{F}$ .
- Charge résistive  $R$ .

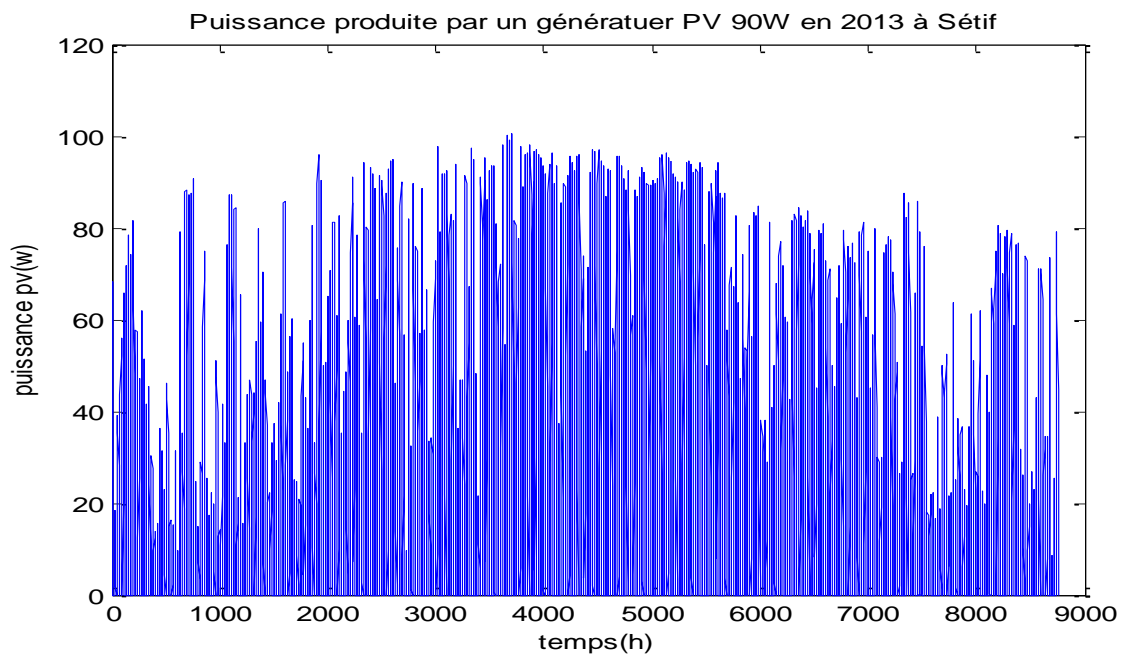
L'objectif fixé dans ces simulations est d'atteindre une tension suffisamment grande à partir d'une tension relativement faible en sortie du GPV.

La figure (4.13) montre la variation de la puissance à la sortie du hacheur.



**Figure 4.13.** Caractéristique  $P = f(t)$  à la sortie du hacheur Boost.

En connaissant la puissance maximale produite par notre panneau, on peut calculer la puissance photovoltaïque produite durant une année grâce à un code Matlab (figure 4.14). Les profils de l'éclairement et la température utilisés sont présentés aux figures (4.3) et (3.6).



**Figure 4.14.** Energie photovoltaïque produite par un module

#### 4.5. Simulation de la chaîne éolienne

L'éolienne (Marque PWG (Foshan,China), Modèle : FD2.6-600 ), est choisie pour la modulation et la simulation. Elle peut fournir une puissance nominale de 600W (Voir sa courbe de puissance – Annexe B). Les caractéristiques de cette turbine sont données dans le tableau 4.2.

**Tableau 4.2.** Caractéristiques de l'éolienne FD2.6-600.

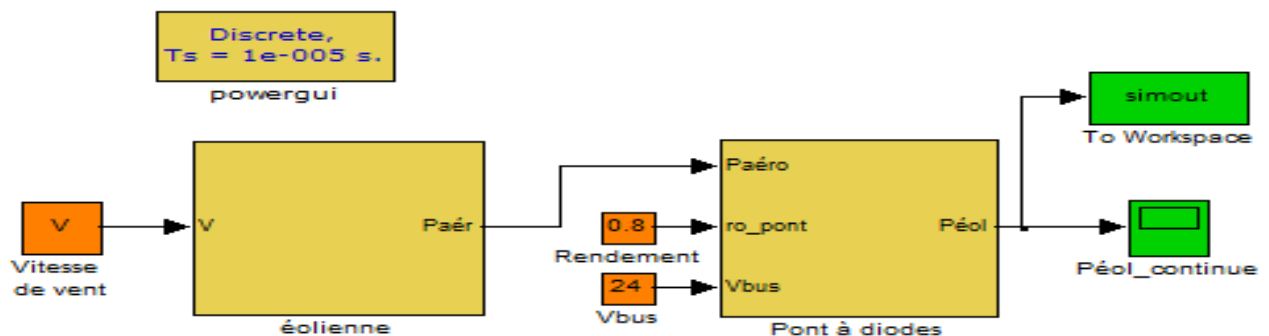
Axe rotatif	Horizontal
Nombre de pales	3
Hauteur de la tour (m)	6
Puissance nominale(W)	600
Vitesse de démarrage (m/s)	2
Vitesse nominale (m/s)	8
Vitesse de coupure (m/s)	20
Taux de rotation (r/m)	380

Le modèle mathématique de l'aérogénérateur a été présenté dans la section 2.3.6 et donné par l'équation (2.6.1) comme :

$$P_{éol\_moy} = P_n \cdot \left[ \frac{[\exp(-(\frac{v_d}{c})^k) - \exp(-(\frac{v_n}{c})^k)]}{(\frac{v_n}{c})^k - (\frac{v_d}{c})^k} - \exp(-(\frac{v_c}{c})^k) \right]$$

Où : k est le facteur de forme de la distribution de Weibull de la vitesse de vent (habituellement k=2). Le facteur d'échelle c est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V.

Le schéma représentatif du modèle mathématique de l'éolienne sous matlab simulink est donné par la figure 4.15.



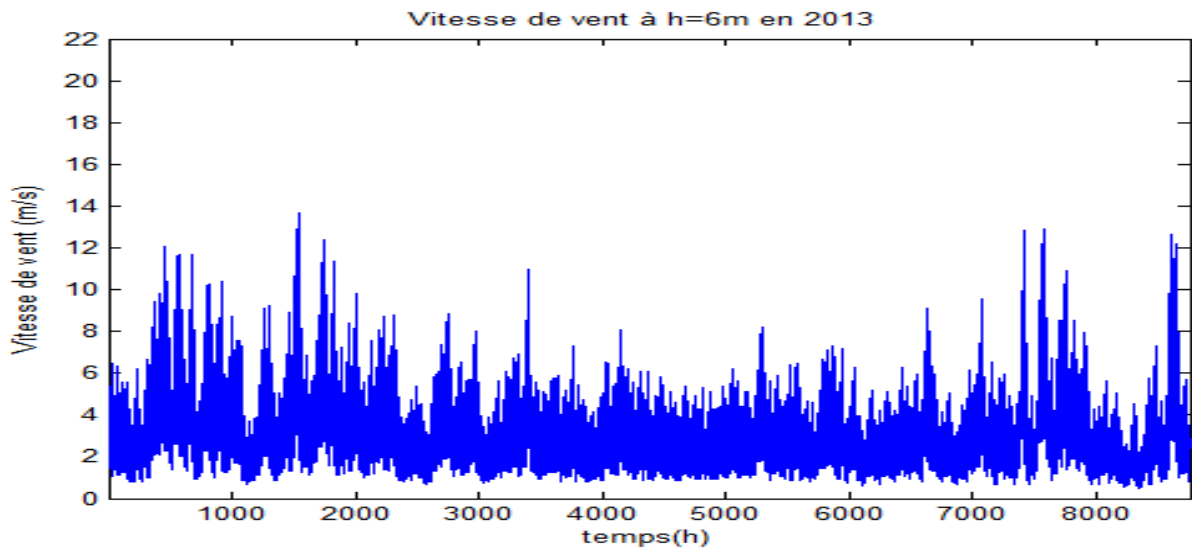
**Figure 4.15.** Schéma de simulation de l'éolienne

