

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Ahmed Draya Adrar



FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : SCIENCES DE LA MATIERE

Mémoire de Magister

Spécialité : Physique Energétique

Présenté par

LAROUI Rachid

Thème

Modélisation et simulation d'un système multi-sources Photovoltaïque-éolien-diesel dans la région d'Adrar

Soutenue publiquement le 05/03/2015 devant le jury composé de :

Dr. DJARFOUR Nouredine	M.C.A.	Université d'Adrar	Président
Prof. BENATIALLAH Ali	Prof.	Université d'Adrar	Rapporteur
Dr. BENTOUBA Saïd	M.C.A.	Université d'Adrar	Examineur
Dr. SOUFI Youcef	M.C.A.	Université de Tebessa	Examineur

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 dans des meilleures conditions.

Je remercie vivement en premier lieu Monsieur: BENATIALLAH Ali, professeur à l'université d'Adrar, et mon directeur de mémoire de magister, qui par sa compétence, ses encouragements, ses critiques constructives et son soutien moral a su m'informer, me conseiller, et me rendre de plus en plus autonome pour bien réaliser ce travail.

Mes remerciements vont également à Mr. DJARFOUR Nouredine Maitre de conférence A à l'université de d'Adrar, a bien voulu présider ce jury de mémoire.

Mes remerciements vont également à Mr. BENTOUBA Saïd Maitre de conférence A à l'université de d'Adrar, et à M. SOUFI Youcef Maitre de conférence A à l'université de Tebessa, qui m'ont fait l'honneur de faire partie de ce jury.

Je n'oublierai pas de remercier aussi Mr. HARROUZ Abdelkader maître assistant A à l'université d'Adrar pour l'aide qu'il m'a apporté durant toute la préparation de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :
Mes chers parents que Dieu me les garde,
Ma femme et mes fils Hassine et Walid,
Mes frères et sœurs,
Toute ma famille
Tous ceux qui me sont chers.

Rachid

Sommaire

Remerciements	i
Dédicace	ii
Sommaire	iii
Liste des figures	vi
Liste des tableaux	ix
Nomenclature	x
Introduction Générale	1
Chapitre I : Etat de l'art sur le système d'énergie multi-source PV-E-D	
I.1 Introduction	3
I.2 Evaluation des énergies renouvelables en Algérie	3
I.3 Définition et mission des systèmes d'énergie multi-sources	4
I.4 Présentation du système hybride choisie	6
I.5 Principaux éléments d'un système PV-E-D	6
I.5.1 L'installation photovoltaïque	7
I.5.1.1 Cellule photovoltaïque	7
I.5.1.2 Caractéristique électrique	9
I.5.1.3 Le module photovoltaïque	10
I.5.1.3.1 Regroupement des cellules en séries.....	10
I.5.1.3.2 Regroupement des cellules en parallèle	11
I.5.1.3.3 Regroupement des cellules série et parallèle	12
I.5.1.4 Le gisement solaire.....	12
I.5.1.4.1 Mouvements de la Terre	14
I.5.1.4.2 Mouvement apparent du Soleil.....	14
I.5.1.4.3 Repérage de la position du Soleil	15
I.5.2 L'installation éolienne.....	17
I.5.2.1 Principaux composants d'une Eolienne	17
I.5.2.2 Le gisement éolien	19
I.5.2.3 Différents types des turbines éoliennes	20
I.5.2.3.1 Eoliennes à axe vertical	20
I.5.2.3.2 Eoliennes à axe horizontal	21
I.5.2.4 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique	22
I.5.2.5 Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne	25
I.5.2.6 Machines électriques utilisées dans la production de l'énergie éolienne	26
I.5.2.6.1 Eoliennes à vitesse fixe	26
I.5.2.6.2 Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator	27
I.5.2.6.3 Eolienne à vitesse variable à base de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)	27
I.5.3 Générateur diesel	28
I.5.3.1 Réseaux autonome alimenté par centrale diesel	28
I.5.3.2 Fonctionnement des groupes diesel	29
I.5.4 Systèmes de stockage	29

I.5.5 Convertisseurs	30
I.5.6 Charges	31
I.5.7 Système d'exploitation	31
I.6 Etude de différentes structures du système d'énergie hybride.....	32
I.6.1 Configuration à bus à DC	33
I.6.2 Configuration à bus à AC	34
I.6.3 Configuration à mixte à bus à DC/AC.....	35
I.7 Conclusion	36
Références bibliographiques	37

Chapitre II : Modélisation des éléments du système

II.1 Introduction	39
II.2 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque.....	39
II.2.1 Modélisation du panneau photovoltaïque	40
II.2.1.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque	40
II.2.1.2 Paramètres caractéristiques d'une cellule solaire	41
II.2.1.3 Modèle simplifié du module photovoltaïque	42
II.2.1.4 Paramètres externe de la cellule photovoltaïque	44
II.2.2 Modélisation et commande des convertisseurs (DC -DC)	45
II.2.3 Point de Puissance Maximale	46
II.3 Modélisation de la chaîne de production éolienne	48
II.3.1 Modélisation de la vitesse du vent	49
II.3.2 Modèle de la turbine éolienne	49
II.3.3 Modèle du multiplicateur	51
II.3.4 Modèle de l'arbre	52
II.3.5 Modèle de l'actionneur des pales	52
II.3.6 Modélisation de la génératrice	53
II.3.6.1 Modélisation de la génératrice synchrone a aimant permanent (GSAP)	53
II.3.6.2 Commande de la GSAP	54
II.3.6.2.1 Commande PI standard	55
II.3.6.2.2 Mode glissant d'ordre supérieur	55
II.4 Modélisation du système de stockage	55
II.4.1 Modèle de Copetti de batterie au plomb	55
II.4.2 Modèle de la capacité de la batterie	56
II.4.3 Modèle de la tension de la batterie	56
II.4.4 Modèle de la charge de la batterie.....	57
II.4.5 Modèle de la décharge de la batterie	57
II.5 Modélisation des convertisseurs statiques	58
II.5.1 Redresseur	58
II.5.2 Modélisation du convertisseur DC-AC.....	59
II.5.2.1 Modélisation l'onduleur de tension	59
II.5.2.2 Modulation de Largeur D'impulsion M.L.I.	60
II.6 Modélisation du Groupe Diesel	61
II.6.1 Le régulateur de vitesse	63
II.6.2 Modèle simplifié de la machine synchrone	65

