

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف1

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF1

(ALGERIE)

Faculté de Technologie

**Mémoire de Magister**

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

**Magister en Electrotechnique**

Option :

**Commande électrique**

Présenté par :

**M<sup>r</sup> : ZIDANE Nourredine**

Thème

***Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Energies***

***Renouvelables***

Soutenu publiquement le 02/12 / 2014 devant le jury composé de :

Mr.KHEMLICHE Mabrouk	PROF	Université Sétif1	Président
Mr. HACHEMI Mabrouk	PROF	Université Sétif1	Rapporteur
Mr. CHAOUI Abdelmadjid	M.C.A	Université Sétif1	Examinateur
Mr. CHAIBA Azeddine	M.CA	Université Sétif1	Examinateur

## **REMERCIEMENTS**

*Avant tout, je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.*

*Je remercie très vivement Monsieur HACHEMI Mabrouk, Professeur à l'université Farhat Abbas de Sétif1, pour avoir dirigé ce travail, pour la confiance et l'intérêt qu'il a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail, pour sa disponibilité ainsi de m'avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques.*

*Mes vifs remerciements vont également à Monsieur KHEMLICHE Mabrouk (Professeur à l'université Farhat Abbas de Sétif1), pour avoir accepté de me faire l'honneur de me présider le jury d'examen.*

*Je tiens à remercier également pour avoir accepté de juger ce travail :*

- *Monsieur CHAOUI Abdelmadjid, M.C.A à l'UFA Sétif.*
- *Monsieur CHAIBA Azeddine, M.C.A à l'UFAS Sétif.*

*Mes remerciements s'adressent également à Monsieur BAHRIA Sofiane, Attaché de recherche au CDER Bouzaréah , pour l'aide précieuse qu'il m'a apporté pour accomplir le présent travail.*

*Je tiens également à remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin, qui ont participé à l'élaboration de ce travail.*

# SOMMAIRE

---

## TABLE DES MATIERES

### Sommaire

### Liste des figures

### Introduction générale ..... 1

### Chapitre I : Description des systèmes à énergie hybride

I.1 Introduction.....	3
I.2 Énergies renouvelables, ressources et exploitation.....	3
I.2.1 Le solaire thermique et photovoltaïque .....	4
I.2.2 La géothermie .....	4
I.2.3 La biomasse .....	5
I.2.4 L'hydraulique.....	5
I.2.5 L'éolien .....	6
I.3 Etat de l'art du photovoltaïque.....	6
I.3.1 Histoire du photovoltaïque .....	6
I.3.2 Aperçu de la ressource .....	7
I.3.3 Aspect géométrique.....	8
I.3.3.1 Irradiation solaire .....	8
I.3.3.2 Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère .....	10
I.3.3.3 Mesure du rayonnement solaire .....	11
I.3.3.4 Estimation de l'énergie disponible:.....	11
I.4 Effet photovoltaïque.....	12
I.5 Cellules photovoltaïques ou photopiles .....	12
I.5.1 Différents types des cellules solaires: .....	13
I.5.1.1 Cellules mono- cristallines.....	13
I.5.1.2 Cellules poly-cristallines.....	13
I.5.1.3 Cellules amorphes .....	13
I.6 État de l'art de l'éolien.....	14
I.6.1 Histoire de l'éolien.....	14
I.6.2 Construction générale d'une éolienne.....	15
I.6.2.1 Le mât .....	15

# SOMMAIRE

---

I.6.2.2 La nacelle .....	16
I.6.2.3 Le rotor.....	16
I.6.2.4 Multiplicateur.....	16
I.6.3 Constitution d'un système éolien.....	17
I.6.4 Classification des éoliennes .....	17
I.6.4.1 Taille des aérogénérateurs.....	17
I.6.4.2 L'organe capteur .....	18
I.6.5 Mode de régulation .....	19
I.6.5.1 Principe de la régulation aérodynamique.....	20
I.6.5.2 Système à décrochage aérodynamique « stall passif » .....	20
I.6.5.3 Régulation par variation de l'angle de calage des pales .....	21
I.6.6 Nombre de pales .....	22
I.7 Systèmes Hybrides (SEH).....	23
I.7.1 Éléments constituant un SEH.....	23
I.8 Configuration des systèmes hybrides.....	24
I.8.1 Architecture à bus CC.....	24
I.8.2 Architecture mixte à bus CC/CA .....	25
I.8.3 Configuration de bus CA .....	26
I.9 Les batteries .....	27
I.9.1 Accumulateur chimique .....	28
I.9.1.1 Les accumulateurs Nickel Cadmium (Ni-Cd) .....	28
I.9.1.2 Les accumulateurs Nickel Métal Hydrures (Ni-MH) .....	28
I.9.1.3 Accumulateur au lithium .....	28
I.9.1.4 Accumulateur au plomb-acide (Pb) .....	28
I.9.2 Accumulateur à énergie potentiel .....	28
I.10 Présentation de la configuration choisie .....	29
Conclusion.....	29
<b>Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride</b>	
II.1. Introduction .....	29
II.2. Définition du dimensionnement .....	29
II.3. Paramètres à déterminer lors de la conception .....	29
II.4. Analyse du potentiel énergétique solaire et éolien disponible.....	30
II.4.1. Gisement solaire en Algérie.....	30

# SOMMAIRE

---

II.4.1.1. Données géographique du lieu.....	31
II.4.1.2. Données relative à l'éclairiment .....	31
II.4.1.3. Données relatives à la température ambiante .....	33
II.4.2. Potentiel éolien .....	33
I.4.2.1. Données météorologiques du lieu .....	35
II.5. Méthodes de dimensionnement d'un système hybride .....	35
II.5.1. Méthode des moyennes mensuelles annuelles.....	36
II.5.2. Méthode du mois le plus défavorable .....	37
II.5.3. Méthode LPSP (Loss of power supply probability) .....	37
II.5.3.1 Détermination du couple optimal .....	38
II.6. Présentation de l'installation hybride étudiée.....	41
II.6.1. Aspect technique des technologies .....	41
II.6.2. Détermination de la consommation énergétique .....	42
II.6.3. Gestion des charges .....	43
II.6.4. Caractéristiques de la charge .....	43
II.7. Résultats de dimensionnement .....	44
II.7.1. Dimensionnement des batteries .....	44
II.7.2. Méthode de moyennes mensuelles .....	45
II.7.3. Méthode du mois le plus défavorable .....	45
II.7.4. Méthode LPSP .....	46
II.7.4.1. Détermination du couple optimal ( $N_{PV}$ , $N_b$ ) selon l'approche économique .....	47
II.7.4.2. Cas du système photovoltaïque .....	47
II.7.4.3. Cas du système hybride .....	48
II.7.5 Comparaison entre les trois méthodes de dimensionnement .....	48
Conclusion.....	48
<b>Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaine de Conversion d'Energie Hybride</b>	
III.1. Introduction .....	49
III.2. Modélisation de la chaine de production PV.....	49
III.2.1. Modèle à une diode .....	49
III.2.1.1. Paramètres externes .....	51
III.2.2. Modèle à deux diodes.....	53
III.3. Résultats de simulation du générateur photovoltaïque.....	55
III.3.1. Influence de l'éclairiment.....	55

# SOMMAIRE

---

III.3.2. Influence de la température .....	56
III.4. Modélisation de la chaîne de production éolienne .....	57
III.4.1. Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne .....	57
III.4.1.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation de la partie mécanique.....	57
III.4.1.2. Modélisation de la vitesse du vent (source primaire).....	58
III.4.1.3. Conversion aérodynamique .....	58
III.4.1.4. Modélisation du couplage mécanique entre la turbine et la génératrice .....	60
III.4.2. Simulation de la turbine .....	62
III.4.3. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents.....	63
III.4.3.1. Description .....	63
III.4.3.2. Équations électriques.....	64
III.4.3.3. Equations magnétiques.....	65
III.4.3.4. Transformation de Park.....	66
III.4.3.5. Transformation de Park modifiée.....	67
III.4.3.6. Equation des flux du système biphasé (d,q) .....	67
III.4.3.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q) .....	68
III.4.3.8. Expression de la puissance .....	69
III.4.3.9. Expression du couple .....	69
III.4.3.10. Equations mécaniques .....	70
III.4.4. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP).....	70
III.5. Modélisation de la batterie de stockage .....	72
III.6. Modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance .....	74
III.6.1. Modélisation du redresseur MLI .....	74
III.6.1.1. Commande MLI du redresseur.....	75
III.6.2. Modélisation du bus continu .....	76
III.6.3. Modélisation de l'onduleur MLI .....	76
III.6.4. Régulateur de batterie.....	78
III.6.4.1. Régulation de décharge .....	78
III.6.4.2. Régulation de charge .....	78
III.6.5. Convertisseur continu - continu (hacheur).....	78
III.6.5.1 Hacheur survolteur .....	78
III.6.5.2 Hacheur Buck-Boost .....	79
Conclusion.....	80

# SOMMAIRE

---

## **Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride**

IV.1 Introduction.....	81
IV.2 Optimisation du rendement énergétique du système photovoltaïque .....	81
IV.2.1 Principe de recherche du point de puissance maximale (MPP) .....	82
IV.3 Optimisation du rendement énergétique du système éolien.....	83
IV.3.1 Principe de recherche du point de puissance maximale (MPP) .....	83
IV.4 Application de la logique floue pour l'optimisation de puissance du générateur photovoltaïque et de l'éolienne .....	85
IV.4.1 Loi de commande.....	86
IV.4.2 Optimisation à cinq classes .....	86
IV.4.4 Structure de base d'un contrôleur flou dédié à l'aérogénérateur .....	90
IV.5 Commande vectorielle de la MSAP .....	90
IV.5.1 Description.....	90
IV.5.4 Réglage de vitesse de la GSAP par un contrôleur flou .....	92
IV.6 Résultats de simulation .....	93
Conclusion.....	101
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>102</b>

## **Bibliographie**

## **Annexes**

**LISTE DES FIGURES**

**Fig. I-1** : Analyse spectrale du rayonnement solaire..... 9

**Fig. I-2** : Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes..... 9

**Fig. I-3** : Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude ..... 10

**Fig. I-4** : Courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°)..... 11

**Fig. I-5** : Principe de fonctionnement d'une cellule solaire ..... 13

**Fig. I-6** : Photographie de deux moulins à vents ..... 14

**Fig. I-7** : Puissance éolienne installée dans le monde fin 2011 (en GW)..... 15

**Fig. I-8** : Schéma des différents éléments d'une éolienne..... 15

**Fig I-9** : Schéma de la nacelle..... 16

**Fig. I-10** : Multiplicateur de vitesse..... 17

**Fig. I-12** : Différentes tailles des éoliennes..... 18

**Fig. I.13** : Eolienne à axe horizontal..... 19

**Fig. I-14** : Eolienne à axe verticale..... 20

**Fig. I-15** : Régulation aérodynamique..... 21

**Fig. I.16** : Direction du vent et angle de calage..... 21

**Fig. I.17** : Types d'éoliennes selon le nombre de pales..... 23

**Fig. I.18** : Influence du nombre de pales sur le Cp..... 23

**Fig. I-19** : Configuration des SEH à bus CC..... 25

**Fig. I-20** : Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA..... 26

**Fig.I-21** : Configuration de bus CA..... 28

**Fig. I-22** : Schéma synoptique du système hybride étudié..... 29

**Fig. II-1** : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale.....30

**Fig. II-2** : Variation de l'éclairement journalier au cours des douze mois de l'année..... 33

**Fig. II-3**: Eclairement horaire pour la journée type du mois de décembre et juin..... 33

**Fig. II-4** : Profil de la température ambiante annuelle..... 34

**Fig. II-5** : Profil de la température ambiante du jour type du mois de Janvier et Juillet..... 34

**Fig. II-6** : Carte de vent de l'Algérie..... 35

**Fig. II-7** : Vitesse du vent pour le mois le plus favorable et défavorable successivement..... 35

**Fig. II-8** : Profile de la vitesse du vent en fonction de la hauteur au-dessus du sol..... 36

<b>Fig. II-9</b> : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une ‘LPSP’ donnée. ....	40
<b>Fig. II-10</b> : Algorithme graphique de la LPSP.....	41
<b>Fig. II-11</b> : Diagramme des priorités des charges.....	44
<b>Fig. II-12</b> : Profil de consommation d’une journée type.....	45
<b>Fig. II-13</b> : Profil d’ensoleillement pour une journée type.....	47
<b>Fig.II.14</b> : pour LPSP= $10^{-1}$ et sans éolienne.....	48
<b>Fig.II.15</b> : pour LPSP= $10^{-1}$ et avec éolienne.....	48
<b>Fig.II.16:</b> pour LPSP= $10^{-3}$ et sans éolienne.....	48
<b>Fig.II.17</b> : pour LPSP= $10^{-3}$ et avec éolienne.....	48
<b>Fig. III-1</b> : Schéma équivalent électrique d’une cellule PV.....	50
<b>Fig. III-2</b> : Caractéristiques, courant-tension $i(v)$ et puissance-tension $p(v)$ d’une photopile... ..	51
<b>Fig. III-3</b> : Schéma électrique équivalent d’un groupe de panneaux, modèle à une diode.....	53
<b>Fig. III-4</b> : Modèle équivalent à deux diodes d’une cellule PV et son symbole.....	54
<b>Fig. III-5</b> : Schéma électrique du « Modèle deux diodes » pour un groupe de panneaux.....	56
<b>Fig. III-6</b> : Influence de l’éclairement sur la caractéristiques P-V et I-V.....	56
<b>Fig. III-7</b> : Influence de la température sur la caractéristiques P-V et I-V.....	57
<b>Fig. III-8</b> : Modèle mécanique simplifié de la turbine.....	58
<b>Fig. III-9</b> : Schéma de principe de la théorie de Betz.....	60
<b>Fig. III-10</b> : Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine $\lambda$ .....	61
<b>Fig. III-11</b> : Le couplage mécanique entre la turbine et la génératrice.....	62
<b>Fig. III-12</b> : Schéma bloc d’une turbine éolienne.....	63
<b>Fig. III-13</b> : Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne.....	63
<b>Fig. III-14</b> : Schéma bloc du modèle de la turbine.....	64
<b>Fig. III-15</b> : Profil du vent.....	64
<b>Fig. III-16</b> : Vitesse de rotation de la turbine.....	65
<b>Fig.III-17:</b> Puissance transmise à la MSAP.....	65
<b>Fig. III-18</b> : Machine synchrone à aimants permanents.....	65
<b>Fig. III-19</b> : Passage du repère (abc) du stator au repère (dqo) de Park.....	66
<b>Fig. III-20</b> : Schéma équivalent du GSAP selon les deux axes d et q.....	70

<b>Fig. III-21:</b> Résultats de simulation de la GSAP.....	73
<b>Fig. III-22 :</b> Schéma électrique équivalent de nb éléments de batterie en série.....	74
<b>Fig. III-23 :</b> Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge.....	75
<b>Fig. III-24 :</b> Principe de fonctionnement du redresseur MLI.....	76
<b>Fig. III-25 :</b> Modèle de la commande MLI à porteuse triangulaire.....	77
<b>Fig. III-26 :</b> Schéma électrique du filtre.....	77
<b>Fig. III-27 :</b> Représentation schématique d'un onduleur MLI.....	78
<b>Fig. III.28-a</b> Hacheur survolteur.....	80
<b>Fig. III.28-b</b> Hacheur dévolteur.....	80
<b>Fig. III-29 :</b> Tension $V_s(t)$ de sortie.....	81
<b>Fig. IV-1 :</b> Point de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge.....	82
<b>Fig. IV-2 :</b> Etage d'adaptation entre le GPV et la charge.....	83
<b>Fig. IV-3 :</b> Chaîne élémentaire du convertisseur commandé par MPPT.....	83
<b>Fig. IV-4 :</b> Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.....	84
<b>Fig. IV-5 :</b> Caractéristiques de voilure dans le plan puissance–vitesse.....	85
<b>Fig. IV-6 :</b> Principe de fonctionnement du MPPT à vitesse variable du vent.....	85
<b>Fig. IV-7 :</b> Schéma bloc d'une logique floue.....	86
<b>Fig. IV-8 :</b> Fonction d'appartenance de chacune des variables linguistiques de l'erreur normalisée et de la variation de l'erreur normalisée.....	88
<b>Fig. IV-9 :</b> Structure du contrôleur flou pour MPPT photovoltaïque.....	90
<b>Fig. IV- 10 :</b> Structure du contrôleur flou pour MPPT éolienne.....	91
<b>Fig. IV-11 :</b> Schéma bloc de régulation (commande en courant).....	92
<b>Fig. IV-12 :</b> Schéma fonctionnel du régulateur de vitesse.....	93
<b>Fig. IV-13 :</b> Structure globale d'un réglage flou de la vitesse d'une Machine Synchrones à Aimant Permanent assurant la MPPT du système éolien.....	94
<b>Fig. IV-14 :</b> Evolution de la puissance du GPV.....	95
<b>Fig. IV-15 :</b> Evolution du courant du GPV.....	95
<b>Fig. IV-16 :</b> Evolution de la tension du GPV pour une augmentation moyenne de l'ensoleillement.....	95
<b>Fig. IV-17 :</b> Evolution de la puissance du GPV.....	96
<b>Fig. IV-18 :</b> Evolution du courant du GPV.....	96

<b>Fig. IV-20</b> : Evolution de la température journalière au cours de l'année.....	97
<b>Fig. IV-21</b> : Evolution de la température journalière au cours de l'année.....	97
<b>Fig. IV-22</b> : Evolution de l'énergie journalière produite par le GPV au cours de l'année.....	97
<b>Fig. IV-23</b> : Profil du vent aléatoire appliqué à la turbine éolienne.....	98
<b>Fig. IV-24</b> : Vitesse de la GSAP optimale ou (référence) et la vitesse capturée.....	98
<b>Fig. IV-25</b> : Courant de la GSAP.....	99
<b>Fig. IV-26</b> : Tension de la GSAP.....	99
<b>Fig. IV-28</b> : Tension du bus continu.....	99
<b>Fig. IV-29</b> : Tension à la sortie de l'onduleur (vers la charge).....	100
<b>Fig. IV-30</b> : Vitesse du vent moyenne mensuelle durant l'année.....	100
<b>Fig. IV-31</b> : Energie mensuelle produite par la GSAP durant l'année.....	101
<b>Fig. IV-32</b> : Bilan énergétique mensuel pour la configuration du système étudié.....	101

## Liste des tableaux

---

### Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Taille des éoliennes .....	18
<b>Tableau II.1</b> : Données géographique du lieu d'implantation (Sétif) .....	32
<b>Tableau II.2</b> : Données météorologiques annuelles du lieu d'implantation .....	36
<b>Tableau II.3</b> : Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle .....	46
<b>Tableau II- 4</b> : Dimensionnement selon le mois le plus défavorable .....	47
<b>Tableau II- 5</b> : Différence des coûts, en hors taxes du système hybride .....	48
<b>Tableau III-1</b> : Caractéristiques de la batterie plomb-acide.....	75
<b>Tableau IV-1</b> : Table de règles à cinq classes .....	89
<b>Tableau IV-2</b> : Energie annuelle produite par les deux générateurs .....	101

# Nomenclature, abréviation

## 1. Glossaire

Symbole	Désignation	Unité
$A_i$	Surface, tel que $i$ représente le PV ou l'éolienne	[m <sup>2</sup> ]
$C$	Vitesse de la lumière	[m. s <sup>-1</sup> ]
$C_f$	Couple de frottement sur l'arbre de la turbine	[N.m]
$C_p$	Coefficient de puissance	-
$C_{Pmax}$	Coefficient de puissance maximale de la turbine éolienne	-
$C_T$	Couple capté par la turbine	[N.m]
$C_{rés}$	Couple résistant présent sur l'arbre de la turbine	[N.m]
$C_{bat}$	Capacité de stockage	[Ah]
$C_{em}$	Couple électromagnétique	[N.m]
$C_e$	Capacité d'entrée du hacheur	[Farad]
$C_{mot}$	Couple moteur appliqué sur le générateur	[N.m]
$E_0$	Constante solaire	[W. m <sup>-2</sup> ]
$E_s$	Energie solaire reçue	[W. m <sup>-2</sup> ]
$E_L$	Energie demandée par la charge	[Wh]
$E_{pv}$	Energie produite par le générateur photovoltaïque	[Wh]
$E_{el}$	Energie produite par l'aérogénérateur	[Wh]
$E_B$	Energie stockée dans la batterie	[Wh]
$E$	Energie	[J]
$E_g$	Bande d'énergie du semi-conducteur	[J]
$f$	Frottement des pâles	[m.s/rad]
$f_{T0}$	Coefficient de frottement total	[m.s/rad]
$F_c$	Coefficient de frottement visqueux	-
$G$	Rayonnement solaire reçue	[W. m <sup>-2</sup> ]
$H_s$	Rayonnement direct sur une surface horizontale	[W. m <sup>-2</sup> ]
$HD$	Rayonnement diffus sur une surface horizontale	[W. m <sup>-2</sup> ]
$h$	Constante de Planck	[m <sup>2</sup> . kg. s <sup>-1</sup> ]
$i_{ph}$	Photo-courant	[A]
$I_{CC}$	Le courant de court-circuit	[A]
$I_{mpp}$	Courant à la puissance maximale	[A]
$i_d$	Courant de la diode	[A]
$i_0$	Courant de saturation inverse de la diode	[A]
$i_{a,b,c}$	Courants statoriques	[A]
$i_{ds}$ et $i_{qs}$	Courants d'axes d et q statorique	[A]
$I_{ch}$	Courant de charge	[A]
$I_{bat}$	Courant de la batterie	[A]
$I_e$	Courant d'entrée du hacheur	[A]
$I_{so}$	Courant à la sortie du hacheur	[A]
$I_{cs}$	Courant de la capacité de sortie du hacheur	[A]
$I_{dc}$	Courant du bus continu	[A]
$i_{pv}$	Courant du générateur photovoltaïque	[A]
$J_{T0}$	Inertie total	[kg.m <sup>2</sup> ]
$J_m$	Inertie de la machine	[kg.m <sup>2</sup> ]

## Nomenclature, abréviation

$J$	Inertie de la turbine	[kg.m <sup>2</sup> ]
$k$	Constante de Boltzmann	[J/K]
$L_d$ et $L_q$	Inductances propres des axes d et q respectivement	[H]
$L_{a,b,c}$	Inductance propre d'une phase statorique	[H]
$M_{ab,bc,ca}$	Inductance mutuelle entre phases statorique	[H]
$N_{ja}$	Nombre de jours d'autonomie sans apport solaire	<i>jours</i>
$N_{PV}$	Nombre de panneaux photovoltaïque	-
$N_B$	Nombre de batteries	-
$n_j$	Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique	-
$p$	Nombre de paires de pôles	-
$P_D$	Profondeur de décharge maximale autorisée	%
$P_{max}$	La puissance maximale crête	[W crête]
$P_{em}$	Puissance électromécanique de la GSAP	[W]
$P_{pv}$	Puissance des panneaux photovoltaïques	[W]
$P_t$	Puissance de la turbine	[W]
$q$	Charge de l'électron	[C]
$R_t$	Coefficient réducteur de la température	%
$R_T$	Rayon de la turbine	[m]
$R_s$	Résistance d'une phase statorique	[Ω]
$R_{bat}$	Résistance interne de la batterie	[Ω]
$R_{électrode}$	Résistance d'électrode de la batterie	[Ω]
$R_{électrolyte}$	Résistance d'électrolyte de la batterie	[Ω]
$S$	Surface balayé par les pales de la turbine	[m <sup>2</sup> ]
$T_j$	Température de la jonction	°C
$U_{dc}$	Tension redressée	[V]
$U_d$	Tension ondulé	[V]
$\nu$	Fréquence des photons	[Hz]
$V_B$	Tension des batteries	[V]
$V_{Co}$	La tension de circuit ouvert	[V]
$V_v$	Vitesse du vent	[m/s]
$V_{a,b,c}$	Tensions statoriques	[V]
$V_{ds}$ et $V_{qs}$	Tension d'axes d et q statorique	[V]
$V_{mpp}$	Tension à la puissance maximale	[V]
$V_e$	Tension d'entrée du hacheur	[V]
$V_{so}$	Tension de sortie du hacheur	[V]
$V_{dc}$	Tension du bus continu	[V]
$V_{bat}$	Tension de la batterie	[V]
$VF$	Force électromotrice de la batterie	[V]
$V_{ch}$	Tension de charge	[V]
$W_e$	Énergie emmagasinée dans le circuit magnétique	[Wh]
$\eta_{B,ch}$	Rendement de charge de la batterie	-
$\eta_{ond}$	Rendement de l'onduleur	-

## Nomenclature, abréviation

$\Omega_T$	Vitesse de rotation des pales	[m/s]
$\lambda$	Rapport de vitesse ou vitesse spécifique	-
$\rho$	Densité de l'air	[g.m <sup>3</sup> ]
$\beta$	Angle de calage	[Degré]
$\theta_0$	Angle électrique initial	[degré]
$\omega$	Pulsation des grandeurs électriques	[rad/s]
$\varphi_{a,b,c}$	Flux statoriques	[Wb]
$\varphi_d$ et $\varphi_q$	Flux d'axes direct (d) et en quadratique (q)	[Wb]
$\varphi_f$	Flux des aimants	[Wb]
$\varphi_{aa,bb,cc}$	Flux propre des phases statorique	[Wb]
$\varphi_{af,bf,cf}$	Flux mutuel de l'aimant phases statorique	[Wb]
$\theta_{geo}$	Écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator)	[degré]
$\delta$	Rapport cyclique du hacheur	-
$\lambda$	Longueur d'onde	[ $\mu$ m]
$\emptyset$	Angle d'inclinaison du capteur	Degré
$\lambda_{opt}$	Vitesse spécifique optimale de la turbine éolienne	-
$\theta_e$	Angle électrique	[degré]

### 2. Abréviation

SEH	Systèmes d'Énergie Hybrides
CC	Courant Continu
CA	Courant Alternatif
Wc	Watt crête
LPSP	Probabilité de perte d'énergie (Loss of power supply probability)
LPS	Perte d'énergie (Loss of power supply)
AGM	Absorbed Glass Mat Batteries
NOCT	Température d'utilisation normale de la cellule (The Nominal Operating Cell Temperature)
MLI	Modulation de la largeur d'impulsion
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
STC	Conditions de fonctionnement standard (STandard conditions)
SOC	Etat de charge des batteries (State Of Charge)
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MPP	Maximum Power Point
Ah	Ampère heure
PI	Proportionnel intégrale
Les autres abréviations sont explicitées dans le texte	

## INTRODUCTION GENERALE

La question énergétique est d'envergure mondiale. Elle prend aujourd'hui une acuité particulière avec l'arrivée, dans le circuit des échanges, de pays très peuplés, très fortement demandeurs. La raréfaction des ressources fossiles non renouvelables, leur inégale répartition géographique et les tensions qui en résultent sur les prix font de la question énergétique un enjeu de développement majeur. A ces considérations géopolitiques et économiques s'ajoute désormais la reconnaissance de l'impact des activités humaines sur le changement climatique, et notamment des modes de production et de consommation d'énergies fossiles, fortement émetteurs de gaz à effet de serre. Le changement climatique influence fortement la politique énergétique et devient désormais un fondement essentiel de la réflexion, de l'analyse et de l'action. De ce constat résulte un certain nombre d'enjeux stratégiques : maîtrise de la demande en énergie, diversification du bouquet énergétique, développement des énergies renouvelables, réduction des émissions de gaz à effet de serre, etc.

L'énergie électrique au cœur de notre société moderne qui serait bien en peine si elle devait s'en passer. Sa facilité de transport et surtout sa transformation en une autre forme d'énergie ont fait un élément crucial.

D'autant plus que de récentes estimations ont montrée qu'actuellement près de 2.2 milliards d'individus ne sont toujours pas rattachés aux grands réseaux d'électricité, ce qui représente environ 44% de la population mondiale, pour la plupart située dans les pays du tiers monde dont l'Algérie, ou plus de 50% vivent sans électricité, 95% d'entre eux vivent dans la partie sud. [1]

L'exploitation des ressources renouvelables commence à prendre une voie de croissance significative dans quelques pays sous-développé. L'Algérie, un pays très vaste d'un climat très diversifié, ayant deux grandes zones géographiques distinctes, le nord méditerranéen et le sud saharien, peut devenir un bon concurrent dans cette course de recours aux énergies renouvelables.

L'Algérie a adopté en Février 2011 un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables. L'objectif global du programme consiste, pour la production d'électricité d'origine renouvelable, à installer près de 22000 MW à l'horizon 2030, dont 10000 MW pour être dédié à l'exportation.

La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelable offre une plus grande sûreté d'approvisionnement de consommateurs tout en respectant l'environnement, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure, la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

Les solutions technologiques classiques apportées par le stockage électrochimique conventionnel sont onéreuses, limitées techniquement en puissance et restreintes en capacité. Celles apportées par les groupes électrogènes, de part, la nécessité d’approvisionnement en carburant, d’autre part, celle de leur maintenance, présentent des inconvénients liés le bruit, la pollution et surtout leur mauvais rendement à charge partielle. Les nouvelles solutions technologiques, apportées par les systèmes hybrides, même si elles ne sont pas encore économiquement compétitives, offrent par contre une sûreté élevée. Toutefois, à la vue de la nécessité du développement durable, ces solutions, avec l’appui de la volonté publique, peuvent être économiquement viables, à moyen et long terme.

C’est dans ce contexte que vient s’insérer cette étude qui constitue une contribution pour une meilleure intégration des sources d’énergies renouvelables dans un système d’énergie hybride.

Le but de notre travail est l’étude et dimensionnement des systèmes de production d’énergies renouvelables, afin d’accomplir au mieux cette étude, le présent mémoire est structuré en quatre chapitres en plus de l’introduction générale et de la conclusion générale.

Dans le premier chapitre, une recherche bibliographique sur les systèmes de production d’énergies renouvelables sera faite. Nous nous intéressons à l’état de l’art, en particulier relatif aux sources d’énergie qui composent ces systèmes.

Une étude avec analyse du potentiel énergétique reçu sur le lieu d’implantation, suivie d’un dimensionnement de la taille du système par trois différentes méthodes seront traités au deuxième chapitre.

Le troisième chapitre sera consacré à la modélisation et simulation des différents composants du système hybride pour l’architecture choisie.

Le quatrième chapitre concerne la commande, l’optimisation et les résultats de simulation du système hybride.

Enfin en conclusion générale de ce travail, nous envisageons des axes pour les futurs travaux de mémoires.

## I.1 Introduction

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

Il est évident que la dynamique énergétique du 21<sup>ème</sup> siècle rassemblera de nouveaux acteurs issus du secteur des énergies renouvelables assurant ainsi un développement durable.

Parmi les systèmes qui fonctionnent avec les énergies renouvelables, on mentionne les systèmes solaires fonctionnant avec l'énergie solaire et les systèmes éoliens fonctionnant avec l'énergie du vent. Plusieurs technologies des systèmes solaires et éoliens sont envisageables, mais les plus intéressants ce sont ceux solaires photovoltaïque et éoliens à axe horizontal.

Dans ce chapitre, on va donner un aperçu général sur les énergies renouvelables, et précisément sur les systèmes solaires photovoltaïques et les systèmes éoliens qui représentent l'actualité des énergies renouvelables ainsi que les systèmes hybrides.

## I.2 Énergies renouvelables, ressources et exploitation

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire.

Mais dans les pays industrialisés, dès le XIX<sup>ème</sup> siècle, elles furent progressivement marginalisées aux profits d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. Depuis lors, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons est nécessaire. [2]

De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès. Même au sein de l'Europe occidentale de tels "sites isolés" ne sont pas exceptionnels. Actuellement deux milliards et demi d'habitants, principalement dans les zones rurales des pays en développement, ne consomment que 1 % de l'électricité produite dans le monde. [3]

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;

- elles sont inépuisables ;
- elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- elles offrent une importante indépendance énergétique.

Parmi les énergies renouvelables nous citons :

L'éolien, l'hydraulique, la biomasse, la géothermie, le solaire thermique et photovoltaïque.

## **I.2.1 Le solaire thermique et photovoltaïque [4]**

L'énergie solaire est l'une des ressources renouvelables les plus abondantes sur terre, le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la terre représente environ 15000 fois la consommation d'énergie.

L'énergie solaire est actuellement exploitée selon deux techniques :

- La conversion du rayonnement solaire en chaleur par des capteurs thermiques c'est le solaire thermique.

Il est utilisé dans les chauffe-eau solaires qui sont très répandus en Europe, plus de 600.000 familles ont en équipé leurs habitations. Il est aussi utilisé dans les planchers thermiques.

- La conversion directe du rayonnement lumineux en électricité par des capteurs (Cellule photovoltaïque) c'est le solaire photovoltaïque.

La technique photovoltaïque est en très forte croissance, en 2001 on comptait en Europe environ 250 MW installés et en 2003 ce chiffre est monté à 560 MW.

La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil.

## **I.2.2 La géothermie**

La géothermie consiste à capter la chaleur de la croûte terrestre pour produire du chauffage ou de l'électricité.

Le sous-sol est naturellement chaud surtout à grande profondeur, plus on s'enfonce dans les entrailles de la terre, plus les températures augmentent, 3 à 4°C tous les 100m, cette eau chaude est utilisée pour le chauffage des maisons et autres immeubles. [4]

L'exploitation des eaux souterraines et le développement des pompes à chaleurs pourraient faire de la géothermie une des grandes énergies durables de demain.

La géothermie s'est développée au 20ème siècle dans de nombreux pays pour la production d'électricité, avec des eaux de très hautes températures transformées en vapeur, à titre d'exemple, citons la centrale bouillante en GUADLOUPE Française. Situation actuelle : une vingtaine de pays produisent de l'électricité à partir de la géothermie.

Dans le monde entier, la capacité de production des installations géothermiques dans 18 pays était d'environ 5800 MW en 1990, elle atteint aujourd'hui plus 8700 MW. La géothermie joue un rôle essentiel pour les pays en développement : 22% de l'électricité produite aux Philippines, 12% au Salvador et 15% en Islande. Le Japon est le premier producteur mondial d'équipement géothermique. [2]

### **I.2.3 La biomasse**

Le terme biomasse désigne au sens large, l'ensemble de la matière vivante. Depuis le premier choc pétrolier, ce concept s'applique aux produits organiques végétaux utilisés à des fins énergétiques.

La biomasse désigne donc l'ensemble des végétaux capables par le biais de diverses transformations, de restituer l'énergie solaire qu'ils ont stockée, cette énergie solaire est convertie en différentes sources énergétiques tel que :

- Chaleur et électricité

Cette énergie est produite par le bois et déchets agricoles (paille), déchets urbains ordures ménagères et déchets industriels du secteur agroalimentaire.

Ces déchets subissent des transformations thermochimiques (combustion, pyrolyse, gazéification) permettant principalement de créer de la chaleur et de l'électricité.

- Biocarburant

Carburant bioéthanol : l'amidon et le glucose extraits des cultures sucrières (betterave, canne à sucre) et céréalières (blé, maïs) produisent de l'éthanol par procédé de fermentation alcooliques.

Carburants bio gazole : il comprend les végétaux riches en huile (colza, tournesol et soja) l'huile extraite de leurs graines permet de produire du bio gazole qui peut remplacer le gazole actuel pour moteur diesel.

### **I.2.4 L'hydraulique**

L'hydraulique première des énergies renouvelables au monde, se distingue par sa souplesse d'utilisation, ses atouts écologiques et économiques.

Comme les ancestrales roues entraînées par le débit d'un cours d'eau, les turbines des centrales hydrauliques sont activées par la force de l'eau passant d'un niveau supérieur à un niveau inférieur. Plus la hauteur de la chute d'eau et le débit sont importants plus la puissance électrique développée sera élevée.

Notons aussi dans le domaine de l'énergie hydraulique, les ressources marémotrices de la houle et celles des courants marins qui sont très importants, de nombreux travaux dans le monde ont montré la faisabilité de l'exploitation des ressources de la houle. La plus grande

usine marémotrice au monde se trouve en France (la Rance) avec une puissance de 240 MW. [05]

Le développement attendu de l'énergie éolienne offshore pourrait être avantageusement couplé à une production par les vagues où l'on pourrait mettre en commun les coûteuses infrastructures de génie civil.

### **I.2.5 L'éolien**

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière. De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences, l'évolution technologique (augmentation de la taille et de la puissance des installations, optimisation des matériaux) alliées à la baisse continue des coûts de production font actuellement de l'éolien l'une des énergies renouvelables les plus compétitives [6].

Pour toutes ces raisons, l'énergie issue du vent fait déjà partie intégrante du paysage et la tendance s'annonce irréversible.

## **I.3 Etat de l'art du photovoltaïque**

### **I.3.1 Histoire du photovoltaïque [7, 3]**

L'effet photovoltaïque permet de transformer l'énergie solaire en électricité. Le mot "photovoltaïque" vient du grecque "photos" (lumière) et de "volta" du nom du physicien italien qui découvrit la pile électrique.

En 1839: C'est le savant français Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), qui, le premier mit en évidence les effets électriques que produisent les rayons solaires dans une pile constituée par des électrodes de platine et de cuivre oxydé plongeant dans une solution électrolytique acide. Il le décrivit dans un "Mémoire sur les effets chimiques et électriques produits sous l'influence de la lumière solaires".

En 1873: L'ingénieur américain Willoughby Smith découvre les propriétés photosensibles du sélénium

En 1877: W.G. Adams et R.E. Day expliquent l'effet photovoltaïque du sélénium

En 1883: Charles Fritts construit la première cellule en sélénium et or. Elle atteint un rendement d'environ 1%.

En 1905: Albert Einstein publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". Cet article lui vaudra le prix Nobel de physique en 1922.

En 1918: Le scientifique polonais Jan Czochralski développe un procédé pour créer du silicium monocristallin.

C'est Albert Einstein, qui, le premier, a pu expliquer le principe photovoltaïque, avec à la clé, le prix Nobel de physique en 1923.

En 1939: L'ingénieur américain Russel Ohl (1898-1987) découvre la jonction P-N.

En 1954: Les chercheurs américains Gerald Pearson, Darryl Chapin et Calvin Fuller mettent au point une cellule photovoltaïque en silicium pour les laboratoires Bell.

En 1955, des chercheurs américains (Chapin, Fuller, Pearson et Prince) travaillant pour les laboratoires Bell Telephone (devenus aujourd'hui Alcatel-Lucent Bell Labs) développent une cellule photovoltaïque à haut rendement de 6 %.

En 1958: Première utilisation spatiale de photopiles solaires dans le satellite américain Vanguard.

En 1958: Le satellite Sputnik III est équipé de cellules photovoltaïques.

Les Américains lancent en 1959 le satellite Vanguard qui est alimenté par des piles photovoltaïques ayant un rendement de 9%.

La première maison avec une installation photovoltaïque voit le jour en 1973 à l'université de Delaware aux Etats-Unis d'Amérique.

C'est en 1983 que la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt 4000 kilomètres en Australie.

Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque est à la disposition des entreprises et des particuliers et les panneaux photovoltaïques ont des rendements de l'ordre de 20%.

### **I.3.2 Aperçu de la ressource**

Le soleil est une sphère gazeuse composé presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de (1 391 000 km) (100 fois celui de la terre), sa masse est de l'ordre de ( $2 \times 10^{27}$  tonnes).

Toute l'énergie du soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde ( $564 \times 10^6$  tonnes) d'hydrogène en ( $560 \times 10^6$  tonnes d'Hélium), la différence de (4 millions de tonnes) est dissipée sous forme d'énergie ( $E = m \cdot c^2$ ), ce qui représente une énergie totale de ( $36 \times 10^{22}$  kW).

La terre étant à une distance de ( $150 \times 10^6$  km) du Soleil, elle reçoit une énergie de ( $1,8 \times 10^{17}$  W).

La valeur du flux de rayonnement solaire (E) reçue par une surface perpendiculaire aux rayons solaire placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km

d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne approximation, on peut calculer la valeur de  $(E)$  en fonction du numéro du jour de l'année ( $j$ ) par l'équation [8] :  $E = E_0[1 + 0.033 \cdot \cos(0.984 \cdot j)]$

Avec :  $E_0$  est la constante solaire, elle vaut ( $E_0 = 1353 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ ).

### I.3.3 Aspect géométrique

#### I.3.3.1 Irradiation solaire

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique d'un spectre allant de  $0,2\mu\text{m}$  (ultra-violet) à  $4\mu\text{m}$  (infrarouge). La figure (1-1) représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi:

- 9% dans la bande des ultraviolets ( $<0,4 \mu\text{m}$ ),
- 47% dans la bande visible ( $0,4$  à  $0,8 \mu\text{m}$ ),
- 44% dans la bande des infrarouges ( $>0,8 \mu\text{m}$ ).

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant une énergie qui est donnée par la relation suivante [2] :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

$E$  : Énergie en [Joule].

$\lambda$ : Longueur d'onde en [ $\mu\text{m}$ ].

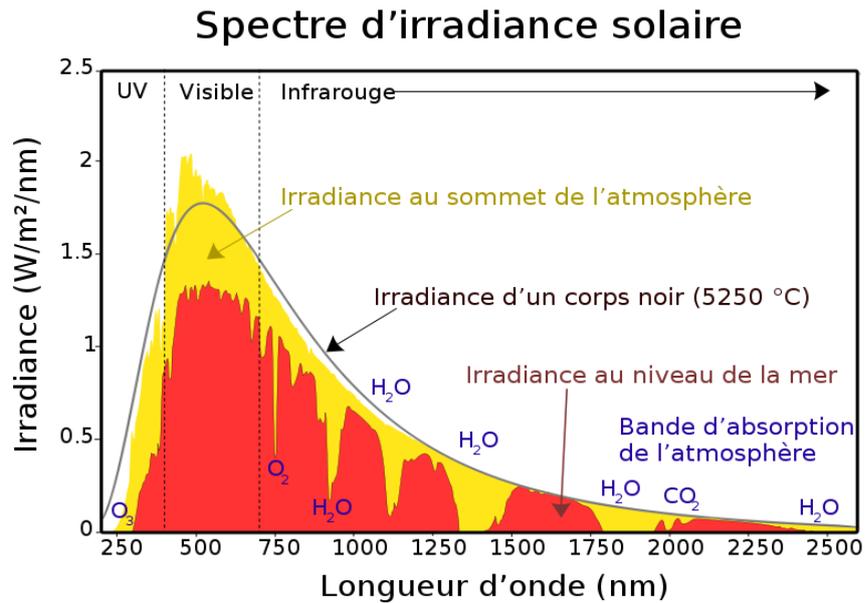
$\nu$  : Fréquence des photons en [Hz].