Un profil de vitesse de vent annuel a été obtenu du site sous considération. Ces valeurs concernent une altitude de  $h_0 = 10m$ , ce qui exige de les convertir en vitesses de vent à la hauteur de moyeu  $h = 6m$  par la relation (2.40):

$$V_h = V_{h_0} \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

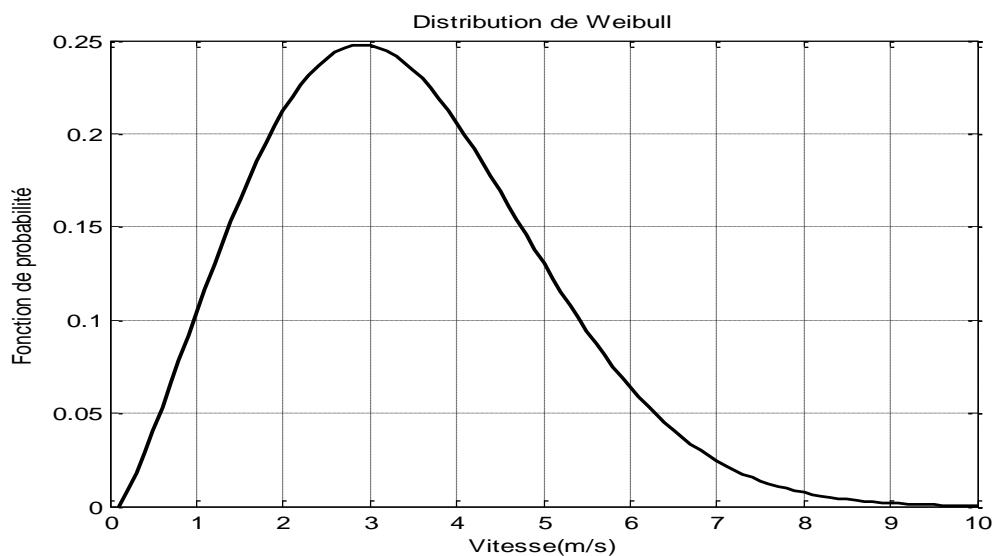
Avec  $\alpha = 0.15$

La figure 4.16. montre la vitesse de vent à la hauteur de la tour de la turbine  $h = 6m$ .



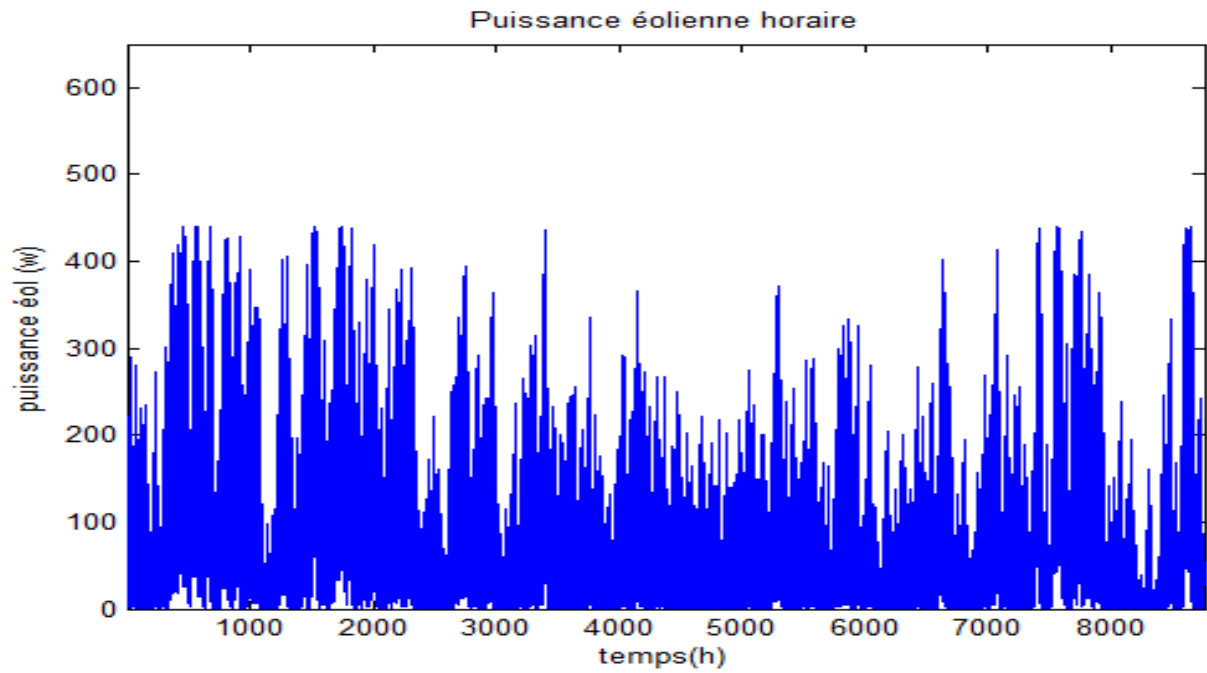
**Figure 4.16.** Variation de la vitesse de vent

Afin de calculer l'énergie éolienne produite, dans l'équation (2.3.6) le facteur  $k$  est fixé à la valeur  $k=2$  et le facteur  $c$  est varié avec la valeur horaire de la vitesse de vent. La figure 4.17 présente un exemple de la fonction de probabilité de la vitesse de vent.



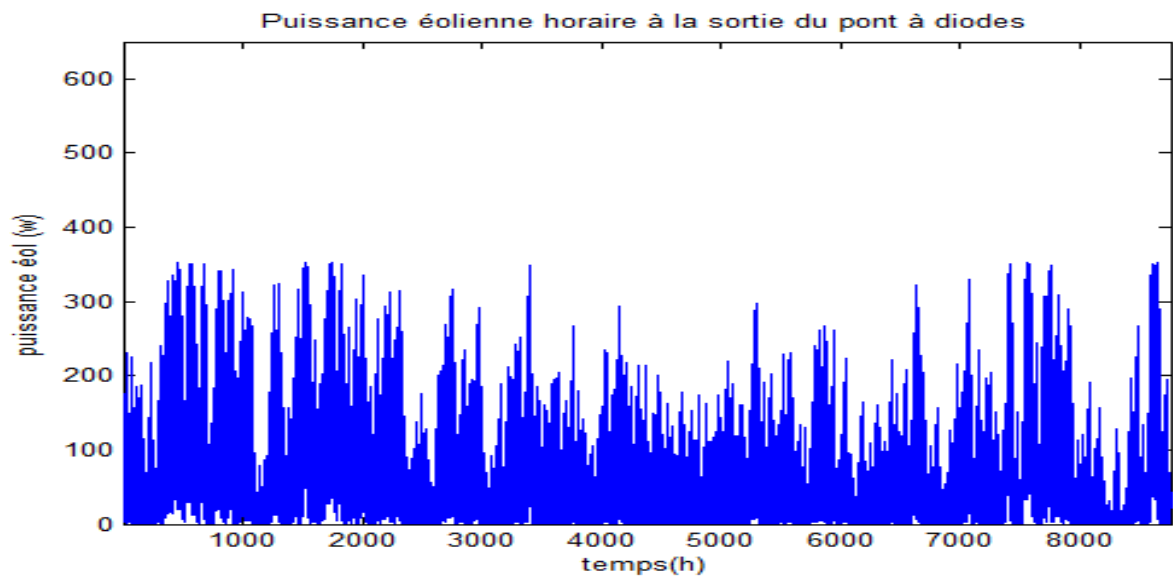
**Figure 4.17.** Fonction de probabilité de vitesse de vent