II.7 Simulation du système PVED sous Matlab-simulink	67
II.8 Simulation stratégie d'exploitation d'un système multi-sources PVED	67
II.9 Conclusion	71
Références bibliographiques	72
Chapitre III: Dimensionnement et optimisation Technico-économique	
III.1 Introduction	73
III.2 Dimensionnement du système multi-sources <i>PVED</i>	73
III.2.1 Calcul des puissances et énergies des charges	73
III.2.2 limitation du taux d'intégration	74
III.2.3 Dimensionnement du générateur photovoltaïque	75
III.2.4 Dimensionnement du générateur éolien	76
III.2.5 Dimensionnement du générateur Diesel	77
III.2.6 Dimensionnement du banc de Batteries	78
III.2.7 Dimensionnement des convertisseurs	79
III.3 Coût moyen actualisé des différentes combinaisons du système	79
III.4 Site d'implantation	80
III.4.1 Données géographiques de la région d'Adrar	81
III.4.2 Données météorologiques de la région d'Adrar	82
III.4.3 Réseau électrique de la région d'Adrar	82
III.5 Application du logiciel HOMER	83
III.5.1 Configuration du système	83
III.5.1.1 Configuration des éléments du système	84
III.5.1.1.1 La charge	84
III.5.1.1.2 Système éolienne	85
III.5.1.1.3 Système photovoltaïque	85
III.5.1.1.4 Groupes diesel	86
III.5.1.1.5 Stockage	86
III.5.1.1.6 Convertisseurs	87
III.5.1.2 Paramétrage des données des ressources	87
III.5.1.2.1 Potentiel solaire et éolien du site	87
III.5.1.2.2 Le prix du carburant	88
III.5.2 Optimisation des résultats	89
III.5.3 Résultats et discussions	90
III.6 Conclusion	92
Références bibliographiques	93
Conclusion générale.....	95
Annexes	97
Résumé.....	117

Liste des figures

Figure I-1 : Principaux éléments d'un système PV-E-D	6
Figure I-2 : L'effet photovoltaïque dans une cellule solaire	8
Figure I-3 : Différents types de cellules photovoltaïques	9
Figure I-4 : circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	10
Figure I-5 : Caractéristique typique $I - V$ d'une cellule photovoltaïque	10
Figure I-6 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série	11
Figure I-7 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèle	11
Figure I-8 : (a) Architecture d'un panneau photovoltaïque avec diodes de protections	12
Figure I-8 : (b) défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode (by-pass) mise en évidence du courant de circulation I_{pv}	12
Figure I-9 : Spectres solaires	13
Figure I-10 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil	14
Figure I-11 : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude	15
Figure I-12 : Composantes du rayonnement solaire au sol.....	16
Figure I-13 : Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne.....	17
Figure I-14 : Composantes principales d'une Eolienne.....	19
Figure I-15 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol	19
Figure I-16 : Eolienne à axe vertical (structure de Darrieus).....	20
Figure I-17 Eolienne à axe vertical (structure de Savonius)	21
Figure I-18 : Eoliennes à axe horizontal	22
Figure I-19 : Taille des hélices en m et puissance en kW	22
Figure I-20 : Tube de courant autour d'une éolienne	23
Figure I-21 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes	24
Figure I-22 : Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent	26
Figure I-23 : Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage	26
Figure I-24 : Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone	27
Figure I-25 : Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA	27
Figure I-26 : Configuration du générateur diesel	28
Figure I-27 : Tension de « cut-off » d'une batterie	30
Figure I-28 : Caractéristique de décharge d'une batterie au plomb	30
Figure I-29 : Système d'exploitation pour un système PV-E-D	32
Figure I-30 : Configuration à bus à DC	33
Figure I-31 : Configuration à bus à AC	34
Figure I-32 : Configuration à bus mix AC/CC	36
Figure II-1 : Chaîne production photovoltaïque	39
Figure II-2 : schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	40
Figure II-3 : Caractéristique $I (V)$ d'une cellule photovoltaïque	41
Figure II-4 : Schéma block global d'un panneau photovoltaïque sous matlab-simulink.....	43
Figure II-5 : (a) Caractéristique Tension/Courant.....	43
Figure II-5 : (b) Tension/Puissance d'un panneau PV	43
Figure II-6 : Schéma détaillé du système de conversion photovoltaïque	45