$C$  : vitesse de la lumière.

Généralement on exprime l'énergie des photons  $E$  en électron-volt [eV].

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de  $1,37\text{kilowatt}$  au mètre carré ( $\text{kW}/\text{m}^2$ ), à plus ou moins 3%, selon que la Terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. [9]

L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement  $1,2\text{kW}/\text{m}^2$ .



**Fig. I-1** : Analyse spectrale du rayonnement solaire. [9]

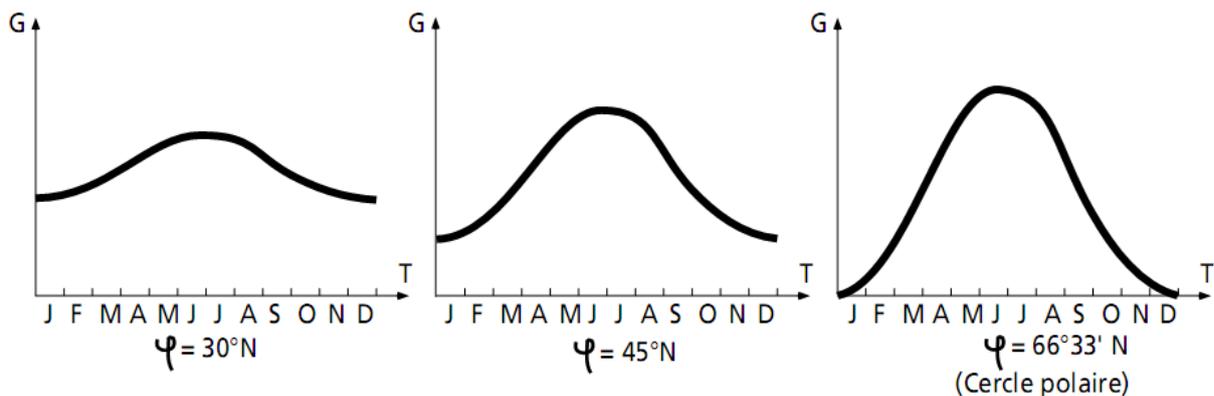
L'utilisation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose donc un problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible, en outre, on ne peut l'emmagasiner ni le transporter.

Le concepteur d'un système qui emploie le rayonnement solaire comme source d'énergie doit donc déterminer la quantité d'énergie solaire disponible à l'endroit visé et le moment où cette énergie est disponible.

Il faut d'abord comprendre l'effet de la rotation (moment de la journée) et de l'inclinaison (saison de l'année) de la Terre sur le rayonnement solaire.

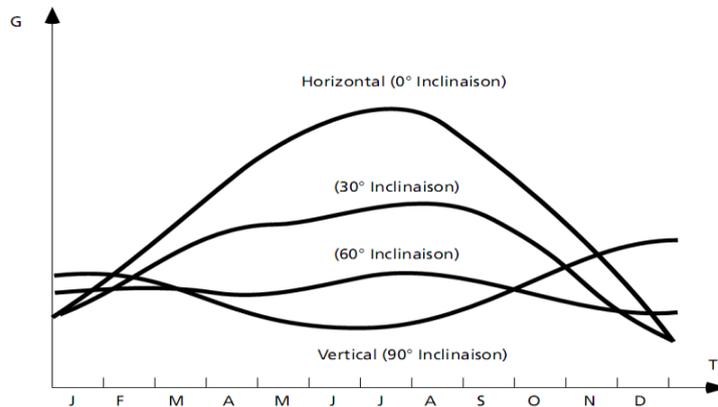
La latitude a aussi un effet important: les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire.

Les journées d'hiver sont également plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire ( $G$ ) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude (figure I-2).



**Fig. I-2** : Courbes d'enseillement typique par mois pour différentes latitudes.

La figure (I-3) montre l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois, à 45° de latitude. Lorsque l'inclinaison est égale à environ 35° par rapport à l'horizontale, le plan capte à peu près la même quantité d'énergie solaire toute l'année. Le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude. [10]



**Fig. I-3 :** Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude. [4]

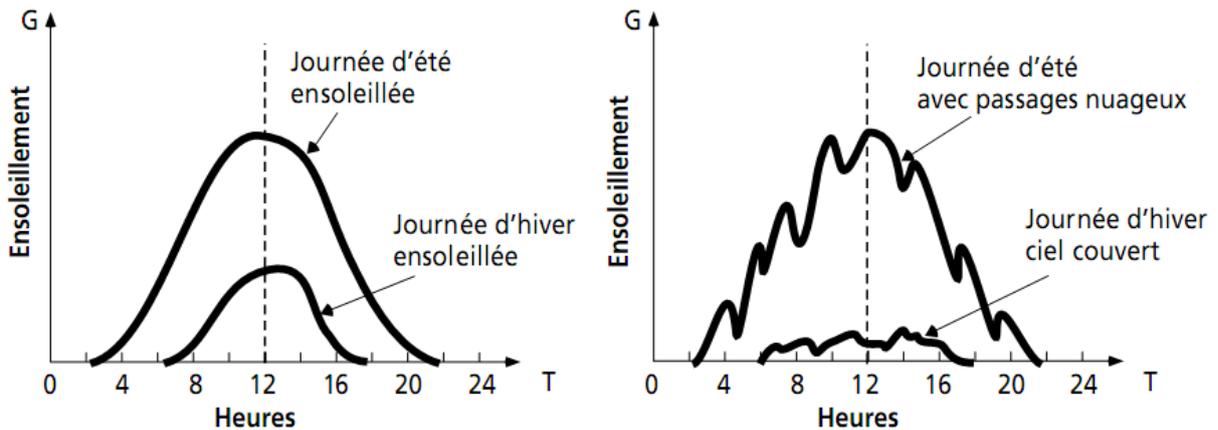
### I.3.3.2 Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère

Les phénomènes atmosphériques, tels les conditions météorologiques (nébulosité, poussières, humidité, etc...) et la couverture du sol, ont une influence encore plus marquée sur le rayonnement solaire effectivement reçu à la surface de la Terre.

En résumé, on peut dire que l'intensité du rayonnement solaire est extrêmement variable suivant:

- la localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude),
- la saison,
- l'heure,
- les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...),
- l'altitude du lieu.

Il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant aux variations de l'ensoleillement selon différents paramètres (fig. I-4).



**Fig. I-4 :** Courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°). [4]

### I.3.3.3 Mesure du rayonnement solaire

L'ensoleillement ( $G$ ) correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en Watts par mètre carré ( $W/m^2$ ). L'ensoleillement varie de zéro, au lever du soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire. [4]

L'ensoleillement peut également exprimer la quantité d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle déterminé. Il s'exprime habituellement en kilowattheure par mètre carré ( $kWh/m^2$ ), en «heure de soleil maximum», en mégajoule par mètre carré ( $MJ/m^2$ ) ou en calorie par centimètre carré ( $cal/cm^2$ ) pour l'intervalle déterminé – une journée ou une heure, par exemple : [4]

$$\begin{aligned}
 1kWh/m^2/j &= 1 \text{ heure de soleil maximum } (1000W/m^2)/\text{jour} \\
 &= 3,6 \text{ MJ}/m^2/j. \\
 &= 86 \text{ cal}/cm^2/j. \quad [4]
 \end{aligned}$$

#### ➤ Types de rayonnements: [9]

- Le rayonnement direct.
- Le rayonnement diffus.
- Le rayonnement solaire réfléchi ou l'albédo du sol.
- Le rayonnement global.

### I.3.3.4 Estimation de l'énergie disponible:

La conception d'un système photovoltaïque exige des données sur l'ensoleillement. L'Organisation Mondiale de la Météorologie publie des cartes à l'échelle mondiale. En utilisant des données de rayonnement global sur un plan horizontal, il est possible de déterminer le rayonnement global pour une surface inclinée à un angle  $\theta$  par rapport à l'horizontale. Pour le faire de façon rigoureuse, il faut déterminer le rayonnement solaire diffus et direct et l'angle de

déclinaison ( $d$ ) du soleil, pour cela, on utilise l'équation (I-2), cette dernière ne tient pas compte de la réflexion solaire des environs immédiats [4] :

$$H_{\phi} = \frac{H_s * \sin(90^{\circ} - Lat \pm (d + \phi))}{\sin(90^{\circ} - Lat \pm d)} + HD * \cos^2\left(\frac{\phi}{2}\right) \quad (I-2)$$

Où :

$H_s$  : est le rayonnement direct sur une surface horizontale,

$HD$  : est le rayonnement diffus sur une surface horizontale,

$Lat$  : est la latitude du site,

$\phi$  : est l'angle d'inclinaison du capteur,

+ $d$  : est la déclinaison du soleil dans l'hémisphère nord,

- $d$  : est la déclinaison du soleil dans l'hémisphère sud.

### I.4 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité (courant continu CC). Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie ( $h\nu$ ). Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap ( $E_g$ ) de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction. [11]

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

Si les photons ont une énergie inférieure  $E_g$  ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

### I.5 Cellules photovoltaïques ou photopiles

Les cellules photovoltaïques ou photopiles sont des composants électroniques à semi-conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Les matériaux les plus connus sont [11]:

- ✓ le silicium (Si)
- ✓ le sulfure de cadmium (Cds)
- ✓ l'arséniure de gallium (As Ga)
- ✓ le tellure de cadmium (Cd Te)
- ✓ le germanium (Ge)
- ✓ le phosphore d'indium (InP)

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques. [13]

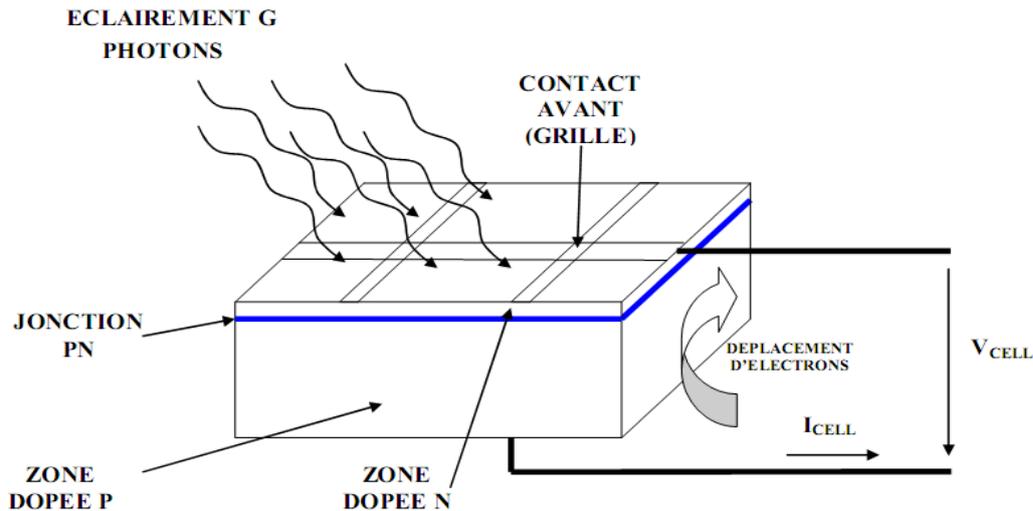


Fig. I-5 : Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.

### I.5.1 Différents types des cellules solaires:

Il existe trois types principaux de cellules :

#### I.5.1.1 Cellules mono- cristallines

Les cellules monocristallines qui s'approchent le plus du modèle théorique, est effectivement composées d'un seul cristal divisé en deux couches. [9]

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients: [2]

- ✓ Première génération de photopiles.
- ✓ Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- ✓ Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- ✓ Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

#### I.5.1.2 Cellules poly-cristallines

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles proviennent aussi du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et hétérogènes. [13]

Les cellules poly- cristallines sont caractérisées par : [8]

- ✓ Coût de production moins élevé.
- ✓ Procédé moins gourmand en énergie.
- ✓ Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

#### I.5.1.3 Cellules amorphes

Le silicium amorphe est apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin.

Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible). [13]

- ✓ Coût de production bien plus bas.
- ✓ Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.
- ✓ Fonctionne sous très faible éclairement. [2]

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le di sélénure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire. [13]

### I.6 État de l'art de l'éolien

#### I.6.1 Histoire de l'éolien

Depuis l'Antiquité, les « moulins à vent » convertissent l'énergie éolienne en énergie mécanique, généralement utilisée pour moudre du grain (Fig. 1-6). De nos jours, on trouve encore des éoliennes couplées à des pompes à eau, souvent utilisées pour irriguer des zones sèches, assécher des zones humides ou abreuver le bétail. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à «Poul La Cour » en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisé (dans les années 40 au Danemark, 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ un million d'aérogénérateurs. Cette technologie a été quelque peu délaissée par la suite et il faudra attendre la crise pétrolière de 1974 qui a relancé les études et les expériences sur les éoliennes.



**Fig. 1-6 :** Photographie de deux moulins à vents.

L'énergie éolienne connaît au niveau mondiale une croissance importante, à la fois en termes de capacités installées cumulées et de nouvelles capacités annuelles.

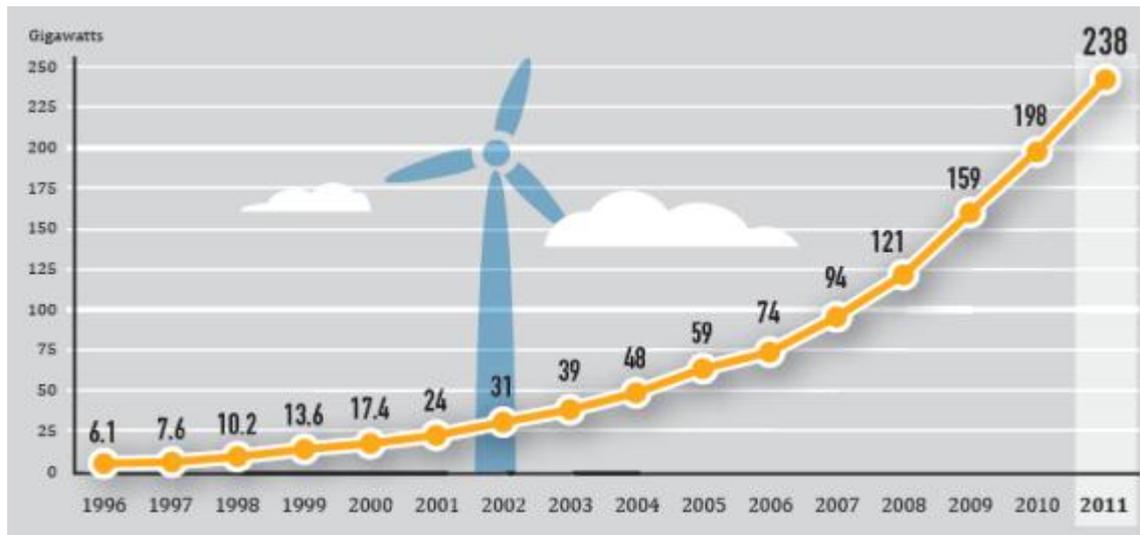


Fig. 1-7 : Puissance éolienne installée dans le monde fin 2011 (en GW).

## I.6.2 Construction générale d'une éolienne

La figure I-8 montre les différents éléments qui constituent une éolienne à axe horizontal.

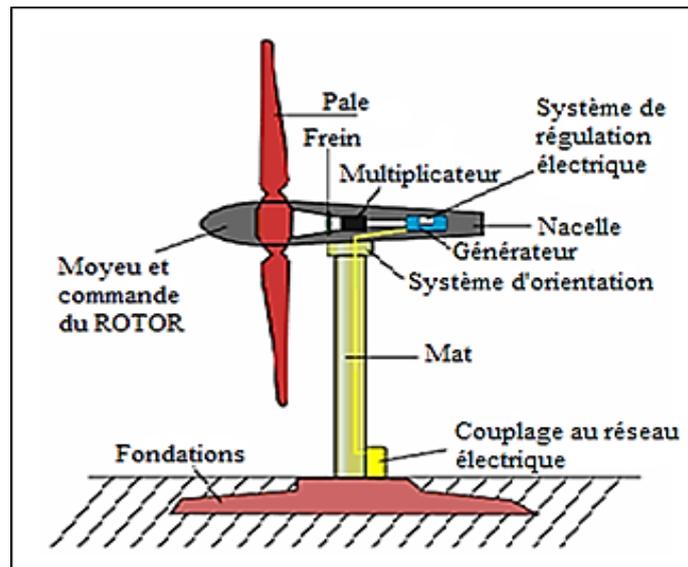


Fig. 1-8 : Schéma des différents éléments d'une éolienne.

### I.6.2.1 Le mât

Supporte l'ensemble des équipements permettant de produire l'électricité (nacelle + rotor) (exceptionnellement jusqu'à 100 m de hauteur).

## I.6.2.2 La nacelle

Située à l'extrémité supérieure du mat, elle comporte une génératrice, une boîte à vitesse (multiplicateur), un système de frein à disque et différents équipements automatisés d'asservissement voir la (fig I-9).

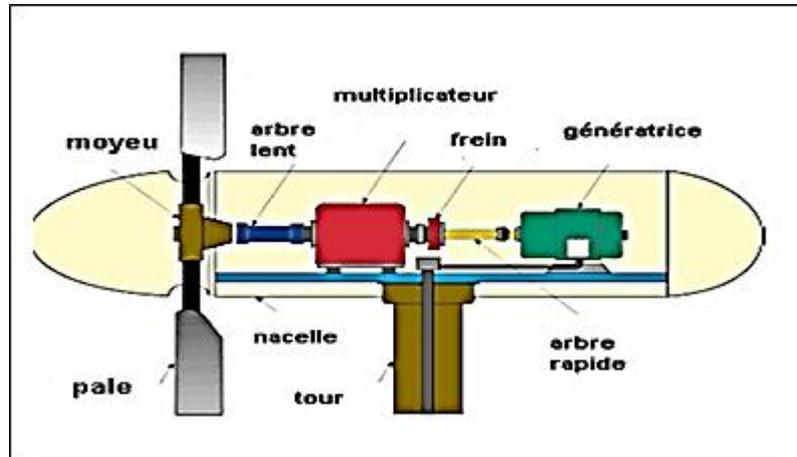


Fig I-9 : Schéma de la nacelle.

## I.6.2.3 Le rotor

Le rotor ou l'hélice est constitué de pales montées sur un moyeu tournant, cela forme la partie mécanique la plus importante de l'éolienne. L'efficacité globale de l'aérogénérateur dépend fortement de celle-ci. Le rendement de la chaîne électromécanique est généralement élevé et de l'ordre de 85%. Ce rendement est défini par le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor qui dépend de plusieurs paramètres dont :

- *La longueur des pales*

Le diamètre de l'hélice est en fonction de la puissance désirée. La détermination de ce diamètre fixe aussi la fréquence de rotation maximale, que l'hélice ne devra pas dépasser.

- *Largeur*

La largeur des pales intervient pour le couple de démarrage qui sera d'autant meilleur que la pale sera plus large. Mais pour obtenir des vitesses de rotation élevées, on préférera des pales fines et légères.

- *Nombre de pales*

Les éoliennes à marche lente ont généralement entre 20 et 40 ailettes. Leur rendement par rapport à la limite de Betz est faible car leur vitesse en bout de pales est limitée.

Les éoliennes à marche rapide sont généralement bipales ou tripales, cette dernière est la plus stable. Leur rendement est plus proche de la limite de betz  $16/27$ . [20, 15]

## I.6.2.4 Multiplicateur

La vitesse de rotation du générateur d'une éolienne dépend du nombre de pôles qu'il comprend. On constate qu'il y a une très forte différence entre la vitesse de rotation des pales

de la turbine (environ 40 tr/min pour une turbine de 40 m de diamètre) et le régime de rotation nécessaire au bon fonctionnement du générateur. La présence d'un multiplicateur s'impose donc entre le rotor de l'éolienne et le générateur. [21, 22, 23]

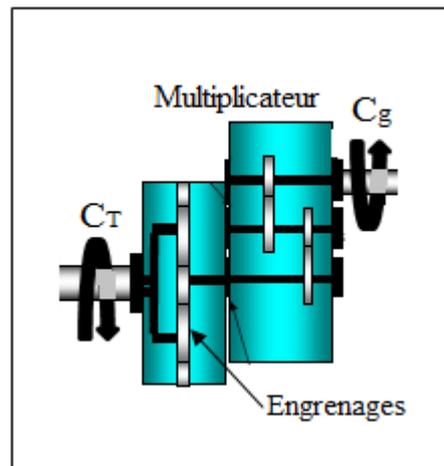


Fig. I-10 : Multiplicateur de vitesse.

### I.6.3 Constitution d'un système éolien

Le système de conversion éolienne est principalement constitué par :

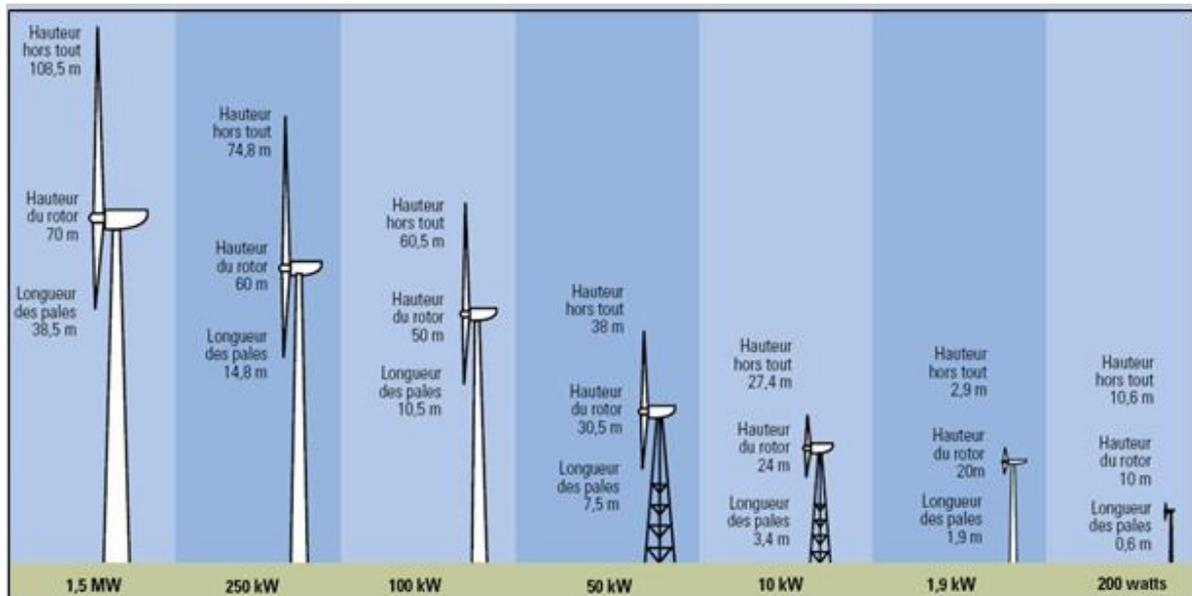
- Une turbine éolienne avec ses annexes mécaniques dont le rôle est de convertir une partie de l'énergie du vent en énergie mécanique.
- Un générateur électrique qui transforme une partie de l'énergie mécanique disponible sur l'arbre en énergie électrique.
- Une charge électrique qui peut être statique ou dynamique, ou un réseau de distribution d'énergie électrique.
- Une interface d'électronique de puissance, qui est en général placée entre le générateur et la charge, qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à ce qui exige la charge.
- Un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale en régime stationnaire, et éventuellement en régime dynamique. [21]

### I.6.4 Classification des éoliennes

Dans cette partie nous présentons les différentes éoliennes rencontrées dans la production de l'énergie électrique, pour cela on peut les classer selon les catégories suivantes :

#### I.6.4.1 Taille des aérogénérateurs

Les besoins en énergie électrique conduit les chercheurs et les constructeurs à usiner des éoliennes de plus en plus puissantes ; la puissance de l'éolienne va avec la longueur des hélices. La figure I-12 [21] montre la croissance de la taille des éoliennes en vue d'augmenter leurs puissances.



**Fig. I-12 :** Différentes tailles des éoliennes.

La classification des éoliennes selon leurs tailles se réduit à trois types, les éoliennes de petites tailles, de moyenne et de grande taille. Le tableau suivant présente une classification selon la taille des turbines éoliennes [20] :

<b>TAILLE</b>	<b>Diamètre de L'hélice</b>	<b>Puissance Délivrée</b>
<b>Petite</b>	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
<b>Moyenne</b>	12 m à 45 m	De 40 KW à 1 MW
<b>Grande</b>	45 m et plus	1MW et plus

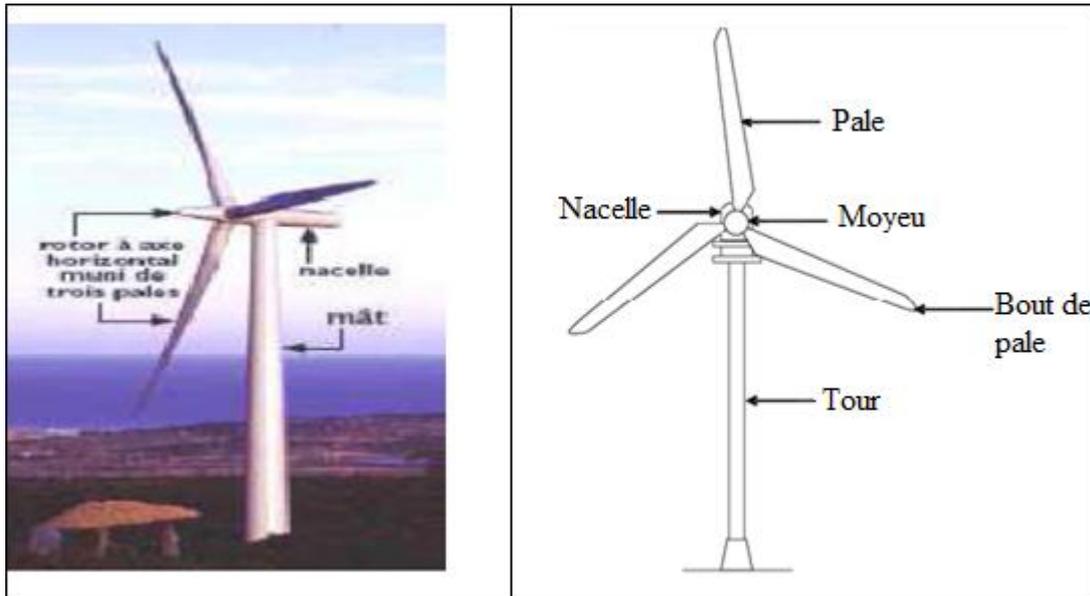
**Tableau I.1 :** Taille des éoliennes.

#### **I.6.4.2 L'organe capteur**

Le but de l'organe capteur est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique pour des raisons de conversion d'énergie électromécanique, on cherche à obtenir un mouvement de rotation. Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. [24]

##### **a) Capteurs à axe horizontal**

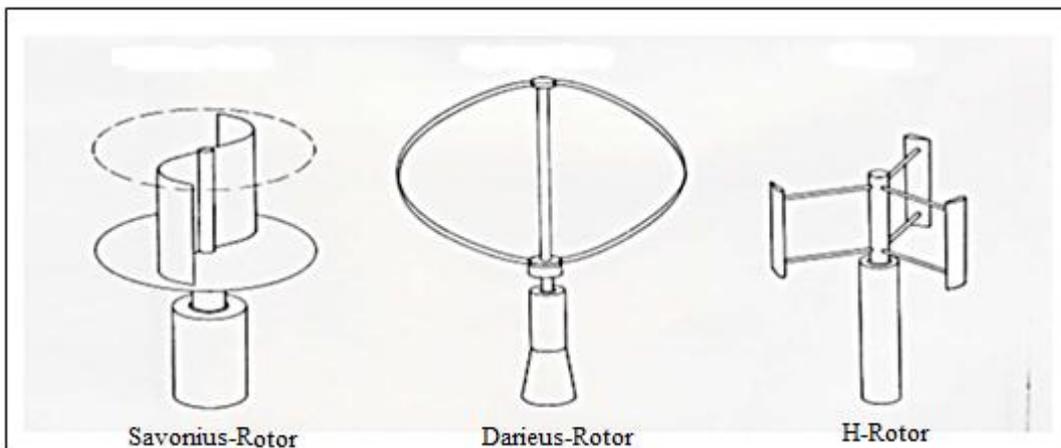
Toutes les éoliennes commerciales raccordées au réseau sont aujourd'hui construites avec un rotor du type hélice, monté sur un axe horizontal (c'est-à-dire un arbre principal horizontal). Leur principal avantage revient sur leur rendement très supérieur à celui des autres types (Fig. I.13). [24, 15]



**Fig. I.13 :** Eolienne à axe horizontal.

### *b) Capteurs à axe verticale*

Ce type d'éoliennes ne peuvent pas démarrer toute seule, Un système de lancement s'avère donc nécessaire. Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour montrée par la figure I.14 [25].



**Fig. I-14 :** Eolienne à axe verticale.

### **I.6.5 Mode de régulation**

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Il existe plusieurs types de régulation. Mais les plus rependue sont, la régulation par des systèmes de freinage automatique et la régulation par aérodynamisme que nous allons détailler par la suite.

Il existe trois méthodes de contrôle et de régulation aérodynamique, Elles servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts mais certaines peuvent également intervenir pour faciliter la mise en rotation de la turbine. L'étude de ce type de régulation (aérodynamique), ce résume dans deux paramètre ( $\alpha$  et  $\beta$ ). [25, 26]

## I.6.5.1 Principe de la régulation aérodynamique

Les pales de l'éolienne vont s'orienter d'un angle  $\beta$  en fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de l'hélice afin de se placer au rendement maximale de l'hélice optimiser ainsi le couple transmis à la génératrice; la puissance produite est donc maximale. Cela, par l'intermédiaire d'un système d'orientation à l'aide d'un vérin hydraulique qui permet, dans les conditions de fort vent, de garder la vitesse de la génératrice proche de la vitesse de synchronisme tout en maintenant la puissance produite. Il y a équilibre entre puissance produite et puissance reçue sur l'arbre lorsque la vitesse est constante. L'autre paramètre est l'angle d'incidence  $\alpha$  qui est l'angle entre l'axe de la pale, et la direction de la vitesse du vent relatif. Ce dernier varie tout au long de la pale ce qui implique que le module du vecteur vent relatif est plus important en bout de pale qu'à l'axe, cela implique la variation de l'angle d'incidence. C'est pour ces deux raisons que premièrement les pales des éoliennes sont larges au niveau du pied de pale et vont en s'affinant jusqu'au bout, et deuxièmement les pales sont conçue de tel sort que l'angle de calage soit plus important au pied de pale et plus faible à l'extrémité afin d'obtenir un angle d'incidence  $\alpha$  du vent relatif constant sur toute la pôle. [24, 27]

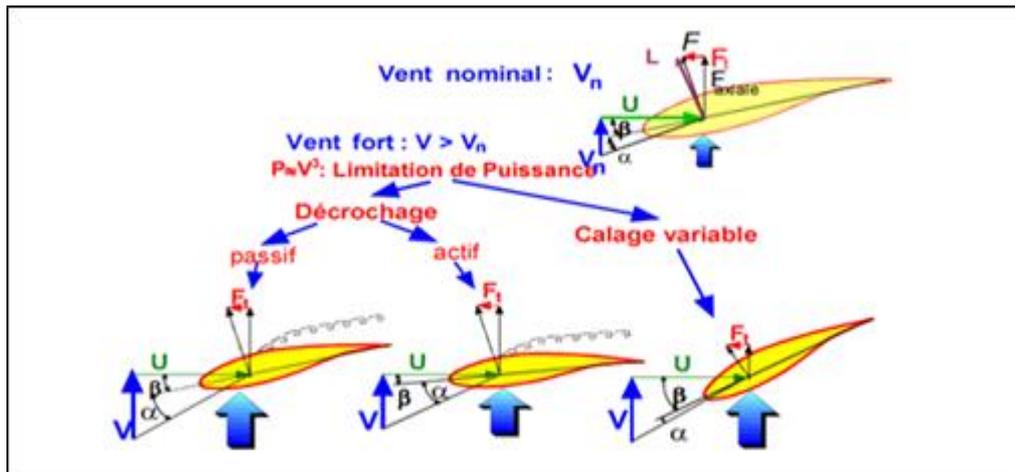


Fig. 1-15 : Régulation aérodynamique.

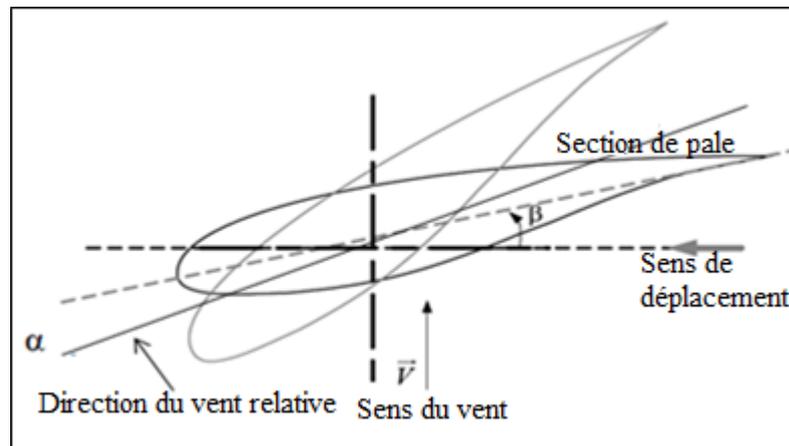
## I.6.5.2 Système à décrochage aérodynamique « stall passif »

Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle dit « stall passif ». Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence  $\alpha$  devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale  $V_n$ , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est

simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. [27]

### I.6.5.3 Régulation par variation de l'angle de calage des pales

La régulation consiste à conserver une fréquence de rotation constante de l'hélice pour toute gamme de vitesse du vent. Cette régulation est obtenue en faisant varier l'angle de calage  $\beta$ , est par suite l'angle d'incidence  $\alpha$  qui est l'angle entre la direction de la vitesse du vent relatif et l'axe de la pale. [25, 26]

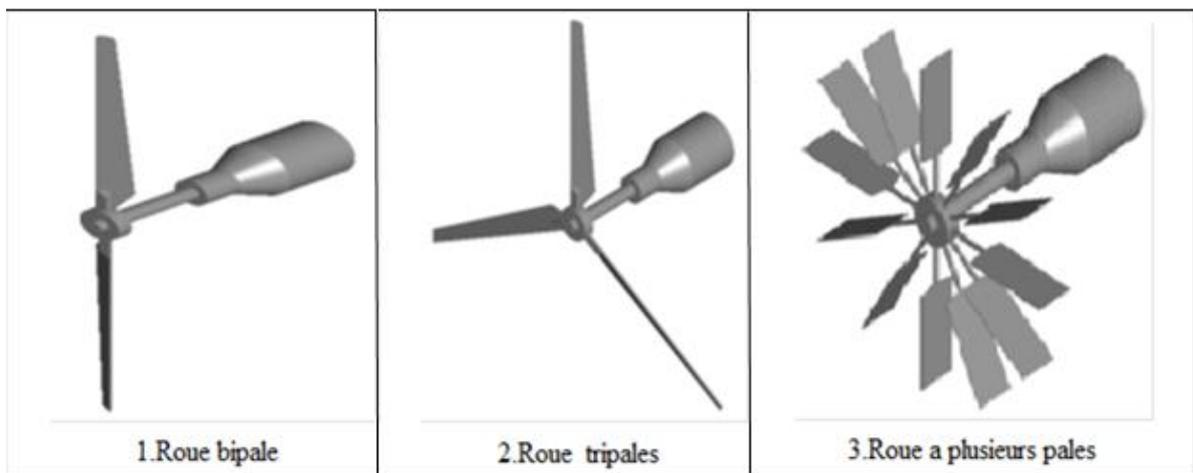


**Fig. I.16** : Direction du vent et angle de calage.

- Système à décrochage aérodynamique «stall actif »  
Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses du vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage  $\beta$  et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de la vitesse du vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante. [26]
- Système d'orientation des pales "pitch"  
Il utilise la variation de l'angle de calage des pales. En variant l'angle d'incidence de la pale  $\alpha$ , on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. Angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. En général, la modification d'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes:
  - Le démarrage à une vitesse du vent  $V_d$  plus faible.
  - L'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites  $[V_d, V_n]$ .
  - La régulation par limitation de la puissance pour  $V > V_n$ .
  - La protection de l'éolienne contre les vents trop violents, par la mise en drapeau des pales de l'hélice. [25, 26]

## I.6.6 Nombre de pales

- Les éoliennes de marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 12 et 40), leur coefficient de puissance approche 0.3 pour des vitesses spécifique  $\lambda$  proche de 1 ; couple élevé au démarrage, le plus souvent ces éoliennes sont de petites tailles avec un diamètre entre 3 à 8 mètres. Ces éoliennes fonctionnent bien jusqu'à un vent de 7 à 8 m/s.
- Les éoliennes de marche rapide sont généralement bipales ou tripales la roue bipale est la plus économique et la plus simple mais elle est génératrice de vibrations qui peuvent être importantes.
- Le rotor tripale étant les plus utilisés car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. La turbine tripale est dynamiquement plus stable et a un meilleur impact visuel. La puissance nominale de ces capteurs est très étendue, et peut atteindre les 4MW. [20]



**Fig. I.17 :** Types d'éoliennes selon le nombre de pales.

- L'influence du nombre de pales sur le coefficient de puissance de la turbine : On a le  $C_p$  qui est directement proportionnel à la vitesse spécifique  $\lambda$  qui est le rapport entre la vitesse de la turbine (vitesse au bout des pales) directement liée au nombre de pales, sur la vitesse du vent (fig. I-18). [26, 22]

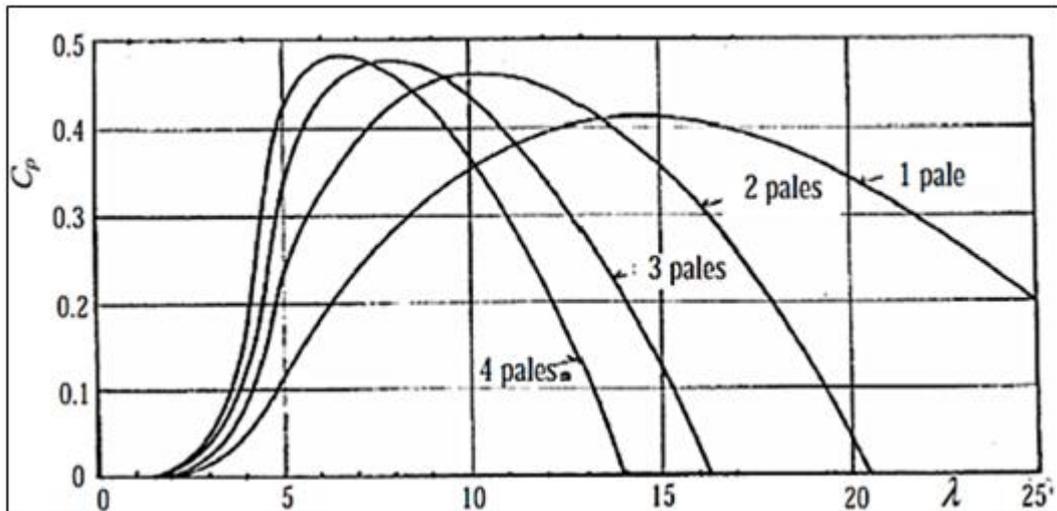


Fig. I.18 : Influence du nombre de pales sur le  $C_p$ .

## I.7 Systèmes Hybrides (SEH)

Le domaine de la production d'énergies renouvelables à partir des SEH vise à concevoir des systèmes de production d'énergie performants, économes et peu polluants. IL se place dans le cadre du développement durable, marqué par les notions nouvelles d'éco-conception (notion d'analyse de cycle de vie,...). Il est en parfaite symbiose avec les Technologies de stockage (piles à combustibles, des accumulateurs et super condensateurs,...) de l'énergie, qui font désormais partie intégrante des chaînes de production décentralisée. [6]

Un système hybride est réalisé à partir de multi-sources de production d'électricité. Il est capable d'un fonctionnement autonome qui est parfois associé à un système de stockage. La fonction d'un SEH de production d'électricité est de fournir de l'énergie à différentes charges, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie, l'économie du carburant. [6]

Dans les SEH nous obtenons une baisse de prix pour couvrir au moins l'investissement fait pour les générateurs d'énergies renouvelables et les autres composants auxiliaires du système. Cette vision nous permet de chercher les performances dans les SEH à travers le rendement et la durée de vie depuis sa conception.

Le SEH souvent associé à la production d'électricité dans les régions isolées et se présente sous forme [6] :

- d'une seule source d'énergie renouvelable avec ou sans groupe électrogène. Dans ce cas, la présence d'un dispositif de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire, à tout instant, la demande du consommateur ;
- de deux sources à énergie renouvelables avec ou sans groupe fonctionnant avec un groupe de stockage ;
- de plus de deux sources d'origines renouvelables avec ou sans groupe électrogène accompagné d'une possibilité de stockage.

Généralement, ces variantes peuvent être connectées aux réseaux de distribution. Ces différentes configurations possibles en mode autonome, couplé au réseau sans sources renouvelables et avec stockage, doivent permettre une vision d'optimisation économique et énergétique d'un SEH (groupe électrogène, générateur photovoltaïque, éolien, accumulateurs,...).

### I.7.1 Éléments constituant un SEH

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les générateurs diesels sont souvent utilisés dans le SEH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (pile à combustible). Les convertisseurs, les charges, les charges de délestage et une forme de gestion de l'énergie peuvent également faire partie d'un SEH. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (volant d'inertie) [2] et le stockage d'hydrogène. Une description avec modélisation des composants de la structure étudiée est donnée dans le chapitre 3.