La figure 4.18 présente la puissance alternative produite durant l'année 2013.



**Figure 4.18.** Puissance éolienne produite

La figure (4.19) présente la puissance continue produite durant l'année 2013.



**Figure 4.19.** Puissance éolienne fournie au bus CC.



### 4.6. Simulation du dimensionnement du système

Pour dimensionner notre système (figure 4.20), nous avons développé un code Matlab. Le couple optimale, de nombre de batteries et de nombre de panneau, a été présenté dans les figures (4.22) et (4.23). Le profil de consommation utilisé est montré dans la figure (4.21).

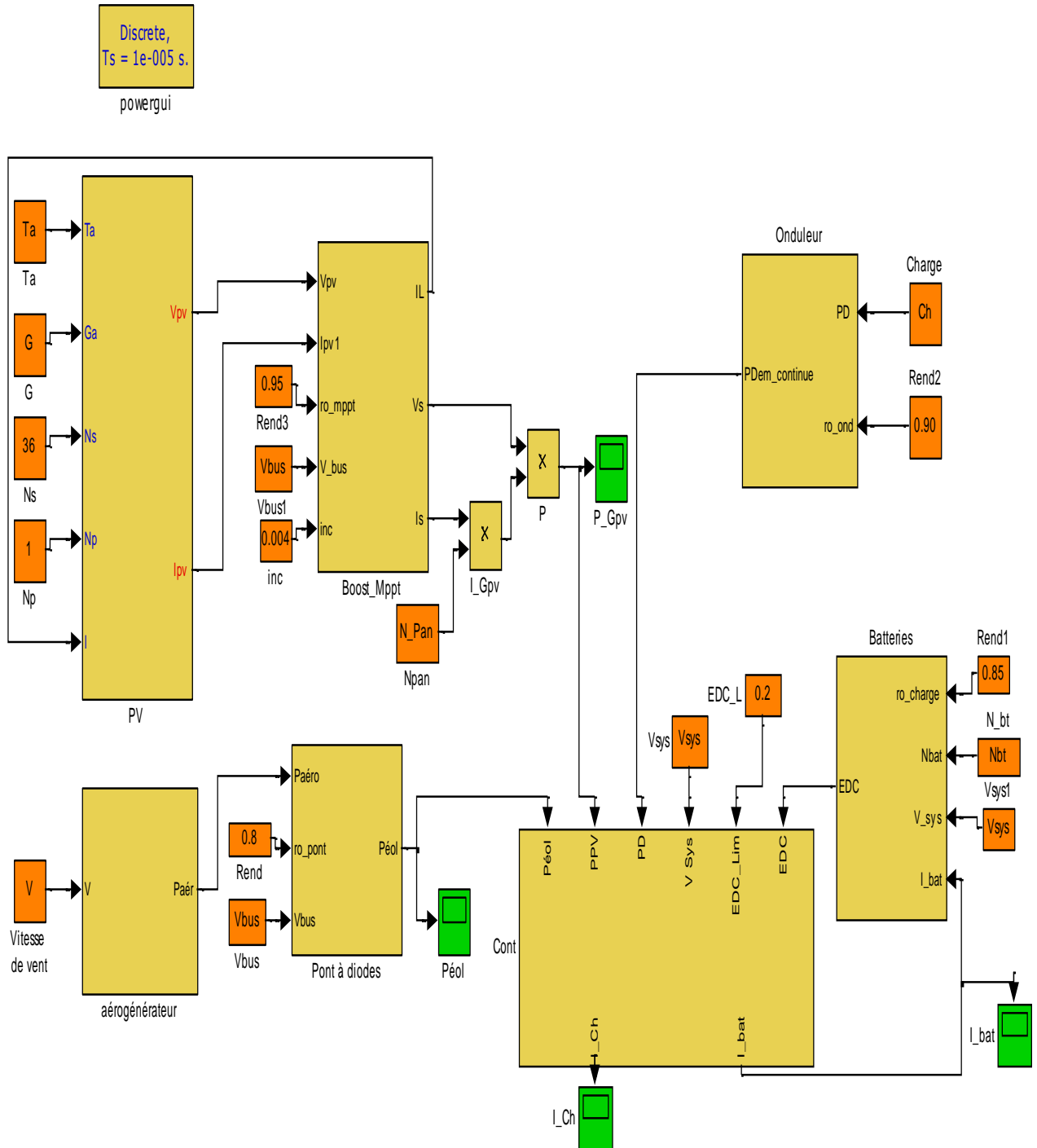


Figure 4.20. Schéma de simulation du système hybride

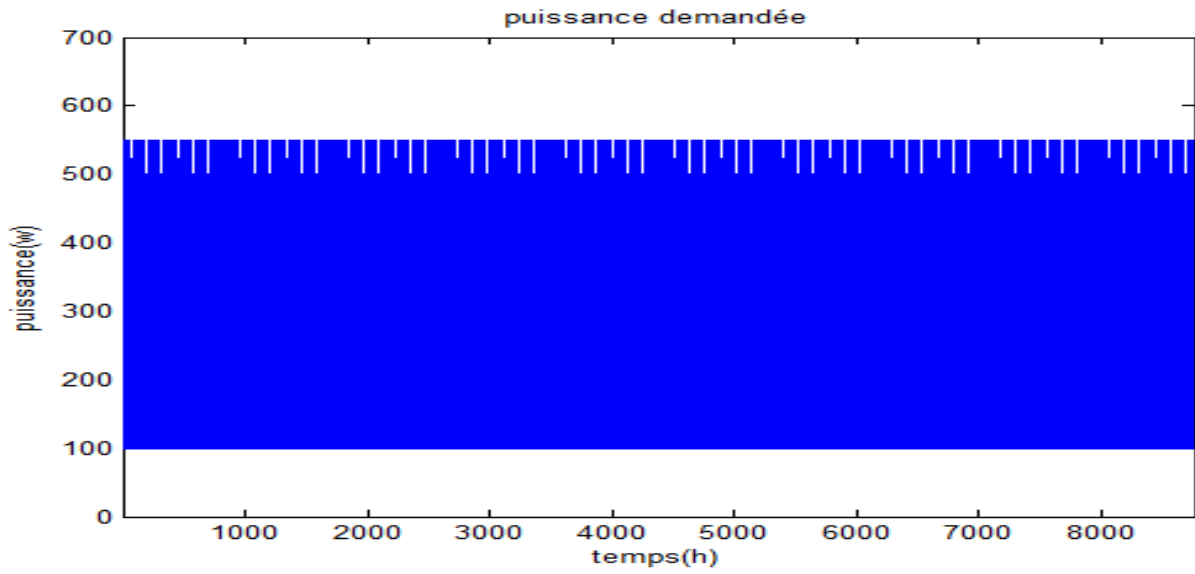


Figure 4.21. Profil de consommation.