Figure II-7 : (a) Hacheur survolteur à commutation	45
Figure II-7 : (b) Hacheur survolteur à valeurs moyennes	45
Figure II-8 : Modèle de la chaîne photovoltaïque sous Matlab-simulink	46
Figure II-9 : Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau photovoltaïque	46
Figure II-10 : Recherche du MPP par la méthode de l'incrémentation de la conductance	47
Figure II-11 : Bloc-diagramme de l'algorithme MPPT « Incrémentation de la conductance	48
Figure II-12 : Convertisseurs (DC -DC) avec MPPT sous Matlab-simulink	48
Figure II-13 : Modèle de la turbine éolienne	48
Figure II-14 : Modèle et résultat de la vitesse de vent sous Matlab-simulink	49
Figure II-15 : Configuration d'une éolienne	49
Figure II-16 : Modèle de la turbine sous Matlab-simulink	50
Figure II-17 : Courbes du coefficient $C_P(\lambda, \beta)$	51
Figure II-18 : Orientation des pales	52
Figure II-19 : Modèle et commande du système de calage de pale	53
Figure II-20 : Modèle sous simulink du système de calage de pale	53
Figure II-21 : Modèle complet de la turbine éolienne	53
Figure II-22 : Schéma électrique équivalent de n_b éléments de batteries en séries	55
Figure II-23 : Redresseur triphasé a pont de diodes	58
Figure II-24 : Représentation des composants bidirectionnels	59
Figure II-25 : Modèle simulink de la commande de l'onduleur	60
Figure II-26 : Principe de la stratégie triangulo-sinusoïdale	60
Figure II-27 : Modèle de la partie mécanique du groupe diesel	62
Figure II-28 : Régulateur de vitesse construit autour d'un régulateur PI	63
Figure II-29 : Modèle simulink du régulateur de vitesse du moteur diesel	65
Figure II-30 : Modèle équivalent d'un enroulement	66
Figure II-31 : Modèle simulink du moteur diesel	67
Figure II-32 : Modèle simulink d'un système multi-sources PVED	68
Figure II-33 : Puissance active du système PVED	68
Figure II-34 : Puissance réactive du système PVED	69
Figure III-1 : Exemple de courbe de puissance et distribution de Weibull	77
Figure III-2 : Moyenne annuelle de la durée d'insolation en Algérie mesurée Période 1992-2002	81
Figure III-3 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale en Algérie	81
Figure III-4 : Atlas de vitesse de vent d'Algérie à 50 m d'altitude	81
Figure III-5 : Atlas de la densité de puissance énergétique d'Algérie à 50 m	81
Figure III-6 : Réseau 220 kV Adrar-In Salah	82
Figure III-7 : Sites isolés non raccordé au réseau interconnecté Adrar-In Salah	83
Figure III-8 : Model PVED utilisé dans l'étude sur Homer	84
Figure III-9 : Paramétrage de la charge	85
Figure III-10 : Paramétrage du parc éolien	86
Figure III-11 : Paramétrage du champ photovoltaïque	86
Figure III-12 : paramétrage des groupes diesel	86

Figure III-13 : Source de vent sur Homer	88
Figure III-14 : Source solaires sur Homer	88
Figure III-15 : Paramétrage du prix du gasoil	88
Figure III-16 : Résultats de calcul d'optimisation des configurations possibles	89
Figure III-17 : Production mensuel moyenne par élément	90
Figure III-18 : Fonctionnement de l'onduleur et redresseur par mois	91
Figure III-19 : Production électrique du champ photovoltaïque	91
Figure III-20 : Répartition des coûts du projet	91

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Répartition de la puissance installée par application en Algérie	3
Tableau I-2 : Classification des systèmes multi-sources par gamme de puissance	5
Tableau I-3 : Rendement des modules en fonction des différentes technologies	9
Tableau II-1 : Paramètres Pour une batterie de plomb acide	55
Tableau III-1 : Evolution annuelle des irradiations solaires horaire pour le site d'Adrar.....	80
Tableau III-2 : Coût et durée de vie des Eléments du système	84
Tableau III-3 : Centrales Diesel des sites isolés de la wilaya d'Adrar	85
Tableau III-4 : Données de rayonnement solaire et vitesse de vent des sites isolés de la région d'Adrar	87
Tableau III-5 : Production annuel par élément	90
Tableau III-6 : coût du prix de kilowattheure par site et par système	90
Tableau III-7 : Répartition des coûts annuels du projet	92

Nomenclature

1. Glossaire

R_s	Résistance série	Ω
R_p	Résistance parallèle	Ω
V_{co}	Tension en circuit ouvert	V
I_{cc}	Courant de court-circuit	A
N_s	Nombre des cellules en série	-
$V_{CO_{N_s}}$	Somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série	V
$I_{CC_{N_s}}$	Courant de court-circuit de N_s cellules en série	A
N_p	Nombre des cellules en parallèle	-
$I_{CC_{N_p}}$	Somme des courants en circuit ouvert de N_p cellules en parallèle	A
$V_{CO_{N_p}}$	Tension de court-circuit de N_p cellules en parallèle	V
w	déclinaison	°
j	Numéro du jour de l'année	-
L	Latitude	°
δ	Angle horaire	°
TS	Heure solaire	heure
h	hauteur du Soleil	°
a	Azimut	°
D	Rayonnement diffus	W/m ²
i	Inclinaison du capteur par rapport au sol	°
γ	Orientation du capteur par rapport au sud	°
$G_{i,\gamma}$	Eclairement global	W/m ²
$S_{i,\gamma}^*$	Composante utile de l'éclairement direct	W/m ²
I_0^*	Rayonnement direct au sol	W/m ²
D_i^*	Rayonnement diffus reçu par le plan d'inclinaison i	W/m ²
D_0^*	Rayonnement diffus atmosphérique sur un plan horizontal	W/m ²
T_L	Facteur de trouble atmosphérique	-
V_1	Vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur	m/s
V_2	Vitesse en aval de l'aérogénérateur	m/s
ρ	Densité d'air	kg/m ³
S	Surface des pales	m ²
m	Masse d'air en mouvement	kg
P_m	Puissance extraite	W
P_{mt}	Puissance total d'air	W
$P_{méc_max}$	Puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne	W
C_p	Coefficient de puissance	-
$\Omega_{turbine}$	Vitesse de rotation avant multiplicateur	rad/s
R	Rayon de l'éolienne	m
P_n	puissance nominale d'une éolienne	W
V_n	Vitesse de vent nominale	m/s
V_d	Vitesse de démarrage d'une éolienne	m/s
V_m	Vitesse d'arrêt d'une éolienne	m/s
V_v	Vitesse du vent	m/s
G	Eclairement dans les panneaux solaires	W/m ²
T_j	Température des panneaux solaires	°K
R_s	Résistance série d'une cellule photovoltaïque	Ω
R_p	Résistance parallèle d'une cellule photovoltaïque	Ω
I	Courant généré par la cellule photovoltaïque	A
I_{ph}	Photo-courant créé par une cellule photovoltaïque	A
I_d	Courant circulant dans la diode	A
I_o	Courant de court de saturation	A
T	Température de la jonction des cellules PV	°K
K	Constante de Boltzman	J/K°