## I.8 Configuration des systèmes hybrides

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Trois configurations s'imposent parmi les systèmes d'énergie hybrides constituées par des sources d'énergie renouvelable, des batteries et des générateurs diesels : architecture à bus CC, architecture mixte à bus CC-CA et architecture de bus CA. [14]

### I.8.1 Architecture à bus CC

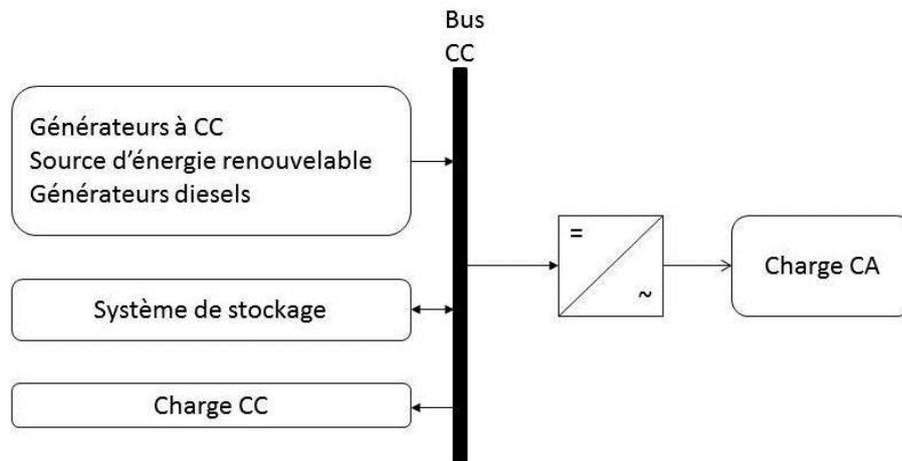
Dans le système hybride présenté dans la figure (I-19), la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être converti en CC. Le ou les générateur(s) diesel(s) sont connecté en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable. Les avantages et les désavantages d'un tel système sont présentés ci-après.

#### Avantages :

- La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande.
- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75-85%.

## Désavantages :

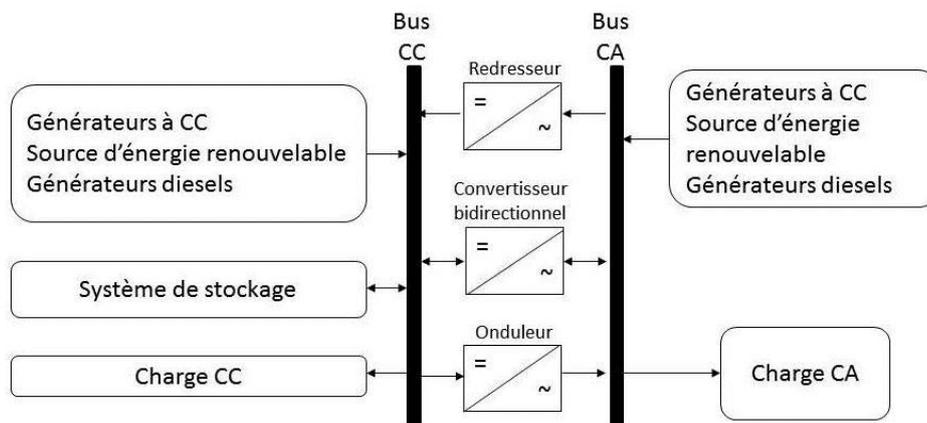
- Le rendement de l'ensemble du système est faible, puisque une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.



**Fig. I-19 :** Configuration des SEH à bus CC.

## I.8.2 Architecture mixte à bus CC/CA

La configuration des deux bus, à CC et à CA, présentée dans la Figure (I-20). Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergies renouvelables et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du générateur diesel et de l'onduleur. Le ou les générateur(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur). Quand il y a un surplus de l'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé.



**Fig. I-20 :** Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA.

### Avantages :

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

### Désavantage :

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

### **I.8.3 Configuration de bus CA**

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

L'aspect pratique de la configuration de bus exclusivement CA.

Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté CA (voir fig. I-21) permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires. En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles. Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants.

Ces structures peuvent être utilisées pour l'alimentation de tous les consommateurs électriques, y compris dans les régions rurales des pays en voie de développement et des pays nouvellement industrialisés dans lesquels l'électricité, l'approvisionnement en eau et la purification de l'eau potable sont des besoins vitaux.

L'ingénierie des systèmes modulaires avec couplage du côté CA a été développée pour la première fois par l'Institut national de l'énergie solaire (ISET, Université de Kassel) et par l'entreprise SMA Technologie AG.

L'utilisation du courant alternatif présente plusieurs avantages et inconvénients :

### Avantages :

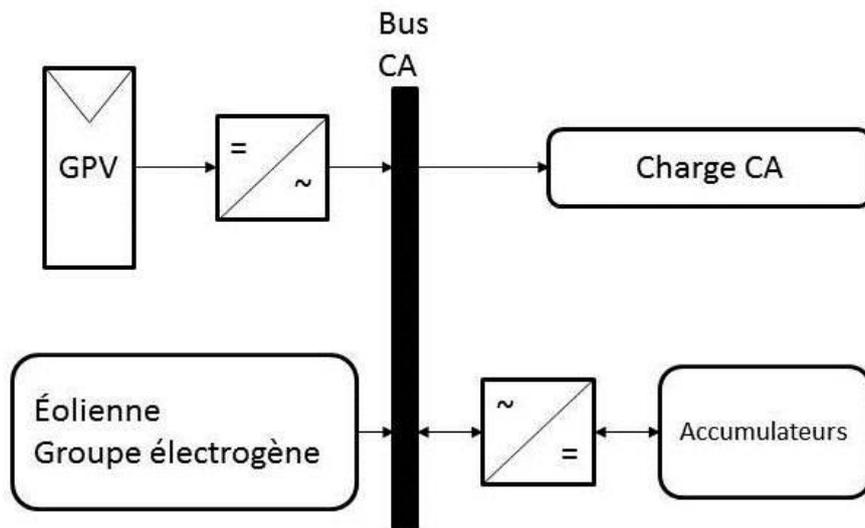
- Un découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres ;
- Le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence du bus (CA).
- Capacité d'augmenter et de réduire la tension à l'aide d'un simple dispositif passif (transformateur) ;

## Chapitre 1 : Etat de l'Art sur le système d'énergie hybride

- Appareillage de connexion bon marché et disponible facilement ;
- Les circuits triphasés produisent un champ magnétique rotatif permettant des moteurs compacts et efficaces ;
- La fréquence peut être utilisée comme moyen de contrôle (dérive de fréquence).

### Inconvénients :

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



**Fig.I-21 :** Configuration de bus CA.

### **I.9 Présentation de la configuration choisie**

Le système hybride de production d'énergie, de façon générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties pour la production de l'énergie passant par un stockage électrochimique (Fig. I-22).

Dans notre cas précis (système autonome avec stockage pour une maison), on s'intéresse aux systèmes de petites puissances produisant du courant continu facilement convertible en courant alternatif, grâce à l'intégration d'un onduleur.

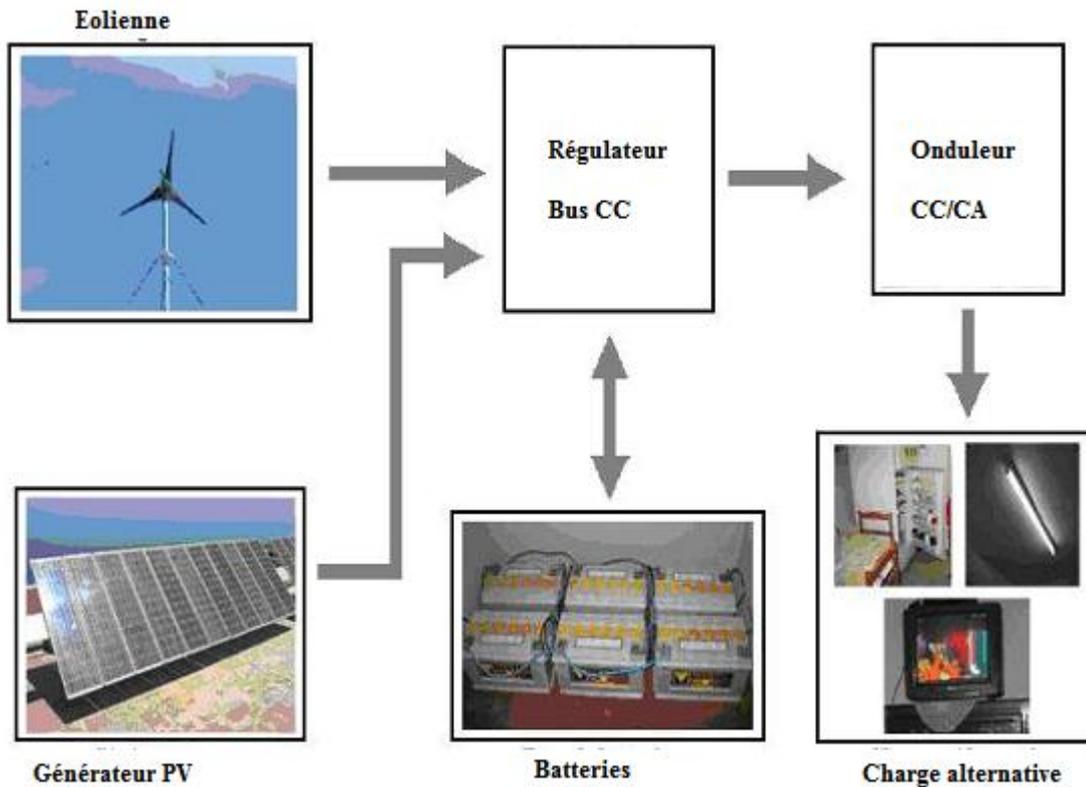


Fig. I-22 : Schéma synoptique du système hybride étudié

## Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une description générale sur les différents moyens de production d'énergie électrique d'origine renouvelables.

Tous les composants ont été introduits afin de permettre une bonne compréhension du fonctionnement des systèmes. Afin de faciliter la conception, nous avons aussi mis en valeur les avantages, les inconvénients et limites d'utilisation de ces configurations.

Le dimensionnement optimal est nécessaire pour remédier aux inconvénients des systèmes hybrides (PV-éolien) qui fera l'objet du chapitre suivant.

## **Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride**

---

### **II.1. Introduction**

L'énergie solaire et l'énergie éolienne dépendent fortement des conditions météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent) du site d'installation du système à énergie hybride.

Dans ce chapitre, on définit les différents besoins de notre installation qui est une habitation, dans le but de faire le dimensionnement et l'optimisation du système hybride (photovoltaïque – éolien) par différentes méthodes. Et pour cela, compte tenu des demandes en énergie à satisfaire, l'étude du gisement est le point de départ de toute investigation, cette dernière passe par une incontestable assimilation de la terminologie.

### **II.2. Définition du dimensionnement**

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

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

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

En effet, comment dimensionner chacun des éléments en termes de puissance et de capacité afin d'assurer une alimentation permanente de la charge, tout en obtenant une énergie au moindre coût ? Par exemple, sur un simple système équipé de batteries et de panneaux photovoltaïques, que faut-il privilégier : une grande surface de panneaux photovoltaïques tout en minimisant la capacité des batteries ou l'inverse, au risque de faire subir des décharges très profondes qui endommageraient les batteries ? Répondre à ce problème d'optimisation, plusieurs solutions ont été proposées. Il s'agit de fournir au concepteur une solution permettant de dimensionner de manière optimale un système autonome de production d'électricité. [16]

### **II.3. Paramètres à déterminer lors de la conception**

D'après la description du système et l'analyse de son fonctionnement, il apparaît que le concepteur doit déterminer les cinq paramètres suivants:

- 1- Puissance du panneau photovoltaïque. Exprimée en Watt crête ( $W_c$ ), c'est la puissance que fournit le panneau lorsqu'il reçoit un ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$ .
- 2- capacité des batteries: c'est la taille du réservoir dans lequel on peut stocker l'énergie. Ce paramètre est exprimé en Ampère heure(Ah).
- 3- Puissance nominale de l'aérogénérateur: c'est la puissance que fournit l'aérogénérateur lorsque le vent entrain la génératrice a ca vitesse nominale.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

- 4- Inclinaison du panneau solaire: ce paramètre, très souvent négligé dans la phase de conception a en réalité une importance capitale.
- 5- Eventuellement l'angle d'azimut du panneau. Ce paramètre peut être important si le système alimente une charge particulière qui ne consommerait de l'énergie uniquement le matin ou l'après-midi par exemple. En général l'angle d'azimut est nul de manière à orienter le PV en direction du sud.

### II.4. Analyse du potentiel énergétique solaire et éolien disponible

Il existe une multitude de sites favorable pour la production d'énergie décentralisée sur le territoire national de l'Algérie. Notre point d'intérêt étant focalisé sur la production hybride PV-éolien, le choix du site a été basé sur la disponibilité des données météorologiques.

#### II.4.1. Gisement solaire en Algérie

L'étude de gisement solaire est le point de départ de toute investigation dans le domaine de l'énergie solaire. Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu donné et au cours d'une période donnée. Son évolution peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. [19]

La durée d'insolation moyenne nationale dépasse les 2000 heures annuellement. Cette valeur peut atteindre les 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, l'énergie moyenne reçue quotidiennement sur une surface inclinée à la latitude est d'environ 7 KWh/m<sup>2</sup>/jour. Elle est répartie comme suit (Fig. II-1) : Au Nord : 5,6kWh/m<sup>2</sup>/jour ; Au sud : 7,2kWh/m<sup>2</sup>/jour. [19]

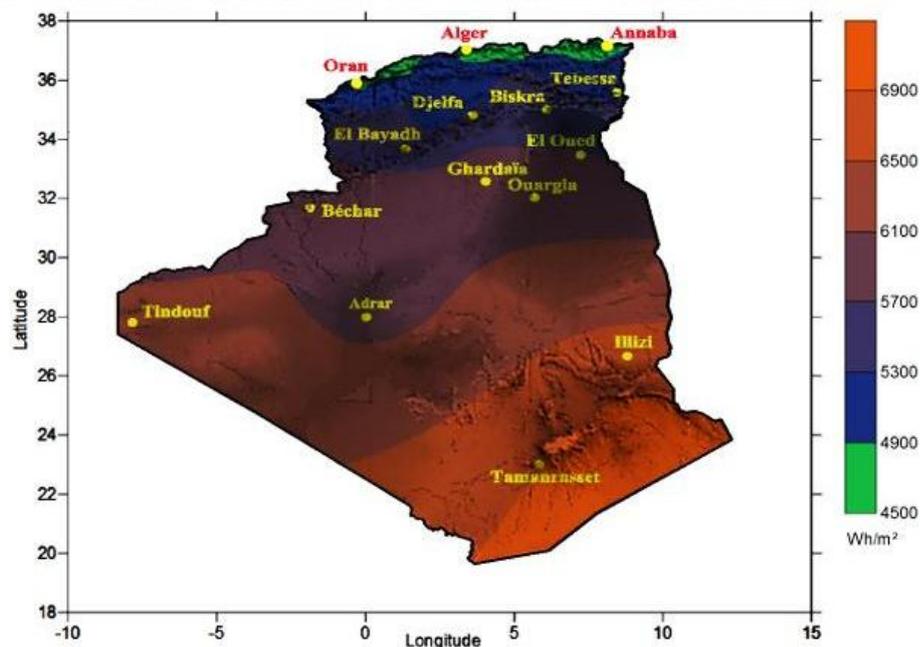


Fig. II-1 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale [15].

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

### II.4.1.1. Données géographique du lieu

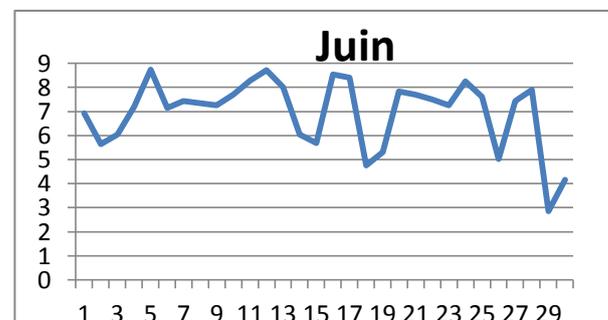
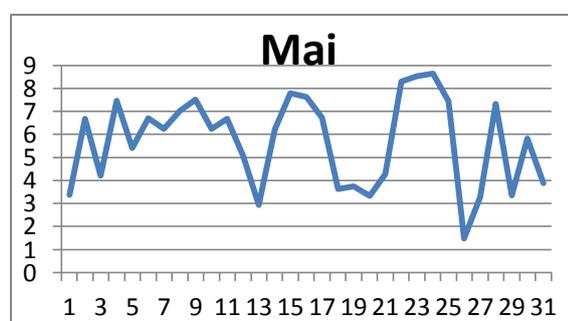
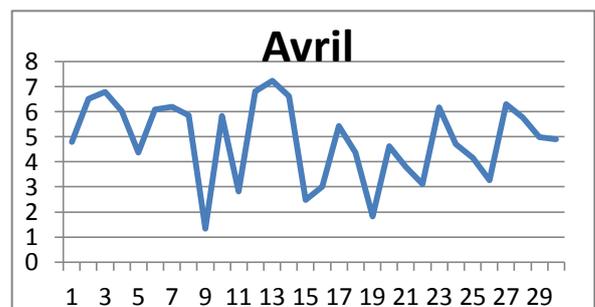
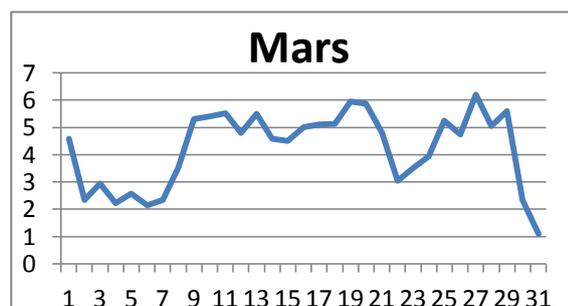
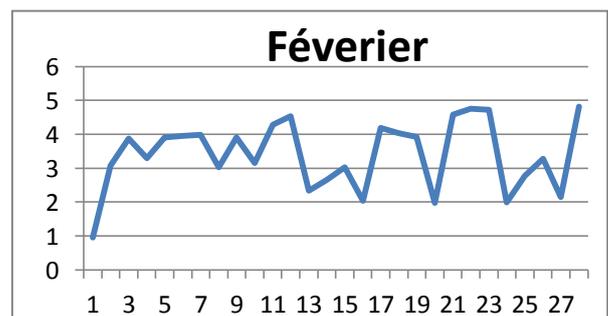
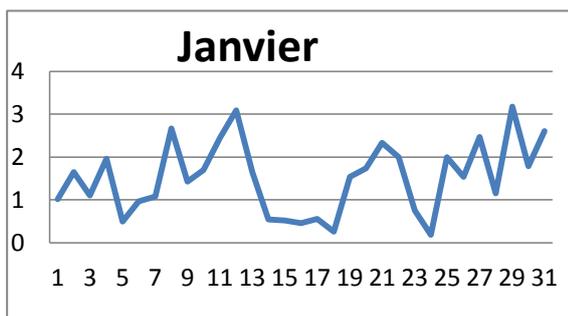
Le tableau II-1 résume les coordonnées géographiques du lieu d'implantation (Algérie).

Site \ Caractéristiques	Longitude [°]	Latitude [°]	Altitude [m]
Sétif (Ain arnat)	5,3166°E	36,1833 N	1013

**Tableau II.1** : Données géographique du lieu d'implantation (Sétif).

### II.4.1.2. Données relative à l'éclairement

L'évolution du profil d'éclairement pour les quatre saisons de l'année est donnée par les figures suivantes (Fig. II-2).



## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

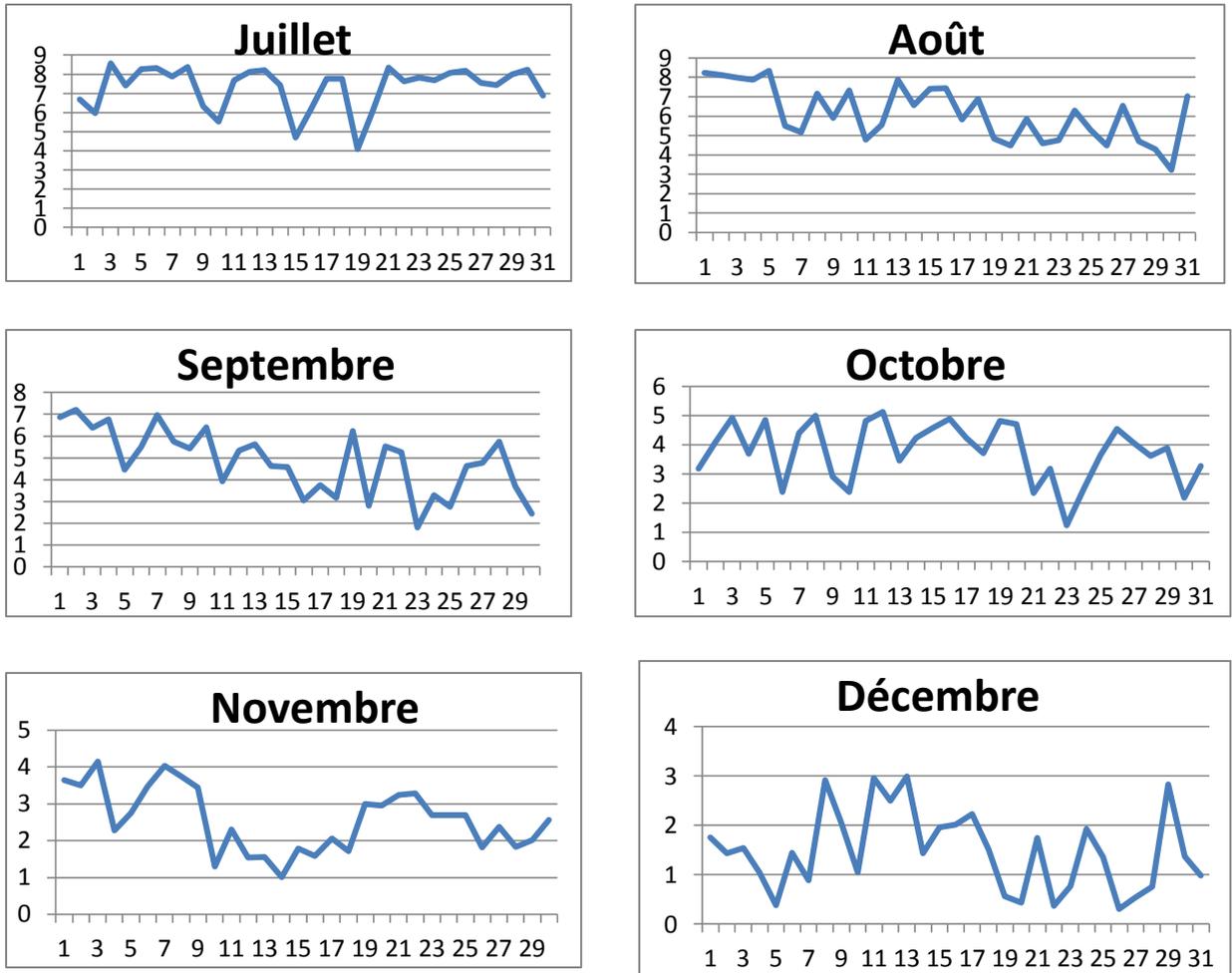


Fig. II-2 : Variation de l'éclairement journalier au cours des douze mois de l'année.

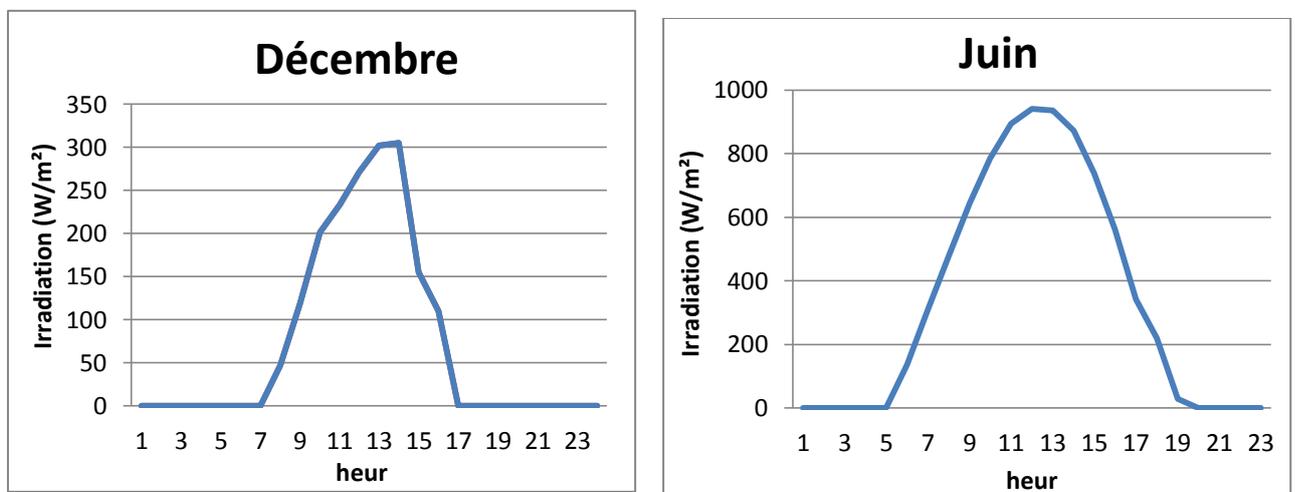


Fig. II-3: Eclairement horaire pour la journée type du mois de décembre (Hiver) et juin (Été).

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

### II.4.1.3. Données relatives à la température ambiante

La température moyenne mensuelle maximale est de 25,3[°C] au mois de Juillet, tandis que la température moyenne minimale est de 5,4[°C] au mois de Janvier, ce qui fait une moyenne annuelle de 14,22[°C].

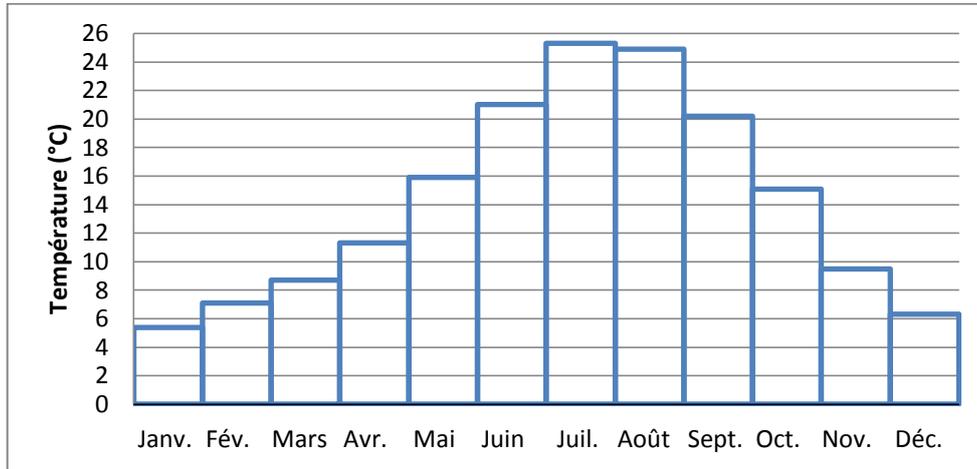


Fig. II-4 : Profil de température ambiante annuelle.

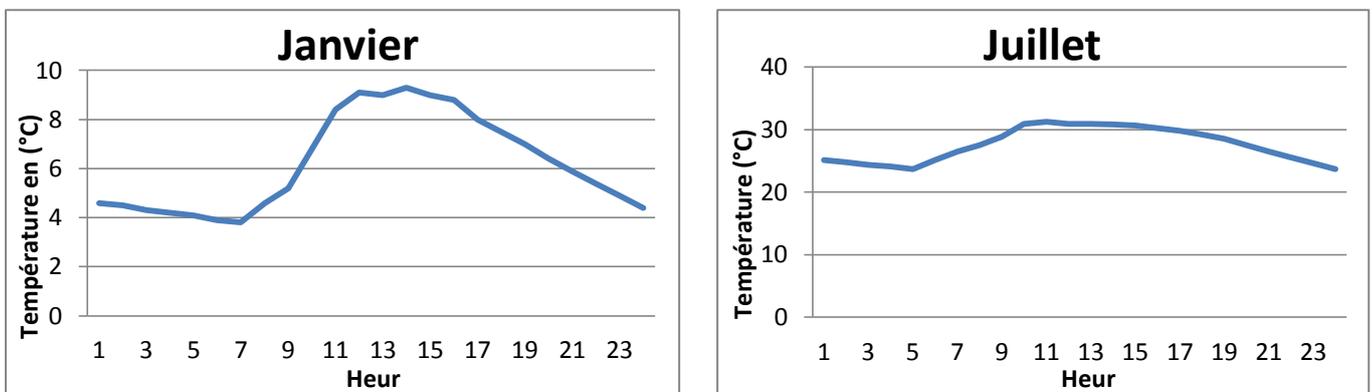


Fig. II-5 : Profil de température ambiante du jour type du mois de Janvier (Hiver) et Juillet (Eté).

### II.4.2. Potentiel éolien

Le potentiel éolien diverge selon la situation géographique. Ainsi au nord du pays, le potentiel éolien se caractérise par une vitesse moyenne des vents modérée (1 à 4 m/s) avec des microclimats (local) autour d'Oran, Annaba, sur les hauts plateaux et à Biskra.

Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau et l'électrification rural particulièrement sur les Hauts Plateaux. Au Sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4m/s, plus particulièrement au sud-ouest [8], (Fig. II-6).

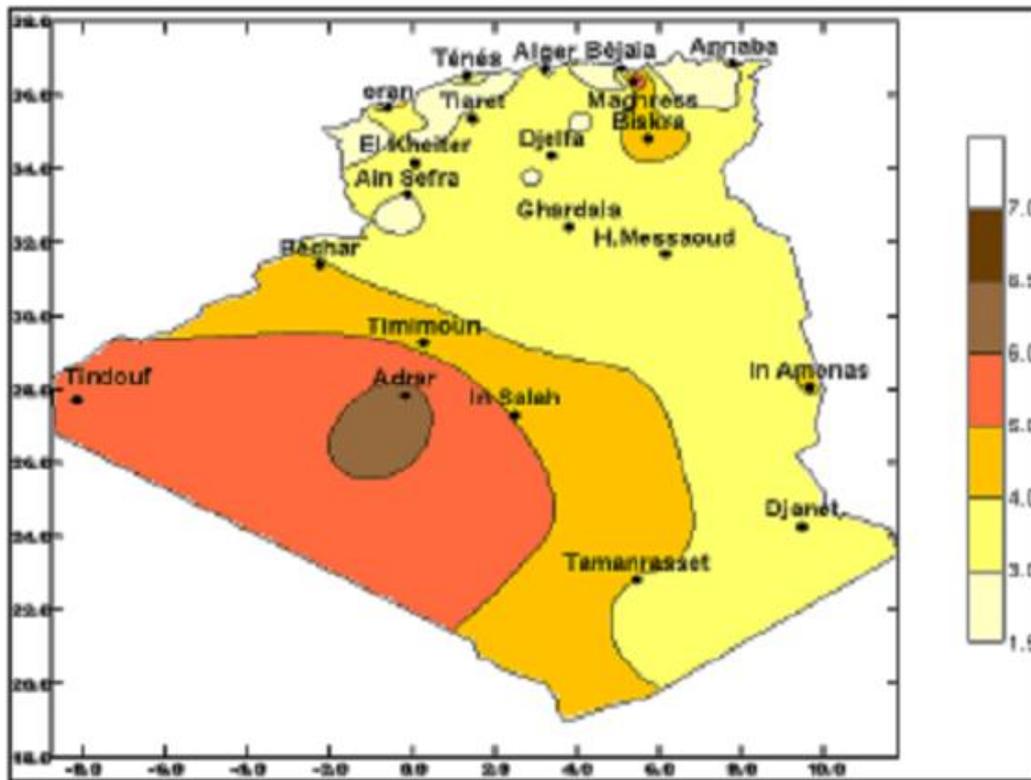


Fig. II-6 : Carte de vent de l'Algérie [20].

Pour évaluer le potentiel éolien du site, des mesures ont été prises sur site, avec un intervalle d'une heure (24 mesures par jour).

Etant donné que le potentiel de puissance éolienne est à peu près proportionnel au cube de la vitesse du vent. Il faudrait donc raffiner l'information sur la vitesse du vent en fonction du degré de précision requis.

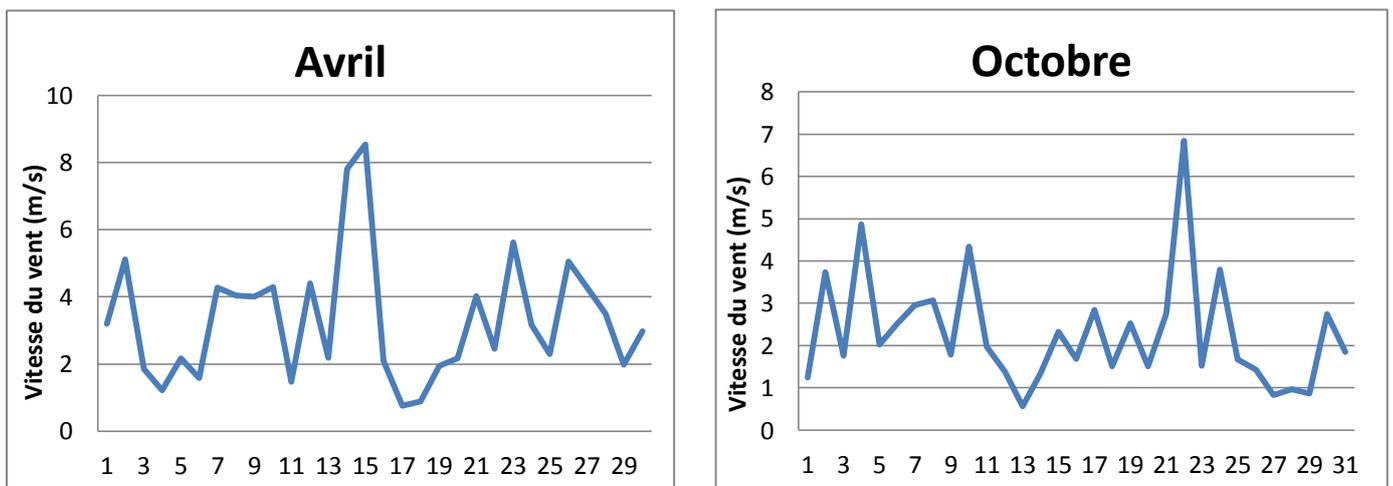
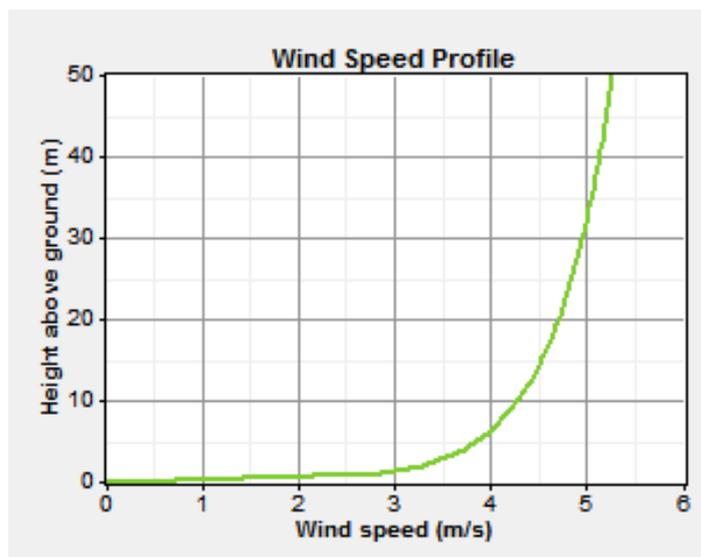


Fig. II-7 : Vitesse du vent pour le mois le plus favorable et défavorable successivement.

La figure (II-8) représente l'évolution de la vitesse du vent en fonction de la hauteur au-dessus du sol, obtenu par logiciel HOMER sur le lieu d'implantation (Ain arnat – Algérie).

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride



**Fig. II-8** : Profile de la vitesse du vent en fonction de la hauteur au-dessus du sol.

### I.4.2.1. Données météorologiques du lieu

Le tableau suivant résume les données météorologiques (moyenne mensuelle) du site d'implantation (Ai arnat - Sétif).

Mois	Rayonnement Solaire incliné (kW/m <sup>2</sup> )	Température moyenne [°C]	Vitesse du vent [m/s]		Puissance du vent (kW/m <sup>2</sup> )	
			Altitude 30 m	Altitude 0 m	Altitude 30 m	Altitude 0 m
Janvier	47	5,4	5,15	2,7	60,49	8,969
Février	95	7,1	5,35	2,9	63,08	10,038
Mars	131	8,7	5,25	2,8	65,99	10,003
Avril	146	11,3	5,75	3,3	83,91	15,848
Mai	177	15,9	5,45	3,0	73,82	12,303
Juin	209	21,0	5,45	3,0	71,44	11,907
Juillet	228	25,3	5,25	2,8	65,99	10,003
Août	190	24,9	5,35	2,9	69,83	11,114
Septembre	145	20,2	5,15	2,7	60,28	8,680
Octobre	117	15,1	4,75	2,3	48,57	5,544
Novembre	77	9,5	5,35	2,9	67,58	10,755
Décembre	46	6,3	5,35	2,9	69,83	11,114

**Tableau II.2** : Données météorologiques annuelles du lieu d'implantation.

## II.5. Méthodes de dimensionnement d'un système hybride

L'étape essentielle dans la conception d'un système couplé est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des données climatiques du site. Généralement, on utilise les moyennes mensuelles des données climatiques et / ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible ressource climatique (vent, irradiation solaire) pour déterminer la surface de l'aérogénérateur, la taille des panneaux photovoltaïque et la capacité des batteries. Or le

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

comportement dynamique du système couplé vis-à-vis de la nature stochastique de l'irradiation solaire influe d'une manière remarquable sur la taille du système nécessaire pour une application déterminée.

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée  $E_{pv,m}(kWh/m^2)$  pour le photovoltaïque et  $E_{el,m}(kWh/m^2)$  pour l'éolien (ou  $m=1, \dots, 12$ , représente le mois de l'année). Le mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système. La surface du générateur nécessaire pour assurer la couverture totale (100%) de la charge ( $E_L$ ) durant le mois le plus défavorable est exprimée par [17]:

$$A_i = \max\left(\frac{E_{L,m}}{E_{i,m}}\right) \quad (\text{II-1})$$

Avec  $i = pv$  pour le générateur photovoltaïque et  $i = el$  pour le générateur éolien.

Dans un système hybride photovoltaïque/éolien, le terme de l'énergie totale produite est assez indéfini dans le sens où la contribution de chacune de ces parties n'est pas déterminée.

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par [17] :

$$E_{pv} \cdot A_{pv} + E_{el} \cdot A_{el} = E_L \quad (\text{II-2})$$

Avec : (II-3)

$$E_{pv} \cdot A_{pv} = f \cdot E_L$$

$$E_{el} \cdot A_{el} = (1 - f) \cdot E_L \quad (\text{II-4})$$

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

Dans cette étude de dimensionnement trois méthodes seront utilisées, sur la moyenne mensuelle annuelle, la moyenne du mois le plus défavorable et la méthode LPSP de l'énergie totale incidente.

### II.5.1. Méthode des moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille des générateurs photovoltaïques et éoliens est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée  $\overline{E_{pv}}$ ,  $\overline{E_{el}}$  (pour un mois). De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par conséquent, les surfaces des deux générateurs photovoltaïque et éolien sont données par [17] :

$$A_{pv} = f \cdot \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{pv}}} \quad (\text{II-5})$$

$$A_{el} = (1 - f) \cdot \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{el}}} \quad (\text{II-6})$$

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

Cette méthode est utilisée lorsque les données météorologiques incidentes sont disponibles.

### II.5.2. Méthode du mois le plus défavorable

Pour cette méthode, le dimensionnement des composants du système (générateurs photovoltaïque et éolien) se fait en fonction du mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien.

Les surfaces nécessaires pour les deux générateurs sont exprimées par [17] :

$$A_{pv} = f \cdot \max \left( \frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}} \right) \quad (\text{II-7})$$

$$A_{el} = (1 - f) \cdot \max \frac{E_{L,m}}{E_{el,m}} \quad (\text{II-8})$$

Dans notre cas,  $E_L$  est constante.

### II.5.3. Méthode LPSP (Loss of power supply probability)

Cette méthode consiste à déterminer le nombre optimal des batteries et de modules PV selon deux critères d'optimisation à savoir : la fiabilité, qui est basée sur le concept de la probabilité de pertes d'énergie (Loss of Power Supply Probability) et sur le coût du système.

La 'LPSP' est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandé par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge.

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par : [17]

$$LPSP = P_r \{ E_b(t) \leq E_{bmin} \text{ pour } t \leq T \} \quad (\text{II-9})$$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant  $t$ , soit inférieur ou égal au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie  $E_{Bmin}$ .  $E_B(t)$  est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant  $t$ , exprimée en [Wh].

#### Modèle de simulation :

L'énergie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque en une heure, notée  $E_G(t)$ , peut être exprimée par la relation suivante : [17]

$$E_G(t) = E_{el}(t) + N_{PV} \cdot E_{PV}(t) \quad (\text{II-10})$$

Avec :  $E_{el}(t)$  qui est l'énergie produite par l'aérogénérateur,  $E_{PV}(t)$ , l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et  $N_{PV}$  le nombre de modules photovoltaïque.

Deux scénarios sont envisagés pour décrire l'énergie stockée dans les batteries.

#### a/ Premier scénario

Si l'énergie produite par les deux sources dépasse l'énergie demandée par la charge, la batterie se charge en considérant son rendement de charge  $\eta_{B,ch}$  :

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

$$E_b(t) = E_b(t - 1) + \left( E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{B,ch} \quad (\text{II-11})$$

avec :  $\eta_{ond}$  le rendement de l'onduleur ;  $\eta_{B,ch}$  le rendement de charge de la batterie,  $E_B(t)$  l'énergie stockée dans la batterie à une heure t,  $E_B(t-1)$  l'énergie stockée dans la batterie à l'heure précédente,  $E_L(t)$  l'énergie demandée par la charge à une heure t.