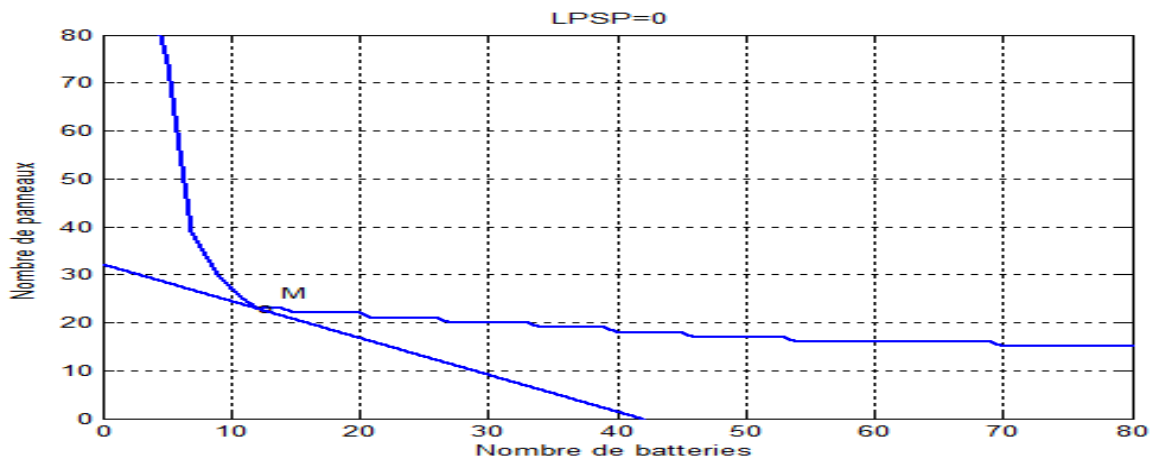


Figure 4.22. Tracé du nombre de modules PV en fonction du nombre de batteries pour une LPSP = 0

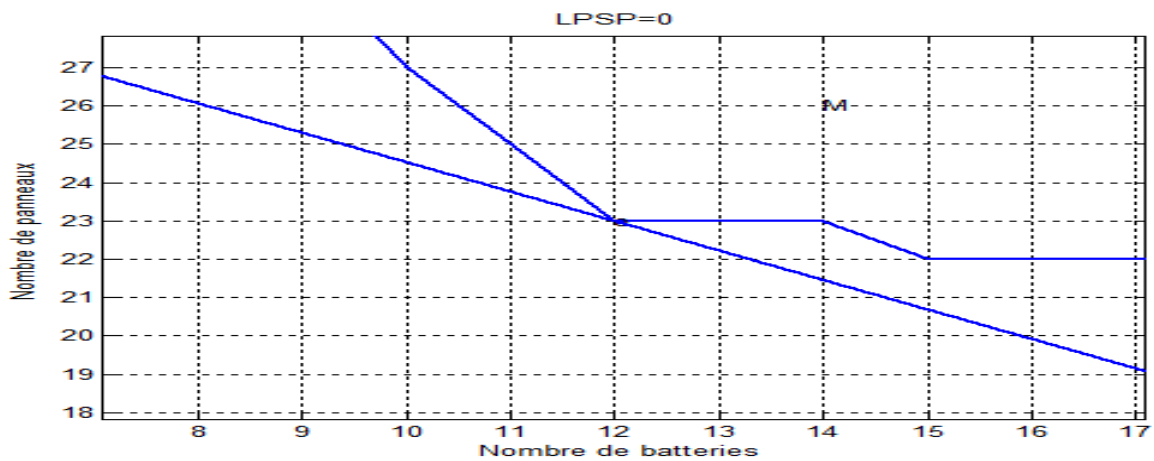
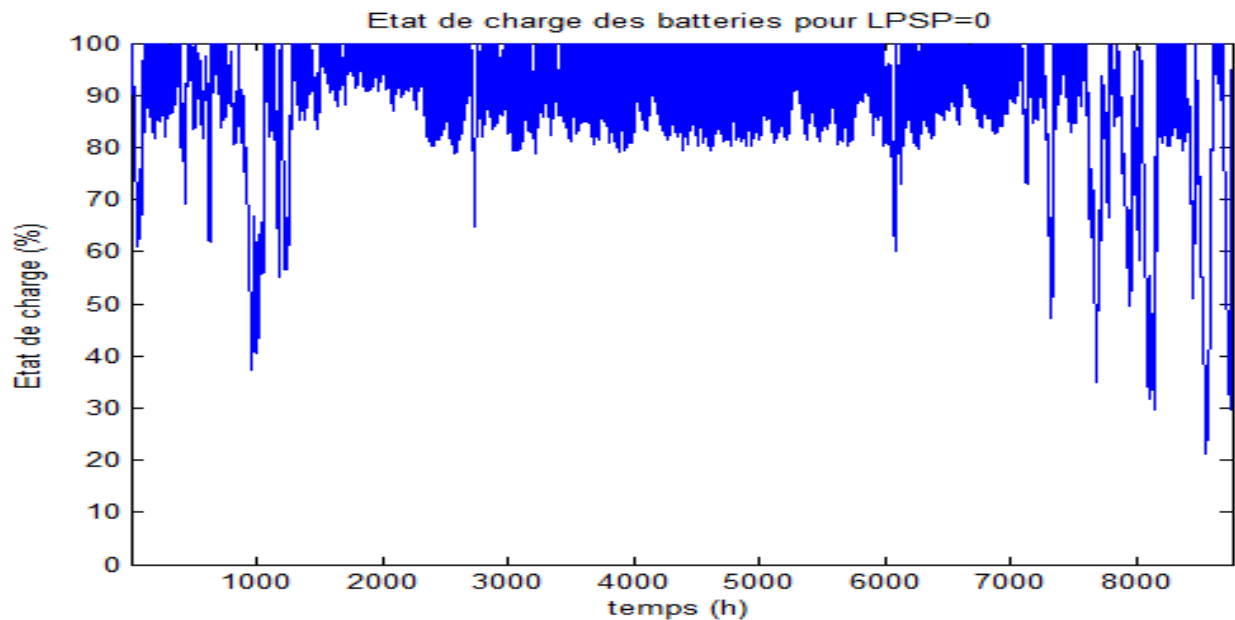


Figure 4.23. Tracé du couple optimal  $(N_{bt}, N_{pv})$

Pour voir l'efficacité du couple optimal trouvé, nous présentons l'état de charge des batteries durant l'année 2013( figure 4.24). Cette courbe montre l'exploitation complète des batteries dans la période défavorable.



**Figure 4.24.** L'état de charge des batteries

#### 4.7. Conclusion

Les résultats de simulation ont montré un bon comportement face aux variations climatiques. Ces variations ont permis de mettre en évidence une bonne efficacité des systèmes de poursuite de puissance maximale du générateur PV. Des résultats satisfaisants ont été obtenus aussi pour la chaîne éolienne.