q	Charge élémentaire	C
A	Facteur d'idéalité de la jonction	V
V	Tension de sortie	V
I_p	Courant circulant dans la résistance R_p	A
I_{cc}	Courant de court circuit	A
V_{co}	Tension à vide	V
V_m	Tension au point de fonctionnement	V
I_m	Courant au point de fonctionnement	A
P_{in}	Puissance incidente	W
S_c	Surface de la cellule	m ²
η	Rendement maximal	%
FF	Facteur de forme	
I_{cc}	Courant de court circuit	A
V_{co}	Tension du circuit ouverte	V
G_{ref}	Eclairement dans les panneaux solaires aux conditions standards	W/m ²
T_{ref}	Température des panneaux solaires aux conditions standards	°K
I'_{cc}	Courant de court circuit aux conditions prévu	A
V'_{co}	Tension du circuit ouverte aux conditions prévue	V
I'_m	Courant au point de fonctionnement aux conditions prévu	A
V'_m	Tension au point de fonctionnement aux conditions prévue	V
I_{cc_ref}	Courant de court circuit aux conditions standards	A
V_{co_ref}	Tension du circuit ouverte aux conditions standards	V
I_{m_ref}	Courant au point de fonctionnement aux conditions standards	A
V_{m_ref}	Tension au point de fonctionnement aux conditions standards	V
λ	Rapport de vitesse	-
β	Angle de calage des pales	°
Ω_t	Vitesse angulaire mécanique de la turbine	rad/s
R	Rayon de la turbine = longueur de pale	m
C_t	Couple mécanique sur l'axe de la turbine	N.m
C_{mec}	Couple mécanique sur l'axe du générateur	rad/s
G	Rapport de multiplication	-
Ω_{mec}	Vitesse du générateur	rad/s
J	Inertie totale des parties tournantes	kg.m ²
C_t	Couple total de l'éolienne	N.m
f_v	Coefficient de frottements visqueux	N. m. s/rad
C_{em}	Couple électromagnétique du générateur	N.m
τ_β	Constante de temps de l'actionneur	s
β_{min}, β_{max}	Limites de l'angle de calage des pales	°
s	Opérateur de Laplace	-
β_{ref}	Référence d'angle reçue du processus de commande de la puissance électrique	°
L_d, L_q	Respectivement les inductances directe et quadratique du stator	H
V_d, V_q	Respectivement tension statoriques direct et quadratique	V
I_d, I_q	Respectivement Tension statoriques direct et quadratique	A
Φ_d, Φ_q	Respectivement flux statoriques direct et quadratique	Wb
Φ_e	Flux d'aimant permanent par pôle	Wb
ω	Pulsation	Rad/s
R_a	Resistance statorique	Ω
ω_s	Pulsation statorique	Rad/s
L_d, L_q	Les inductances directe et en quadratique du stator	H
$[V_{abc}]$	Matrice des tensions de sortie de la génératrice	V
$[\Phi_{abc}]$	Matrice des flux	Wb
n_b	Eléments de batteries	-
R_b	Résistance interne d'un élément batteries	Ω
E_b	Tension à vide d'un élément batteries	V
C	Capacité d'une batterie	Ah
\bar{I}	courant moyen	A
Q	Quantité de charge manquante à la batterie	Ah
V_F	Force électromotrice	V
b	Tension empirique	V

$C_{bat}(t)$	Quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t)	Ah
$C_{bat}(t-1)$	Quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t-1)	Ah
σ	Taux horaire de la charge spontanée	-
P_{Ch}	Puissance fournie à la batterie pour le chargement	W
$P_L(t)$	Charge demandée au temps t	W
η_{ond}, η_{bat}	Rendements de l'onduleur et de la batterie	%
C_{bat}	La capacité de stockage de la batterie	Ah
N_a	Le nombre de jours d'autonomie	Jour
V_{Bat}	La tension de la batterie	V
T_{Dm}	Couple mécanique du moteur diesel	N.m
T_{D1}	Constante de temps du moteur diesel	s
T_{D2}	Délai de combustion du moteur diesel	s
$xz(t)$	Couple moteur diesel	N.m
T_{De}	Couple électromagnétique de la génératrice synchrone	N.m
K_{Dm}	Gain du moteur diesel	-
z	Indice de consommation de carburant	-
H_D	Inertie de la transmission mécanique du groupe diesel	N.m
D_D	Coefficient de frottement équivalent du groupe diesel	-
ω_{Dm}	Vitesse mécanique (moteur diesel)	Rad/s
K_{DP}	Gain proportionnel du régulateur de vitesse moteur diesel	-
K_{DI}	Gain intégral du régulateur de vitesse moteur diesel	-
K_{Dr}	Paramètre Droop du régulateur de vitesse du moteur diesel	-
T_m	Couple mécanique	N.m
ω_N	Vitesse mécanique nominale (Moteur diesel)	Rad/s
$x(t)$	Vecteur des variables d'état d'un système (modèle d'état)	-
$y(t)$	Vecteur des variables de sortie d'un système (modèle d'état)	-
ω_{Dm}^{ref}	Référence du régulateur de vitesse (Moteur diesel)	Rad/s
K	Coefficient de Kapp (caractéristique de la machine)	-
N	Nombre de conducteurs d'une phase de la machine	-
Φ	Flux maximum à travers un enroulement	Wb
n_s	Vitesse de rotation	tr/mn
$K = KNp$	Constante globale (caractéristique de la machine)	-
e_g	f.é.m. à vide	V
V_g	tension aux bornes d'un enroulement de la machine	V
R_g	résistance de l'enroulement	Ω
L_g	inductance synchrone	H
J_{ds}	Inertie totale de l'ensemble moteur diesel générateur synchrone	N.m
Ω_s	Vitesse de rotation	tr/mn
T_d	Couple mécanique sur l'arbre	N.m
$T_{em,g}$	Couple électromagnétique	N.m
P_c	Puissance de la conception prévue	W
P_M	Puissance pointe max atteinte	W
k_g	Coefficient d'évolution de charge	%
k_c	Marge de conception	%
E_c	Energie de la conception prévue	Wh
E_M	Energie totale produite	Wh
N_e	Nombre d'heures équivalent	h/j
E_{sol}	Gisement solaire	Wh/(m ² j)
E_{elec}	Demande énergétique journalière	Wh/j
N_e	Nombre d'heure	h/j
P_c	Puissance crête	W _c
$P_{c\,finale}$	Puissance crête finale en tenant compte des pertes	W _c
C_p	Efficacité de l'onduleur	%
C_{cond}	Coefficient associé aux pertes de courant de sources variées	-
C_f	Facteur de charge prévisible	-
E	Energie brute produite	Wh
C_L	Coefficient de pertes	%
λ_a	Coefficient de pertes par effet de sillage	%