### b/ Deuxième scénario

Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, la batterie se décharge pour combler le déficit, dans ce cas précis, l'énergie stockée dans la batterie peut être exprimée par la relation suivante :

$$E_B(t) = E_B(t - 1) + \left( \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) \quad (\text{II-12})$$

Quand l'énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par les deux sources est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t, ce déficit est appelé perte d'énergie (Loss of Power Supply 'LPS'), il est exprimé par :

$$LPS(t) = E_L - (E_G(t) + E_B(t - 1) - E_{B,min}) \eta_{ond} \quad (\text{II-13})$$

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse T, est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie LPS(t) pour la même période sur l'énergie totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est définie par la relation suivante :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (\text{II-14})$$

### II.5.3.1 Détermination du couple optimal

Pour la détermination du couple optimal ( $N_B$ ,  $N_{PV}$ ), satisfaisant une 'LPSP' désirée, on constate que le nombre de modules est une fonction non linéaire du nombre de batteries. La figure (II-9) représente cette variation. [17, 18]

La fonction du coût du système hybride est exprimée par la relation suivante :

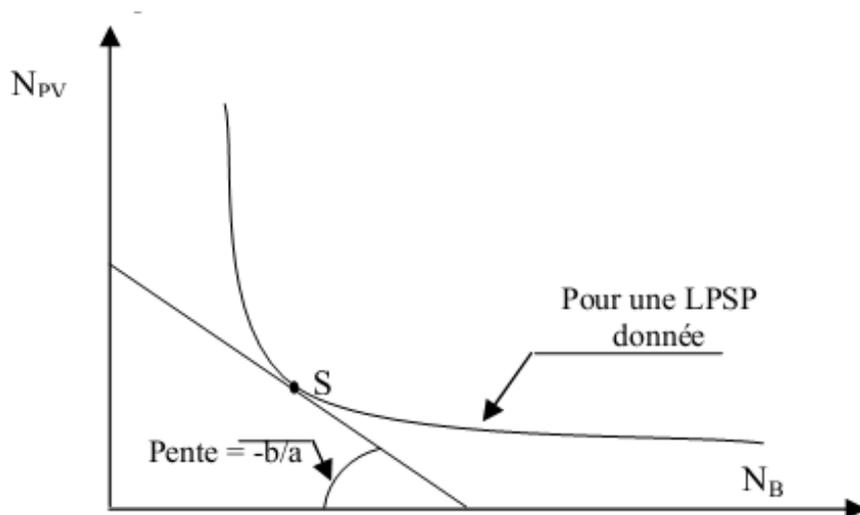
$$C = a \cdot N_{PV} + b N_B + C_0 \quad (\text{II-15})$$

Où C : est le coût global du système hybride (DA) ; a : le coût d'un module photovoltaïque (DA) ; b : le coût d'une batterie (DA) ;  $C_0$  : le coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, et de l'aérogénérateur.

La solution optimale de l'équation (II-15) est donnée par la relation suivante :

$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_B} = -\frac{b}{a} \quad (\text{II-16})$$

Cette solution est graphiquement illustrée sur la figure ci-dessous (Fig. II-9). Elle correspond à pente de tangente à la courbe au point de contact 'S'.



**Fig. II-9** : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée.

Dans la figure (II-10), on a présenté l'algorithme de calcul de la taille du système hybride. Les données d'entrée de cet algorithme comprennent des données spécifiques au site à savoir; l'irradiation solaire horaire globale et la température ambiante, les données techniques des composants constituant le système exemple : les données liées à l'utilisateur (profil horaire de la charge et la valeur de LPSP désirée). [17]

En utilisant l'approche, basée sur le concept de la LPSP, décrite par l'algorithme présenté dans la figure (II-10) [18], plusieurs configurations peuvent techniquement satisfaire la charge pour une LPSP donnée. La configuration optimale est choisie parmi l'ensemble de configurations permettant la satisfaction de la charge avec la LPSP désirée et qui conduit au plus bas coût.

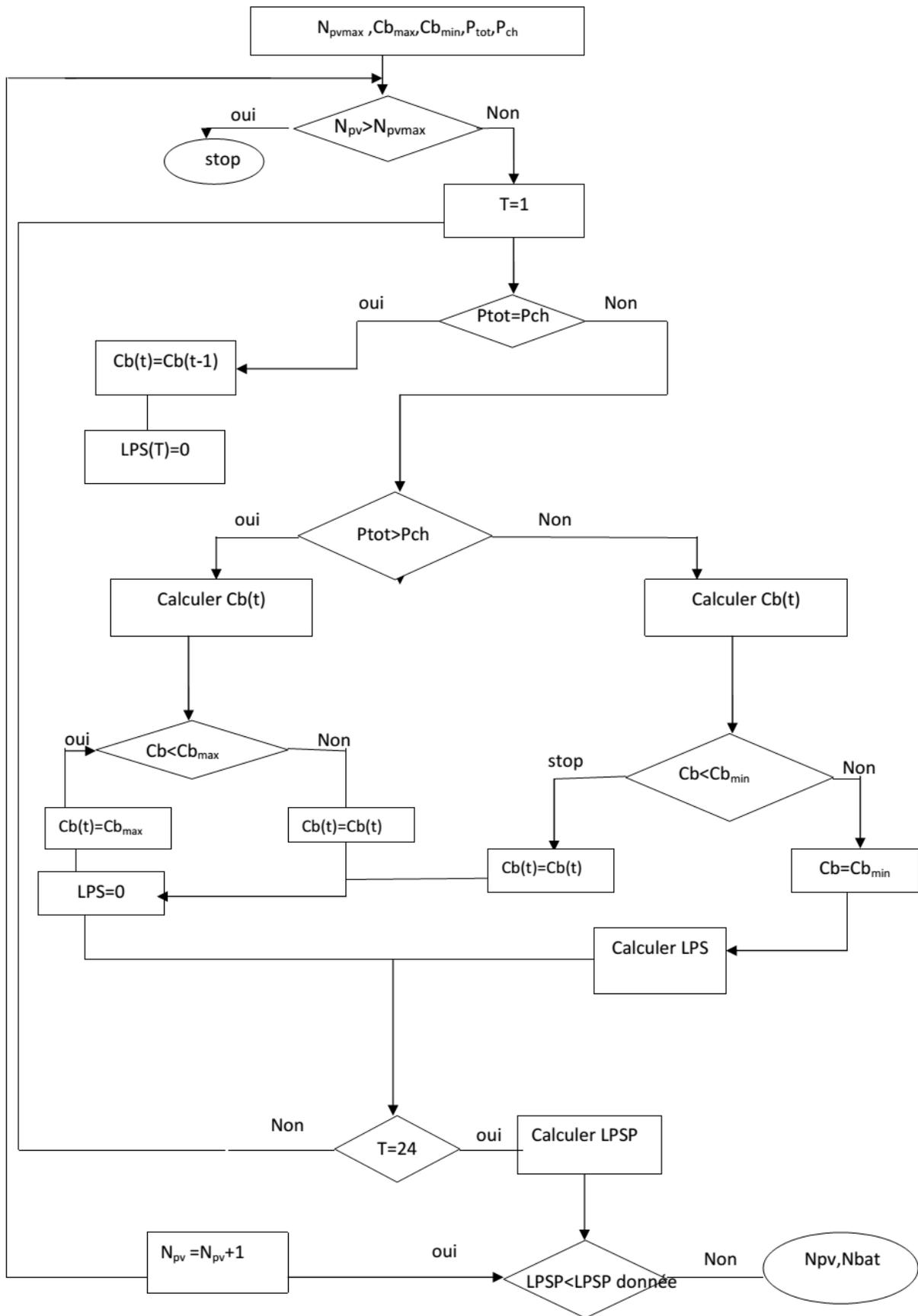


Fig. II-10 : Algorithme graphique de la LPSP.

### II.6. Présentation de l'installation hybride étudiée

Le choix de la taille (puissance) et le type des éléments est une étape très importante dans le but de garantir l'énergie nécessaire au site, tout en assurant une autonomie énergétique, et selon les énergies renouvelables. L'électricité provenant de ces sources est intermittente, dépendante des conditions climatiques.

#### II.6.1. Aspect technique des technologies

- Le niveau de commercialisation
- La précision
- Flexibilité et disponibilité
- La durée de Vie
- L'efficacité
- Exigences pour opération d'entretien et remise en place
- Disponibilité des ressources correspondantes.

Notre système de production appelé système hybride, il présente en somme le double avantage de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement maximale. Le fonctionnement autonome peut éventuellement être à capacité réduite pour réduire le cout de stockage par rapport à un système totalement autonome. [18, 20]

Les éléments sélectionnés pour notre installation sont :

- Un générateur photovoltaïque
- Un aérogénérateur
- Un banc de batteries
- Des convertisseurs de courant.

En vue de la nature de sources et des deux charges, l'installation sera à bus continu DC.

##### a. Générateur photovoltaïque

La tension de circuit ouvert  $V_{co} = 37.67 \text{ V}$ .

Le courant de court-circuit  $I_{cc} = 8.64 \text{ A}$ .

La puissance maximale crête du module  $P_{max} = 250 \text{ Wc}$ .

La tension à la puissance maximale  $V_{mpp} = 30.52 \text{ volt}$ .

Le courant à la puissance maximale  $I_{mpp} = 8.21 \text{ A}$ .

Le coût de module Photovoltaïque : 12000€ (équivalent de 120 000 DA).

Pour l'inclinaison elle sera prise égale à la latitude plus  $10^\circ$  [51], donc une inclinaison de  $46.18^\circ$ , puisque ont se situe dans l'hémisphère nord, l'orientation du GPV est vers le sud.

## **Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride**

---

### **b. Paramètres de l'aérogénérateur :**

La puissance nominale à 12 m/s : 1 kW.

Nombre de pales : 3.

La vitesse de démarrage 2 (m/s).

La vitesse de coupure 15 (m/s).

Diamètre du rotor 2,7 m.

### **c. Paramètres de la batterie : (Batterie AGM)**

La capacité nominale 140(Ah).

Le voltage 12 (V).

Le minimum de charge 20%.

Le coût de la batterie : 130€ (équivalant de 13000 DA).

Pour le régulateur, le redresseur et l'onduleur on les dimensionne selon la charge et le pic de consommation sans oublier le courant de charge de la batterie.

### **II.6.2. Détermination de la consommation énergétique**

La donnée initiale dans la mise en œuvre d'un système de production d'énergies renouvelables comme pour tout un autre système énergétique et la demande, qui va être déterminé par rapport à la charge à alimenter. Cette demande doit être estimée aussi précisément que possible tant d'un point de vue des puissances appelées que de sa répartition temporelle, même si son caractère souvent aléatoire rend cette tâche bien difficile.

La valeur du nombre d'heures de consommation est déterminée en fonction des consommations :

- Éclairage qui dépend :
  - a-** de l'heure du lever et du coucher de soleil qui est fonction de :
    - la situation géographique du site.
    - la correction due au décalage horaire par rapport au temps universel.
    - la correction due au décalage du faisceau de longitude du lieu (3mn/degrés).
    - la correction due à la variation saisonnière de l'équation du temps.
  - b-** des heures du lever et du coucher des membres de la famille (lever 7h, couché 23h).
- Equipements :

Le réfrigérateur pris comme exemple, le nombre d'heures de fonctionnement du compresseur dépend de la température du milieu environnant.

### II.6.3. Gestion des charges

La stratégie de gestion des charges peut aussi être à court terme et à long terme. Les deux types de stratégie utilisent les charges pour faire varier la demande d'énergie. Ainsi les charges sont connectées par ordre de priorité (fig. II-11). Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différées de faible priorité en fonctionnement normal. Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées durant l'excédent d'énergie qui autrement serait dissipé.

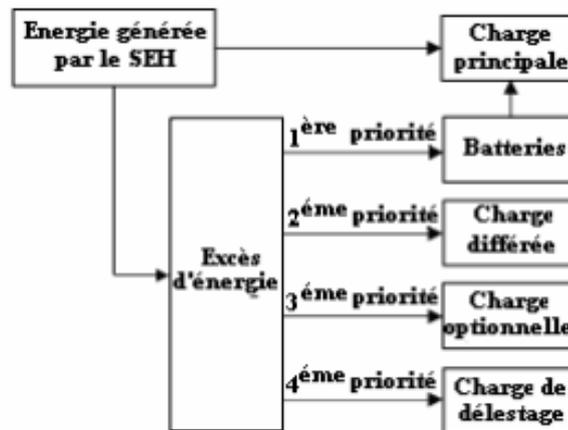


Fig. II-11: Diagramme des priorités des charges.

La gestion à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas de pompage de l'eau, quand le niveau de l'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et elle doit démarrer.

### II.6.4. Caractéristiques de la charge

Les besoins énergétiques des communautés rurales peuvent être classés en trois catégories : domestique (ménage et équipements d'accompagnement), agricole (pompage de l'eau et irrigation, séchage des produits agricoles,...), dont l'estimation peut se faire une fois arrêté la liste des unités agricoles) et industriels (plâtrerie, le biogaz,...).

Nous avons choisi une maison, non raccorder au réseau de distribution classique et équipée de l'ensemble des appareils permettent de fournir le confort aux occupants.

L'éclairage et la production du froid représentent sans aucun doute les deux besoins essentiels d'une habitation, l'information et les loisirs sont de nos jours indissociables d'une vie de société. Le profil de consommation d'une journée type de l'année et représenter sur la figure (II-12).

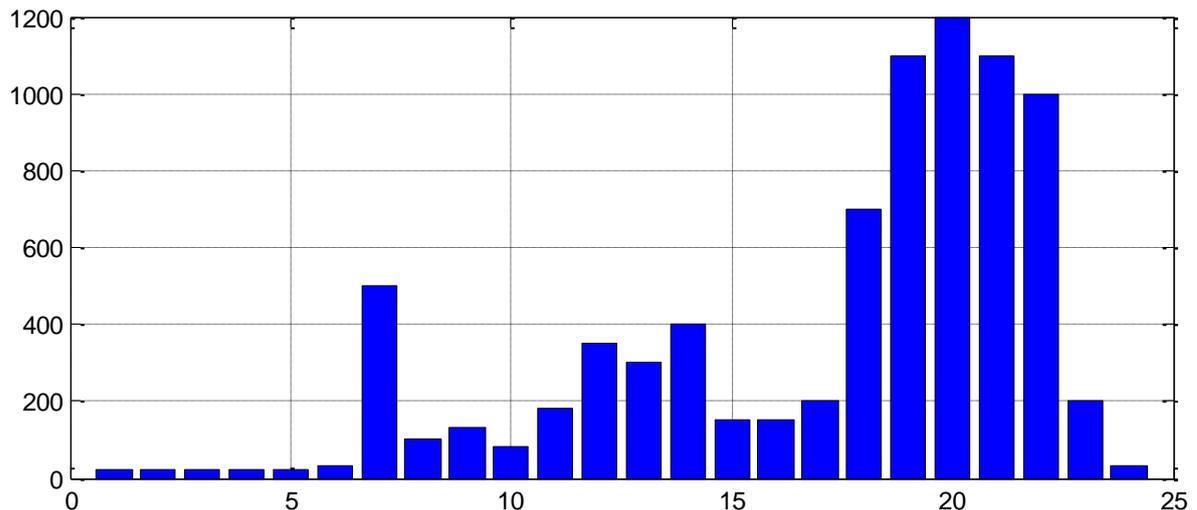


Fig. II-12 : Profil de consommation d'une journée type.

## II.7. Résultats de dimensionnement

### II.7.1. Dimensionnement des batteries

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes: autonomie, courant de surcharge et stabilisation de la tension.

La capacité utilisable de l'accumulateur est le pourcentage de sa capacité nominale qui peut effectivement être consommé pour une utilisation déterminée. Elle dépend de son régime de décharge et de sa température:

- Plus le régime de décharge est élevé (c'est-à-dire rapide), plus la capacité utilisable de l'accumulateur est faible.
- Plus la température baisse, plus la capacité utilisable de l'accumulateur diminue.
- La corrélation de ces paramètres s'exprime comme suit: [28]

$$C = \frac{N_{ja} \cdot E_c}{V_B \cdot P_D \cdot R_T} \quad (\text{II-17})$$

Où :

- ✓ C = capacité de la batterie (en Ah).
- ✓  $N_{ja}$  = nombre de jours d'autonomie sans apport solaire.
- ✓  $E_c$  = énergie journalière consommée (Wh/j).
- ✓  $P_D$  = profondeur de décharge maximale autorisée.
- ✓  $R_T$  = coefficient réducteur de la température.
- ✓  $V_B$  = tension des batteries (volt).

En pratique, en l'absence de problèmes de basses températures, et pour un usage normale, en appliquera un coefficient  $P_D = 0.7$  à  $0.8$  : [28]

- ✓ 0.7 pour les batteries qui supportent un faible nombre de cycles (batterie à plaques,...).
- ✓ 0.8 pour les batteries qui supportent un fort nombre de cycles (batteries gel, ...).

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

En fonction de la température minimal que la batterie vas rencontrer sur site (environ  $-10^{\circ}$ ), on tire le coefficient réducteur de capacité par la température  $R_T=0.75$  (Annexe 3).

De l'équation (II-17) et pour le nombre de jours d'autonomie égal deux ( $N_{ja} = 2$ ) et une tension de la batterie égal à 100V, on obtient une batterie de capacité  $C = 285,7$  Ah, donc il ne faut un pack de 16 batteries de type AGM UCG200-12 (8 en série) pour la méthode de moyennes mensuelles et le mois le plus défavorable.

### II.7.2. Méthode de moyennes mensuelles

La moyenne mensuelle de l'énergie solaire reçue (Fig. II-2)  $E_{pv} = 134$  kW/m<sup>2</sup> ;

La moyenne mensuelle de l'énergie éolienne reçue (tableau II-2) avec une vitesse moyenne du vent  $V = 5,3$ m/s, et  $C_p=0,31$ ,  $E_{el} = 68,47$  kW/m<sup>2</sup> ;

La moyenne mensuelle de l'énergie journalière demandée (Fig. II-12),  $E_l=8$  kWh/j.

De l'équation (II-5) et (II-6), on calcul les surfaces du générateur photovoltaïque et de l'éolien respectivement pour un rendement égale à 1, puis à partir des données techniques du générateur PV et de l'éolien on calcul la taille du système, les résultats obtenus sont représenter dans le tableau II-3.

La fraction f	A pv m <sup>2</sup>	Nombre pv	A el m <sup>2</sup>	Nombre el	Coût (DA)
0	0	0	3,51	3	10 80000
0,1	0,18	1	3,16	3	12 00000
0,2	0,36	3	2,81	2	10 80000
0,3	0,54	3	2,46	2	10 80000
0,4	0,72	4	2,11	2	10 80000
0,5	0,91	4	1,75	2	12 00000
0,6	1,08	5	1,40	1	9 60000
0,7	1,26	6	1,05	1	10 80000
0,8	1,44	6	0,70	1	10 80000
0,9	1,62	7	0,35	1	12 00000
1	1,80	8	0	0	9 60000

**Tableau II.3:** Dimensionnement selon la moyenne mensuelle annuelle.

### II.7.3. Méthode du mois le plus défavorable

La moyenne mensuelle de l'énergie solaire reçue (Fig. II-2)  $E_{pv} = 46$  kW/m<sup>2</sup> ;

La moyenne mensuelle de l'énergie éolienne reçue (tableau II-2) avec une vitesse moyenne du vent  $v=5,3$ m/s, et  $C_p=0,31$ ,  $E_{el} = 69,83$  kW/m<sup>2</sup> ;

La moyenne mensuelle de l'énergie journalière demandée (Fig. II-12),  $E_l=8$  kWh/j.

De la même manière que la méthode des moyennes mensuelles, on calcul les surfaces du générateur photovoltaïque et de l'éolien respectivement pour un rendement égale à 1 à partir de l'équation (II-7) et (II-8), puis à partir des données techniques du générateur PV et de l'éolien on calcul la taille du système, les résultats obtenus sont représenter dans le tableau II-4.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

La fraction f	A pv m <sup>2</sup>	Nombre pv	A el m <sup>2</sup>	Nombre el	Coût (DA)
0	0	0	3,49	3	10 80000
0,1	0,53	3	3,13	2	10 80000
0,2	1,07	5	2,79	2	13 20000
0,3	1,60	7	2,44	2	15 60000
0,4	2,13	9	2,09	2	18 00000
0,5	2,66	11	1,74	2	20 40000
0,6	3,20	13	1,39	1	19 20000
0,7	3,73	15	1,05	1	21 60000
0,8	4,26	17	0,70	1	24 00000
0,9	4,80	20	0,35	1	27 60000
1	5,33	22	0	0	26 40000

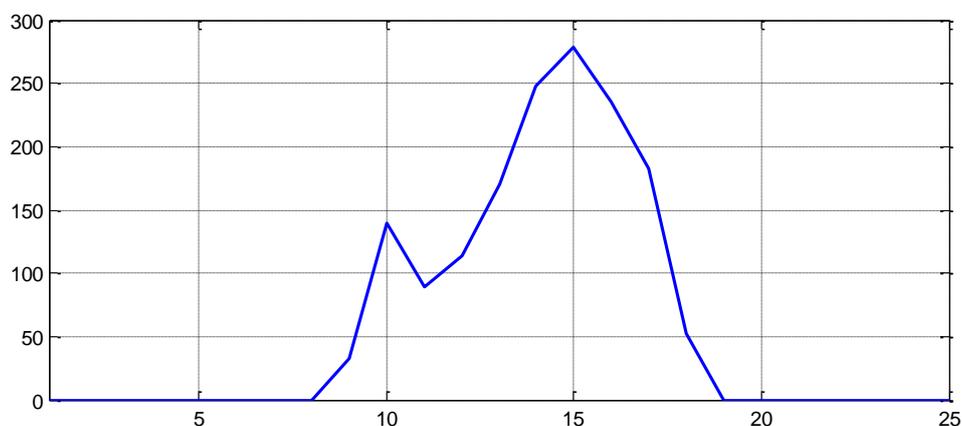
**Tableau II- 4:** Dimensionnement selon le mois le plus défavorable.

### II.7.4. Méthode LPSP

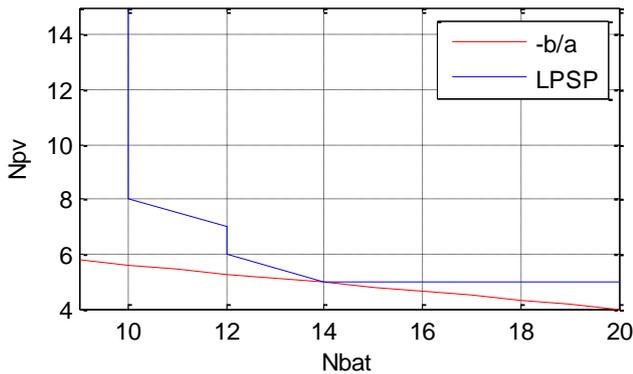
Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté dans la figure (II-12). Cette distribution énergétique horaire est considérée, identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés avec une consommation moyenne journalière de 8 kWh/j, la vitesse du vent moyenne mensuelle est de 5,3 m/s et en prend une journée type (26/01) comme profile d'énergie reçu par le champ photovoltaïque représenter dans la figure II-13.

Deux valeurs de la probabilité de perte d'énergie 'LPSP' ont été choisies dans cette simulation ( $10^{-1}$  et  $10^{-3}$ ). Elles correspondent à deux niveaux de fiabilité différents pour deux cas différents (sans et avec éolienne).

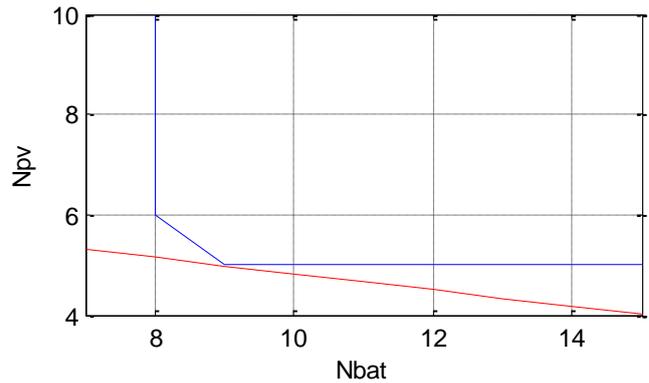
Un aérogénérateur de puissance 1 kW a été utilisé pour une vitesse du vent moyenne annuelle de 5,3 m/s, ce qui dit une énergie moyenne de 172 Wh. La puissance du module photovoltaïque utilisé est de 250 Wc. La capacité de la batterie utilisée est de 140 Ah avec un rendement de charge de 0.85 et une profondeur de décharge de 80 %.



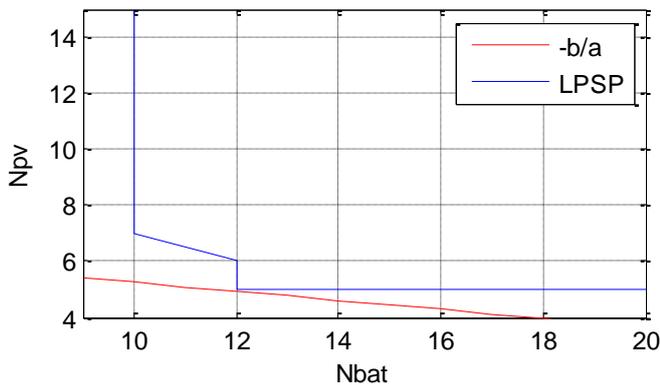
**Fig. II-13:** Profil d'insolation pour une journée type.



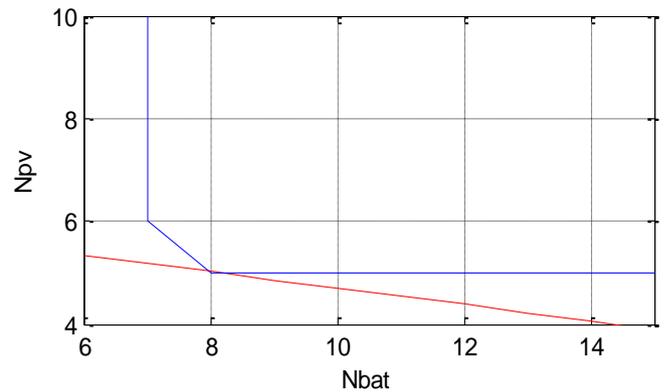
**Fig.II.14 :** Pour  $LPSP=10^{-1}$  et sans éolienne.



**Fig.II.15 :** Pour  $LPSP=10^{-1}$  et avec éolienne.



**Fig.II.16 :** Pour  $LPSP=10^{-3}$  et sans éolienne.



**Fig.II.17 :** Pour  $LPSP=10^{-3}$  et avec éolienne.

### II.7.4.1. Détermination du couple optimal ( $N_{PV}$ , $N_b$ ) selon l'approche économique

Une étude comparative sur la détermination de la taille optimale du générateur PV et de la capacité du stockage est établie entre deux systèmes de production d'électricité à savoir: le système photovoltaïque et le système hybride.

### II.7.4.2. Cas du système photovoltaïque

Pour chaque 'LPSP' donnée, on voit qu'il existe un couple optimal ( $N_{PV}$ ,  $N_b$ ) qui correspond au coût minimal de l'installation, il se situe dans le cas de la figure II-14 ('LPSP' =  $10^{-1}$ ), autour de 1,25 kWcPV (5 modules). La capacité de stockage alors nécessaire est d'environ 33,8 kWh (28 batteries de 12V). Le couple optimal dans le cas de la figure II-16 ('LPSP' =  $10^{-3}$ ), est de 1.25 kWcPV avec 5 modules photovoltaïques et de 20,16 kWh (24 batteries de 12V) de capacité du stockage.

## Chapitre II : Etude et dimensionnement optimal du système hybride

### II.7.4.3. Cas du système hybride

Avec la même manière que dans le cas du système photovoltaïque, on détermine les couples optimaux, qui correspondent au coût minimal de l'installation. Le premier couple optimal dans le cas de la figure II-15 ('LPSP' =  $10^{-1}$ ), se situe autour des 1 kWcPV (5 modules). La capacité de stockage correspondante est de 21,6 kWh (18 batteries de 12V). Le deuxième couple optimal est donné par la figure II-17 ('LPSP' =  $10^{-3}$ ), il est de 1 kWc avec 5 modules photovoltaïques et de 19,2 kWh avec 16 batteries (12V) de stockage.

### III.7.5 Comparaison entre les trois méthodes de dimensionnement

Le tableau suivant donne les coûts, en hors taxes, des couples optimaux (nombre de modules photovoltaïques, nombre d'éoliennes et nombre de batteries) du système hybride pour les mêmes niveaux de fiabilité.

Méthodes Générateur	Moyennes mensuels	Le mois le plus défavorable	LPSP	
			$10^{-1}$	$10^{-3}$
Photovoltaïque	5 Panneaux	3 Panneaux	5 Panneaux	5 Panneaux
Eolien	1 Eolienne	2 Eoliennes	1 Eolienne	1 Eolienne
Batteries	16 Batteries	16 Batteries	18 Batteries	16 Batteries
Coût HT (DA)	1 168 000	1 288 000	1 194 000	1 220 000

**Tableau II- 5:** Différence des coûts, en hors taxes du système hybride.

## Conclusion

Après avoir adopté un profil de consommation correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés, un nombre optimal de batterie et de modules photovoltaïque a été calculé après avoir calculé la puissance horaire produite par l'aérogénérateur, et par le générateur photovoltaïque pour une période d'analyse d'une année au site de Sétif.

Pour parvenir à cet objectif, on a opté pour différentes techniques de dimensionnement, la méthode du mois le plus défavorable qui s'avère la plus coûteuse, puis par la méthode des moyennes mensuelles, et on a élaboré un programme de simulation sous MatLab, qui consiste à calculer pour les différents 'LPSP' choisis, leurs couples (Nb, Npv) correspondants, par la suite et pour les deux niveaux de fiabilité désirés ( $10^{-1}$ ,  $10^{-3}$ ), on a tracé les courbes d'iso-fiabilité avec les solutions optimales pour deux cas différents (sans et avec éolienne).

Nous constatons par ailleurs, que pour le site de Ain-Arnat la charge est couverte respectivement par cinq modules PV de puissance total de 1250 Wc et un aérogénérateur de 1000 W, et les chapitres suivants ferons étude à la taille du système choisi.

# Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

## III.1. Introduction

La modélisation est un moyen destiné à représenter par une forme mathématique une fonction ou un processus technologique. Nous souhaitons élaborer des modèles des deux systèmes de production afin de déterminer la puissance qui peuvent nous fournir pour des conditions météorologiques données ou estimées. Les modélisations obtenues doivent être à la fois précises pour rendre compte des transferts énergétiques, et suffisamment rapides pour permettre des simulations sur de longues périodes dans des temps de calculs raisonnables.

L'environnement MATLAB/Simulink a retenu notre intérêt de part, la maturité et la richesse de ses outils de développement et de vérification. L'approche de modélisation et de simulation adoptée est réalisée sous cet environnement en exploitant les différents outils existants.

## III.2. Modélisation de la chaîne de production PV

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

Nous allons déterminer la puissance maximale que le générateur photovoltaïque pourra fournir, pour un ensoleillement et une température donnée. Un travail de comparaison, en termes de simplicité, temps de calcul et de précision a été effectué par [29].

### III.2.1. Modèle à une diode

A partir du schéma de la figure (III-1), le courant de la photopile a comme expression [38] :

$$i = i_{ph} - i_d - i_r \quad (III.1)$$

Avec :

$$i_{ph} = i_{sc} \left( \frac{E_s}{1000} \right) \quad (III.2)$$

L'expression (III.2) représente le photo-courant proportionnel à l'éclairement, mais correspond aussi au courant de court-circuit.

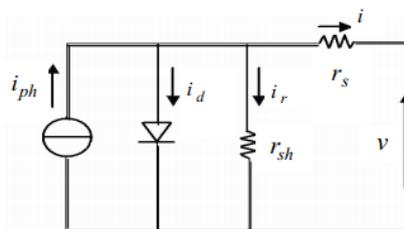
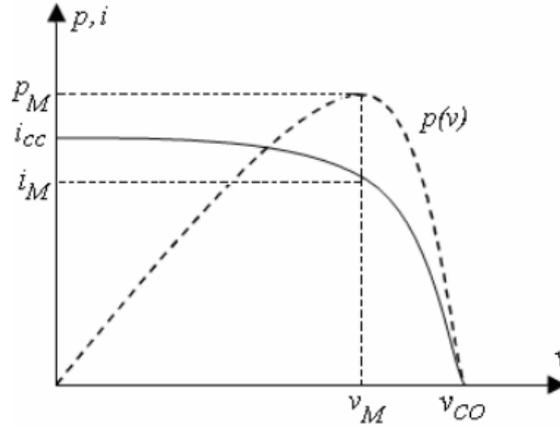


Fig. III-1 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Les caractéristiques, courant-tension  $i(v)$  et puissance-tension  $p(v)$  d'une photopile, données en figure (III-2) sont plus éclairantes ;



**Fig. III-2 :** Caractéristiques, courant-tension  $i(v)$  et puissance-tension  $p(v)$  d'une photopile.

La composante  $i_d$  a comme expression :

$$i_d = i_0 \left( e^{\frac{q(v+r_s \cdot i)}{n_j \cdot k \cdot T_j}} - 1 \right) \quad (\text{III.3})$$

Avec :

$v_T = n_j \cdot k \cdot T_j / q$  : Potentiel thermodynamique (25.7 [mV] à 25 [°C]) ;

$i_0$  : Courant de saturation inverse de la diode ;

$q$  : Charge de l'électron ( $1,6 \cdot 10^{-19}$  [C]) ;

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

$n_j$  : Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique ;

$T_j$  : représente la température de la jonction [K],  $T_j = T_c = T$  (nommée avec l'un ou l'autre dans la littérature).

La température des panneaux  $T_j$ , est évaluée à partir des données d'ensoleillement  $E_s$  et de la température ambiante  $T_a$ , par la formule suivante :

$$T_j = T_a + E_s \frac{NOCT-20}{800}. \quad (\text{III.4})$$

NOCT est le « The Nominal Operating Cell Temperature », un paramètre fourni par le constructeur des panneaux solaires. Classiquement, nous prenons :  $NOCT = 43$  [°C].

La composante  $i_r$  s'exprime par :

$$i_r = \frac{v+r_s \cdot i}{r_{sh}} \quad (\text{III.5})$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

---

$i_r$  : est le courant délivré par la résistance shunt.

On remplace chaque terme de l'équation (III.1) par son expression. Ainsi, en statique le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$i = i_{sc} \frac{E_s}{1000} - i_0 \left( e^{\frac{q(v+r_s \cdot i)}{n_j k T}} - 1 \right) - \frac{v+r_s \cdot i}{r_{sh}} \quad (\text{III.6})$$

### III.2.1 1. Paramètres externes

Ce sont des paramètres pouvant être déterminés à partir des courbes i-v ou de l'équation caractéristique (III.6). Les plus usuels sont les suivants :

#### a. Courant de court-circuit $i_{cc}$

Dans le cas idéal ( $r_s$  nulle,  $r_{sh}$  infini) ce courant se confond avec le photo-courant  $i_{ph}$ .

Dans le cas contraire, en annulant la tension  $v$  dans l'équation (III.6), on obtient :

$$i_{cc} = i_{ph} - i_0 \left( e^{\frac{r_s \cdot i_{cc}}{v_T}} - 1 \right) - \frac{r_s \cdot i_{cc}}{r_{sh}} \quad (\text{III.7})$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme  $i_0 \left( e^{\frac{r_s \cdot i_{cc}}{v_T}} - 1 \right)$  devant  $i_{ph}$ .

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors celle donnée par l'expression (III.8) :

$$i_{cc} \simeq \frac{i_{ph}}{1+r_s/r_{sh}} \quad (\text{III.8})$$

Pour le silicium,  $i_{cc} = 30 \left[ \frac{mA}{cm^2} \right]$ , sous un éclairage maximal.

#### b. Tension de circuit ouvert $v_{co}$

Son expression est déduite de l'expression suivante :

$$0 = i_{ph} - i_0 \left( e^{\frac{v_{co}}{v_T}} - 1 \right) - \frac{v_{co}}{r_{sh}} \quad (\text{III.9})$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à  $v_{co} = v_T \ln \left( \frac{i_{ph}}{i_0} + 1 \right)$

Pour une photopile au silicium, cette tension vaut 0,55 à 0,6 [V].

#### c. Puissance optimale $p_m$ et facteur de forme FF

La puissance utile maximale  $p_M = v_M i_M$  s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{i_M}{v_M} = - \left( \frac{di}{dv} \right) M \quad (\text{III.10})$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Le facteur de forme, dit également, facteur de courbe ou remplissage (fill factor), il est défini par l'équation (III-11) :

$$FF = \frac{v_M i_M}{v_{co} i_{cc}} \quad (III.11)$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe i-v par rapport à un rectangle (de longueur  $v_{co}$  et de largeur  $i_{cc}$ ) correspondant à la photopile idéal.

Les valeurs de  $i_M$  et  $v_M$  s'obtiennent à partir des équations (III.6) et (III.9). Pour cela, on distingue deux cas :

- $r_{sh} \rightarrow \infty$  : La dérivation mène la résolution de l'équation non linéaire en  $i_M$  par une méthode numérique, et permet par suite le calcul de  $v_M$ .
- $r_s = \text{valeur infinie}$  : La dérivation mène la résolution de l'équation non linéaire en  $v_M$ , en utilisant encore une méthode numérique.

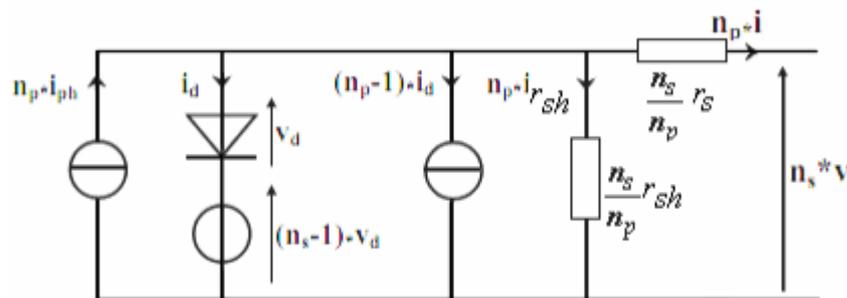
### d. Le rendement

La puissance  $P = v \cdot i$  est nulle lors d'un court-circuit ainsi qu'en circuit ouvert. Elle passe par un maximum lorsqu'on parcourt la caractéristique i-v. Ce maximum peut bien être déterminé en portant sur le même graphique la caractéristique i-v et les hyperboles de puissance constante. Le point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux courbes, tel que le montre la figure (III.2).

On exprime le rendement par :  $\eta_0 = \frac{P_M}{P_0}$  (III.12)

$P_0$  Est la puissance incidente, égale au produit de l'éclairement et de la surface totale de la photopile, la droite passante par l'origine et le point de puissance maximale à une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile, comme le montre toujours la même figure (III.2).

Chaque groupe de panneau est une association série/parallèle de  $n_s \cdot n_p$  cellule élémentaires ;  $n_s$  étant le nombre de cellules en série sur une branche et  $n_p$  le nombre de branches en parallèle. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le GPV de la figure suivante (Fig.III.3) :



**Fig. III-3** : Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux, modèle à une diode.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

$$\begin{aligned}
 I_{ph} &= n_p i_{ph} & V_d &= n_s v_d \\
 I_G &= n_p i & V_G &= n_s v \\
 I_d &= n_p i_d & R_s &= \frac{n_s}{n_p} r_s \\
 I_r &= n_p i_r & R_{sh} &= \frac{n_s}{n_p} r_{sh}
 \end{aligned}
 \tag{III.13}$$

Ce modèle compte deux variables d'entrée ; éclairage dans le plan des panneaux [ $W/m^2$ ] et température de jonctions des cellules [ $^{\circ}C$ ] et deux variables de sorties  $I_G$  et  $V_G$ .

Nous avons alors l'équation caractéristique pour un groupe de panneaux PV déduite du schéma électrique équivalent de la figure (III.3) ;

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_r \tag{III.14}$$

Nous obtenons au final, une fonction implicite de la forme  $I_G = f(I_G, V_G, E_s, T_j)$ , contenant sept (07) paramètres à déterminer.

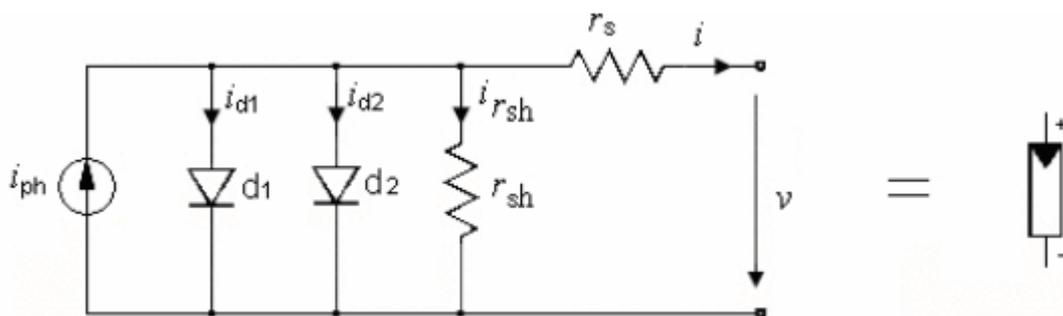
Mais ils en existent, en effet, d'autres modèles, à savoir ;

### III.2.2. Modèle à deux diodes

Les mesures réelles sur de vraies cellules dans des conditions de fonctionnement diverses montrent le besoin de modèles plus sophistiqués. La résistance interne du dispositif doit, particulièrement, être prise en compte. Ceci mène au "modèle de deux diodes" largement répandu.

Nous avons cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, en surface du matériau d'une part, et dans le volume du matériau de l'autre part. [38]

Le modèle deux diodes d'une cellule PV, est représenté par la figure ci-dessous (Fig. III-4).