La taille optimale du système hybride a été trouvée (23 panneaux, 12 batteries). Le tracé de l'état de charge des batteries montre l'efficacité de la méthodologie utilisée. L'énergie éolienne produite est égale à 584280W par an, c.à.d. 67W par heure en moyenne, ce qui présente 21.44% de l'énergie demandée par le consommateur. L'énergie photovoltaïque produite par les 23 panneaux est égale à 4020170W. Par-rapport à l'énergie demandée (2737500W par an), on trouve qu'il y a un excès d'énergie au niveau annuel. Ce dernier est expliqué par le caractère aléatoire des sources d'énergie renouvelable.

# CONCLUSION GENERALE

---

Cette thèse étudie un système hybride éolien-photovoltaïque totalement autonome. L'objectif de ce système est de produire l'électricité pour satisfaire à tout instant la demande d'un consommateur dans un site isolé à Sétif.

Nous avons présenté les composants de ce système et leur principe de fonctionnement. Ensuite, nous avons donné leurs modèles mathématiques.

Nous avons développé un code Matlab qui calcule l'irradiation solaire horaire dans un plan incliné. Ce programme permet de trouver l'angle optimal d'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

En ce qui concerne la chaîne de production photovoltaïque, nous avons utilisé un hacheur Boost commandé par la technique MPPT (basé sur la méthode perturbation-observation), pour maximiser la puissance produite par le générateur photovoltaïque.

Pour la chaîne de production éolienne, nous avons développé un code Matlab qui permet de calculer la puissance générée par l'éolienne choisie, en utilisant la fonction de probabilité de la vitesse de vent pour chaque heure.

La méthodologie d'optimisation LPSP, a été utilisée dans le 3<sup>e</sup> chapitre pour dimensionner la taille optimal du système c.-à-d. de trouver le couple (Nombre de panneaux, Nombre de batteries), qui permet de satisfaire la demande du consommateur et de minimiser le coût du système.

Ce travail pourrait être avancé en incluant des composants supplémentaires dans le système hybride. En générale, la batterie à plomb, inclus dans ce travail, est le choix le plus courant pour le stockage d'énergie. Mais le progrès dans les autres technologies de batteries comme Li-ion ainsi que les cellules de stockage de l'hydrogène fait l'utilisation de ces technologies très attrayante.

Les recherches menées sur les systèmes hybrides d'énergie renouvelable ont montré l'avantage de combiner différents types de générateurs. En plus de l'éolien et du photovoltaïque, l'utilisation d'une source d'énergie classique (comme le générateur diesel), est très intéressante pour faire le système plus efficace dans les pires périodes de l'année.

Enfin, dans les régions connectées au réseau national d'électricité. Pour un consommateur-producteur, il est intéressant d'être connecté au réseau principal. Ceci permet de ramener à des

tailles plus raisonnables les unités de production. Le consommateur est alimenté en énergie avec une faible contribution du réseau et pourquoi ne pas renvoyer l'énergie produite non utilisée par lui sur le réseau. Ce pourrait être développé en incluant la connexion au réseau dans le processus d'optimisation.

## Références

- [1] I. Vechiu, “Modélisation et Analyse de l’intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome,” Thèse, Université du Havre, France, Décembre, 2005.
- [2] S. Petibon, “Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques,” Thèse de doctorat, Université de Toulouse, France, Janvier, 2009.
- [3] L. Leslie, “Design and analysis of a grid connected photovoltaic generation system with active filtering function,” Blacksburg, Virginia, Etats-unis, Mars, 2003.
- [4] L. Protin and S. Astier, “Convertisseurs photovoltaïques,” *Techniques de l’ingénieur*, D 3360, 1996.
- [5] S. A. Tadjer, “Etude d’un système de compensation d’harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque (GPV),” Mémoire de magistère, Université M’Hamed Bougara – Boumerdes, 2008.
- [6] A. Sahli, “Filtrage actif et contrôle de puissances : application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau,” Mémoire de magistère, Université de Sétif, 2012.
- [7] T. Markvart et L. Castaber, “Photovoltaics Fundamentals and applications,” *Preface Guide to Usage of the Handbook by Professional Groups*.
- [8] B. Sorensen, “Renewable Energy Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects,” *Elsevier Academic Press*, 2004.
- [9] P. Leconte, M. Rapin et E. Szechenyi, “Éoliennes,” *Techniques de l’Ingénieur*, BM 4640, 2005.
- [10] J. M. Martin-Amouroux, “Perspectives énergétiques mondiales,” *Techniques de l’Ingénieur*, BE 8 515, 2004.
- [11] <http://www.wwindea.org/WWEAE.V>.
- [12] J.F. Walker, N. Jenkins, “*Wind energy technology*,” John Wiley & Sons, Inc. 1997.
- [13] B. Multon, “Etat de l’art des aérogénérateurs électriques,” *Rapport ECRIN*, Mai, 2002.
- [14] E. Szechenyi, P. Leconte et M. Rapin, “Éoliennes,” *Techniques de l’ingénieur*, D 3360, 1996.
- [15] <http://e-lee.hei.fr/>
- [16] G. Cuntz, “Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l’énergie éolienne,” *Edissud, Aix-en-rovence*, 2001.
- [17] <http://www.windpower.org/fr/tour/wtrb/comp/index.htm>: Danish Wind Industry Association, 2010.
- [18] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud et H. Ben Ahmed, “Aérogénérateurs électriques,” *Techniques de l’ingénieur*, D 3960, 2004.
- [19] O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d’un système de production éolien et photovoltaïque couple au réseau et associé à un accumulateur,” Thèse de Doctorat, Ecole normale supérieure de Cachan, France, Déc, 2002.
- [20] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nikita, “Etat de l’art dans les aérogénérateurs,” *L’électronique de puissance vecteur d’optimisation pour les énergies renouvelables*, Ed. NOVELECT – ECRIN, mai 2002, pp.97-154.
- [21] Site Internet de l’institut allemand DEWI, <http://www.dewi.de>
- [22] A. Mirecki, “Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance,” Thèse de doctorat, INP Toulouse, France, 2005.
- [23] A. Abdelli, “Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive,” Thèse de doctorat, L’Institut National Polytechnique de Toulouse, Octobre, 2007.
- [24] L. Zarour, “Etude technique d’un système d’énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau,” Thèse doctorat, Université Mentouri Constantine, Juin, 2010.