λ_b	Coefficient des pertes pour causes d'arrêts	%
λ_m	Coefficient représentant les pertes divers	%
C_{AH}	Capacité des batteries	Ah
N_{ja}	Nombre de jours d'autonomie nécessaires	jour
B_j	Besoin journalier	Ah/jour
C_{nom}	Capacité nominale	Ah
P_d	Profondeur de décharge maximale autorisée	-
R_t	Coefficient réducteur tant compte de la température	-
P_{conv}	Puissance nominal du convertisseur	W
k_{conv}	Coefficient pour dimensionnement du convertisseur égal	-
P_{bmax}	Puissance instantané maximale fournie par le banc de batteries.	W
τ_i	Facteur d'annuité pour la composante i	-
N_i	Durée de vie de la composante i	W
M_i	Fraction d'investissement pour l'entretien (maintenance)	\$
I_i	Investissement et installation pour la composante i	\$
P_i	Puissances du système proposé	W
E_j	Consommation journalière d'électricité en	Wh
a	Taux d'actualisation	-
Pr_{fuel}	Prix unitaire du combustible	\$/kg
T_{CO_2}	Masse de CO2 produite pour une unité de masse de combustible	-
T_x	Taxe sur les émissions de CO2	\$/t
η_{GE}	Rendement du groupe électrogène	%
PCI	Pouvoir calorifique minimum	kWh/kg
K_{PF}	Coefficient de performance	-

2. Abréviation

PV-E-D	Photovoltaïque-éolien-diesel
EnR	Energies Renouvelables
DC	Courant Continue
AC	Courant Alternatif
PV	Photovoltaïque
AM_0	Masse d'air
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
GD	Générateur diesel
MPPT	Maximum Power Point Tracker
GSAP	Génératrice synchrone a aimant permanent
PI	Proportionnelle intégrale
DOD	Profondeur de la charge
SOC	Etat de charge
PID	Proportionnelle intégrale dérivé
HTB	Haute tension électrique >50kV~
Sonelgaz	Société algérienne de production d'électricité
SPE	Société algérienne de production d'électricité
SKTM	Société d'électricité et des énergies renouvelables
HOMER	Logiciel de dimensionnement et d'optimisation des systèmes hybrides

INTRODUCTION
GÉNÉRALE

Introduction Générale

Face à l'explosion démographique planétaire et au développement industriel, les exigences en ressources énergétique s'en vont grandissantes. La consommation des ressources énergétiques fossiles, prépondérante dans la consommation énergétique mondiale, est en forte croissance. Elle a augmenté de 11 % entre les années 1970 et 2000, et l'on estime qu'elle va encore augmenter de 30 à 40% d'ici 2030.

L'électricité aujourd'hui est la forme d'énergie la plus facile à exploiter. Mais avant de sa consommation il aura fallu la produire, en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter par un réseau de transport, puis la distribuer vers chaque consommateur. Mais pour les sites isolés ou éloignés du réseau, ils sont alimentés à travers des mini centrales de production généralement constituées par des groupes diesels et un réseau de distribution local sans réseau de transport.

Les sources d'énergie renouvelables font l'objet d'un regain d'intérêt ces dernières années. La cause principale de cet essor se cache derrière les pronostiques d'épuisement des ressources énergétiques conventionnelles de la Planète : fuel, gaz naturel, charbon et même uranium. Au contraire, les sources d'énergie renouvelables peuvent être considérées comme inépuisables à l'échelle humaine, puisqu'elles utilisent des flux énergétiques naturels issus du Soleil ou de la biomasse. Une autre raison du développement des sources d'énergie renouvelables est la distribution non uniforme des ressources conventionnelles d'énergie sur la Planète, couplée à une consommation non uniforme elle aussi. De cette façon, une partie considérable de l'humanité n'a pas accès à l'électricité (environ 22% ou 1,5 milliards de personnes), ce qui limite son développement. Les besoins électriques de ces personnes peuvent être satisfaits grâce à une génération distribuée assurée par des systèmes à Energie Renouvelable. Une dernière raison non négligeable est la lutte contre les émissions polluantes qui sont la cause de nombreux phénomènes néfastes comme l'effet de serre, le trou d'ozone stratosphérique, le réchauffement global etc. Ces gaz nocifs sont émis par diverses activités humaines, parmi lesquelles la production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles. Ainsi, la réduction de l'électricité produite à partir de sources classiques en augmentant la part des renouvelables diminuera les émissions et leurs conséquences.