**Fig. III-4 :** Modèle équivalent à deux diodes d'une cellule PV et son symbole.

On va s'intéresser à ce modèle vu qu'il est relativement proche du modèle réel au même temps qu'il est de mise en œuvre assez simple.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

---

La figure (III.4) est une représentation du modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension donnée par l'équation (III.14) :

$$i = i_{ph} - i_{s1} \left[ e^{\frac{q(v+i.r_s)}{n_1.k.T}} - 1 \right] - i_{s2} \left[ e^{\frac{q(v+i.r_s)}{n_2.k.T}} - 1 \right] - \frac{v+i.r_s}{r_{sh}} \quad (III.15)$$

$i_{s1}$  et  $i_{s2}$  Sont les courants de saturation des diodes,  $n_1$  et  $n_2$  leur facteur de pureté.

Le photo-courant  $i_{ph.max}$  est atteint à une insolation maximum, souvent on a :

$$i_{ph} = S_i \cdot i_{ph.max} \quad (III.16)$$

Avec ;  $S_i$  : pourcentage d'insolation.

Il est évident, d'après l'équation (III.14), que la caractéristique courant-tension dépend fortement de l'insolation et de la température.

La dépendance de la température est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant  $i_{ph}$  et les courants de saturation inverse des diodes qui sont donnés par [39] :

$$i_{ph}(T) = i_{ph}|_{(T=298.k)} [1 + (T - 298.k). (5. 10^{-4})] \quad (III.17)$$

$$i_{s1} = k_1 T^3 e^{-\frac{E_g}{k.T}} \quad (III.18)$$

$$i_{s2} = k_2 \cdot T^{\frac{5}{2}} \cdot e^{-\frac{E_g}{k.T}} \quad (III.19)$$

$$k_1 = 1,2[A/cm^2 \cdot k^3] \quad (III.20)$$

$$k_2 = 2.9 \cdot 10^5 [A/cm^2 \cdot k^5] \quad (III.21)$$

$E_g$  Étant la bande d'énergie du semi-conducteur.

Mais dans les systèmes d'énergie photovoltaïques, les cellules sont combinées des rangées de pile solaire reliant un certain nombre de cellules en série.

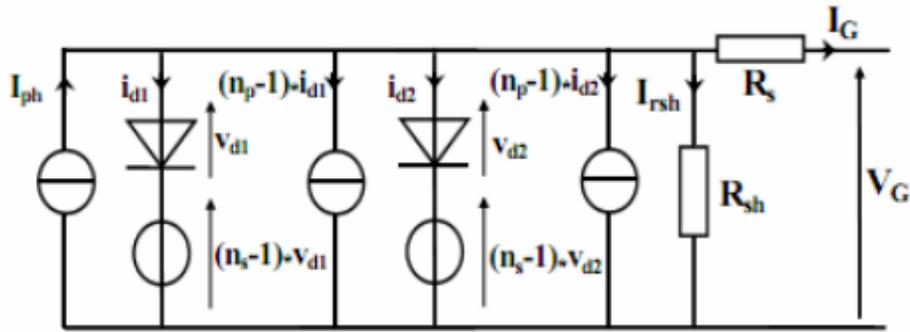
La considération du modèle du circuit équivalent ci-dessus, mène à l'équation régissant le fonctionnement d'une rangée de cellules photovoltaïques (généralement appelée panneau solaire ou une rangée solaire) avec  $n_s$  cellules photovoltaïques raccordées en série.

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[ e^{\frac{q(V+n_s.I.R_s)}{n_s.n_1.k.T}} - 1 \right] - I_{s2} \left[ e^{\frac{q(V+n_s.I.R_s)}{n_s.n_2.k.T}} - 1 \right] - \frac{V+n_s.I.R_s}{n_s.R_{sh}} \quad (III.22)$$

Ces panneaux peuvent encore être arrangés en série ou en parallèle jusqu'à aboutir à la tension et au courant, désirés pour le système.

La figure (Fig.III.5) donne, relativement au cas de figure (III-3) le schéma électrique du « Modèle à deux diodes » pour un groupe de panneaux ;

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride



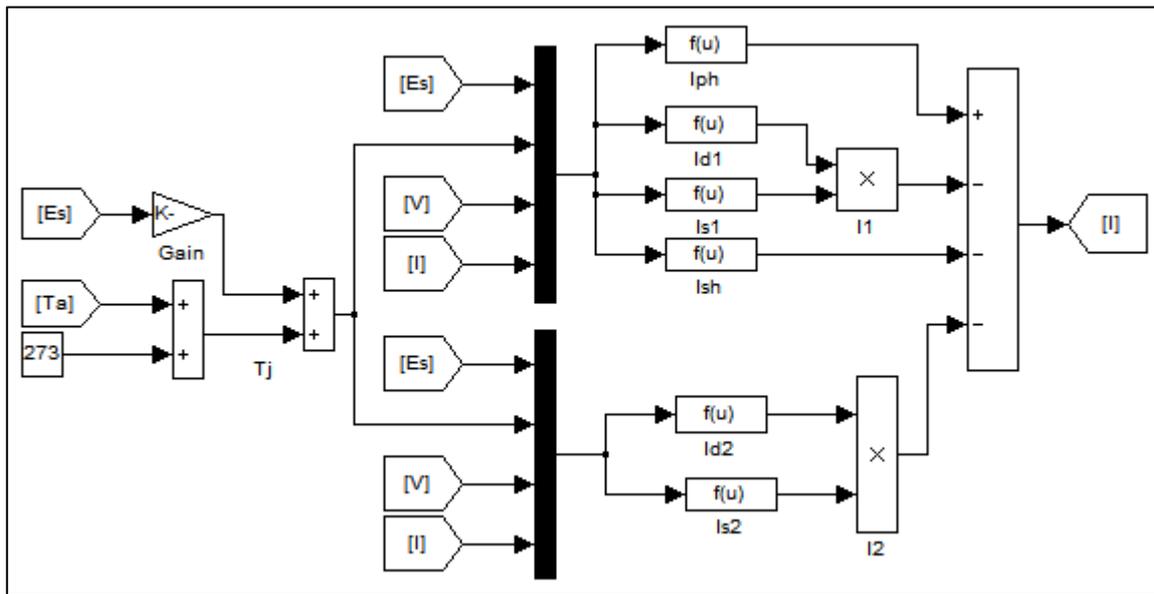
**Fig. III-5 :** Schéma électrique du « Modèle deux diodes » pour un groupe de panneaux.

Nous avons :

$$I_G = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_r \quad (\text{III.23})$$

Et l'équation finale comporte huit (08) paramètres à déterminer.

A partir des équations précédentes, on construit le bloque de simulation du panneau photovoltaïque (Fig. III-6).



**Fig. III-6 :** Bloc de simulation du panneau photovoltaïque.

### III.3. Résultats de simulation du générateur photovoltaïque

#### III.3.1. Influence de l'éclairement

Les résultats de simulation de la caractéristique (I-V) et (P-V) du panneau PV sont représentés dans la figure suivante (Fig. III-7) pour différentes valeurs d'éclairement (1000, 800, 600, 400 et 200 W/m<sup>2</sup>) et une température constante de 25°C.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Ces résultats, obtenus pour le modèle à deux diodes présenté ci-dessus, montrent que les deux caractéristiques (I-V) et (P-V) dépendent de l'éclairement. Le courant délivré par le générateur PV et la tension augmentent avec l'éclairement, et par conséquent la puissance produite par le générateur PV est augmentée.

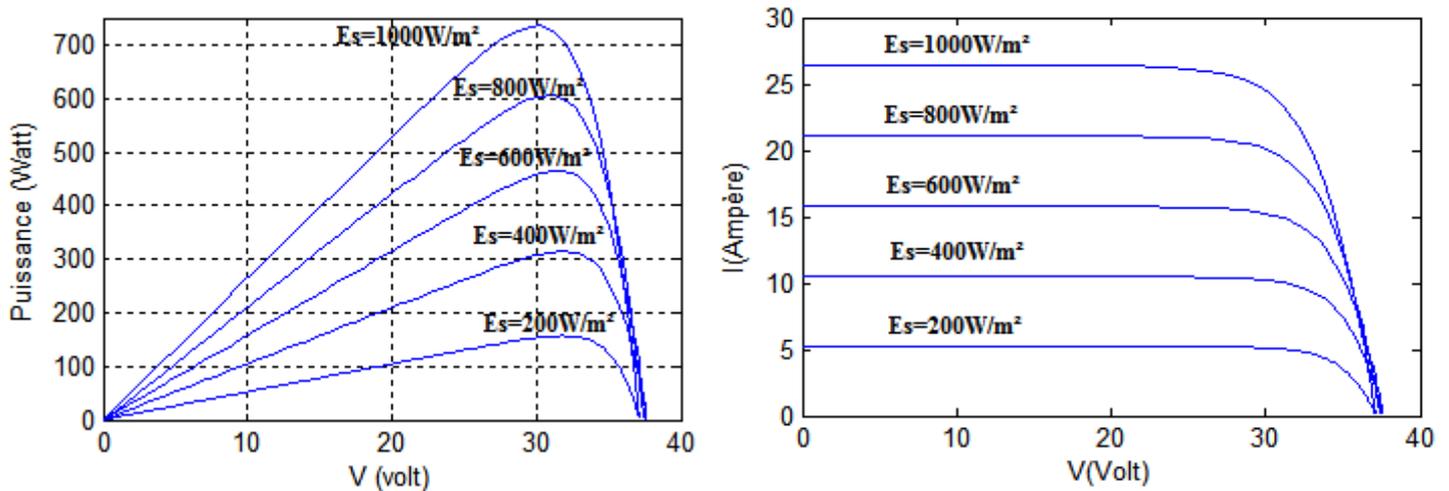


Fig. III-7 : Influence de l'éclairement sur la caractéristiques P-V et I-V.

### III.3.2. Influence de la température

Le deuxième paramètre qui a une influence directe sur les deux caractéristiques (I-V et P-V) du générateur PV est la température. Les résultats de simulation sont représentés sur la figure (III-8). Ces résultats montrent que l'augmentation de la température provoque une légère augmentation du courant et une diminution de la tension, cela se traduit par une diminution de puissance à la sortie du générateur PV.

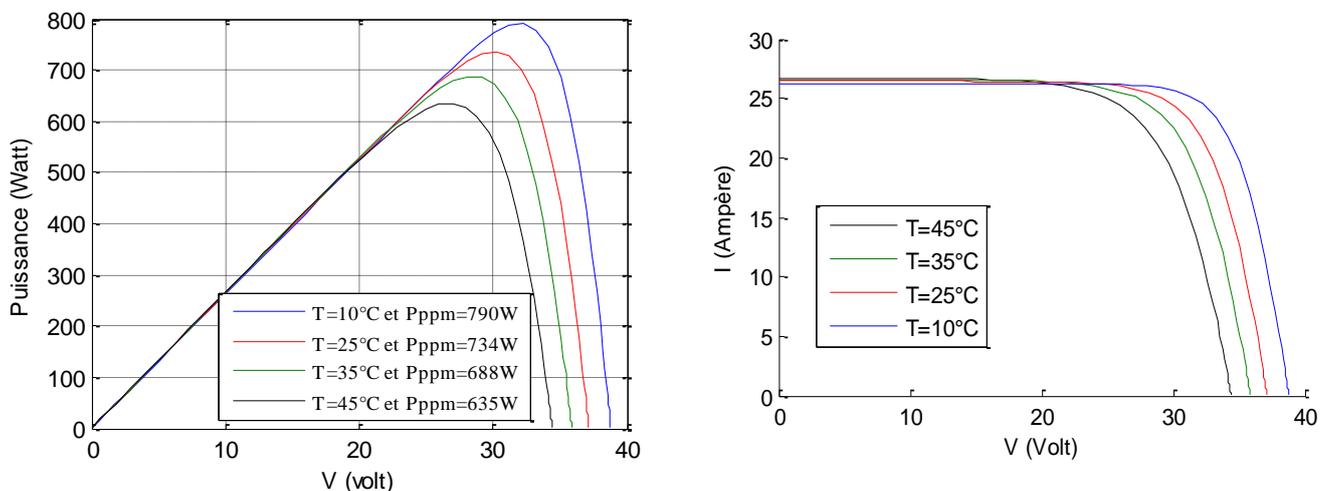


Fig. III-8 : Influence de la température sur la caractéristiques P-V et I-V.

# Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

## III.4. Modélisation de 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 transmettent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur à travers un accouplement mécanique.

### III.4.1. Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne

Le système éolien dans notre cas, est constitué mécaniquement de trois organes suivants :

- Trois pales possédant des coefficients propres d'inertie, d'élasticité et de frottement par rapport à l'air et par rapport au support de la turbine ;
- Un arbre d'entraînement des pales avec sa propre inertie;
- Un rotor de la génératrice possédant une inertie et un coefficient de frottement.

Dans cette partie, on présente les principes de base de l'interaction entre les pales de la turbine éolienne et le vent pour en déduire les expressions simplifiées de la puissance convertie.

#### III.4.1.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation de la partie mécanique

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes :

- Les pales sont considérées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement ;
- Les coefficients de frottements des pales par rapport à l'air et par rapport au support sont très faibles et peuvent être ignorés ;
- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme une seule et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.

On obtient alors un modèle mécanique simple suivant (Fig.III-9) ;

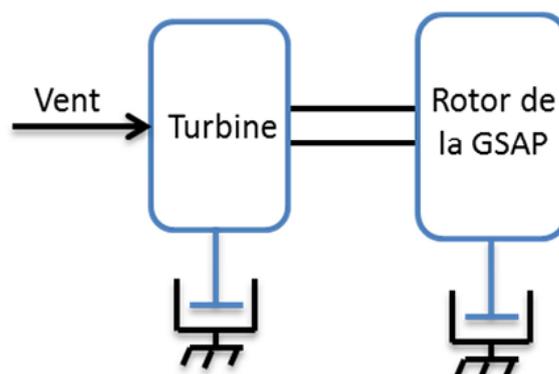


Fig. III-9 : Modèle mécanique simplifié de la turbine.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

### III.4.1.2. Modélisation de la vitesse du vent (source primaire)

Le vent est la variable d'entrée du système éolien. La mesure exacte de sa vitesse à la hauteur du moyeu est assez complexe, et la modélisation a déjà fait l'objet de nombreux travaux [40, 53].

Le modèle comportemental du vent peut donc être simplifier considérablement. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps.

$$V_v(t) = f(t) \quad (\text{III-24})$$

La vitesse du vent sera modélisée, dans notre travail, sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques sous la forme:

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^i a_n \cdot \sin(b_n \cdot w_v \cdot t) \quad (\text{III-25})$$

La simulation de l'évolution temporelle de la vitesse du vent est donnée par l'équation (III-26).

$$V_v(t) = 5,3 + 0,2 \cdot \sin(0,1047t) + 2 \cdot \sin(0,2665t) + \sin(1,2930t) + 0,2 \cdot \sin(3,6645t) \quad (\text{III-26})$$

### III.4.1.3. Conversion aérodynamique

La modélisation de la turbine consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse incidente du vent et des conditions de fonctionnement, cela permettra de connaître le couple éolien appliquée sur l'arbre lent de l'éolienne.

Cette modélisation (essentiellement dépendante du coefficient de puissance  $C_p$  ou rendement énergétique de l'éolienne) s'appuie sur des recoupements bibliographique ou des informations extraites de brochures des différents constructeurs.

#### a. Théorie de Betz [40]

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par « Albert Betz » qui suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse  $V$  et à l'infini en aval d'une vitesse  $v$ . La production d'énergie ne peut se faire que par la conversion d'énergie cinétique, La vitesse  $v$  est nécessairement inférieure à  $V$ . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant.

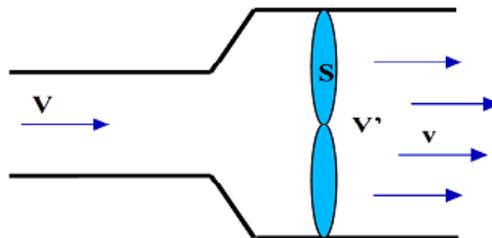


Fig. III-10 : Schéma de principe de la théorie de Betz.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

---

Soit donc  $V$  la vitesse de l'air en amont,  $v$  celle en aval et  $V'$  celle au travers de  $S$ , la section balayée par les pales de l'éolienne (comme présenter à la figure III-10) et  $m$  la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation de l'énergie cinétique de l'air  $\Delta E$  est (équation III.27) :

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (V^2 - v^2) \quad (\text{III.27})$$

La puissance de l'éolienne  $P_T$  est alors :

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V^2 - v^2) \quad (\text{III.28})$$

Avec  $\rho$  : La densité de l'air, et  $S$  : La surface balayé par les pales de la turbine.

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

$$F = \rho \cdot S \cdot V' \cdot (V - v) \quad (\text{III.29})$$

D'où :

$$P_T = F \cdot V' = \rho \cdot S \cdot V'^2 \cdot (V - v) \quad (\text{III.30})$$

En identifiant les équations (III.30) et (III.28), il vient :

$$V' = \frac{V+v}{2} \quad (\text{III.31})$$

Et donc :

$$P_T = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S \cdot (V^2 - v^2) \cdot (V + v) \quad (\text{III.32})$$

### b. Limite de Betz [40]

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée  $dP/dv$  sera nulle, soit pour  $v = V/3$ . La puissance et alors maximale et vaut :

$$P_T = P_{T\_max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (\text{III.33})$$

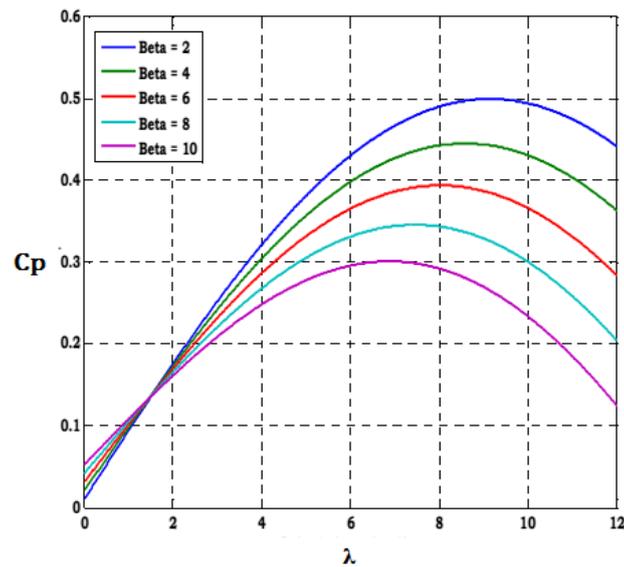
Le coefficient  $C_p$  est une grandeur variable en fonction de  $\lambda$ , la valeur maximale théorique possible de coefficient de puissance  $C_p$ , appelée limite de Betz qui vaut '16/27=0,593', on écrira en notant la vitesse du vent amont  $V$ .

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot V^3 \cdot C_p \quad \text{et} \quad C_{p\_max} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (\text{III.34})$$

Où :  $C_p$  est le coefficient de puissance de l'éolienne, il dépend de la vitesse du vent  $V$ , du nombre de pales, de leur rayon  $R_T$ , de leur angle de calage  $\beta$  et de leur vitesse de rotation  $\Omega_T$ . Plus généralement, on regroupe les deux variables pour définir une nouvelle variable  $\lambda$  appelée rapport de vitesse ou « tip speed ration » (TSR).

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{V} \quad (\text{III.35})$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride



**Fig. III-11 :** Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine  $\lambda$ .

A partir des relevés réalisés sur une éolienne de 1,5 MW, l'expression du coefficient de puissance a été approchée, pour ce type de turbine, par l'équation suivante :

$$C_p = (\beta - 2) \cdot \left[ (0,5 - 0,167) \cdot \sin \left[ \frac{\pi \cdot (\lambda + 0,1)}{18,5 - 0,3(\beta - 2)} \right] - 0,00184 \cdot (\lambda - 3) \right] \quad (\text{III.36})$$

La puissance captée par la turbine pourra donc s'écrire :

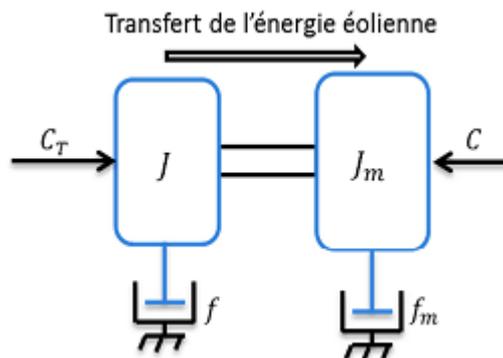
$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot V^3 \quad (\text{III.37})$$

Connaissant la vitesse de la turbine, son couple capté est donc directement déterminé par :

$$C_T = \frac{P_T}{\Omega_T} = C_p(\beta, \lambda) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_T} \quad (\text{III.38})$$

### III.4.1.4. Modélisation du couplage mécanique entre la turbine et la génératrice

Le schéma du couplage mécanique est représenté par la figure (III-12).



**Fig. III-12 :** Le couplage mécanique entre la turbine et la génératrice.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

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

$$\Delta C = C_T - C_{rés} = (J - J_m) \left( \frac{d\Omega_T}{dt} \right) + (f + f_m) \cdot \Omega_T \quad (\text{III.39})$$

Avec :

- $J_m$  : inertie de la machine ;
- $f_m$  : coefficient de frottement de la machine ;
- $J$  : inertie de la turbine ;
- $f$  : frottement des pâles ;
- $C_T$  : le couple statique fournie par l'éolienne ;
- $C_{rés}$  : couple résistant présent sur l'arbre de la turbine.

Nous disposons uniquement des paramètres mécaniques de la machine et de l'inertie de la voilure. C'est pour cela que dans notre application, nous ne considérons que le coefficient de frottement associé à la génératrice (celui de la voilure n'est pas pris en compte).

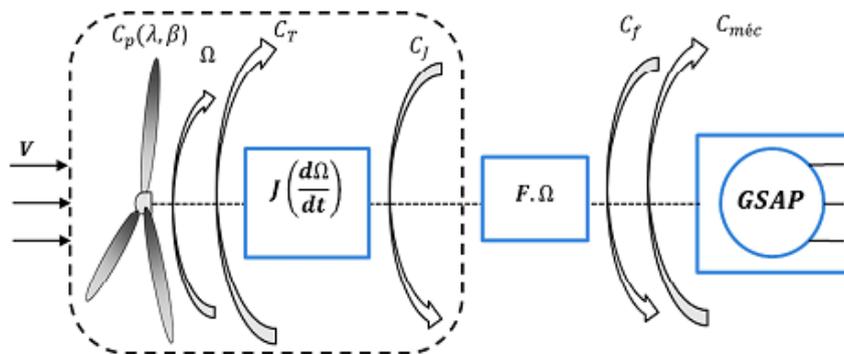
$$J_{T0} = J + J_m \approx J \text{ Et } f_{T0} = f + f_m \approx f \quad (\text{III.40})$$

Avec :

- $J_{T0}$  : inertie total ;
- $f_{T0}$  : coefficient de frottement total.

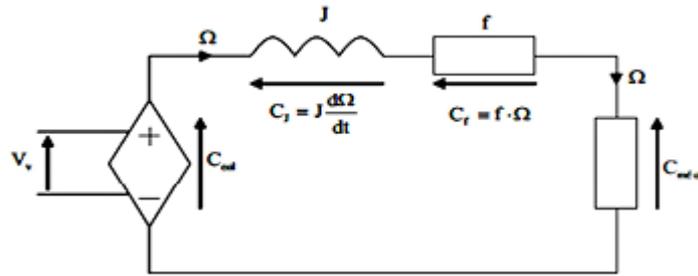
Par suite, le modèle qui caractérise le comportement mécanique de la chaîne éolienne est donné par l'équation différentielle suivante :

$$C_T = C_{méc} + J \left( \frac{d\Omega_T}{dt} \right) + f \cdot \Omega_T \quad (\text{III.41})$$



**Fig. III-13** : Schéma bloc d'une turbine éolienne.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride



**Fig. III-14 :** Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne.

L'équation mécanique qui gère un tel ensemble est donnée par :

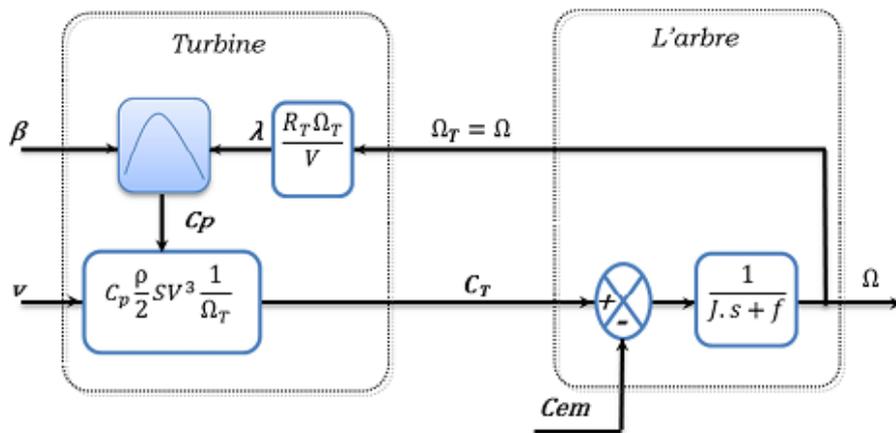
$$\Delta C = C_T - C_{méc} = J \left( \frac{d\Omega_T}{dt} \right) + f \cdot \Omega_T \quad (\text{III.42})$$

D'où, après le réarrangement des termes, la valeur de la vitesse est obtenue par :

$$\Omega_T = \frac{1}{J} \int (\Delta C - C_f) \cdot dt \quad (\text{III.43})$$

Où :  $C_f = f \cdot \Omega_T$  (III.44)

La figure (III-15) correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément des équations précédentes, cette dernière génère le couple  $C_T$ , entrées de la turbine sont la vitesse du vent  $V$ , l'angle d'orientation des pâles  $\beta$ , et la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_T$ . Le modèle de l'arbre décrit la dynamique de la vitesse de la turbine  $\Omega_T$ , il a donc deux entrées : le couple  $C_T$ , le couple électromagnétique  $C_{em}$  fourni par la génératrice.



**Fig. III-15 :** Schéma bloc du modèle de la turbine.

### III.4.2. Simulation de la turbine

Pour simuler le fonctionnement de la turbine, il existe différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Nous avons alors fixé la valeur de  $\beta$  pour la valeur maximale de  $C_p$  égale à (0,32) ce qui correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique  $\lambda_{opt} = 8,8$ .

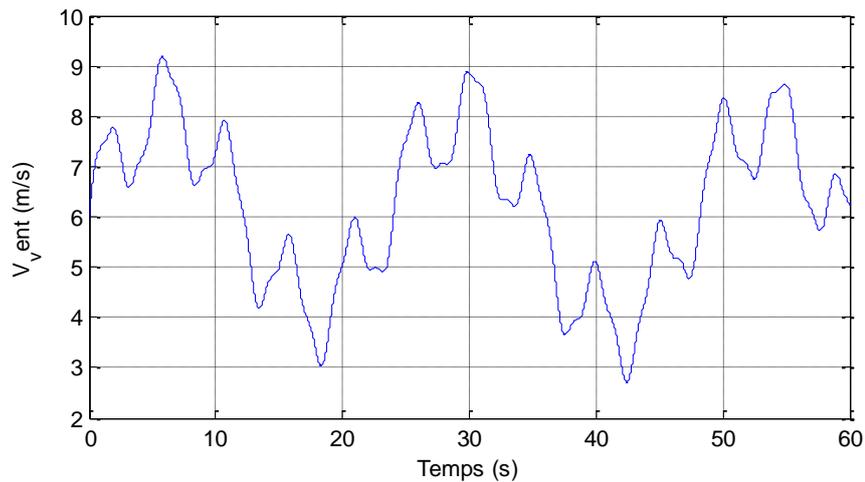


Fig. III-16 : Profil du vent.

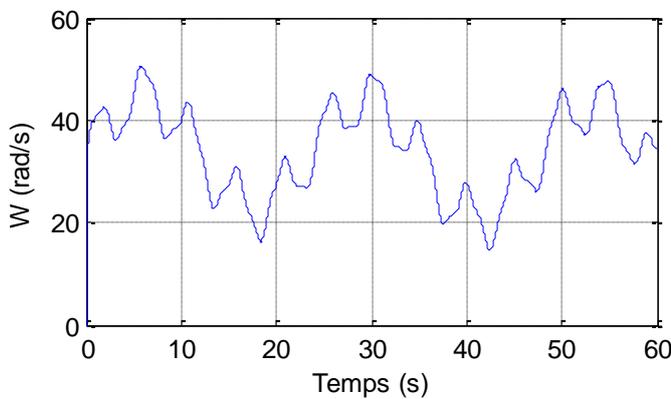


Fig. III-17 : Vitesse de rotation de la turbine.

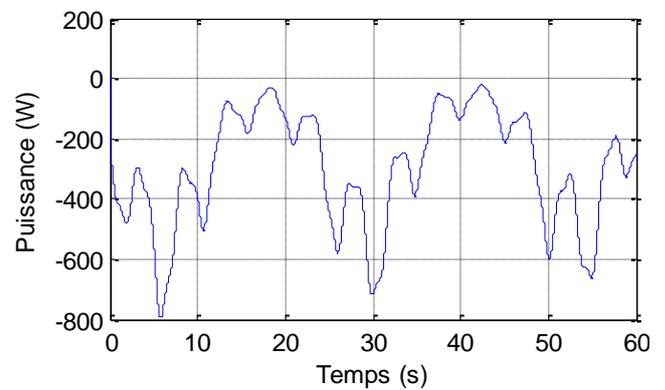


Fig. III-18 : Puissance transmise à la MSAP.

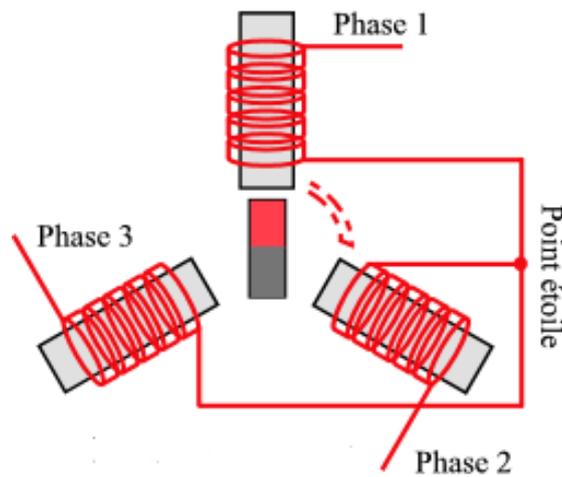
### III.4.3. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

#### III.4.3.1. Description

Dans la machine synchrone à aimants permanents (MSAP), l'inducteur est remplacé par des aimants permanents. Le champ d'excitation créé par les aimants permanents, présente l'avantage d'éliminer le système balais collecteurs et les pertes rotoriques.

La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte trois enroulements statoriques triphasés (a, b, c) décalés entre eux par un angle de  $(2\pi/3)$ . L'excitation rotorique est créée par des aimants au rotor. Ils sont modélisés par un enroulement alimenté par une source de courant continu qui produit un champ magnétique constant, (figure III-19). [2, 40]

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride



**Fig. III-19** : Machine synchrone à aimants permanents.

- La position du rotor est repérée par l'angle électrique :

$$\theta = \theta_0 + \omega t \tag{III.45}$$

Avec :  $\omega = p\Omega_r$

$\theta_0$  : Angle électrique initial ;

$\omega$  : Pulsation des grandeurs électriques ;

$p$  : Nombre de paires de pôles.

### III.4.3.2. Équations électriques

Les équations électriques du stator d'une machine synchrone à aimants permanents dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{cases} V_a = R_s i_a + \frac{d\varphi_a}{dt} \\ V_b = R_s i_b + \frac{d\varphi_b}{dt} \\ V_c = R_s i_c + \frac{d\varphi_c}{dt} \end{cases} \tag{III.46}$$

$R_s$  : Résistance d'une phase statorique ;

$i_{a,b,c}$  : Courants statoriques ;

$\varphi_{a,b,c}$  : Flux statoriques ;

$V_{a,b,c}$  : Tensions statoriques.

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} \tag{III.47}$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

---

$[V_a \ V_b \ V_c]^t$  : Vecteur tension de phases statoriques ;

$[i_a \ i_b \ i_c]^t$  : Vecteur courant de phases statoriques ;

$[\varphi_a \ \varphi_b \ \varphi_c]^t$  : Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle.

### III.4.3.3. Equations magnétiques

En vertu de l'hypothèse d'une répartition spatiale sinusoïdale de l'induction, les flux induits par les aimants permanents dans les trois phases statoriques 'a, b, c' sont respectivement donnés par :

$$\begin{cases} \varphi_{af} = M_{af} \cdot i_f = \omega_{max} \cdot \cos(\theta) \\ \varphi_{bf} = M_{bf} \cdot i_f = \omega_{max} \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \varphi_{cf} = M_{cf} \cdot i_f = \omega_{max} \cdot \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (III.48)$$

Le flux produit dans chaque enroulement statorique est la somme de quatre termes.

Par exemple, pour la phase 'a', le flux ' $\varphi_a$ ' est la somme des quatre termes suivants :

$$\varphi_a = \varphi_{aa} + \varphi_{ab} + \varphi_{ac} + \varphi_{af} \quad (III.49)$$

Où :

$\varphi_{aa} = L_a \cdot i_a$  : Flux propre de la phase 'a' ;

$\varphi_{ab} = M_{ab} \cdot i_b$  : Flux mutuel de phase 'b' sur 'a', ( $M_{ab}$ : inductance mutuelle entre phases 'a' et 'b');

$\varphi_{ac} = M_{ac} \cdot i_c$  : Flux mutuel de phase 'c' sur 'a', ( $M_{ac}$ : inductance mutuelle entre phases 'a' et 'c');

$\varphi_{af} = M_{af} \cdot i_f$  : Flux mutuel de l'aimant phase 'a', ( $M_{af}$ : inductance mutuelle entre la phase 'a' et l'enroulement inducteur).

L'expression du flux dans les phases 'a, b, c' est donnée par :

$$\begin{cases} \varphi_a = L_a \cdot i_a + M_{ab} \cdot i_b + M_{ac} \cdot i_c + M_{af} \cdot i_f \\ \varphi_b = L_b \cdot i_b + M_{ba} \cdot i_a + M_{bc} \cdot i_c + M_{bf} \cdot i_f \\ \varphi_c = L_c \cdot i_c + M_{ca} \cdot i_a + M_{cb} \cdot i_b + M_{cf} \cdot i_f \end{cases} \quad (III.50)$$

Pour un réseau symétrique on a :  $L_a = L_b = L_c = L$ , donc :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \varphi_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (III.51)$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Sous forme :

$$[\varphi_s] = [L_{ss}][i_s] + [\varphi_f] \quad (\text{III.52})$$

Où :

M : Mutuelle inductance entre phases du stator ;

$\varphi_{max}$  : Flux constant dû aux aimants permanents ;

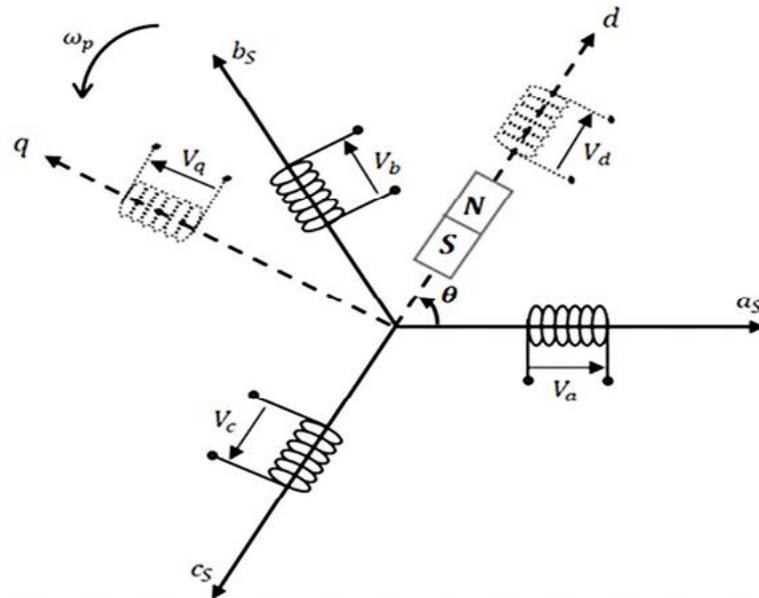
L : Inductance propre d'une phase statorique ;

$[L_{ss}]$  : est constante dans la MSAP à pôles lisses (ne dépend pas de  $\theta$ ).

### III.4.3.4. Transformation de Park

La transformation de Park est l'opération mathématique des changements de variables pour réduire la complexité du système. Elle permet le passage d'un système triphasé (a b c) en un système à trois axes orthogonaux (d q o), figure (III-20), tournant à une vitesse  $\Omega_r$  à l'aide d'une matrice de passage dite de Park qui est donnée par :

$$[K(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.53})$$



**Fig. III-20** : Passage du repère (abc) du stator au repère (dqo) de Park.

L'équation qui traduit ce passage est donnée par :

$$[X_{dq0}] = [K](\theta)[X_{abc}] \quad (\text{III.54})$$

Où X représente le courant, la tension ou le flux.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

### III.4.3.5. Transformation de Park modifiée

La matrice de Park modifiée repose sur l'invariance de la puissance instantanée dans les deux systèmes de représentation triphasée et biphasée, ce qui conduit à leur équivalence physique (équation III.55).

$$P(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_0 i_0 \quad (\text{III.55})$$

Les deux matrices de Park modifiées de passage direct et inverse sont données par :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.56})$$

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.57})$$

### III.4.3.6. Equation des flux du système biphasé (d,q)

À partir des expressions des flux ( $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$ ) citées précédemment (équation III.51), on obtient :

$$[K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \varphi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{III.58})$$

$[K(\theta)]^{-1}$  : Matrice inverse de Park, donnée par :

$$[K(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.59})$$

En multipliant (III.58) par  $[K(\theta)]$ , on aura :

$$\begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \varphi_f \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.60})$$

Où  $L_d = L_q = L - M$ ;  $L_0 = L + 2M$  et  $\varphi_0 i_0 = 0$

Avec :  $L_d$  et  $L_q$  : sont les inductances propres des axes d et q respectivement ;

$\varphi_f$  : Flux dû aux aimants.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Les équations de flux d'axes direct (d) et en quadratique (q) s'écrivent :

$$\Rightarrow \begin{cases} \varphi_d = L_d i_{ds} + \varphi_f \\ \varphi_q = L_q i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.61})$$

Les flux  $\varphi_d$  et  $\varphi_q$  respectivement sont fonctions linéaires des courants  $i_d$  et  $i_q$ .

### III.4.3.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)

Le système (III.47) dans le système dq s'écrit :

$$[K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.62})$$

Ce qui nous donne :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{d\theta}{dt} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.63})$$

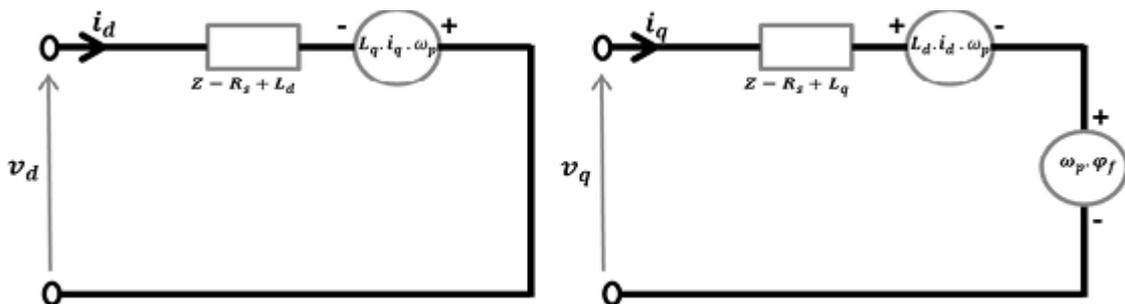
$$\Rightarrow \begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\varphi_d}{dt} - \frac{d\theta}{dt} \varphi_q \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\varphi_q}{dt} + \frac{d\theta}{dt} \varphi_d \end{cases} \quad (\text{III.64})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + L_d \frac{di_{ds}}{dt} - \omega * L_q i_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + L_q \frac{di_{qs}}{dt} + \omega (L_d i_{ds} + \varphi_f) \end{cases} \quad (\text{III.65})$$

En utilisant la convention du générateur, on inverse le sens des courants  $i_{ds}$  et  $i_{qs}$  dans les repères de Park, et le modèle du générateur synchrone à aimants permanents ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme [41] :

$$\Rightarrow \begin{cases} V_{ds} = -R_s i_{ds} - L_d \frac{di_{ds}}{dt} + \omega * L_q i_{qs} \\ V_{qs} = -R_s i_{qs} - L_q \frac{di_{qs}}{dt} - \omega (L_d i_{ds} + \varphi_f) \end{cases} \quad (\text{III-66})$$

À partir de l'équation (III-66), on peut déduire le schéma équivalent du GSAP selon les deux axes d et q, figure (III-21) :



**Fig. III-21** : Schéma équivalent du GSAP selon les deux axes d et q.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

---

### III.4.3.8. Expression de la puissance

La puissance électrique de la machine dans le repère (abc) est exprimée par [44] :

$$P(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (\text{III.67})$$

En remplaçant les courants et les tensions dans cette expression par leurs similaires dans le système (d,q), sachant que :

$$[i_{a,b,c}] = [K]^{-1}(\theta)[i_{d,q,o}] \quad (\text{III.68})$$

Après simplification on obtient l'expression de la puissance suivante :

$$P(t) = \frac{3}{2}(v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + 2v_0 i_0) \quad (\text{III.69})$$

Pour un système équilibré, on a :  $i_0 = 0, v_0 = 0$ .

Alors l'expression de la puissance dans le repère de Park est :

$$P(t) = \frac{3}{2}(v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (\text{III.70})$$

En remplaçant  $V_d, V_q$  par leurs expressions on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} \left[ \omega(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) - R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2) - \left( i_{ds} \frac{d\varphi_q}{dt} + i_{qs} \frac{d\varphi_d}{dt} \right) \right] \quad (\text{III.71})$$

Tel que :

$P_m = \frac{3}{2} [\omega(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds})]$  : représente la puissance électromagnétique.

$P_j = \frac{3}{2} R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2)$  : représente la puissance dissipée en pertes Joule dans le stator.

$P_v = \frac{3}{2} \left( i_{ds} \frac{d\varphi_d}{dt} + i_{qs} \frac{d\varphi_q}{dt} \right)$  : représente la variation d'énergie magnétique emmagasiné dans le stator.