- [25] B. Multon, H. Ben Ahmed, "Le stockage stationnaire d'énergie électrique : pourquoi et comment ?," *Revue 3<sup>E</sup>.I*, n°48, pp. 18-29, mars, 2007.
- [26] A. T. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome," Thèse doctorat, l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, Fév, 2010.
- [27] T. E. Ruhlmann, "Lead Acid Batteries For Stationary Float Service and Cycling Service Part 2: Selection Criteria," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 153, July 2003.
- [28] J. Robert, J. Alzieu, "Accumulateurs au plomb", *Techniques de l'ingénieur*, D 3352, 2004.
- [29] M. N. Mechalikh et C. Hamada, "Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau," Mémoire, Université Kasdi Merbah – Ouargla, 2013.
- [30] P. Barrade, "*électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire*," press polytechnique et universitaires, 1ère édition, 2006.
- [31] W. Théodore, S. Gilbert, "*électrotechnique*," de boeck, 4e édition, 2005
- [32] B. Mehimmedetsi, "Application du formalisme Bond Graph à une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque," Thèse, Université Mentouri Constantine, 2007.
- [33] RETScreen International. 2004. Photovoltaic project analysis chapter In Clean energy project analysis: RETScreen engineering and cases textbook. CANMET Energy Technology Centre – Varennes. Natural Resources, Canada. pp. 22- 23, 35, available at: [www.etscreen.net](http://www.etscreen.net)
- [34] M. Glavin, "Optimisation of a Hybrid Energy Storage System for Autonomous Photovoltaic Applications," W.G. Hurley, thesis, B.E., National University of Ireland, Galway, Ireland, Sept. 2012.
- [35] M. Merad et A. Cheknane, "*Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications*," 2013.
- [36] J. A. Duffie, W. A. Beckman, "*Solar engineering of thermal processes*," John Wiley & sons, Inc. second edition 1991, p 5 10 13-15, 25, 39-40, 43, 77, 83, 87, 95-98, 109.
- [37] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables," Thèse, Université Technique de Sofia, Octobre, 2011
- [38] H. J. Moller, "*Semiconductors for solar cells*," Artech House, Inc. Norwood MA, 1993.
- [39] C. Nichita "*Cours Eolien photovoltaïque*,"
- [40] Alain Ricaud, "*Modules et systèmes photovoltaïques*," Edition Presses polytechniques et universitaires romandes, Sept, 2008
- [41] F. B. Cherfa, "Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT," Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.
- [42] B. Fellah, "Système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de Bouzaréah," Thèse Magister, Université de Tlemcen, déc 2012.
- [43] S. Ameziane, "Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien," Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université de Batna, Algérie, 2009.
- [44] B.S. Borowy, Z.M. Salameh, "Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 9, No. 3, pp. 482-488, Sept. 1994.
- [45] B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 11, no. 2, pp. 367–375, Jun. 1996.
- [46] E. Ofry and A. Brauntein, "*The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Standalone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems*," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, N°5, pp. 1171 - 1175, May 1983.
- [47] (2013) The NASA website. [Online]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen>.

ANNEXE A

Données météorologiques du site sous considération en 2013: Sétif, Latitude=36.187°N, Longitude=5.409°E

N° du jour	Température °c	Rayonnement w/m2	Vitesse de vent m/s	N° du jour	Température °c	Rayonnement w/m2	Vitesse de vent m/s	N° du jour	Température °c	Rayonnement w/m2	Vitesse de vent m/s
1	5,19	2610	3,88	65	10,12	2750	4,87	129	19,99	7110	2,15
2	4,65	1030	2,93	66	11,15	3790	3,4	130	20,12	7190	2,49
3	4,62	1850	3,79	67	13,25	5020	4,09	131	17,55	6310	2,86
4	5,41	2340	3,01	68	13,02	3180	3	132	14,89	6150	3,37
5	5,48	2590	3,32	69	10,2	3600	3,37	133	16,63	7230	2,61
6	5,25	2740	3,35	70	7,61	3800	4,52	134	17,91	2680	3,63
7	6,07	2910	2,58	71	7,72	1740	4,78	135	16,4	3450	3,48
8	7,04	2830	2,1	72	7,39	1710	6,77	136	13,03	3410	3,43
9	7,7	3030	2,1	73	2,83	1430	7,43	137	13,45	6920	4,02
10	5,45	2440	3,71	74	3,95	3560	5,84	138	15,2	5060	4,15
11	7,22	2170	2,57	75	6,31	2910	4,3	139	12,35	7430	2,88
12	6,88	2580	2,13	76	9,71	2540	6,81	140	14,58	7310	3,09
13	5,5	2300	4	77	11,41	3990	4,22	141	15,55	3560	4,16
14	3,63	2000	2,62	78	12,73	5190	3,1	142	10,36	1500	6,58
15	4,41	2140	4,92	79	11,58	2380	4,34	143	13,63	6970	3,53
16	6,35	1620	5,65	80	9,45	6010	3,23	144	15,66	7450	3,33
17	7,31	810	5,89	81	11,81	5810	5,04	145	15,58	6620	3,12
18	9,26	930	5,61	82	12,27	3520	3,61	146	16,12	7230	2,47
19	10,44	1900	7,24	83	8,21	3530	4,88	147	17,61	7380	3,05
20	5,74	1690	6,23	84	8,67	4410	5,88	148	15,11	7300	2,98
21	4,46	1300	4,6	85	11,05	4790	3,78	149	14,28	6160	3,37
22	3,71	2230	3,74	86	12,24	5450	3,32	150	12,3	5430	3,44
23	3,05	960	6,95	87	12,51	4240	2,64	151	12,41	7610	3,45
24	4,55	900	6,99	88	12,27	5570	3,07	152	12,58	4000	3,54
25	3,08	1720	5,43	89	10,98	2550	4,53	153	15,9	7960	2,13
26	2,66	560	4,01	90	10,65	3180	3,21	154	16,16	7890	3,11
27	6,46	3290	3,5	91	13,02	3470	4,84	155	15,57	8030	2,74
28	5,48	1910	6,99	92	8,06	4160	4,63	156	20,03	6460	2,87
29	6,55	3620	4,86	93	11,76	6160	5,23	157	17,25	6010	4,39
30	9,19	3630	2,5	94	11,27	4250	3,78	158	19,11	7880	2,24
31	8,06	3660	2,8	95	10,15	5430	3,61	159	18,95	7120	3,26
32	9,28	3790	3,3	96	6,3	4100	5,26	160	16,84	7680	2,85
33	5,98	1460	6,11	97	7,01	2500	4,26	161	15,86	7680	2,66
34	2,54	900	6,14	98	11,32	6460	2,9	162	17,85	7900	2,19
35	2,61	1670	4,98	99	13,69	5640	2,33	163	19,99	7850	2,36
36	4,68	3380	2,72	100	13,02	6470	2,14	164	20,81	7930	2,48
37	4,13	1520	4,98	101	15,25	6470	2,44	165	22,37	7880	2,59
38	2,11	1060	6,25	102	16,21	6320	2,82	166	24,19	7900	2,91
39	1,49	1340	3,57	103	16,19	4700	2,43	167	25,89	7790	2,43
40	1,63	1210	3,45	104	17,79	6610	3,23	168	26,48	7660	3,91
41	2,39	2680	3,75	105	17,78	6540	2,67	169	24,84	7780	3,88
42	1,6	880	5,24	106	16,12	6310	2,72	170	21,08	7870	3,21
43	2,33	2340	4,55	107	16,41	6710	1,92	171	19,12	7230	3,29
44	2,98	1960	4,54	108	16,23	6860	1,85	172	20,94	7620	2,99
45	3,75	3670	4,38	109	15,99	6910	2,17	173	16,35	2730	4,83
46	6,31	4100	2,39	110	11,89	3340	3,5	174	18,55	6790	3,81
47	6,7	4140	1,75	111	9,91	5420	3,56	175	19,04	7220	3,71
48	6,82	4080	2,2	112	9,52	6410	4,41	176	19,34	7380	3,04
49	6,53	1350	2,28	113	9,58	4060	4,16	177	18,26	7730	3,33
50	8,43	3470	2,31	114	10,13	680	5,09	178	19,06	7640	2,51
51	8,29	1020	3,01	115	12,23	5960	5,32	179	17,58	7420	3,19
52	6,68	2060	4,18	116	11,19	2340	3,71	180	16,91	7690	3,65
53	9,1	2640	5,46	117	13,22	6540	2,81	181	19,47	7780	2,29
54	7,53	2790	5,53	118	15,37	5620	3,75	182	20,83	5820	3,65
55	2,23	2620	3,87	119	14,94	4210	3,91	183	23,34	4110	2,54
56	0,23	3160	3,02	120	14,28	6550	3,03	184	22,37	5630	2,38
57	0,79	4240	2,3	121	13,19	4220	3,36	185	21,01	7480	2,94
58	2,92	3430	3,02	122	14,64	4930	3,43	186	18,72	7850	3,5
59	7,44	3980	3,45	123	13,35	2440	4,4	187	20,15	7850	3,25
60	5,33	2880	3,97	124	11,18	2460	4,8	188	21,37	7920	2,64
61	6,16	1480	5,34	125	10,95	5350	3,33	189	22,25	7710	2,45
62	6,92	2150	3,51	126	13,12	7320	2,39	190	22,45	7620	3,08
63	7,63	2430	5,29	127	15,73	5940	2,08	191	22,04	7000	2,76
64	10,4	1970	8,2	128	18,38	7060	2,34	192	24,12	7590	2,37