L'augmentation de la participation des énergies renouvelables pour répondre aux besoins des consommateurs est régie par le «Protocole de Kyoto», qui impose des exigences réelles pour

les pays signataires. Malgré l'opposition de nombreux pays, ce document fournit la base pour le développement futur des sources d'énergie renouvelables.

Les systèmes de multi-sources ont la possibilité d'être totalement contrôlables en puissance active et réactive, dans la mesure où la production d'électricité est privilégiée au détriment de la production thermique. De ce fait, ils peuvent, quand cela est nécessaire, participer de manière efficace aux services système (compensation des pointes de consommation, réglage de la tension et parfois réglage de la fréquence).

Les systèmes de production à base renouvelable ne possèdent pas, quant à eux, ce caractère gérable puisque leur puissance de sortie dépend de la disponibilité de la source primaire (vent, soleil) ce qui rend problématique leur participation à la gestion du réseau. Ces systèmes sont conçus et gérés de manière à injecter au réseau toute l'énergie disponible et extractible les. Une installation massive de production de cette nature irrégulière et aléatoire ne peut perdurer du fait de l'impact négatif voire inacceptable sur l'opération du système.

Le travail présenté dans ce mémoire est organisé en trois chapitres.

Dans le premier chapitre, après avoir présenté la définition et la mission du système multi-sources, un état de l'art de ce système est réalisé. Notre travail portant sur un système multi-sources Photovoltaïque/Eolienne/Diesel. Ensuite, sont présentées les différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources renouvelables en site isolé.

Le deuxième chapitre présente la modélisation de tous les composants du système multi-sources dans le but d'analyser le comportement dynamique du système complet face aux variations climatiques et de charge en régime de charge équilibrée. Les modèles de simulation sont développés sous l'environnement MATLAB/Simulink.

Le troisième chapitre intitulé dimensionnement et l'optimisation Technico-économique conforme l'analyse de modélisation et des simulations théoriques et expérimentales, nous permet de donner la méthodologie d'optimisation, de dimensionnement par le calcul technico-économique à travers différentes variantes possibles pour les sites isolés de la région d'Adrar. Le système étudié est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'aérogénérateurs, d'un système de stockage de type de batteries au plomb, d'un régulateur de charge et décharge et la charges. Le principe de l'étude est réalisé en utilisant le logiciel Homer qui permettra de lancer un dimensionnement pour l'exportation des systèmes hybrides.

CHAPITRE I

*Etat de l'art sur le système
d'énergie multi-source PV-E-D*

I.1 Introduction

Le problème avec la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergie renouvelables, peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride. Et afin d'amortir le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, on peut multiplier les sources de natures différentes. On obtient alors un système dit multi-sources. [1]

Les systèmes d'énergie multi-sources constituent des solutions attractives pour des systèmes de production d'énergie stationnaire de petite et moyenne puissances. En effet, ces systèmes génèrent peu de perturbation environnementale grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables telles que le vent ou le rayonnement solaire. De plus, l'efficacité énergétique de ces systèmes de puissance est élevée. Les solutions technologiques nouvelles proposées par les systèmes multi-sources, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif. [2] [3]

L'installation d'un système d'énergie multi-source *PV-E-D* a pour objectif de diversifier les sources d'énergie renouvelables. On recherche ainsi une réduction plus importante de la quantité de fuel consommée puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et produire une plus grande quantité d'énergie. [1]

I.2 Evaluation des énergies renouvelables en Algérie

Le potentiel des énergies renouvelables en Algérie est le plus important d'Afrique du Nord. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, le marché local doit atteindre 600 MW en 2015, amenant la part de l'électricité produite par les énergies renouvelables à 6% de l'électricité totale produite. [4]

Application	Puissance installée (kW)	Pourcentage
Electrification	1353	58%
Télécommunication	498	21%
Pompage	288	12%
Eclairage public	48	2%
Autres	166	7%

Tableau I-1 : Répartition de la puissance installée par application en Algérie. [4]

L'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs. D'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. Le potentiel en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire thermique et au solaire photovoltaïque, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie. [5]

Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes :

- 2011-2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles;
- 2014 -2015, sera marquée par le début du déploiement du programme;
- 2016- 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

I.3 Définition et mission des systèmes d'énergie multi-sources

Un système d'énergie multi-sources est défini comme une installation associée au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie conventionnelles, généralement des groupes diesel, et au moins une source d'énergie renouvelable. Les sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire et l'éolienne, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources conventionnelles permet d'obtenir une production électrique permanente. [6]

De nombreuses topologies de convertisseur sont utilisables pour un système multi-sources. On peut en effet choisir d'utiliser des convertisseurs à structure isolée ou non, connecter les

différents convertisseurs à des endroits différents, répartir les éléments de stockage dans le système [3]

Le but d'un système multi-sources *PV-E-D* est d'assurer l'énergie demandée par la charge et de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie. De plus, l'économie de combustible et la diminution de prix obtenues par la génération hybride doivent au moins couvrir l'investissement fait pour les générateurs d'énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

Les performances système multi-sources, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc. Et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ses performances sont : l'économie de combustible, le coût du kilowattheure, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc. [6]

Le champ d'application des systèmes multi-sources est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau I-1). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs. [6]

Puissance du système multi-sources [kW]	Application
Faible : < 5	Systèmes autonome : stations de télécommunications, pompage de l'eau, autre application isolés
Moyenne : 10-250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, des zones rurales...
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires)

Tableau I-2 : Classification des systèmes multi-sources par gamme de puissance. [6]

Les grandes installations des systèmes multi-sources en site isolé peuvent être classifiées en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [6] défini par la proportion de la puissance (énergie) produite par les sources d'énergie renouvelable et la puissance demandée par la charge demandée.