### III.4.3.9. Expression du couple

La connaissance du couple électromagnétique  $C_{em}$  de la machine est essentielle pour l'étude de la machine et sa commande. Le couple électromagnétique  $C_{em}$  est exprimé par la dérivée partielle du stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor :

$$C_{em} = \frac{\partial W_e}{\partial \theta_{géo}} = p \frac{\partial W_e}{\partial \theta_e} \quad (\text{III.72})$$

Où :

$W_e$  : Énergie emmagasinée dans le circuit magnétique.

$\theta_{géo}$  : Écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator).

$\theta_e$  : Angle électrique.

$p$  : Nombre de paires de pôles.

$C_{em}$  : Couple électromagnétique.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

---

Sachant que :

$$P_{em} = C_{em}\Omega \quad (\text{III.73})$$

$$P_{em} = \frac{3}{2}[\omega(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds})] \quad (\text{III.74})$$

Donc :

$$C_{em} = \frac{3}{2}p[(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds})] \quad (\text{III.75})$$

Après affectation des opérations nécessaires, on peut écrire :

$$C_{em} = \frac{3}{2}p[(L_q - L_d)i_{qs}i_{ds} + i_{qs}\varphi_f] \quad (\text{III.76})$$

### III.4.3.10. Equations mécaniques

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{mot} - C_{em} - C_f \quad (\text{III.77})$$

Où :

$$C_f = F_c \cdot \Omega \quad (\text{III.78})$$

$C_{mot}$  : Couple moteur appliqué sur le générateur.

$C_f$  : Couple de frottement.

$J$  : Moment d'inertie totale de la machine.

$F_c$  : Coefficient de frottement visqueux.

### III.4.4. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

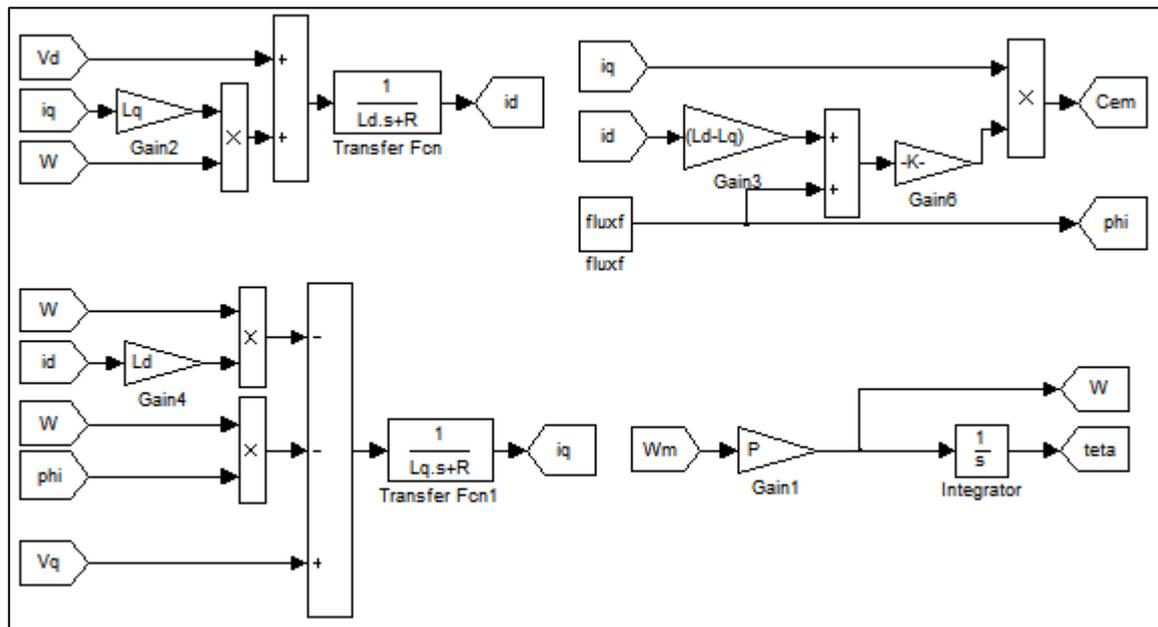
A vide les courants statoriques sont nuls ( $I_{ds} = I_{qs} = 0$ ), les expressions des tensions et du couple deviennent :

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ V_{qs} = \omega\varphi_f \\ C_{em} = 0 \end{cases} \quad (\text{III.79})$$

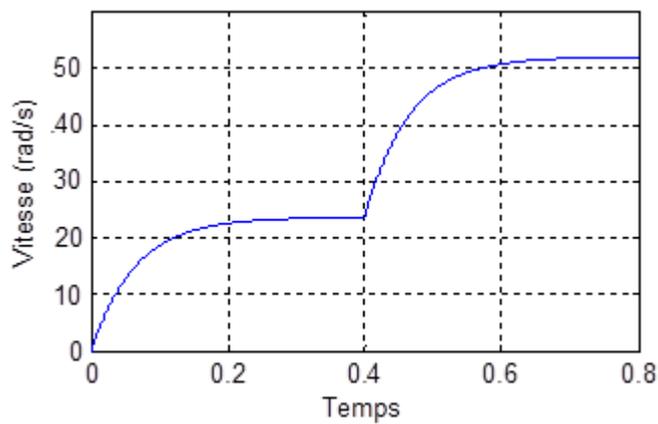
Le bloc de simulation est représenté dans la figure (III-22).

Pour voir le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, On applique une vitesse d'entraînement de 22 rad/s à l'instant  $t=0s$ , ensuite, nous l'augmentons à 50 rad/s à l'instant  $t = 0,4s$  (Fig. III.23-.a), les résultats de simulation sont récapitulés dans la figure (III-23).

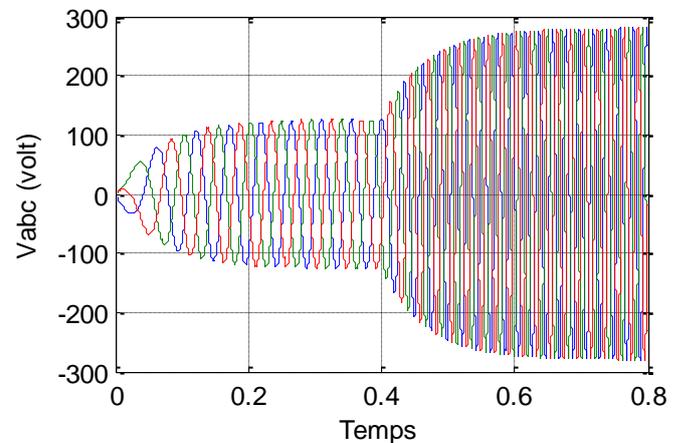
## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride



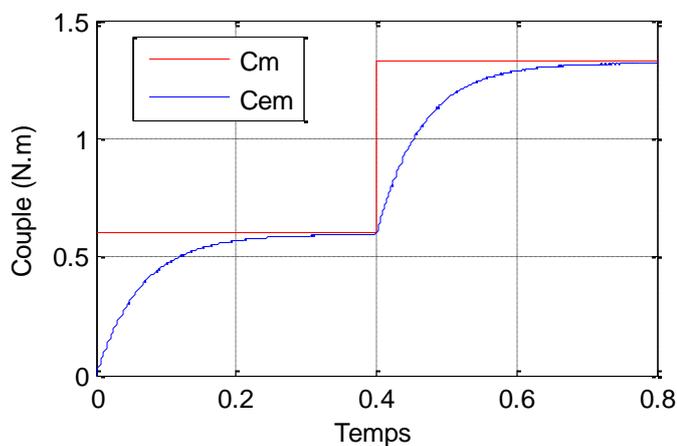
**Fig. III-22 :** Bloc de simulation de la GSAP.



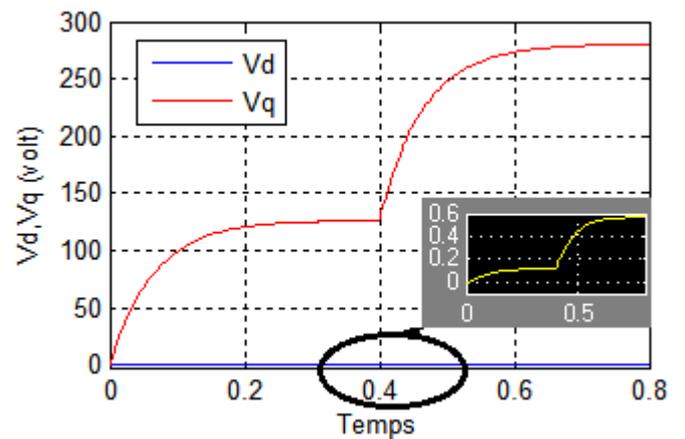
a) Vitesse de rotation.



b) Tension statorique Vabc.



c) Couple électromagnétique et mécanique.



d) Composantes Vd et Vq.

**Fig. III-23:** Résultats de simulation de la GSAP.

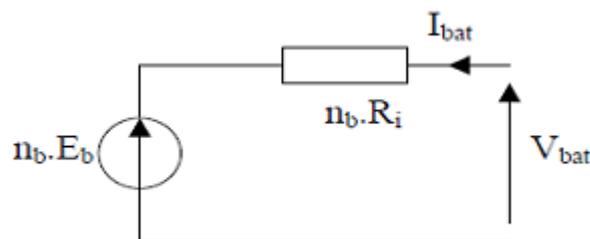
## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

Lors de l'application du couple d'entraînement  $C_m = 0,6 \text{ N.m}$  à  $t = 0\text{s}$ , la vitesse de rotation  $\Omega$  augmente (à partir de l'équation mécanique) (Fig. III.23-c), ce qui engendre un accroissement de la tension  $V_q$ , ensuite le courant  $i_q$  commence à augmenter en manifestant un couple électromagnétique  $C_{em}$  qui tend à s'opposer au couple d'entraînement  $C_m$ , une fois ces deux couples sont égaux  $C_{em} = C_m$ , le régime établi sera atteint, la vitesse sera fixée ainsi que les tensions statoriques et leur fréquence. En augmentant le couple  $C_m = 1,3 \text{ N.m}$  à  $t = 0,4\text{s}$ , qui engendre une augmentation de vitesse, la tension va augmenter en augmentant le courant  $i_q$ , ce qui en résulte une augmentation du couple électromagnétique jusqu'à ce qu'il soit égal au  $C_m$ ,  $C_{em} = C_m = 1,3 \text{ N.m}$  (l'égalité des deux couples est supposée en valeur absolue, sinon,  $C_{em}$  et  $C_m$  sont de signes opposés), l'augmentation de la vitesse provoque une augmentation de la tension et de la fréquence, comme il est illustré dans les résultats de simulation à partir de  $0,4\text{s}$ . Les grandeurs électriques sur l'axe d sont de petites valeurs à cause des termes de couplage  $L_q \cdot i_q \cdot p$  qui sont plus inférieurs que la FEM apparente sur l'axe q.

Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.

### III.5. Modélisation de la batterie de stockage

Le modèle de la batterie de stockage est basé sur le schéma électrique de la figure (III-24), cette dernière est décrite seulement par deux éléments : une source de tension et sa résistance interne.



**Fig. III-24 :** Schéma électrique équivalent de  $n_b$  éléments de batterie en série.

Pour  $n_b$  cellules en série, nous pouvons écrire l'équation suivante [15] :

$$V_{bat} = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot R_{bat}(t) \cdot I_{bat} \quad (\text{III.80})$$

Où  $V_{co}(t)$  est la tension de circuit ouvert au temps  $t$  en [V] ; et est  $R_{bat}$  la résistance interne de la batterie en [ $\Omega$ ] ; la tension du circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge (EDC).

Évidemment, l'état de décharge se trouve dans l'intervalle  $0 < \text{EDC} < 1$  si  $\text{EDC} = 1$ , la batterie est considérée totalement chargée. Dans le cas contraire, la batterie est totalement déchargée pour  $\text{EDC} = 0$ .

Dans ce cas nous exprimons la profondeur ou degré de décharge (EDC : degré de décharge) selon le type d'accumulateur et l'usage auquel il est destiné.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

$$EDC = 1 - Q/C \quad (III.81)$$

Avec :

$Q = I \cdot t$  : La quantité de charge manquante à la batterie ;

$t$  : Durée de charge ou décharge par la batterie.

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(EDC(t)) \quad (III.82)$$

Où  $VF$  est la force électromotrice ;  $b$  est une constante empirique.

La variation de la résistance interne d'une batterie,  $R_{bat}(t)$ , est principalement dû à deux composants, à savoir, la résistance d'électrode,  $R_{électrode}$ , et la résistance d'électrolyte,  $R_{électrolyte}$ .

$$R_{bat}(t) = R_{électrode} + R_{électrolyte} \quad (III.83)$$

La variation de  $R_{électrode}$  et  $R_{électrolyte}$  en fonction de l'état de charge (EDC) peut être exprimée par :

$$\begin{cases} R_{électrode} = r_1 + r_2 \cdot (EDC(t)) \\ et \\ R_{électrolyte} = [r_3 - r_4(EDC(t))]^{-1} \end{cases} \quad (III.84)$$

Où  $r_1, r_2, r_3$  et  $r_4$  sont des constantes empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et de décharge. Pour la batterie plomb-acide utilisé dans notre simulation, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant :

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
$r_1$	0.062 Ohms	0.055 Ohms
$r_2$	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
$r_3$	95.638 Ohms <sup>-1</sup>	4.270 Ohms <sup>-1</sup>
$r_4$	52.671 Ohms <sup>-1</sup>	-100.730 Ohms <sup>-1</sup>

**Tableau III-1** : Caractéristiques de la batterie plomb-acide.

A partir des équations précédentes, on construit le bloque de simulation de la batterie (Fig III-25).

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

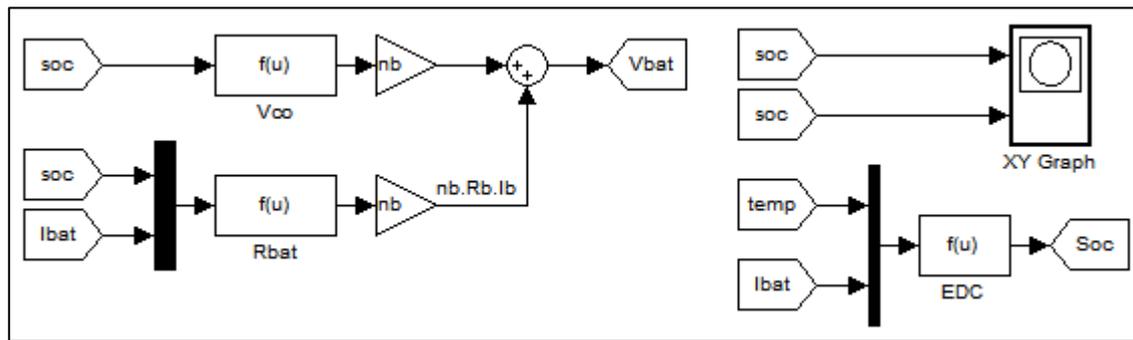


Fig. III-25 : Bloc de simulation de la batterie.

La variation de  $V_{co}$  en fonction de l'état de charge (EDC) est représenté par la figure (III-26).

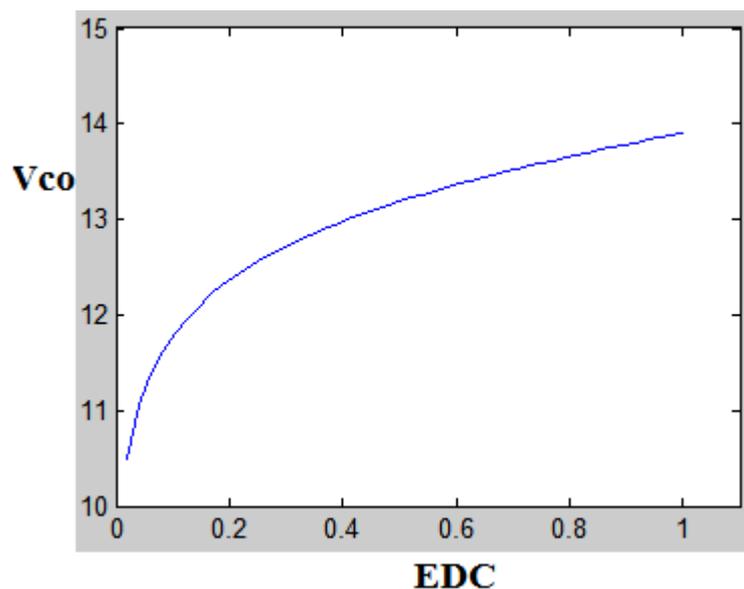


Fig. III-26 : Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge.

### III.6. Modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance

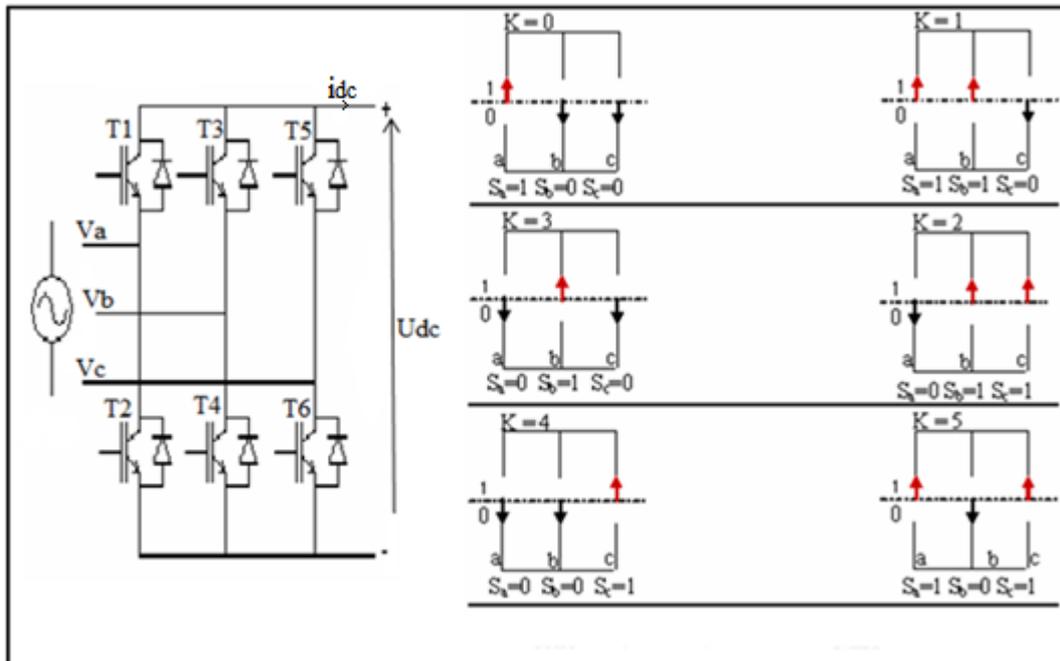
Afin de pouvoir disposer d'une tension continue pour le bus continu et alimenter l'onduleur que lui-même alimente la charge, le redresseur, l'onduleur, le bus continu et le hacheur sont modélisés dans ce qui suit [42].

#### III.6.1. Modélisation du redresseur MLI

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs MLI sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

La figure (III-27) représente le schéma d'un redresseur MLI et différents états de commutation des interrupteurs [43].



**Fig. III-27** : Principe de fonctionnement du redresseur MLI.

Le redresseur MLI est modélisé par la matrice de connexion suivante :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{U_{dc}}{3} \cdot \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (III.85)$$

$$i_{dc} = S_a \cdot i_a + S_b \cdot i_b + S_c \cdot i_c \quad (III.86)$$

$U_{dc}$  : Tension redressée.

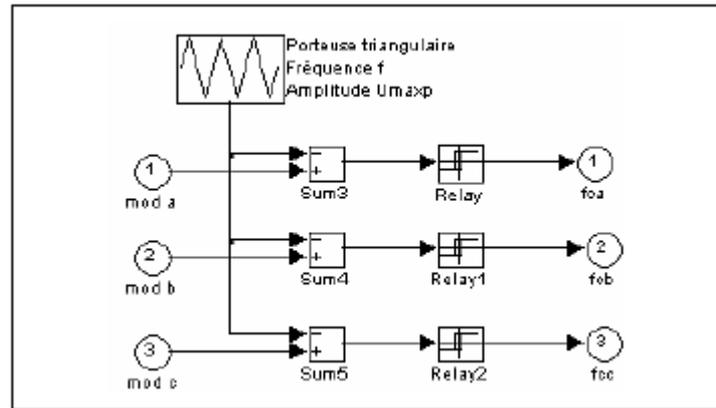
$i_{dc}$  : Courant redressée.

$S_a, S_b, S_c$  : Fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur.

### III.6.1.1. Commande MLI du redresseur

Pour déterminer les instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs on fait appel à la technique MLI (Modulation de largeur d'impulsion), dans le principe est de comparée trois modulatrices sinusoïdales décalées de  $120^\circ$  entre elles avec une onde triangulaire (porteuse) d'une amplitude et d'une fréquence fixées. [43]

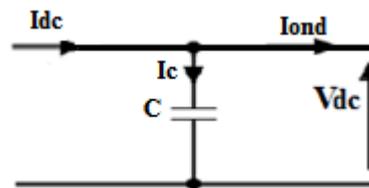
## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride



**Fig. III-28 :** Modèle de la commande MLI à porteuse triangulaire.

### III.6.2. Modélisation du bus continu

On insère entre le redresseur et l'onduleur un filtre capacitif 'C', celle-ci absorbe la différence du courant unidirectionnel  $I_{dc}$ , supprime les brusques variations de  $V_{dc}$  lors des commutations et produit de l'énergie réactive.



**Fig. III-29 :** Schéma électrique du Bus CC.

Les équations du filtre sont [42, 43] :

$$I_{dc} = I_{ond} + I_c \quad (III.87)$$

$$I_c = C \frac{d}{dt} V_c(t) \quad (III.88)$$

$$V_c(t) = V_0 + \frac{1}{C} \int_{t_1}^{t_2} I_c \cdot dt \quad (III.89)$$

Avec :

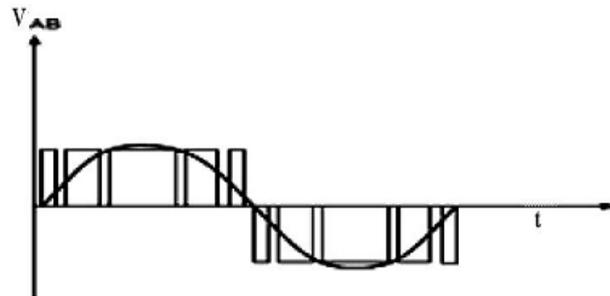
$V_c(t)$  : Tension du bus continu, et  $V_0$  la condition initiale.

### III.6.3. Modélisation de l'onduleur MLI

L'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation généralement à transistors ou des thyristors GTO pour les grandes puissances.

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

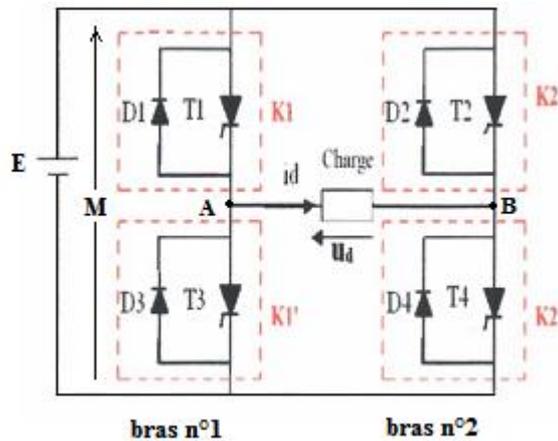
L'onduleur délivre plusieurs créneaux positifs et négatifs (Fig. III-30), ce qui permet de diminuer l'importance du filtre et d'avoir un régulateur de tension plus rapide. En modulant les temps relatifs de conduction et déblocage, il est possible de répartir la tension au cours de la période de façon à ce que pratiquement le temps de conduction d'un interrupteur soit proportionnel à la valeur instantanée du fondamental. C'est ce principe qui est appelé Modulation de Largeur d'Impulsion et qui est noté MLI (PWM en anglais).



**Fig. III-30 :** Modulation de largeur d'impulsion.

Dans cet onduleur, nous avons un pont de puissance avec quatre interrupteurs:  $K_1, K_1', K_2$  et  $K_2'$ .

La figure (Fig. III-31 ) représente le circuit de puissance d'un tel onduleur (pont monophasé).



**Fig. III-31 :** Représentation schématique d'un onduleur MLI.

M : Point milieu fictif ( $V_M=0$ ), pour avoir une ondulation  $(-E, +E)$ .

$$U_d = V_A - V_B = V_{AM} - V_{BM} \quad (\text{III.90})$$

Bras n°1 :

$$V_{AM} = F_1 \cdot E/2 - \hat{F}_1 \cdot E/2 \quad (\text{III.91})$$

Avec :  $\hat{F}_1 = 1 - F_1$ ,  $F_1$  et  $F_1'$  : fonctions de connexion.

$$V_{AM} = (2 \cdot F_1 - 1)E/2 = G_1 \cdot E/2 \quad (\text{III.92})$$

Bras n°2 :

$$V_{BM} = F_2 \cdot E/2 - \hat{F}_2 \cdot E/2 \quad (\text{III.93})$$

Avec :  $\hat{F}_2 = 1 - F_2$ .

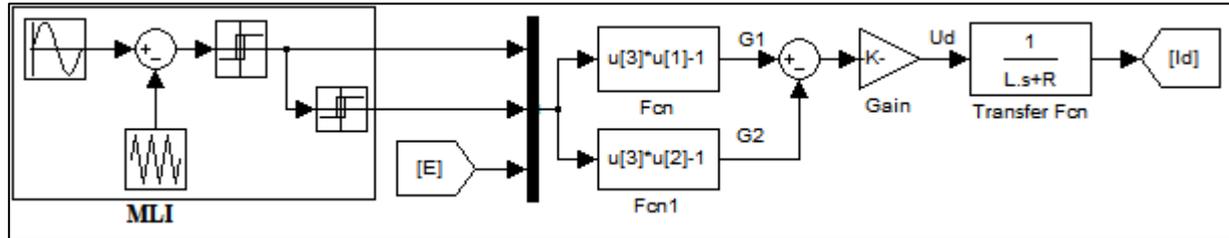
$$V_{BM} = (2 \cdot F_2 - 1)E/2 = G_2 \cdot E/2 \quad (\text{III.94})$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

De l'équation (III.90) on aura :

$$U_d = (G_1 - G_2)E/2 \quad (III.95)$$

On a aussi :  $U_d = RI_d + L \frac{dI_d}{dt}$  ; avec transformée de Laplace on aura :  $U_d = (R + LP)I_d$  .



**Fig. III-32** : Schéma bloc de l'onduleur MLI monophasé.

### III.6.4. Régulateur de batterie

Le régulateur de charge est un élément très important, il sert à contrôler les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes afin de prolonger de façon importante les performances et la durée de vie des batteries. Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surchage, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint, hydraulique). Dans certain cas, il peut réaliser une transformation de puissance (recherche du point de puissance maximum, PPM).

#### III.6.4.1. Régulation de décharge

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-réglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête la décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil. [27]

#### III.6.4.2. Régulation de charge

La régulation de la charge effectuée par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge. [27]

### III.6.5. Convertisseur continu - continu (hacheur)

#### III.6.5.1 Hacheur survolteur

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée.

Cette structure avec un interrupteur commandé et en parallèle avec la source, voir figure (III.33)

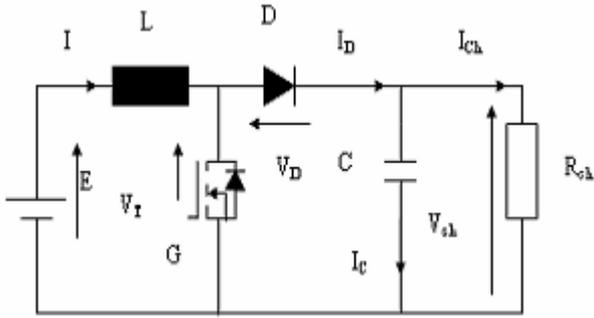
Le montage le plus simple consiste à mettre périodiquement en court-circuit la résistance R pendant une durée  $t = DT$  bien déterminée ; cette mise en court-circuit est assurée par un hacheur branché en parallèle avec la résistance. [35]

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

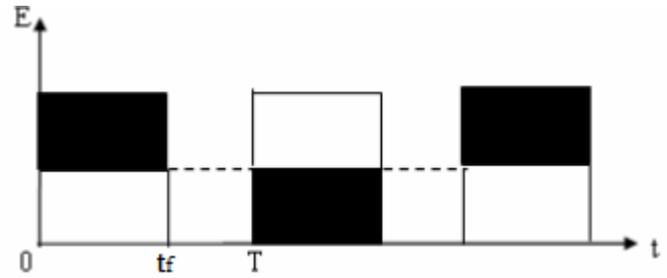
De 0 à  $t_f$  :  $V_{ch} = 0$ ;  $i_{ch} = 0$

De  $t_f$  à  $T$  :  $V_{ch} = R i_{ch} = R I$

$$\begin{cases} V_{ch} = E \left( \frac{1}{1-D} \right) \\ I_{ch} = (1-D)I \end{cases} \quad (\text{III-96})$$



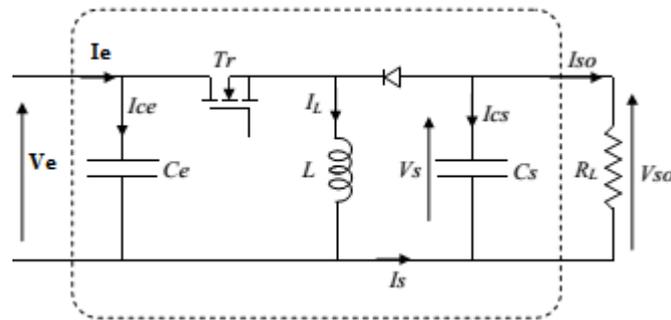
**Fig. III.33** Hacheur survolteur.



**Fig. III-34** : Tension  $V_s(t)$  de sortie

### III.6.5.2 Hacheur Buck-Boost

Le convertisseur Buck-Boost est un inverseur de tension à stockage inductif, la tension en sortie est toujours de signe contraire à la tension en entrée. Le hacheur Buck-Boost est caractérisé par une fonction de transfert qui peut être soit supérieure soit inférieure à l'unité. [52]



**Fig. III-35** : Hacheur Buck-Boost.

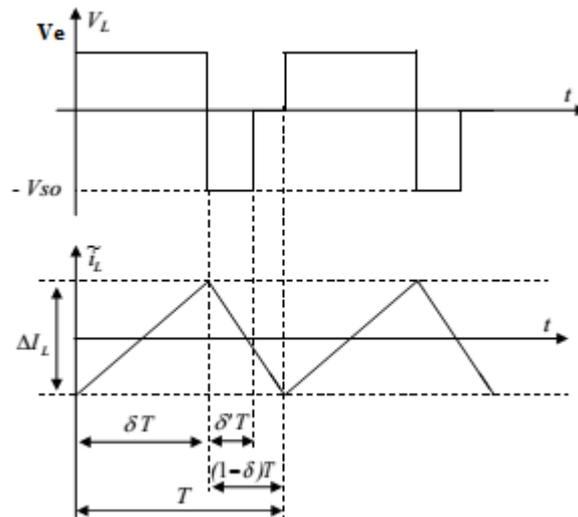
Une représentation dynamique approximée valable sur toute la période de hachage est donnée par :

$$\begin{cases} I_{ce} = C_e \frac{dV_e}{dt} = I_e - I_L \\ I_{cs} = C_s \frac{dV_{so}}{dt} = (1 - \delta)I_L - I_{so} \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = \delta V_e + (1 - \delta)V_{so} \end{cases} \quad 0 < t < T \quad (\text{III.97})$$

## Chapitre III : Modélisation et Simulation de la Chaîne de Conversion d'Énergie Hybride

En réarrangeant les termes du système d'équation (III-94) on obtient le modèle mathématique équivalent du hacheur Buck-Boost fonctionnant en mode continu :

$$\begin{cases} I_L = \frac{1}{\delta} I_e - \frac{C_e}{\delta} \frac{dV_e}{dt} \\ I_{so} = -(1 - \delta) I_L - C_s \frac{dV_{so}}{dt} \\ V_e = \frac{L}{\delta} \frac{dI_L}{dt} - \frac{(1-\delta)}{\delta} V_{so} \end{cases} \quad 0 < t < T \quad (\text{III.98})$$



**Fig. III-36 : Conduction discontinue.**

### Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons conçu sous l'environnement MATLAB/Simulink, les modèles de tous les éléments du SEH avec ses différents étages tel que l'éolienne, les panneaux PV, batteries et les convertisseurs d'électronique de puissance. Ainsi que, leur principe de fonctionnement et leur modèle mathématique. Ces étages nous permettent une simulation du comportement du système complet.

La problématique liée à la recherche des stratégies de la gestion des flux optimaux d'énergie et les caractéristiques fondamentales des éléments de l'installation (puissance crête photovoltaïque MPPT, ...), permettant la minimisation des pertes de puissance. Ce qui fera l'objet du chapitre suivant.

## IV.1 Introduction

Commander ou optimiser un processus par des méthodes classiques exige la connaissance des différents paramètres qui peuvent influencer sur celui-ci et, agir en conséquence afin de contraindre le système à atteindre l'objectif fixé. Seulement cette connaissance est souvent entachée d'erreurs et d'imprécisions qui accompagnent toute modélisation du processus. De plus, le couplage existant entre les variables du système rend la commande d'optimisation plus difficile.

Il est possible de résoudre ce problème en utilisant des méthodes dites robustes telle que la logique floue, et extraire le maximum de puissance des deux sources.

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

Bien que depuis les premières installations PV, les prix des GPV aient diminué fortement, le prix du kilowattheure reste encore élevé. Dans ce contexte, encore aujourd'hui, la plupart des installations PV sont destinées à des sites isolés où la possibilité de raccordement au réseau est difficile voire impossible. Une manière d'optimiser le prix du kilowattheure est d'extraire le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Pour cela, il est nécessaire d'introduire un étage d'adaptation entre le GPV et la charge DC pour imposer un point de fonctionnement du GPV le plus près possible du PPM. Ce point de fonctionnement résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge.

La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes.

Lors d'un couplage direct, le point de fonctionnement n'est pas le Point de Puissance Maximale, et le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge, comme le montre l'exemple de la figure IV-1.

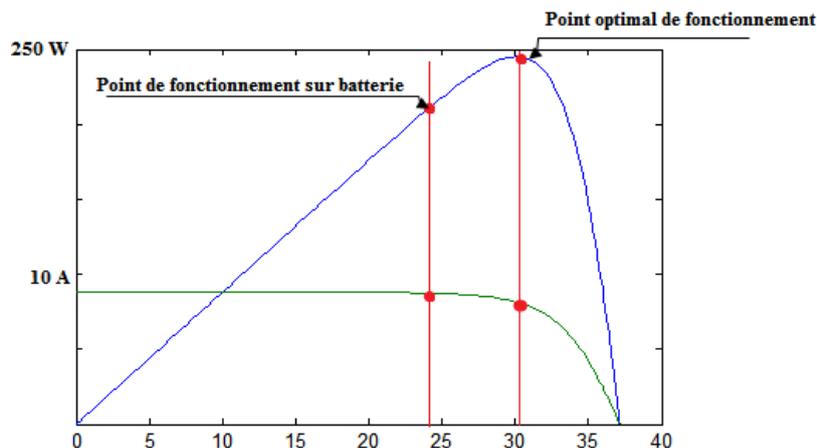


Fig. IV-1 : Point de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

La solution classiquement utilisée en l'insertion d'un étage d'adaptation jouant le rôle d'interface entre le GPV et la charge, comme le montre la figure IV-2.

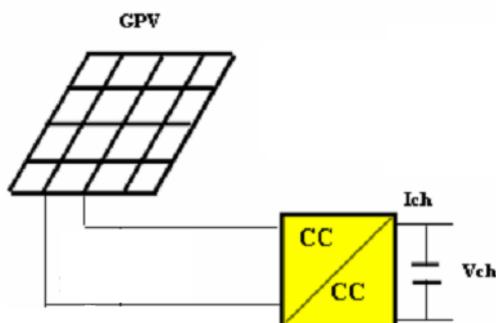


Fig. IV- 2: Etage d'adaptation entre le GPV et la charge.

### IV.2.1 Principe de recherche du point de puissance maximale (MPP)

La chaîne de puissance d'un GPV où une charge DC est alimentée par un générateur à travers un convertisseur statique commandé par une MPPT peut être représentée comme le montre la figure IV-3. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit maximale a ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus au moins compliqué pour rechercher le PPM, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur jusqu'à se placer sur PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur statique ( $I_{pv}$  et  $V_{pv}$ ).

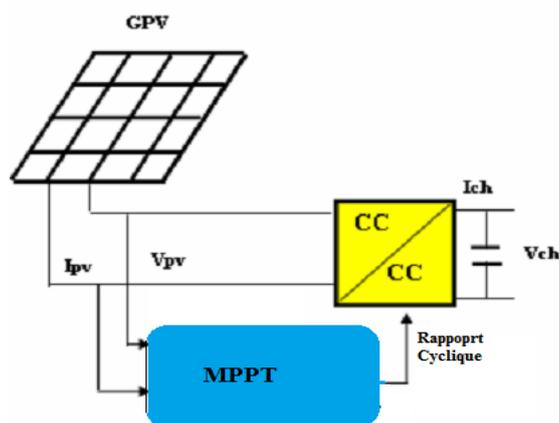


Fig. IV-3 : Chaîne élémentaire du convertisseur commandé par MPPT.

### IV.3 Optimisation du rendement énergétique du système éolien

La chaîne de conversion éolienne (Fig. IV-4) est composée d'une turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone à aimant permanent, associée à un redresseur débitant sur une charge par l'intermédiaire d'un bus continu.

La turbine éolienne a une caractéristique qui lui est propre et qui dépend des paramètres de construction. La courbe de puissance en forme de cloche, typique des éoliennes, nécessite une

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

adaptation de la charge mécanique afin d'assurer un bon prélèvement énergétique. Alors, on parle ainsi de maximisation de la puissance de l'aérogénérateur. C'est la même procédure que nous avons étudiée pour le générateur photovoltaïque.

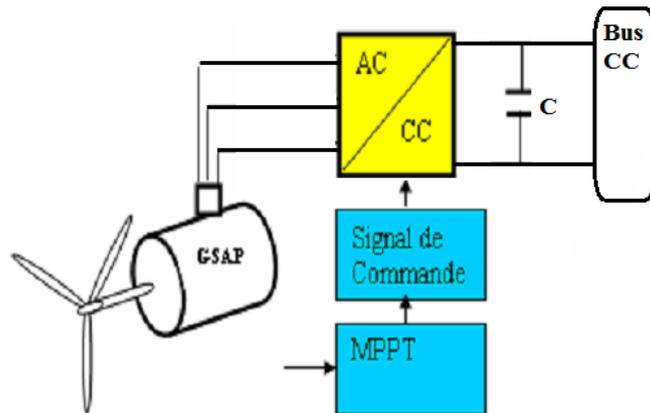


Fig. IV-4 : Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.

### IV.3.1 Principe de recherche du point de puissance maximale (MPP)

L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale de forme cubique.

Idéalement, cette courbe (Fig. IV-5) doit être suivie à tout moment lors du fonctionnement du système éolien.

Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique doit être utilisée. Pour cela, l'approche possible est la suivante :

En l'absence de toute connaissance des caractéristiques de voilure, des règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal, sont relativement simples à établir. Ces règles dépendent des variations de la puissance  $P$  et de la vitesse. Par exemple, si je mesure une augmentation de puissance ( $P > 0$ ) suite à un incrément positif de vitesse, je dois continuer à accélérer la voilure ( $\omega > 0$ ). On se situe alors sur la partie gauche de la cloche. Ainsi, le changement de puissance résultant de la variation de la vitesse de rotation est, soit dans le sens positif, soit dans le sens négatif.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

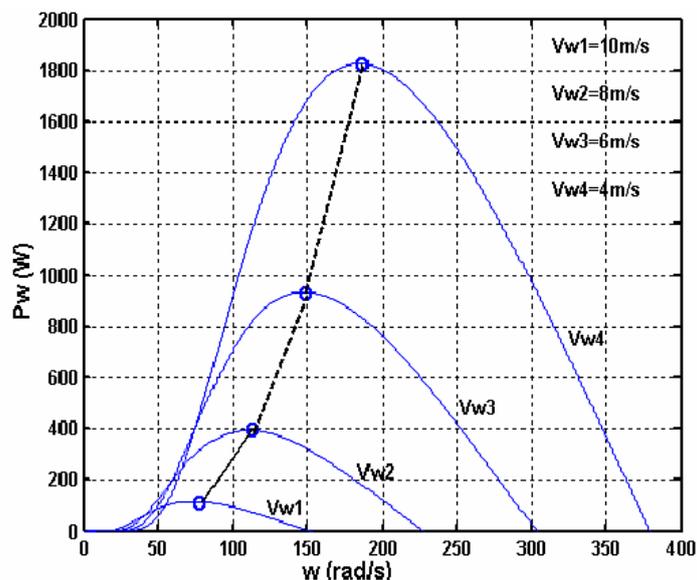


Fig. IV-5 : Caractéristiques de voilure dans le plan puissance–vitesse.

La valeur de  $P$  peut aussi être petite où au contraire grande. A partir de ce jugement, la valeur de la consigne de vitesse est augmentée, ou diminuée, dans le sens qui permet d'augmenter la puissance.

Dans le cas d'un changement de la vitesse du vent, la recherche du point de puissance maximale s'effectue de la manière présentée sur la figure IV-6 : on constate que le même type de règles s'applique.