## ANNEXE A

## Données météorologiques du site sous considération en 2013 : Sétif, Latitude=36.187°N, Longitude=5.409°E

N° du jour	Température °c	Rayonnement w/m2	Vitesse de vent m/s	N° du jour	Température °c	Rayonnement w/m2	Vitesse de vent m/s	N° du jour	Température °c	Rayonnement w/m2	Vitesse de vent m/s
193	25,92	7640	2,34	257	21,3	4800	2,89	321	10,29	2400	5,12
194	25,5	4530	2,96	258	23,18	5400	3,09	322	7,54	2450	4,13
195	22,46	7790	3,24	259	22,6	5040	2,27	323	7,97	1230	6,55
196	22,58	7780	2,79	260	20,47	4280	2,53	324	6,66	1260	3,74
197	24,02	7630	2,68	261	20,35	4210	1,87	325	4,96	2700	4,18
198	24,74	7390	2,97	262	17,91	3080	2,81	326	6,17	1390	5,13
199	24,16	7120	2,57	263	17,01	5410	3,06	327	4,09	1910	3,99
200	25,76	7560	2,57	264	17,72	5470	2,74	328	4,84	1850	3,56
201	27,32	4820	3,2	265	17,63	5510	2,54	329	6,64	1280	4,78
202	25,68	7160	2,47	266	18,65	5390	2,11	330	5,16	1100	4,39
203	23,51	6950	3,07	267	19,47	5230	3,1	331	5,32	1830	3,08
204	23,74	7320	2,55	268	20,07	5290	3,76	332	4,94	2540	1,85
205	24,75	7520	2,55	269	20,81	5380	2,78	333	3,58	2250	2,56
206	26,44	7490	2,6	270	22,62	5120	3,23	334	3,28	1420	2,65
207	28,15	7330	3,21	271	22,35	4880	2,5	335	4,16	2520	1,74
208	29,99	7370	2,88	272	19,48	3120	3,37	336	5,03	1230	2,99
209	28,87	7410	2,69	273	18,74	4960	3,58	337	7,47	1110	3,38
210	26,34	7230	3,29	274	21,46	4940	2,48	338	7,94	2150	2,03
211	24,15	7210	3,73	275	23,99	5040	2,2	339	6,97	1890	2,58
212	22,15	7530	3,36	276	24,64	4630	5,45	340	5,65	2600	3,01
213	22,72	7600	2,63	277	23,98	4480	4,8	341	6,38	2780	2,33
214	24,21	7640	2,63	278	22,56	3330	3,81	342	6,68	2910	1,96
215	24,94	7580	3,06	279	17,81	2990	3,55	343	6,66	2860	1,5
216	25,06	7500	3,06	280	17,58	3980	2,84	344	5,84	2640	1,57
217	26,49	7300	2,61	281	16,95	4270	2,48	345	6,58	2830	1,75
218	27,7	7270	2,97	282	17,07	3650	2,12	346	5,89	2850	2,72
219	28,33	7180	2,96	283	19,17	4590	2,79	347	6,78	2830	2,38
220	26,47	7100	4,74	284	19,74	4410	3,01	348	7,32	2370	1,33
221	20,76	6790	4,91	285	20,1	4260	2,18	349	7,23	2770	1,5
222	20,73	7230	3,61	286	19,67	4360	1,91	350	6,31	2770	2,34
223	20,71	7230	3,39	287	19,3	4140	1,79	351	5,59	1580	3,45
224	23,66	7240	2,3	288	19,22	2720	2,7	352	6,51	1370	1,9
225	24,41	7110	3,16	289	18,94	4350	2,53	353	6,84	2700	3,8
226	22,12	7070	3,52	290	19,24	4410	2,09	354	5,66	1090	4,38
227	21,92	7150	2,84	291	19,34	3510	3,68	355	7,45	1390	2,79
228	23,15	7080	2,78	292	19,45	4080	3,25	356	7,72	1230	2,1
229	24,26	5850	2,49	293	18,32	2730	3,57	357	8,18	1950	2,47
230	23,68	3820	3,84	294	19,12	3230	4,06	358	7,51	2650	3,79
231	24,22	6660	2,43	295	18,93	4080	5,72	359	7,11	2650	7,58
232	21,78	6730	3,75	296	18,52	1920	3,5	360	5,62	1680	7,3
233	19,5	6840	3,86	297	18,74	1920	2,78	361	6,38	1680	4,78
234	20,11	6950	2,41	298	19,31	3790	3,91	362	7,01	2720	2,68
235	22,4	6530	2,55	299	19,56	3815	2,83	363	6,09	480	3,21
236	24,68	6490	2,78	300	18,7	3840	1,87	364	3,74	1340	3,43
237	25	6540	2,18	301	17,02	3770	3,45	365	3,57	2840	2,09
238	25,22	4360	2,75	302	16,37	3490	3,55				
239	23,97	5350	2,44	303	13,72	2740	2,56				
240	24,94	5050	3	304	11,42	1620	2,96				
241	24,87	6110	3,99	305	11,6	1740	2,64				
242	21,91	4700	3,91	306	12,86	3900	1,76				
243	18,03	3470	4,28	307	14,02	3710	2,71				
244	17,34	5330	4,37	308	13,76	3780	3,96				
245	18,11	3950	4,07	309	14,53	1600	7,68				
246	19,3	5740	3,05	310	15,09	3140	4,45				
247	18,85	4130	2,52	311	16,01	3730	1,77				
248	21,25	5960	4,29	312	14,68	3480	2,96				
249	22,35	5920	2,28	313	13,72	2680	2,53				
250	24,07	6060	2,06	314	12,27	3320	3,62				
251	24,03	2880	3,39	315	10,78	1080	7,31				
252	20,1	2810	3,78	316	9,93	1290	7,75				
253	20,31	2150	2,39	317	10,89	1320	5,2				
254	21,49	5710	2,36	318	10,58	1000	4,05				
255	19,9	3010	1,67	319	9,31	2030	2,42				
256	19,07	3640	1,93	320	8,89	1100	3,23				