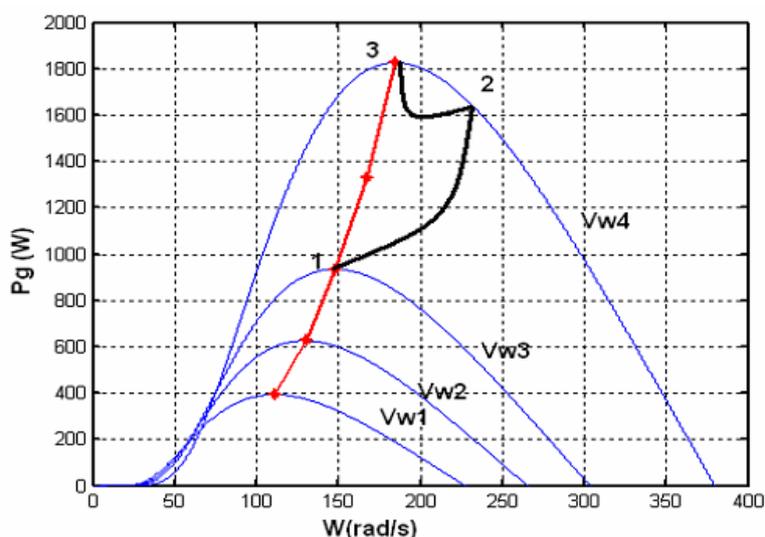


Fig. IV-6 : Principe de fonctionnement du MPPT à vitesse variable du vent.

### IV.4 Application de la logique floue pour l'optimisation de puissance du générateur photovoltaïque et de l'éolienne

Cette approche est basée sur deux concepts essentiels : celui de la décomposition d'une plage de variation d'une variable sous forme de nuances linguistiques : "faible", "moyen", "élevé"... et des règles provenant de l'expertise de l'opérateur humain, qui expriment, sous forme linguistique, comment doivent évoluer les commandes du système en fonction des variables observées : "Si l'erreur est positivement grande et La variation de l'erreur est positivement grande Alors la variation de la sortie est très négative".

L'objectif de la commande est d'extraire et de poursuivre la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque et éolien pour différentes insulations, différentes valeurs de température et une vitesse de vent variable. La puissance maximale qui correspond au point de fonctionnement optimal est déterminée pour différentes insulations des rayons solaires, différentes variations de température ainsi que pour une vitesse du vent variable.

Dans ce qui suit, on va détailler les étapes de réalisations du contrôleur flou.

Le contrôleur flou comporte les trois blocs suivants:

Fuzzification des variables d'entrées par l'utilisation des fonctions trapèze et triangulaire, ensuite l'inférence où ces variables fuzzifiées sont comparées avec des ensembles prédéfinis pour déterminer la réponse appropriée. Et enfin la défuzzification pour convertir les sous-ensembles fuzzifiés en valeurs en utilisant la défuzzification centroïde. La structure de base de notre contrôleur flou est donnée par la figure (VI-7).

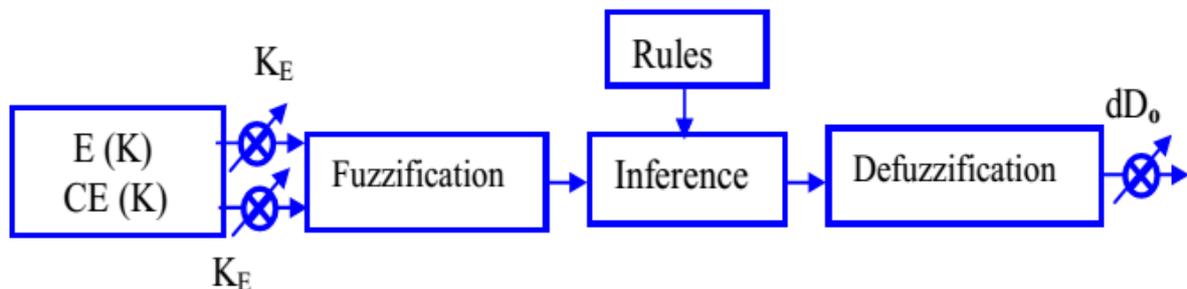


Fig. IV-7 : Schéma bloc d'une logique floue.

La figure IV-7 montre la configuration du contrôleur flou qui se compose des: Entrées–Sortie d'échelle, fuzzification, décision floue, et la défuzzification.

Les facteurs d'échelle :  $K_E$  et  $dD_0$  font changer les valeurs des entrées et de sorties du contrôleur proportionnellement. La sortie  $dD$  est déduite par les deux variables  $E(K)$  et  $CE(K)$ , où cette dernière est dérivée du signal actuel par la division avec le facteur d'échelle correspondant [30]. Pour les facteurs d'échelles, ils doivent être choisis sur la base de l'étude du système de telle sorte que, lors des petits phénomènes transitoires, le domaine admissible pour l'erreur et sa variation ne soient pas dépassés.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

---

Dans le cas du réglage par la logique floue, on utilise, des formes trapézoïdales et triangulaires pour les fonctions d'appartenance. Bien qu'ils n'existent pas de règles précises pour la définition des fonctions d'appartenance, quelques directives générales sont données, afin de conduire à un choix convenable [31]:

En ce qui concerne les variables d'entrée, il faut éviter des lacunes ou un chevauchement insuffisant entre les fonctions d'appartenance de deux ensembles voisins. En effet, cela provoque des zones de non-intervention du régulateur (zones mortes), ce qui conduit le plus souvent à une instabilité du régulateur. De même, on évite un chevauchement trop important surtout, avec  $\mu=1$ , entre deux ensembles voisins.

Pour la variable de sortie, la présence des lacunes entre les fonctions d'appartenance admissibles, même souhaitées, cela aboutit à une simplification notable de la détermination de l'abscisse du centre de gravité.

### IV.4.1 Loi de commande

Cette loi est fonction de l'erreur et sa variation ( $D=f(E, CE)$ ). Par conséquent, l'activation de l'ensemble des règles de décisions associées donne la variation de la commande  $dD$  nécessaire, permettant ainsi l'ajustement d'une telle commande  $D$ . Dans les cas simples, cette variation de la commande est obtenue par une simple lecture d'une table de décision définie hors ligne.

La forme de cette loi de commande est donnée par [32]:

$$D_{k+1} = D_k + K_{dD} \cdot dD_{k+1} \quad \text{IV-1}$$

Où  $K_{dD}$  est le gain associé à la commande  $D_{k+1}$  est la variation de la commande.

L'erreur  $E$  et la variation de l'erreur  $CE$  sont normalisées comme suit:

$$\begin{cases} X_E = K_E \cdot E \\ X_{CE} = K_{CE} \cdot CE \end{cases} \quad \text{IV-2}$$

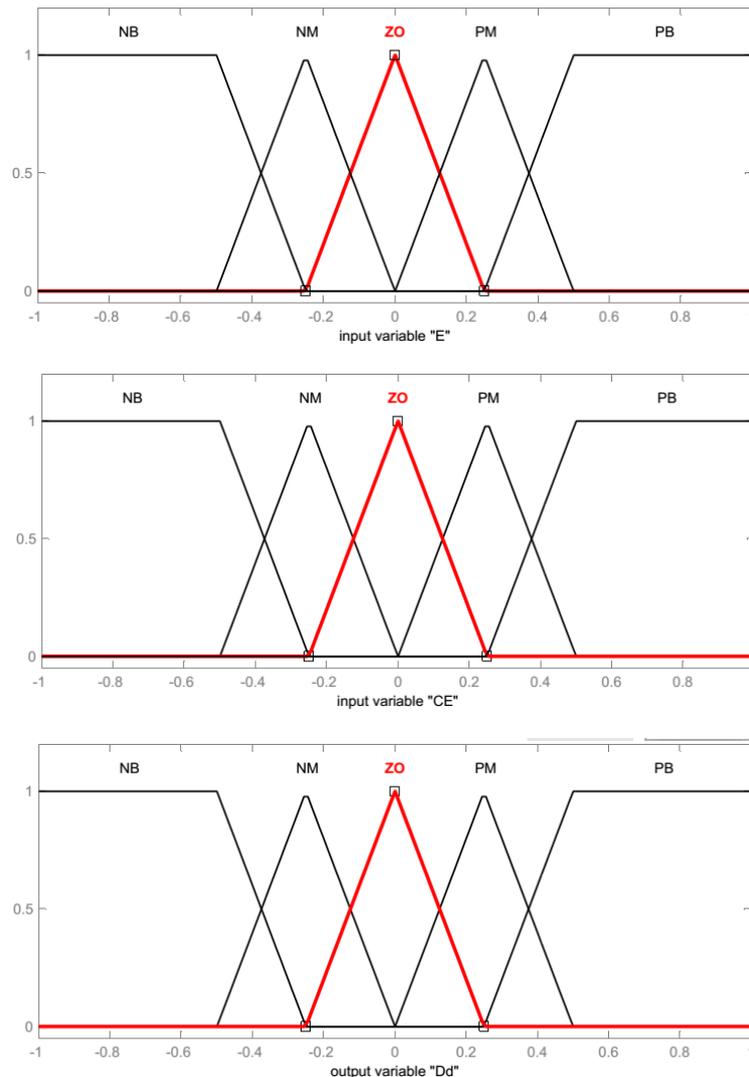
Où  $K_E$  et  $K_{CE}$  sont les facteurs d'échelles (normalisation).

Nous faisons varier ces facteurs jusqu'à ce que nous ayons un phénomène transitoire de réglage convenable. En effet, ce sont ces derniers qui fixeront les performances de la commande.

### IV.4.2 Optimisation à cinq classes

Dans ce régulateur, l'intervalle d'intérêt de chaque variable d'entrée et de la variable de sortie est divisé en cinq classes, comme le montre la figure IV-8.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride



**Fig. IV-8 :** Fonction d'appartenance de chacune des variables linguistiques de l'erreur normalisée et de la variation de l'erreur normalisée

Les classes sont notées comme suit:

**NB** pour négatif grand, **NS** pour négatif petit, **ZE** pour environ zéro, **PS** pour positif petit, et **PB** pour positif grand.

Les règles floues permettent de déterminer le signal de sortie du régulateur en fonction des signaux d'entrée. Elles relient le signal de sortie aux signaux d'entrée par des conditions linguistiques prenant en compte l'expérience ou le savoir-faire acquis par un opérateur humain, en traduisant simplement des remarques de bon sens.

Par exemple, il est tout à fait clair que, si l'erreur est fortement négative et sa variation l'est aussi, le signal de commande doit l'être également. Au contraire, si l'erreur est environ nulle et sa variation aussi, il en sera de même de la commande. Maintenant, si l'erreur est environ nulle mais sa variation est fortement négative, ou si l'erreur est fortement négative mais sa variation est environ nulle, le signal de commande devra être fortement négatif [32].

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

Ces considérations conduisent à adopter une table de décision anti-diagonale, résumant les règles choisies; cette table qui figure dans le tableau (IV-1) est appelée matrice de MACVICAR – WHELAN [33].

	E(k)	CE(k)	NB	NS	ZE	PS	PB
	NB		ZE	ZE	PB	PB	PB
	NS		ZE	ZE	PB	PB	PB
	ZE		PS	ZE	ZE	ZE	NS
	PS		NS	NS	NS	ZE	ZE
	PB		NB	NB	NB	ZE	ZE

**Tableau IV-1** : Table de règles à cinq classes.

Le schéma de la figure IV-8 représente un système qui constitue un générateur photovoltaïque avec un convertisseur DC-DC et même cas pour l'aérogénérateur avec régulateur flou. L'optimisation de la puissance du panneau solaire et de l'aérogénérateur est faite à l'aide d'un circuit de commande basé sur les données des deux convertisseurs d'énergie et la technique de la logique floue à cinq classes selon les règles du tableau (IV-1).

Le régulateur de type MAMDANI à cinq classes possède des fonctions d'appartenances qui sont représenté dans la figure IV-7, les étapes de calcul des différentes commandes sont les suivantes [34] :

1. Echantillonnage de la sortie
2. Calcul de l'erreur notée E (K):

$$E(K) = \frac{P_{pv}(k+1) - P_{pv}(k)}{I_{pv}(k+1) - I_{pv}(k)} \quad \text{IV-3}$$

$X = P_{pv}$ ;  $Y = I_{pv}$  : Dans le cas du générateur photovoltaïque ;

$X = P_t$ ;  $Y = W_t$  : Dans le cas de l'aérogénérateur.

3. Calcul de la variation de cette erreur notée CE (K):

$$CE(K) = E(k + 1) - E(K) \quad \text{IV-4}$$

4. Calcul des valeurs normalisées de E(K) et CE(K) par:

$$\begin{cases} X_E = K_E \cdot E \\ X_{CE} = K_{CE} \cdot CE \end{cases} \quad \text{IV-5}$$

5. Calculer les degrés d'appartenance de E(K) et CE(K) pour les cinq classes à l'aide de leurs fonctions d'appartenance.

# Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

## a. Fuzzification

Calculer les degrés d'appartenance de E (K) et CE (K) pour les 5 classes à l'aide de leurs fonctions d'appartenance.

## b. Inference floue

Calculer, en utilisant la table des règles de la commande (Tableau IV-1), les fonctions d'appartenance résultantes de la variable linguistique dDi à chacune de ses classes.

## c. Défuzzification

Une réduction notable de l'envergure de calcul s'obtient par l'emploi de la méthode de centre de gravité, où nous définissons des fonctions d'appartenance de forme triangulaire sans chevauchement (fig. IV-7). Ainsi, selon l'équation IV-1, l'abscisse du centre de gravité devient:

$$dD = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) \cdot D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad \text{IV-6}$$

Avec  $\mu(D_j)$ , le degré d'activation de la  $j^{\text{ième}}$  règle et  $D_j$  l'abscisse du centre de gravité de la  $j^{\text{ième}}$  classe.

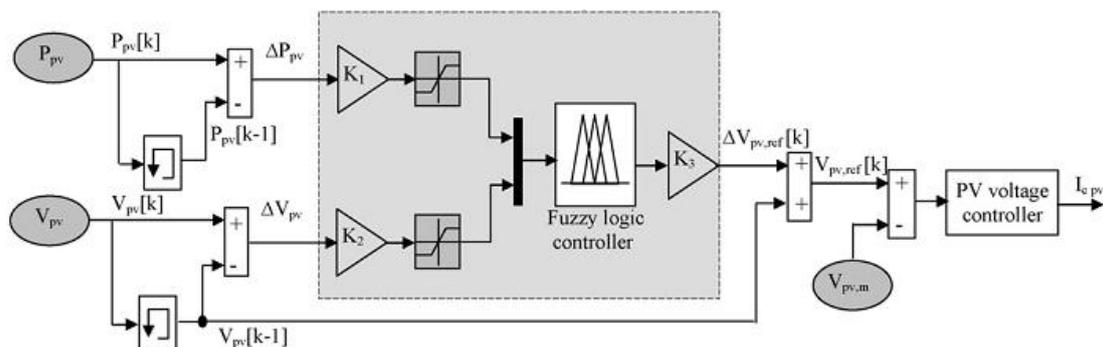
6. Calcul de la valeur physique de la commande par: la formule (VI-1)

7. Laisser la sortie évoluer jusqu'à la prochaine période d'échantillonnage et puis ré-exécuter toutes les règles.

### IV.4.3 Structure de base d'un contrôleur flou dédié au GPV

Le contrôleur prend sa place dans la chaîne de régulation de la même manière qu'un régulateur classique. Il possède deux entrées (E et CE) et une sortie (dD) ou chacune des entrées est calibrée par un gain assurant que les grandeurs mesurées restent dans leurs univers de discours. Cela permet aussi de donner plus d'importance à une entrée qu'à une autre. Le calibrage est fait par une saturation pour éviter tout dépassement. La sortie est aussi calibrée pour lui permettre de varier dans le domaine accepté par le système. [36]

La structure de base d'un contrôleur PI flou est inspirée de celle du régulateur proportionnel intégral (PI) classique.



**Fig. IV-9 :** Structure du contrôleur flou pour MPPT photovoltaïque.

## IV.4.4 Structure de base d'un contrôleur flou dédié à l'aérogénérateur

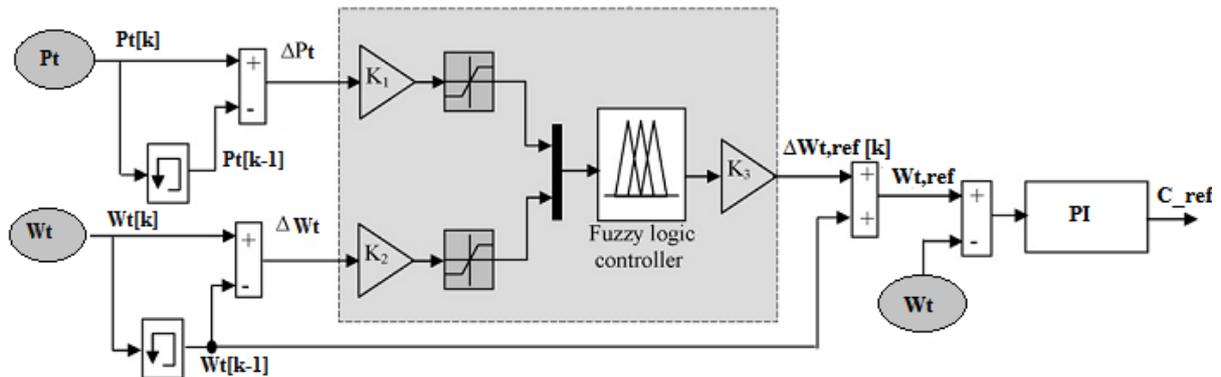
Généralement, la conception d'un régulateur flou (Fig. IV-10) pour la commande des entraînements électriques exige les choix des paramètres suivants [39]:

Choix des variables linguistiques ;

Choix des fonctions d'appartenance ;

Choix de la méthode d'inférence ;

Choix de la stratégie de défuzzification.



**Fig. IV- 10 :** Structure du contrôleur flou pour MPPT éolienne.

## IV.5 Commande vectorielle de la MSAP

### IV.5.1 Description

Le but de ce type de contrôle est d'aboutir à un modèle simple de la machine qui rend compte de la commande séparée de la grandeur Flux  $\Phi$  et de la grandeur Courant  $I$ , générateur de couple. Il s'agira donc de retrouver la quadrature entre  $I$  et  $\Phi$ , naturellement découplés pour une machine à courant continu (courant d'excitation producteur de flux, et courant d'induit producteur de couple). [37]

L'objectif principal de la commande vectorielle des MSAP est donc de contrôler le couple de manière optimale selon un critère choisi. Compte tenu de l'importance de la contrainte thermique dans les machines électriques, le critère choisi correspond souvent à la minimisation des pertes Joule à couple donné. [37]

Mais ce critère demande la solution d'un problème d'optimisation qui impose le contrôle simultané de  $I_d$  et  $I_q$ . Pour simplifier la commande, on fixe souvent le courant de manière que le couple soit proportionnel à la relation (III-76) dans une plage de vitesse donnée.

Dans les machines à rotor lisse ( $L_d = L_q$ ), où le couple ne dépend que de la composante en quadrature  $C_{em} = p \cdot \varphi_f I_q$ , la valeur optimale du courant direct est évidemment zéro ( $I_d = 0$ ). Mais pour pôle saillants elle peut être fixée à une valeur qui correspond au couple maximal à courant maximal.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

Stratégie de commande :

Le modèle de la MSAP alimenté en tension est donné par les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - L_q \omega I_q \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + L_d \omega I_d + \varphi_f \omega \end{cases} \quad (IV-7)$$

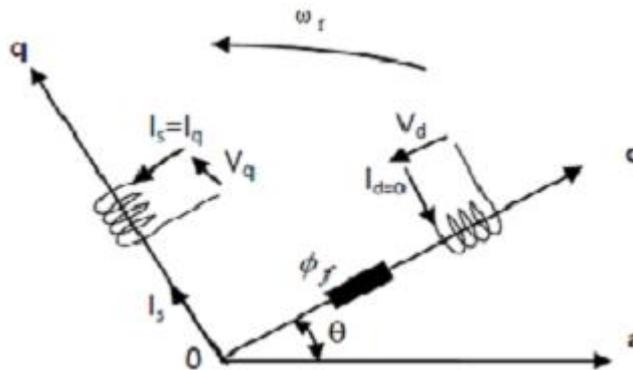
Le modèle décrit par les équations précédentes montre que la MSAP est un système multi-variable, non variable et fortement couplé.

La machine étudiée est à pôle lisse, son couple électromagnétique est maximal lorsque le courant statorique dans le référentiel de Park est maintenu calé sur l'axe q ( $I_s = I_q$ ). Ceci revient à imposer la composante directe du courant nulle (Fig. IV-11) qui a pour effet la diminution des pertes joules. Le système d'équation de la MSAP devient :

$$\begin{cases} V_d = -L_q I_q \omega \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + \varphi_f \omega \end{cases} \quad (IV-8)$$

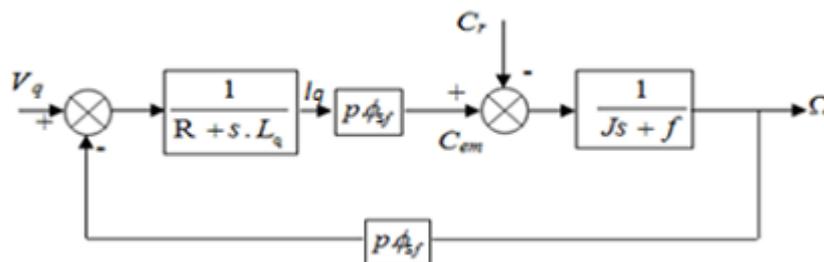
Et le couple devient :

$$C_{em} = p \cdot \varphi_f I_q \quad (IV-9)$$



**Fig. IV-11** : Principe de la commande vectorielle.

On remarque que cette stratégie permet d'éliminer le problème de couplage entre les axes « d » et « q ». Le modèle d'équations (IV-8) et (IV-9) peuvent être représenté à celui de la machine à courant continu.



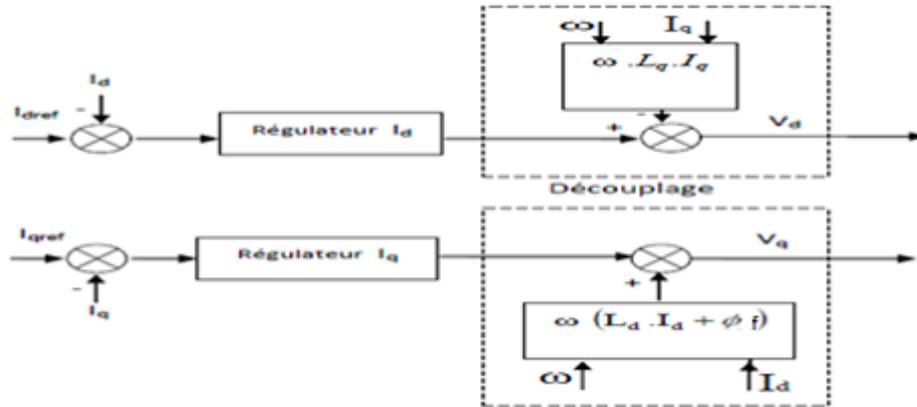
**Fig. IV-12** : Modèle de la MSAP quand  $I_d$  est nul.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

Les tensions  $V_d$  et  $V_q$  dépendent à la fois des courants sur les axes « d » et « q », on est donc amené à implanter un découplage. Ce découplage est basé sur l'introduction des termes compensatoires  $e_d$  et  $e_q$ .

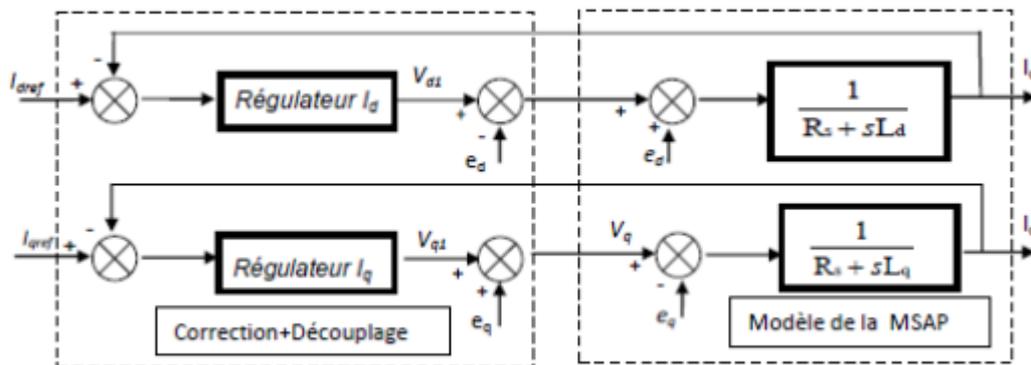
$$\text{Avec : } \begin{cases} e_d = \omega L_q I_q \\ e_q = \omega(L_d I_d + \phi_f) \end{cases} \quad (\text{IV-10})$$

Le principe de régulation des courants statoriques est représenté par la figure (IV-13) :



**Fig. IV-13** : Principe de découplage par compensation.

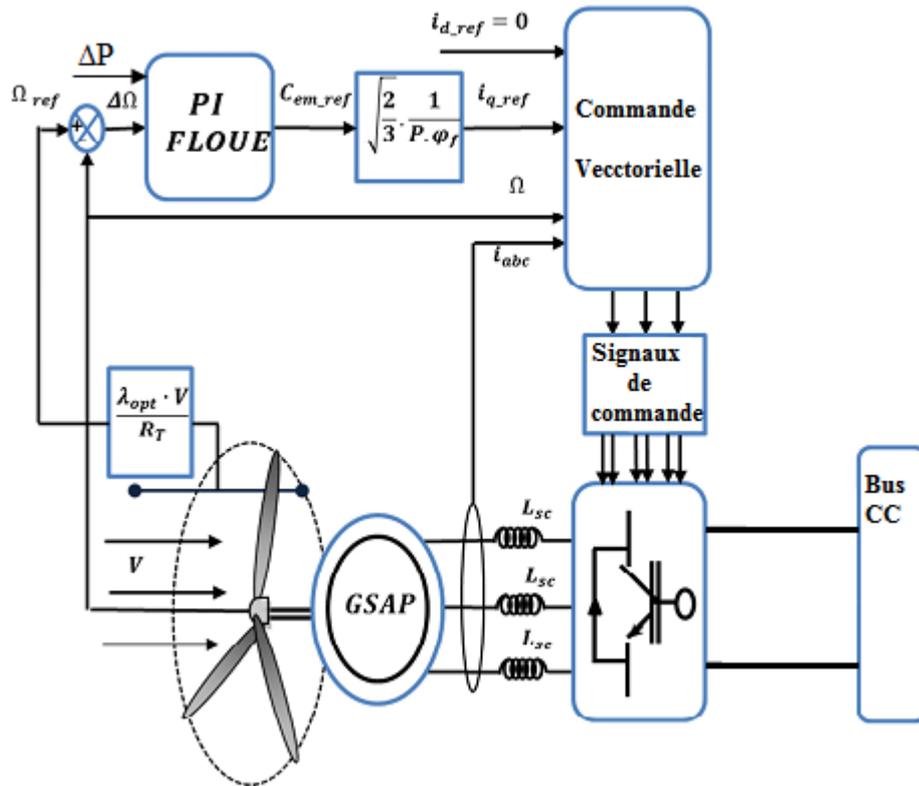
Si on associe la machine avec le bloc de compensation on obtient la figure (IV-14).



**Fig. IV-14** : Structure générale : (machine-découplage par compensation).

### IV.5.4 Réglage de vitesse de la GSAP par un contrôleur flou

Les performances du régulateur flou présentées précédemment sont étudiées et évaluées à travers une application sur la machine synchrone à aimant permanent pour assurer la poursuite de la consigne de la vitesse de rotation de l'entraînement éolien qui correspond au point optimal lié à la vitesse spécifique optimale  $\lambda_{opt}$  et au coefficient de puissance maximum  $C_{p_{max}}$ . Le schéma bloc de cette simulation est représenté par la figure (IV-15). Ce schéma est similaire à celui du régulateur PI classique, sauf que ce régulateur est remplacé par un régulateur PI flou, afin d'améliorer les performances. [48, 49, 50]

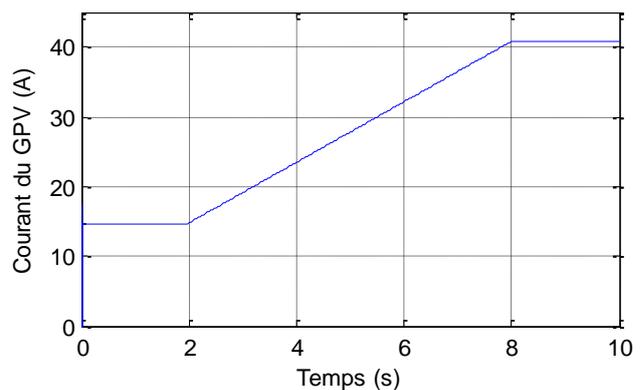
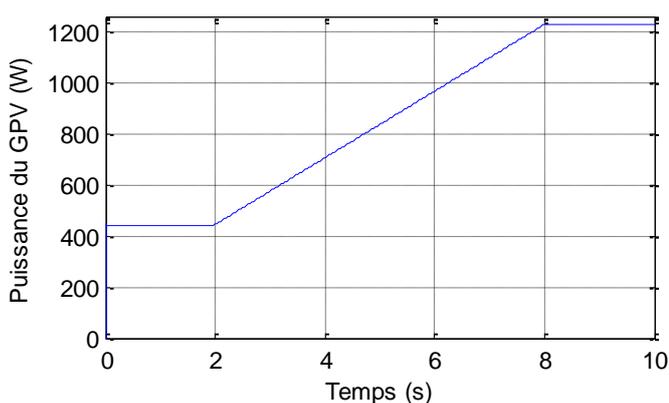


**Fig. IV-15 :** Structure globale d'un réglage flou de la vitesse d'une Machine Synchrone à Aimant Permanent assurant la MPPT du système éolien.

## IV.6 Résultats de simulation

Nous allons tester le comportement de la logique floue lors de variations moyennes subites des conditions météorologiques.

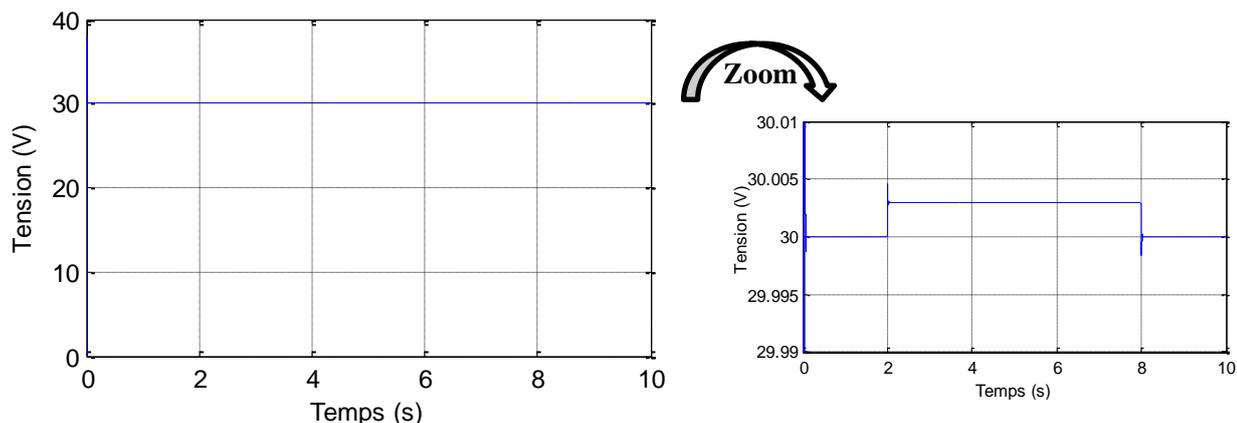
Les figures IV-16, IV-17 et IV-18 représentent respectivement l'évolution de la puissance, le courant et la tension en sortie GPV en fonction du temps lorsque l'ensoleillement varie de  $400\text{W/m}^2$  à  $1000\text{W/m}^2$  pendant 10 secondes.



**Fig. IV-16 :** Evolution de la puissance du GPV.

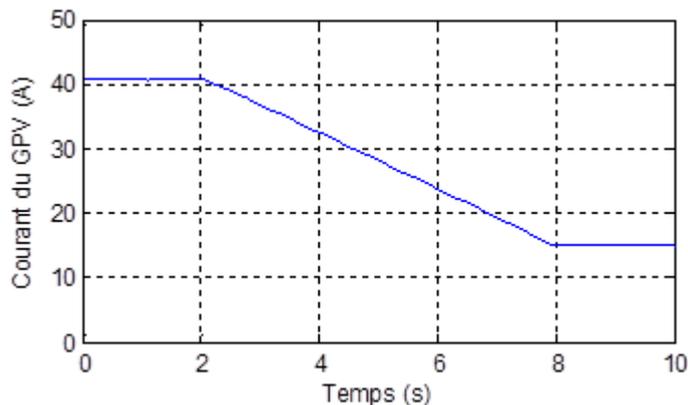
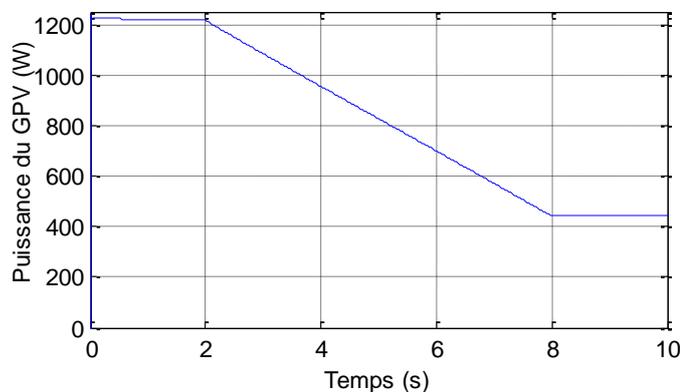
**Fig. IV-17 :** Evolution du courant du GPV.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

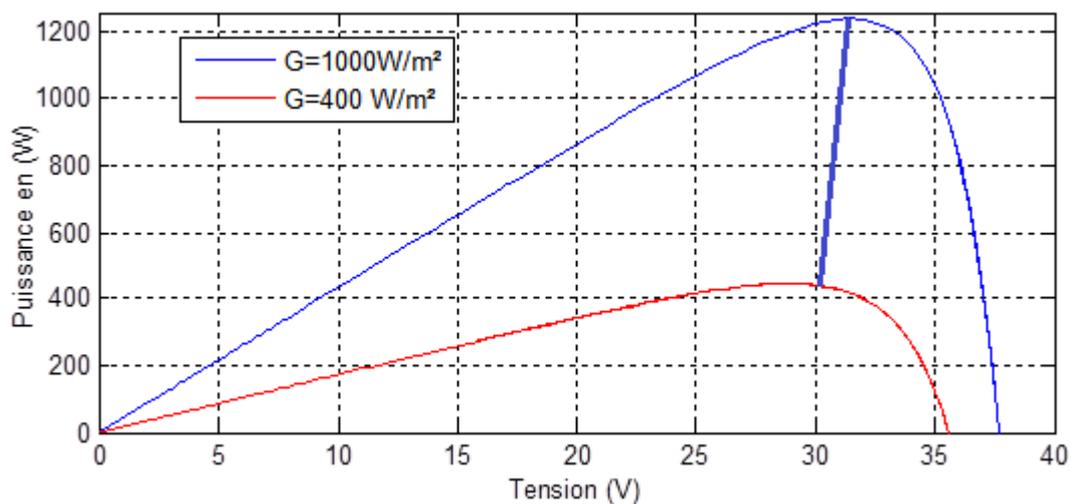


**Fig. IV-18 :** Evolution de la tension du GPV pour une augmentation moyenne de l'ensoleillement.

Les figures IV-19 et IV-20 représentent respectivement l'évolution de la puissance et le courant en sortie GPV en fonction du temps lorsque l'ensoleillement varie de  $1000\text{W/m}^2$  à  $400\text{W/m}^2$  pendant 10 secondes, et la caractéristique P-V et représenter dans la figure (IV-21).



**Fig. IV-19 :** Evolution de la puissance du GPV. **Fig. IV-20 :** Evolution du courant du GPV.

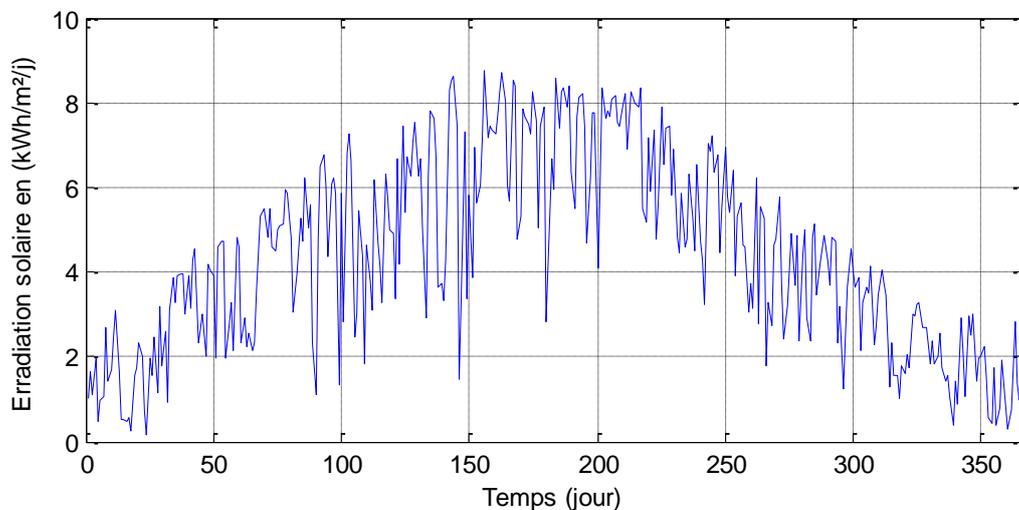


**Fig. IV- 21:** Caractéristique puissance tension du GPV.

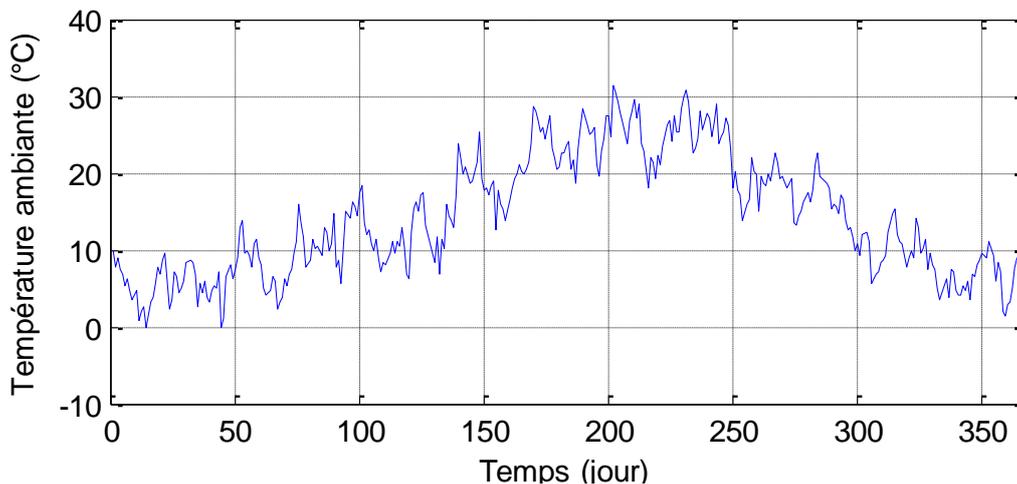
## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

Dans les deux cas, le régulateur flou, poursuit parfaitement, l'évolution du PPM en fonction de l'éclairement et de la température qui nous permet d'extraire le maximum de puissance et d'optimiser le rendement du GPV.

Les figures IV-22, IV-23 et IV-24 représentent respectivement l'irradiation solaire, la température ambiante et l'énergie journalière produite par le GPV durant l'année.

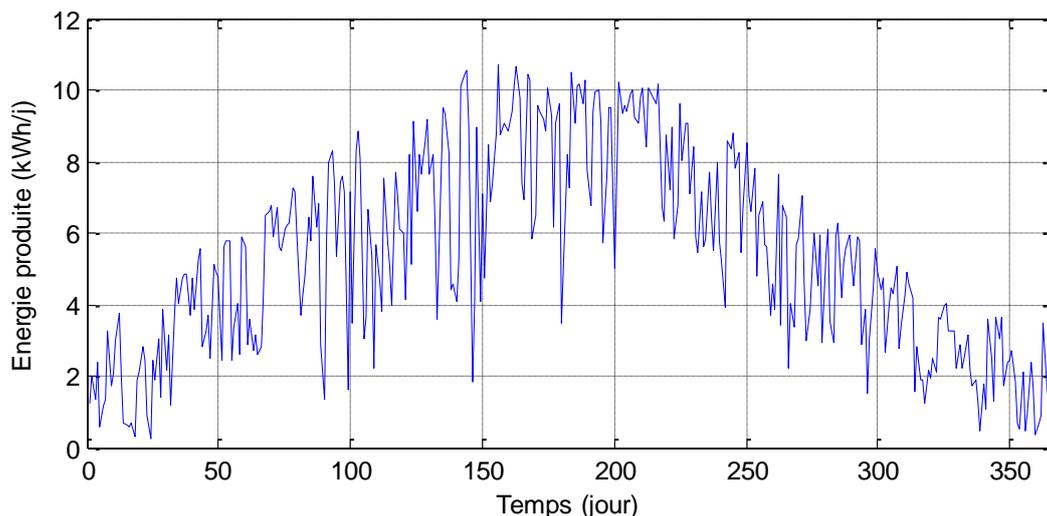


**Fig. IV-22 :** Evolution de l'irradiation solaire journalière au cours de l'année.



**Fig. IV-23 :** Evolution de la température journalière au cours de l'année.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

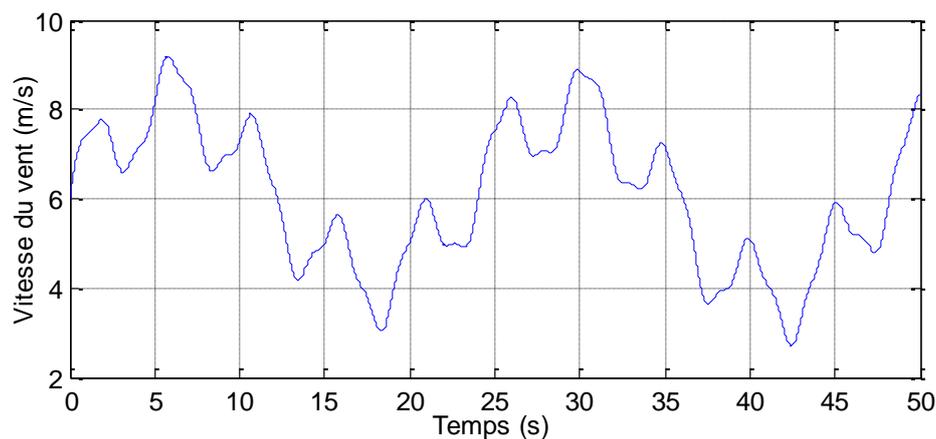


**Fig. IV-24 :** Evolution de l'énergie journalière produite par le GPV au cours de l'année.

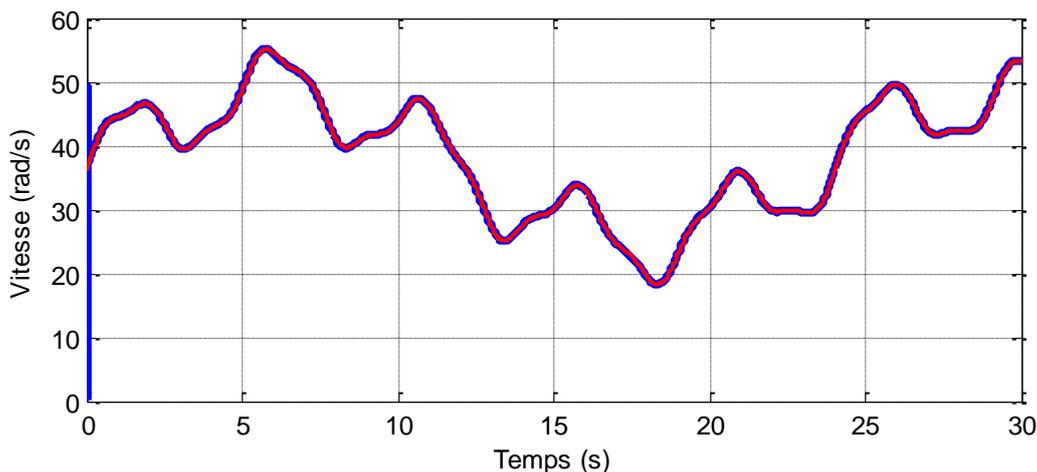
Les performances du système évalué sont fortement dépendantes du profil de consommation et des profils de production des sources renouvelables (profil d'irradiation solaire et vitesse du vent).

Nous allons aussi tester le comportement de la logique floue lors de variations moyennes de la vitesse du vent.

Les figures IV-25 et IV-26 représentent respectivement le profil du vent aléatoire appliqué à la turbine éolienne et vitesse de la GSAP optimale ou (référence) comparée avec la vitesse capturée.



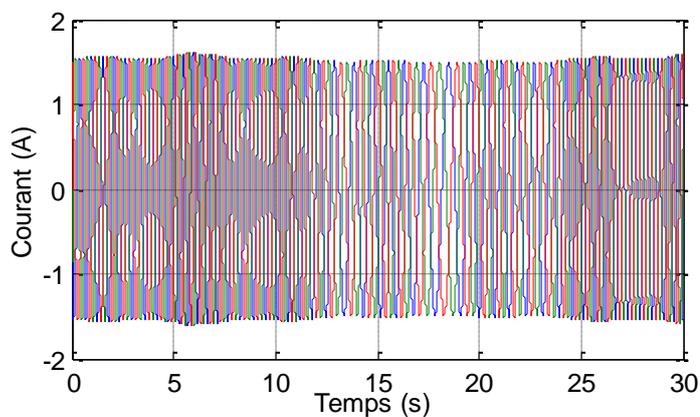
**Fig. IV-25 :** Profil du vent aléatoire appliqué à la turbine éolienne.



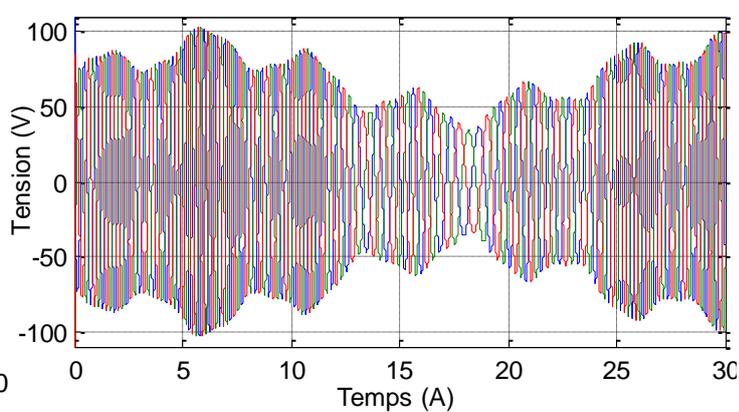
**Fig. IV-26 :** Vitesse de la GSAP optimale ou (référence) et la vitesse capturée.

La vitesse de la GSAP est l'image du vent entraînant l'éolienne, elle suit convenablement la référence ou (Vitesse de optimale) comme le montre la figure (IV-26).

La Figure (IV-27) et (IV-28) présentent le courant et la tension de la GSAP.



**Fig. IV-27 :** Courant de la GSAP.



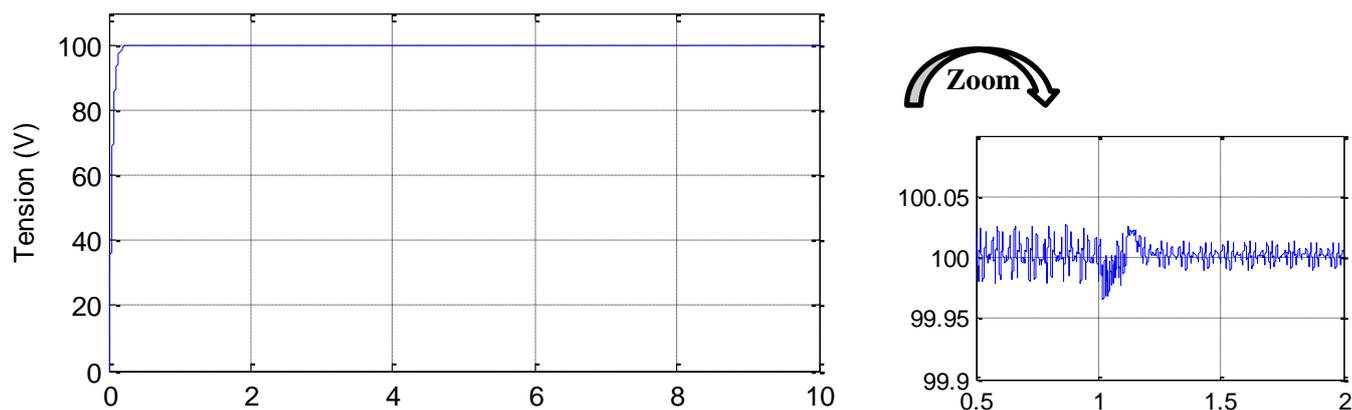
**Fig. IV-28 :** Tension de la GSAP.

La commande vectorielle reste très sensible à la variation des paramètres de la machine en cours de fonctionnement. Par contre, cette méthode est plus facile à implanter.

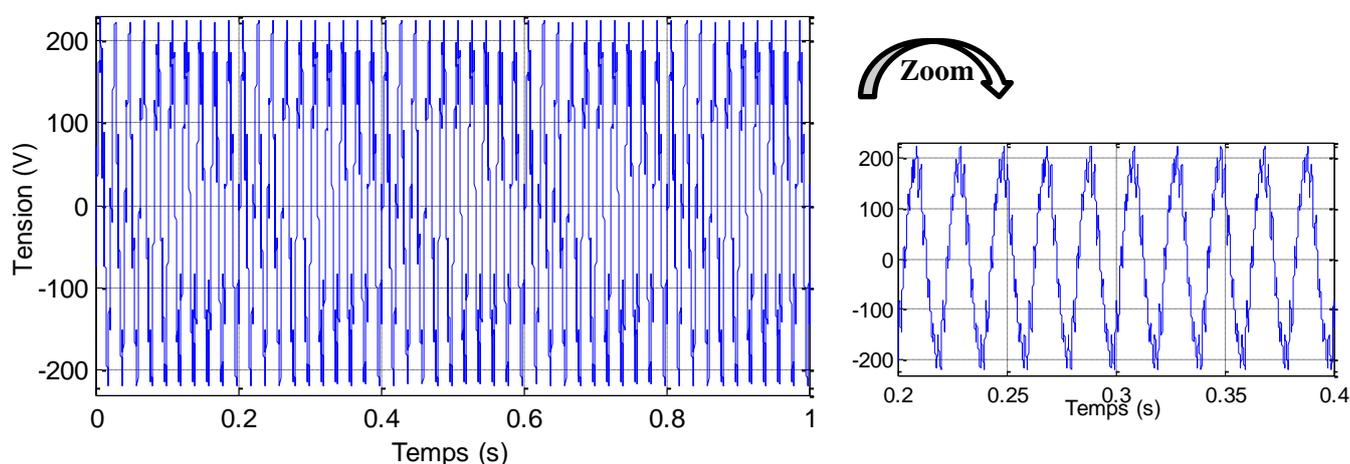
La figure (IV-29) représente la tension dans le bus continu qui sera à l'entrée de l'onduleur et les batteries de stockage.

La figure (IV-30) représente la tension à la sortie de l'onduleur après le bus continu qui va être envoyé vers l'utilisation domestique de 220V en CA.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride



**Fig. IV-29** : Tension du bus continu.



**Fig. IV-30** : Tension à la sortie de l'onduleur (vers la charge).

D'après les résultats de simulations, on peut remarquer la robustesse et la rapidité de la commande. Avec l'éolienne, on extrait la puissance maximale possible de la puissance portée par le vent.

La figure (IV-31) représente l'évolution de la vitesse du vent moyenne mensuelle au cours de l'année pour le site choisi (Ain-Arnat à Sétif) sur une hauteur du mât de 30m.

La figure (IV-32) représente l'énergie mensuelle produite par l'aérogénérateur (1kW) durant l'année pour le profil du vent de la figure (IV-25).

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

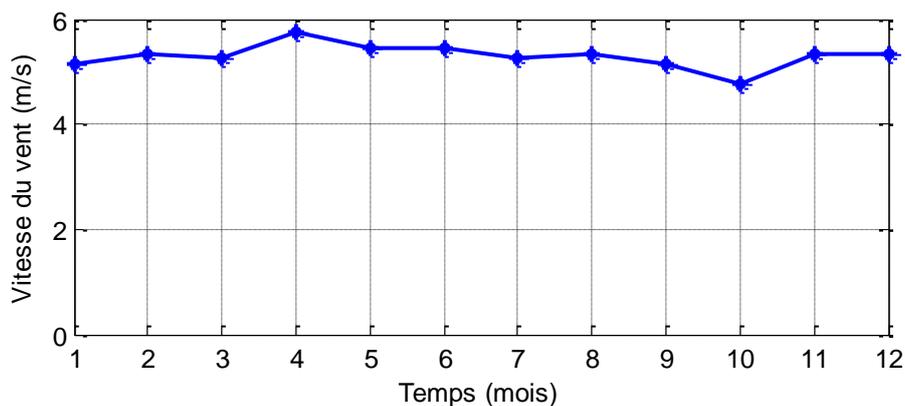


Fig. IV-31 : Vitesse du vent moyenne mensuelle durant l'année.

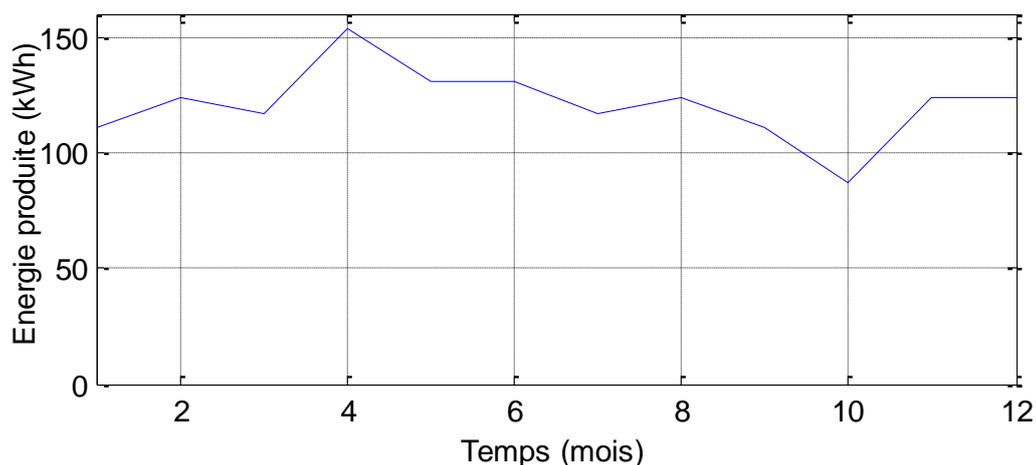


Fig. IV-32 : Energie mensuelle produite par la GSAP durant l'année.

Un bilan d'énergie est établi dans le but de calculer les paramètres clés du système comme par exemple la fraction solaire ou l'énergie utile.

La figure (IV-33) représente l'énergie moyenne mensuelle délivrée par chaque générateur, ainsi que l'énergie totale produite.

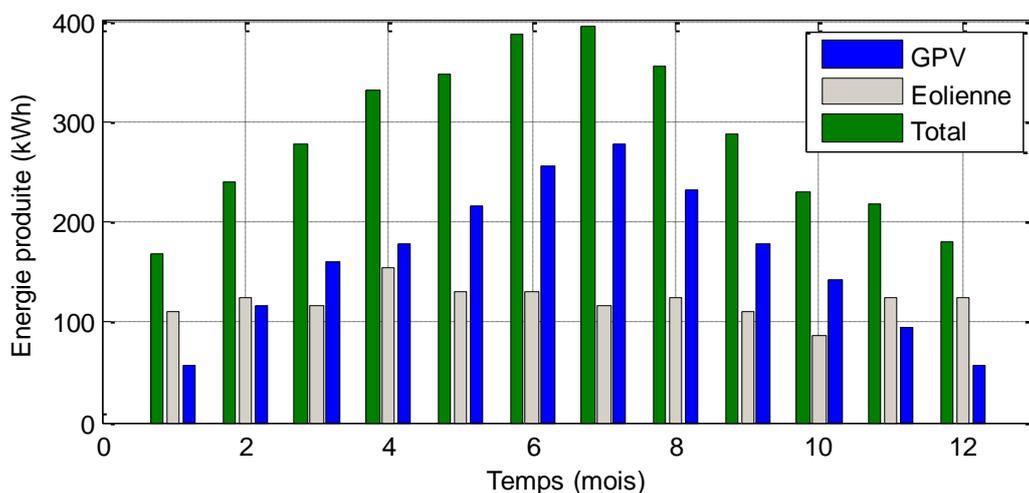


Fig. IV-33 : Bilan énergétique mensuel pour la configuration du système étudié.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

Les résultats de simulation représentant les énergies mises en jeu dans le système durant l'année de fonctionnement. Ces résultats montrent que la configuration du système hybride permet de satisfaire la charge (tableau IV-2), et produit un excédent énergétique annuel de 13,4% de l'énergie total produite par les deux sources.

Composant	Production (en kWh/ans)	Fraction
Eolienne	1407,2	41,73%
Photovoltaïque	1964,7	58,26%
Total	3371,9	100%
Différence	451,7	13,4% de l'énergie produite

**Tableau IV-2** : Energie annuelle produite par les deux générateurs.

Ce pourcentage est déterminé par le rapport entre l'énergie excédentaire (surplus) et l'énergie total du système (générateur éolien et photovoltaïque). Cet excédent, qui provient des générateurs à sources renouvelables, peut être réduit par la réduction de leur taille, dans ce cas le nombre de batteries de stockage doit être augmenté ce qui provoque l'augmentation du coût du système à cause de la durée de vie des batteries.

Nous constatons par ailleurs, que pour le site de Ain-Arnat la charge est couverte respectivement par cinq modules PV de puissance total de 1250 Wc et un aérogénérateur de 1000 W.

La figure (IV-34) récapitule le schéma global de la commande de toute la chaîne de production à énergie hybride.

## Chapitre IV : Commande, Optimisation et Résultats de Simulation du Système à Energie Hybride

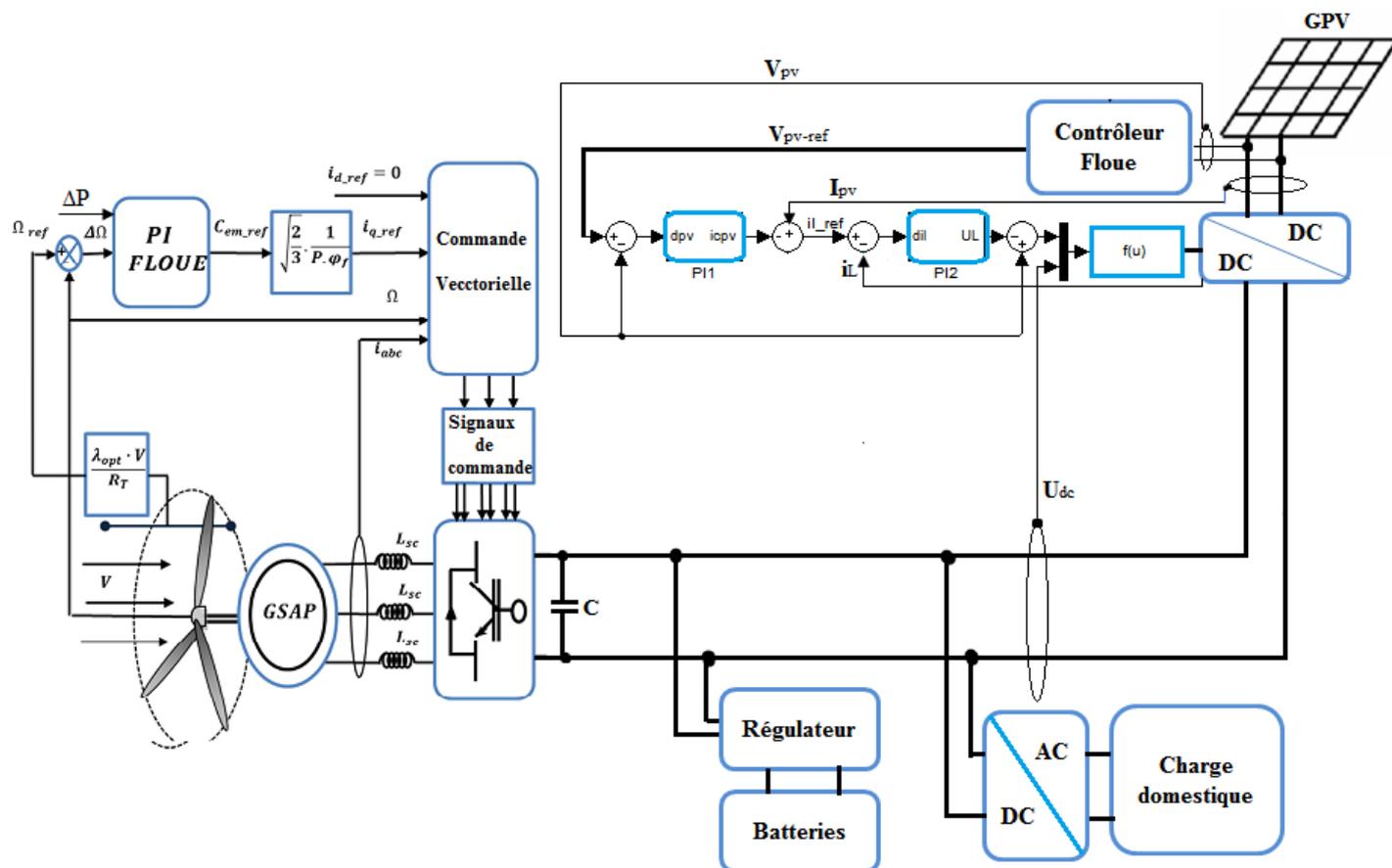


Fig. IV-34 : Schéma global de la commande du système hybride (PV-Eolien).

### Conclusion

Le système de conversion d'énergie éolienne et photovoltaïque pour le site en question est donc utilisé de façon optimale en considérant que son choix est effectué, correctement, en fonction des paramètres du site. La production d'énergie dans une installation hybride et autonome s'avère difficile et doit, en toute rigueur, dépendre à la fois, des caractéristiques météorologiques du lieu où le système est installé et également le profil de consommation.

### CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent la production d'électricité à partir d'un système hybride (éolien- photovoltaïque) avec un système de stockage totalement autonome. Une contribution à l'étude des sources d'énergie solaire et éolienne et de leur complémentarité ainsi que la possibilité d'adaptation entre ces deux sources et la charge.

L'objectif était de maintenir un niveau de fiabilité élevé avec un coût minimal grâce à un dimensionnement optimal, trois méthodes de dimensionnement sont utilisées, sur la moyenne mensuelle annuelle, la moyenne du mois le plus défavorable et la méthode LPSP pour une charge et une probabilité de perte d'énergie donnée, sous le critère d'un prix minimum du système.

Un nombre optimal de batterie et de modules photovoltaïque a été calculé après avoir calculé la puissance horaire produite par l'aérogénérateur et par le générateur photovoltaïque pour une période d'analyse d'une année au site de Sétif.

A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations saisonnières a été prise en considération et ce concernant ces deux sources d'énergie. La modélisation et la simulation numériquement de la chaîne de conversion ont été effectués en utilisant le logiciel Matlab et les résultats sont présentés et commentés.

Dans ce contexte, on a modélisé chaque bloc de la chaîne de conversion d'énergie du système ainsi que la commande de chaque convertisseur. Le problème qui se pose est généralement une exploitation non optimale du système. Alors une adaptation est nécessaire pour maximiser le rendement du système d'une part et pour réduire le coût du système d'autre part. Pour parvenir à cet objectif, on a opté pour différentes techniques d'optimisation.

Dans ce travail d'optimisation de la puissance du GPV et de l'aérogénérateur, nous avons choisi comme variables d'entrées les paramètres du GPV et de l'aérogénérateur successivement ( $I_{pv}$ ,  $V_{pv}$ ), ( $V_{vent}$ ,  $P_t$ ), afin d'éviter l'influence due aux variations des différentes grandeurs du système (grandeurs électriques et mécaniques de la charge, des deux convertisseurs statiques, ...).

Pour une optimisation par logique floue, on a proposé un algorithme caractérisé par sa particularité de choix entraînant parfois des imprécisions. Le contrôleur floue dont la

conception est basée sur les règles linguistiques générales et vagues établies indépendamment des paramètres (climatiques et électriques) du GPV et de l'éolien, permet une optimisation de la puissance globale du système et devrait manifester une robustesse vis-à-vis de toute déviation paramétrique éventuelle.

On s'est limité dans ce travail à montrer comment le contrôleur flou permet la poursuite du point de puissance maximale lors d'une variation de l'éclairement et de la vitesse du vent.

Les résultats obtenus lors de l'application de la technique logique floue de Mamdani à cinq classes ont montré un comportement satisfaisant du système et des performances élevées, mais il présente l'inconvénient de nécessiter un temps de calcul relativement grand pour l'optimisation.

Nous aimerions poursuivre ce travail, en l'enrichissant par une étude supplémentaire qui portera sur :

Etude détaillée sur la commande et l'optimisation afin de démontrer la sensibilité de variation brusque, soit au niveau des oscillations des paramètres ou du temps de réponse du système.

Concernant la modélisation du système autonome, il serait intéressant à court terme d'introduire des modèles raffinés au niveau modulaire et de réaliser le prototype virtuel du système complet. De façon complémentaire, un autre objectif serait de développer une bibliothèque de modèles en se basant sur des travaux et projets qui traitent essentiellement du domaine de la génération et de la récupération d'énergie. Il est important de noter, l'efficacité d'une approche de modélisation automatique des composants d'un système d'énergie hybride.

## RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] : **D. KOUSSA, M.BELHAMEL**, « Etude technico-économique d'un système hybride (éolien – photovoltaïque-diesel) de production d'électricité sans interruption ». Article du Centre de Développement des Energies Renouvelables Algérien.
- [2] : **L. ABDELHAMID**, « Contribution à l'Amélioration des Performances des Générateurs Eoliens - Evaluation de l'Impact des Energies Renouvelables sur l'Environnement ». Thèse Doctorat, Université de Batna, 2012.
- [3] : Site internet d'information sur l'énergie solaire de l'habitat, [www.outilssolaires.com](http://www.outilssolaires.com)
- [4] : **A. MIRECKI**, « Etude comparative des chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ». Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2005.
- [5] : **K. GHEDAMSI**, « Contribution à la modélisation et la commande d'un convertisseur direct de fréquence. Application à la conduite de la machine asynchrone ». Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale Polytechnique, 2008.
- [6] : **A/K. OULD MAHMOUD**, « Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charges mixtes ». Thèse Doctorat, Université de Nouakchott, 2008.
- [7] : Site internet, annuaire de l'énergie solaire en France, <http://www.portail-solaire.com>
- [8] : **L. ABBASSEN**, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque ». Mémoire Magister, université de Tizi-Ouzou, 2011.
- [9] : **A. LABOURET, M. VILLOZ**, « Energie solaire Photovoltaïque ». Livre, 3<sup>ème</sup> édition, Paris France, 2003.
- [10] : **J. ROYER, T. DJIAKO, E. SCHILLER et B. SADASY**, « Le pompage photovoltaïque ». Livre, Université de Québec, 1998.
- [11] : **R. MAOUEDJ**, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah ». Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaïd. Département de physique, 2005.
- [12] : **B. NOUHOU**, « Conception technico-économique d'un système de pompage autonome photovoltaïque-aérogénérateur ». Mémoire de maîtrise de sciences appliquées en génie électrique, 1999.
- [13] : « La cellule photovoltaïque ». Document technique, Centre de recherche de développement de l'ECAM.
- [14] : **F. BAGHDADI**, « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelables ». Mémoire Magister, université de Tizi-Ouzou, 2011.

- [15] : **L.KHATTACHE**, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique à double alimentée ». Mémoire Magister, Batna, 2007.
- [16] : **J. LAGOR**, « Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable – Application des systèmes multi-agents pour la gestion d'énergie ». Thèse Doctorat, 2009.
- [17] : **S. DIAF, M. HADDADI ET M. BELHAMEL**, « Analyse technico économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 9, N°3 (2006) 127 – 134.
- [18] : **Y. BAKELLI**, « Contribution à l'optimisation du dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque autonome ». Thèse de Doctorat en Sciences, Université Hadj Lakhdar Batna, 2012.
- [19] : **K. AMOKRANE**, « Etude et Performances des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable ». Mémoire Magister, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2008.
- [20] : **B.BOUKHEZZAR**, « Stratégies de Commande pour L'optimisation et la Régulation de Puissance des Éoliennes à Vitesse Variable ». Thèse de Doctorat de l'université de Paris XI France, 2006.
- [21] : **P. GIPE**, « Le Grand Livre De L'éolien ». France, 2007.
- [22] : **F.POITIERS**, « Étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne ». Thèse de doctorat de l'université de Nantes, France, 2003.
- [23] : **A. ABDELLI**, « Optimisation multicritères d'une chaîne éolienne passive ». Thèse de Doctorat, institut nationale polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [24] : **N. MEKKAOUI**, « Contribution à la Modélisation et à la Commande d'une Mini-Centrale Eolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée ». Mémoire Magister, Université Batna, 2004.
- [25] : **A. RAMLI**, « Contribution à l'amélioration des performances d'un aérogénérateur basé sur MSAP ». Mémoire de Magister, Université de Bejaia, 2010.
- [26] : **S.AIMANI**, « Modélisation de Différentes Techniques D'éoliennes Intégrées dans un Réseau de Moyenne Tension ». Thèse doctorat de l'école centrale de Lille, France, 2004.
- [27] : **A.BOYATTE**, « Contrôle-commande d'un Générateur Asynchrone à Double Alimentation avec Système de Stockage pour la Production Éolienne ». Thèse de Doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy I, France, 2006.
- [28] : **A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa et M. R. Benhaddadi** « Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°3 P : 199 – 209, 2006.

- [29] : **O.GERGAUD**, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur ». Thèse Doctorat, Ecole Normale de Cachan, 2012.
- [30]: **G.C.D. SOUSA, B.K. BOSE**, « A fuzzy set theory-based control of a phase controlled converter DC machine drive ». IEEE Trans. Ind. Appl. 30 (1), P: 34–44, 1994.
- [31]: **F. VALENCIAGA et P. F. PULESTON**, « Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy ». IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, N°. 2, 2005.
- [32]: **S. MORIMOTO**, « Sensorless Output Maximization Control for Variable-Speed Wind Generation System Using IPMSG ». IEEE Transactions on industry applications, Vol. 41, 2005.
- [33]: **R.CHENNI, L. ZAROOUR, M. AMAROUAYACHE, A. BOUZID**, « A New Design for Analogue Maximum Power Point Tracking ». International Review of Electrical Engineering, 2008.
- [34]: **N. HAMROUNI, M. JRAIDI**, « Measurements and Simulation of PV Pumping Systems Parameters using MPPT and PWM Control Strategies » IEEE MELECON, Benalmádena (Málaga), 2006.
- [35] : **L. ZAROOUR**, « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque éolien hors réseau». Thèse doctorat, Université de Batna, 2010.
- [36] : **S. LALOUNI**, « Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batterie». Mémoire Magister, Université de Bejaia, 2005.
- [37] : **M. BOUSSAK, R. PILIOUA-SENDO**, « Commande vectorielle sans capteur mécanique avec l'estimation de la position initiale des servomoteurs synchrones à aimants ». 16 ème journées Tunisiennes d'Electrotechnique et d'automatique, Hammamet Tunisie, 1996.
- [38] : **F. BRIHMAT**, « L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien». Mémoire Magister, université de Tizi-Ouzou, 2012.
- [39] : **K. HANNES**, « Analysis, simulation, and evaluation of Maximum Power Point Tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle ». Master science électricité et computer ingénierie, Université de l'état de portland, 1999.
- [40] : **S. El AIMANI**, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ». Thèse doctorat, L2EP de l'EC de Lille, France, 2004.
- [41] : **Z. BENHACHANI**, « Elaboration d'un modèle de dimensionnement d'un système hybride (solaire-éolien) alimentant une ferme dans la région des Aurès ». Mémoire Magister, Université de Batna, 2011.

- [42] : **P. VIDAL**, « Commande non-linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation ». Thèse Doctorat de l'institut national Polytechnique de Toulouse, France, 2004.
- [43] : **R. REDJEM**, « Étude d'une Chaîne de Conversion d'énergie éolienne ». Mémoire Magistère, Université de Constantine, 2009.
- [44] : **A/D. DAHBI**, « Etude des performances et commande d'une machine synchrone à aimants permanents utilisée dans les éoliennes ». Mémoire Magister, Université de Sétif, 2012.
- [45] : **C. BOUCHEREB**, « Contrôle direct du couple des machines synchrones ». Mémoire Magistère en électrotechnique, université de Batna, 2005.
- [46] : **G. GRELLET, G. CLERC**, « Actionneurs électrique Principe/Modèle/Commande ». Livre, Deuxième Edition, 2000.
- [47] : **A. HCHOUR**, « Synthèse De Commande Et D'observateurs Par La Passivité : Application à La Machine synchrone à Aimants Permanents ». Mémoire Magister, E.N.P, El-Harrach, 1999.
- [48] : **F. CHEVRIE, F. GUELY**, «La Logique Floue» Cahier Technique Schneider, N°191, 1998.
- [49] : **M.T. LATRECHE**, « Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien». Mémoire Magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2012.
- [50] : **M. VAN DESSEL, G. DECONINCK**, «Power electronic grid connection of PM synchronous generator for wind turbines». IEEE et Nayer Institut, 2008.
- [51] : **S. BRIGAND**, « Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque ». Complément technique, Mars/Avril 2008.
- [52] : **K. ZAOUCHE**, « Etude et Développement de Différentes Méthodes MPPT pour un Système Photovoltaïque ». Mémoire Magister, Université Houari Boumediene d'Alger, 2009.
- [53] : **H. CAMBLONG**, « Minimisation de L'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable ». Thèse doctorat, ENSAIVI Bordeaux, 2003.

# ANNEXE 1

## Caractéristique du panneau photovoltaïque :



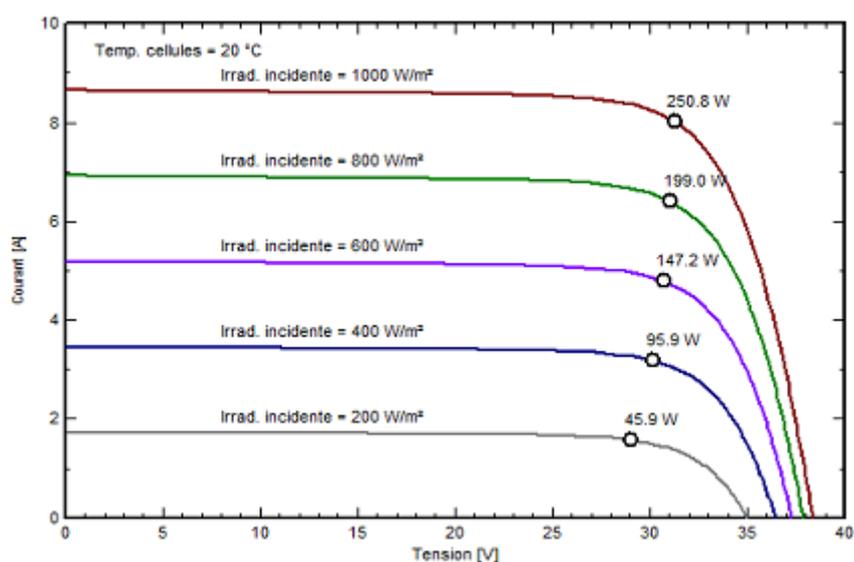
Frame Less = sans cadre aluminium

**FL60-245PWP**

### Caractéristiques électriques STC

STC(Standard Test Conditions) : 1.000 W/m<sup>2</sup>, (25 ±2)° C, AM 1,5 (EN60904-3)

Puissance Maximale	$P_{max}$	Wc	<b>245</b>
Tension à la puissance maximale	$V_{mpp}$	V	30,1
Courant à la puissance maximale	$I_{mpp}$	A	8,14
Tension en circuit ouvert	$V_{co}$	V	37,68
Courant de court-circuit	$I_{cc}$	A	8,68
Rendement de la tuile PV		%	14,9
Nombre de cellules			60
Nombre de diodes			3
Poids		Kg	19,7



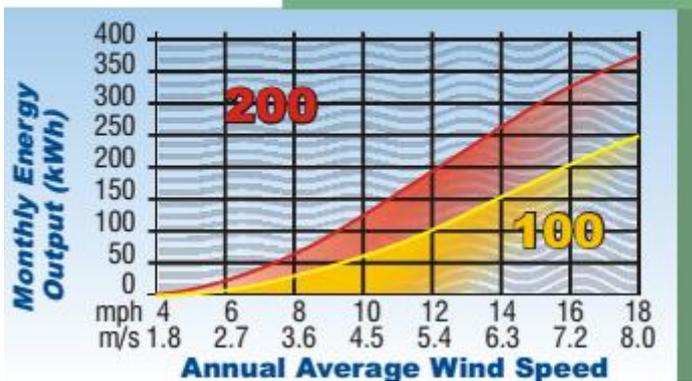
## ANNEXE 2

### Caractéristique de l'aérogénérateur :

9 ft. (2.7 m)
65 lbs (30 kg) Box: 87 lbs (39.46kg)
51 x 20 x 13" (1295 x 508 x 330mm)
2.5" schedule 40
7 mph (3.1m/s)
12, 24, 36, 48 VDC (HV available)
1000 watts at 26 mph (11.6m/s)
Whisper Controller
Cast Aluminum/Marine option avail.
Polypro/Carbon Glass Reinforced
Side-Furling
158 kWh/mo @12mph (5.4m/s)
5 Year Limited Warranty
120 mph (55 m/s)



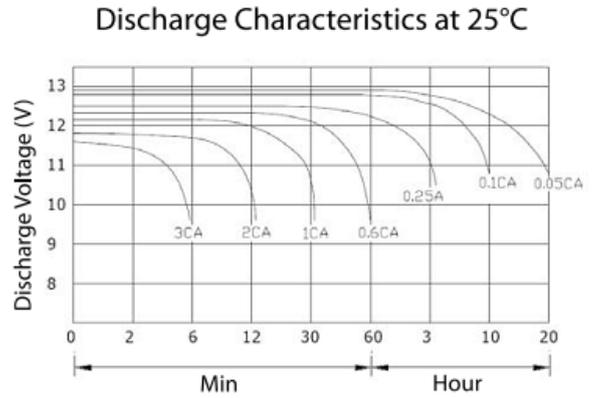
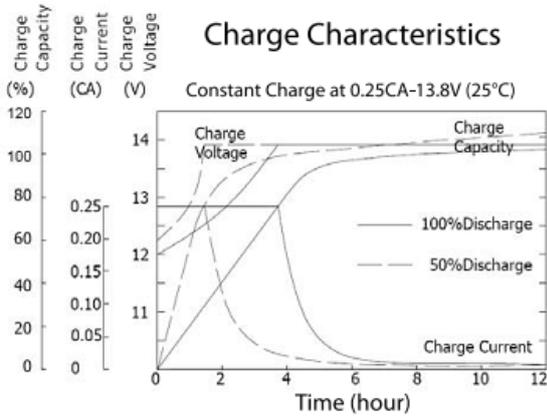
### Performance Curves



# ANNEXE 3

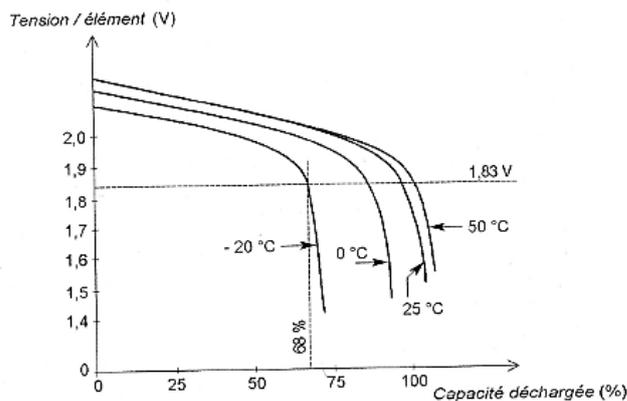
## Caractéristiques de la batterie :

/ batterie UC-20012



### • Specifications

Battery Model	UC 200-12			
Designed Floating Life	8 Years			
Capacity (25°C)	20HR (10A, 1.75V)	10HR (20A, 1.75V)	5HR (37A, 1.75V)	1HR (138A, 1.75V)
	200 AH	200 AH	185 AH	138 AH
Dimensions	Length	Width	Height	Total Height
	496 mm	250 mm	207 mm	215 mm
Approximate Weight	61.0 kg			
Internal Resistance	Fully charged at 25°C: 0.0038 Ohm			
Self Discharge	3% of capacity declined per month at 25°C			
Capacity Affected	40°C	25°C	0°C	-15°C
by Temperature (20HR)	102%	100%	85%	65%
Charge Voltage (25°C)	Cycle use		Float use	
	14.4-14.8V (-30mV/°C), max. Current: 50A		13.6-13.8 (-20mV/°C)	



**ملخص:** إنتاج الكهرباء باستعمال الطاقة المتجددة، تحافظ على البيئة و تمنح للمستهلك إمدادات و امتيازات أفضل. الطبيعة الا مستقرة للطاقة المتجددة و تكلفة النمط المختار تلزم علينا دراسة و تصميمها محكماً.

و في هذا السياق تأتي هذه المذكرة في إطار دراسة و تصميم نضام توليد الكهرباء باستعمال الطاقة المتجددة و ذلك مقرنين مولد كهر وشمسي، مولد ريحي، مجموعة بطاريات و نظام التحكم. ثلاث طرق استعملت على غرار المعدل الشهري السنوي، الشهر الأضعف في السنة و طريقة احتمال فقدان الطاقة.

لدراسة النظام الهجين، قَدّم نموذج من كلّ سلسلة تحويل الطاقة و نظام التحكم في المعدات. للدراسة المثالية بالتحكم الغامض، توجّهنا في هذه المذكرة الى إظهار كيف أن المحاكاة بالتحكم الغامض يتّبع نقطة القدرة القصوى عند تغيّر الإضاءة و سرعة الرياح.

**كلمات مفتاحية:** النظام الهجين، التصميم، احتمال فقدان الطاقة، الدراسة المثالية، التحكم الغامض.

**Résumé :** La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelable offre une plus grande sûreté d'approvisionnement de consommateurs tout en respectent l'environnement, leur caractère aléatoire ainsi que le coût de l'installation, nous impose une étape de dimensionnement cruciale.

Ainsi, ce travail de mémoire présente une étude et dimensionnement des systèmes de production d'énergies d'origine renouvelables, couplant un champ photovoltaïque, une éolienne, un système de stockage et une technologie de commande. Trois méthodes de dimensionnement sont utilisées, sur la moyenne mensuelle annuelle, la moyenne du mois le plus défavorable et la méthode LPSP.

Pour l'étude du Système Hybride, la modélisation de chaque bloc de la chaîne de conversion ainsi la commande de chaque convertisseur a été faite. Pour une optimisation par logique floue, on s'est limité à montrer comment le contrôleur flou permet la poursuite du point de puissance maximale lors d'une variation de l'éclairement et de la vitesse du vent.

**Mots clés :** Système Hybride, Dimensionnement, LPSP, Optimisation, Logique floue.

**Abstract:** The production of electricity is decentralized by renewable energy, it offers great advantages of supply for consumers while respecting the environment, the randomness and the cost of installation; imposed us a crucial step sizing.

Thus, this memory work presents a study and design of production systems renewable energies, by coupling a photovoltaic array, a wind turbine, a storage system consisting of batteries and control technology. Three design methods are used, the annual monthly average, the average worst month and LPSP method.

To study the SEH, modeling each block of the energy conversion chain and the control of each converter was made. To optimize fuzzy logic, we are limited in this work to show how the fuzzy controller allows the continuation of the maximum power point in a variation of the illumination and wind speed.

**Keywords:** Hybrid System, Sizing, LPSP, Optimization, Fuzzy logic.