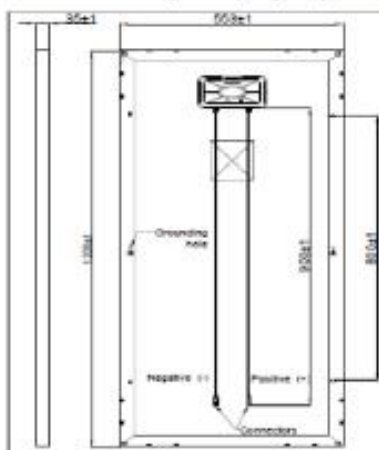
## Documentation Panneaux photovoltaïque :

CEM90M-36

Panneau Solaire 90 W Mono

## Module Photovoltaïque Monocristallin 36 Cellules

## Caractéristiques physiques (mm) :



	Unité	Module		
Puissance nominale	W	90	95	100
Voltage Circuit ouvert (Vco)	V	21.8	22.3	22.3
Courant de court Circuit Isc	A	5.3	5.44	5.84
Tension mpp Vmpp	V	18	18.5	18.5
Courant mpp Impp	I	5	5.14	5.41
Système voltage max VDC	V		1000	
Charge maximale De fusibles (A)	A		10	
Facteur de température (cellule):				
Température nominale de fonctionnement	NOCT		45±2°C	
Coefficient de température de puissance	%/°C		-0,41	
Coefficient de température de courant	%/°C		+0,03	
Coefficient de température de voltage	%/°C		-0,32	

## Documentation Eolienne :

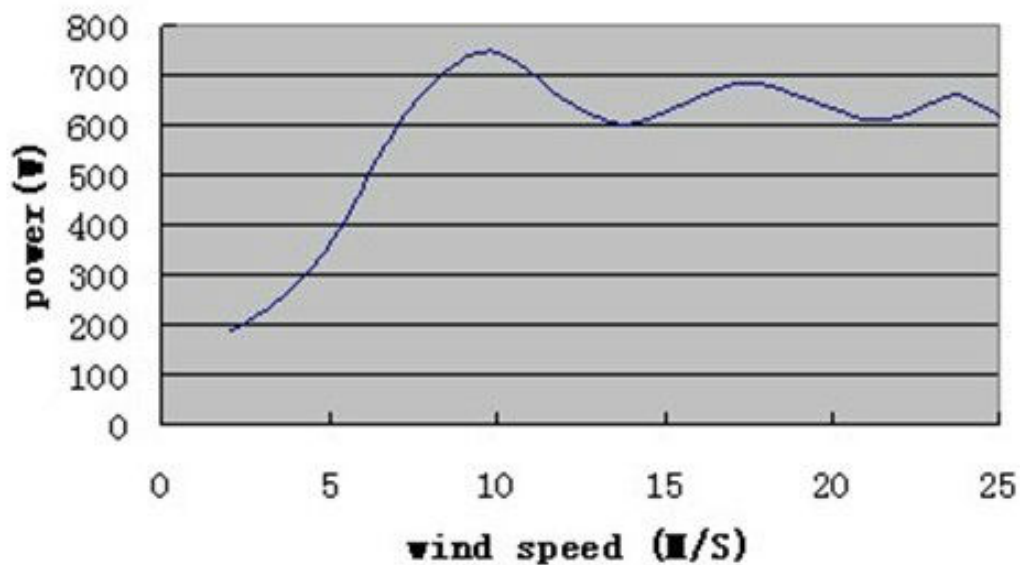


Marque PWG (Foshan,China). Modèle : FD2.6-600

Axe rotatif	Horizontal
Nombre de pales	3
Hauteur de la tour (m)	6
Puissance nominale(W)	600
Vitesse de démarrage (m/s)	2
Vitesse nominale (m/s)	8
Vitesse de coupure (m/s)	20
Taux de rotation (r/m)	380

## Courbe de puissance graphique:

**FD2.6-600 600W**



## Documentation Batterie :

Batterie plomb STECO 3000 / 12V 106Ah



### Caractéristiques de la batterie 12v STECO SOLAIRE 3000 :

Technologie : **Plomb Ouvert plaques planes**

Cyclage :

- 300 cycles à 60% DOD (depth of discharge ou profondeur de décharge) Test selon Norme IEC 60896-2
- de 1200 à 1500 cycles en utilisation solaire à 20°C (20% DOD max en cyclage quotidien / 70% DOD max en décharge profonde d'autonomie)

Durée de vie de 3 à 4 ans

Autodécharge : environ 4% / mois à 25°C

Type	STECO 3000
Tension nominale	12 V
Capacité nominale à C100 (U=1,80V / élément à 20°C)	106 Ah
Capacité nominale à C20 (U=1,80V / élément à 20°C)	100 Ah
Capacité nominale à C10 (U=1,80V / élément à 20°C)	94 Ah
Courant nominal	5 A
Quantité d'électrolyte par batterie	5,210 L
Densité de l'électrolyte	1,280
T° de service	-15°C +40°C
Décharge profonde en % de Cn	80% de / of C20
Tension de floating à 20°C (tolérance de 0,12V)	13,5V
Tension de décharge profonde	10,80V
Tension maximale de charge en décharge rapide (<48h) :	14,40 V
en floating :	13,50 V
Intensité maximale de charge	25 A
Poignée de manutention	oui
Taux d'antimoine	<1%
Autodécharge	4% par mois à 25°C

**ملخص:**

عرف استخدام الموارد المتجددة نموا كبيرا في البلدان الصناعية، وحتى في بعض الدول السائرة في طريق النمو. إن دور نظام هجين (ريحي- كهروضوئي) لإنتاج الكهرباء دون انقطاع في المناطق النائية ليس فقط تحقيق "قدرة طاغوية"، ولكن أداة للتنمية الاجتماعية والاقتصادية للمناطق الريفية.

يتكون العمل من التحجيم بطريقة مثلى للمولد الكهروضوئي و لمجموعة البطاريات ضمن نظام هجين لإنتاج الكهرباء (ريحي- كهروضوئي) مستقل تماما.

كلمات مفتاحية: نظام هجين (ريحي- كهروضوئي) – تحجيم مثالي- مجموعة البطاريات.

**Résumé :**

L'exploitation des ressources renouvelables connaît un grand essor dans les pays industrialisés et même dans quelques pays sous-développés. Le rôle d'un système hybride (éolien - photovoltaïque) de production d'électricité sans interruption dans les régions isolées n'est pas seulement d'apporter « une puissance énergétique », mais un outil de développement social et économique des zones rurales.

Le travail consiste à dimensionner d'une manière optimale le générateur photovoltaïque et le banc de batteries dans un système hybride de production d'électricité (éolien-photovoltaïque) totalement autonome.

**Mots-clés :** Système hybride (éolien-photovoltaïque) – Optimisation - Banc de batteries.

**Abstract:**

The exploitation of renewable resources has been a great rise in industrialized countries and even in some underdeveloped countries. The role of a hybrid power uninterrupted generation (wind – PV) in remote areas is not only to bring "energy power", but a tool for social and economic development of rural areas.

The work consists of optimally sizing the PV array and battery bank for autonomous PV-wind hybrid energy system.

**Keywords:** hybrid system (wind-photovoltaic) - Optimization - Banc of batteries.