I.4 Présentation du système hybride choisie

Le système choisie pour l'études dans ce mémoire est le système multi-sources éolien photovoltaïque diesel PV-E-D ce système contient en plus d'un ou plusieurs générateurs diesels, une ferme éolienne, un champs photovoltaïque, un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un system de supervision(Figure I-1). Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus : un bus à DC pour les sources, les charges à DC et les batteries et un bus à AC pour les générateurs à AC et le système de distribution.

I.5 Principaux éléments d'un système PV-E-D

Les systèmes d'énergie multi-sources sont en général composés de sources d'énergie conventionnel (groupe diesel), de sources d'énergie renouvelable (éolienne, solaire, hydroélectrique, marémotrice, géothermique etc.), des convertisseurs statiques et dynamiques, des systèmes de stockage (batterie, volant d'inertie, le stockage hydrogène etc.), des charges principales et de délestages et un système de surveillance.



Ferme Eolienne



Champ photovoltaïque



Groupes Diesel



Banc de batteries



Convertisseurs



Charge alternative

Figure I-1 : Principaux éléments d'un système PV-E-D

I.5.1 L'installation photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique, sous forme de courant continu directement utilisable. D'un point de vue purement technique, on estime que les systèmes de conversion à énergie solaire sont potentiellement capables de répondre à une grande partie de la demande énergétique mondiale. Un système photovoltaïque est constitué des éléments suivants:

- Module photovoltaïque
- Régulateur,
- Convertisseur (onduleur).

Cette transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV). Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans la cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques non linéaires dépendant de l'éclairement. [7]

I.5.1.1 Cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Une cellule photovoltaïque est constituée de deux couches minces semi-conductrices (par exemple le silicium). Sa réalisation est comparable à une diode classique (Figure I-2). La cellule est composée de deux différentes couches. La couche supérieure est dopée N et la couche inférieure est dopée P créant ainsi une jonction PN . Cette jonction PN crée une barrière de potentiel. Lorsque les grains de lumière (les photons) heurtent la surface de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière. Ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons. Ceci engendre donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions P et N . Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV. Le courant et la

tension fournis par une cellule PV dépendent de différents paramètres que nous allons expliciter dans la suite de l'exposé. Les cellules les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0.6 V) [8].

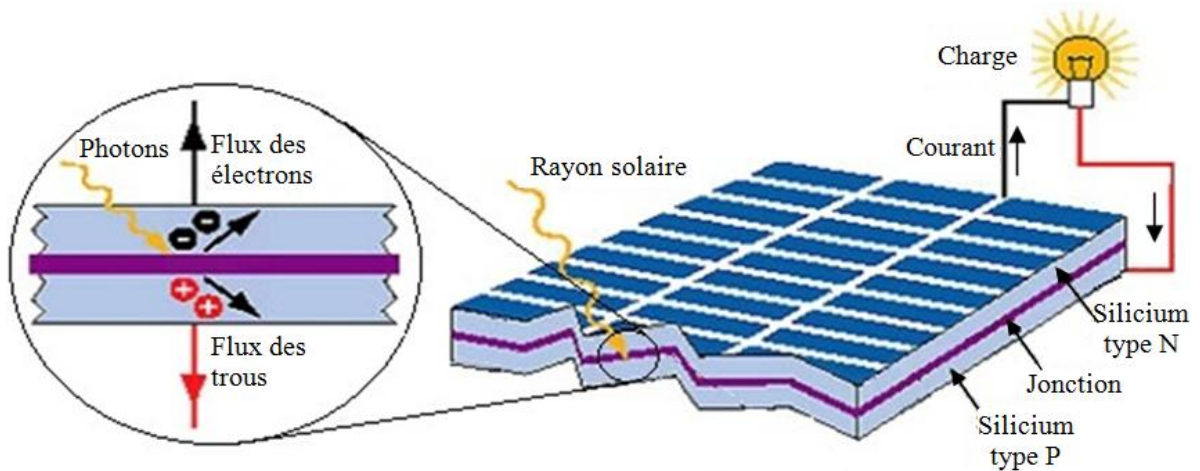


Figure I-2 : L'effet photovoltaïque dans une cellule solaire [9]

Les cellules photovoltaïques sont classées en trois types. Actuellement il y a une concurrence entre ces trois technologies or la première technologie est la plus utilisée au marché de production soit 89,6% de la production.

Le premier type des cellules photovoltaïque c'est les cellules Monocristallin (Figure I-3) couvre une grande surface, haute qualité et une seule procédure de jonction. Elle produit une grande quantité d'énergie.

Le deuxième type c'est les cellules Polycristallin elles sont développées pour répondre au besoin de diminuer le coût de production des cellules photovoltaïque car les techniques industrielles utilisées nécessitent moins d'énergie.

Le troisième type c'est les cellules Amorphes à pour but d'augmenter les performances du deuxième type (technologie du mince film) en gardant un coût très faible de production. Les recherches actuelles visent à avoir de 30-60% d'efficacité en gardant un coût bas de matériel et technique de fabrication [9].

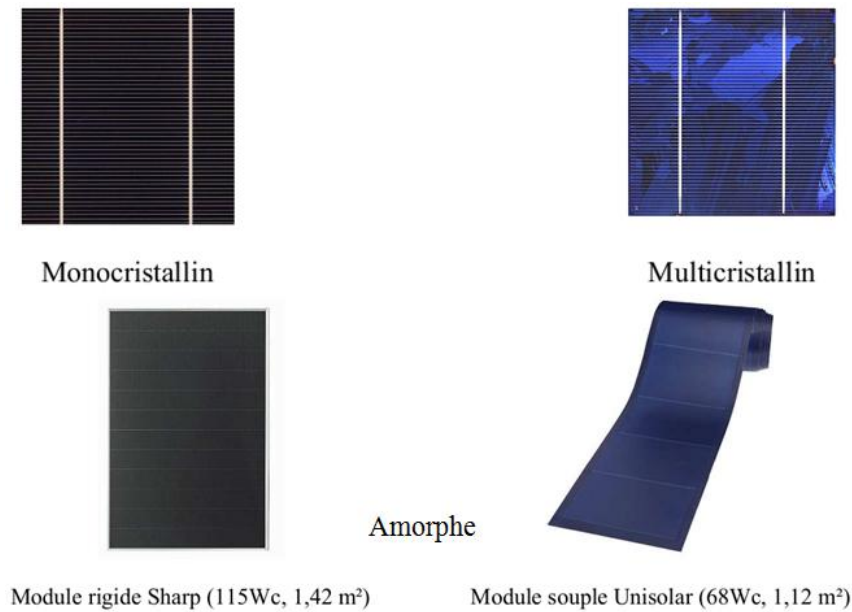


Figure I-3 : Différents types de cellules photovoltaïques [10]

Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaître des écarts importants qui sont décrits dans le tableau suivant :

Technologie	Rendement typique (%)	Rendement maximum obtenu au laboratoire (%)
Monocristallin	12-15	24
Multicristallin	11-14	18,6
Couche mince : Amorphe	6-7	12,7

Tableau I-3. Rendement des modules en fonction des différentes technologies [8]

I.5.1.2 Caractéristique électrique

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode (Figure I.4). Le modèle est complété par une résistance série R_s due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt R_p qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

La tension en circuit ouvert (V_{co}) d'une cellule PV est comprise entre 0,3V et 0,7V selon le matériau utilisé, la température et son état de vieillissement. Son courant de court-circuit (I_{cc}) varie principalement selon le niveau d'éclairement et selon les technologies et les tailles de cellules (entre 5 et 8A pour le silicium cristallin) [11].

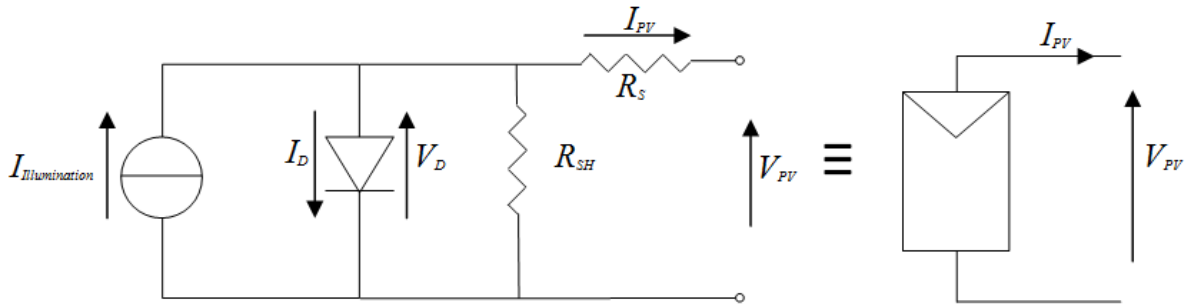


Figure I-4 : circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque [11]

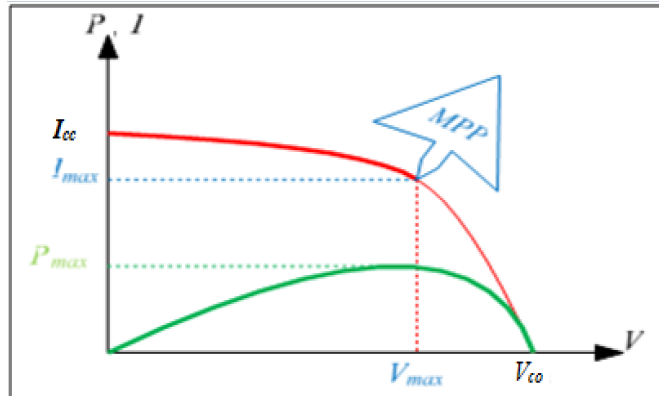


Figure I-5 : Caractéristique typique $I - V$ d'une cellule photovoltaïque [12]

I.5.1.3 Le module photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque ou module est l'ensemble de cellules solaires interconnectées. Généralement il contient également des protections pour protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série [10].

I.5.1.3.1 Regroupement des cellules en séries

Dans des conditions d'ensoleillement standard ($1000\text{W}/\text{m}^2$; 25°C), la puissance maximale délivrée par une cellule en silicium de (150cm^2) est d'environ (2.3W crête) sous une tension de (0.5V). Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires. Une association de (N_s) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, un tel regroupement est représenté par la figure I-6. L'équation (I.1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules:

$$V_{coN_s} = N_s \times V_{co} ; I_{ccN_s} = I_{cc} \tag{I.1}$$

V_{coN_s} : La somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série.

I_{ccN_s} : Courant de court-circuit de N_s cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce [8].

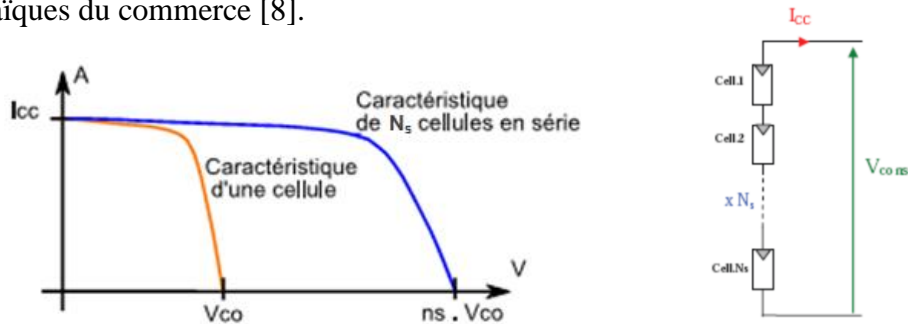


Figure I-6 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série [10]

I.5.1.3.2 Regroupement des cellules en parallèle

Une association parallèle de (N_p) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants. L'équation (I.2) et la Figure I-7 résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de (N_p) cellules [10].

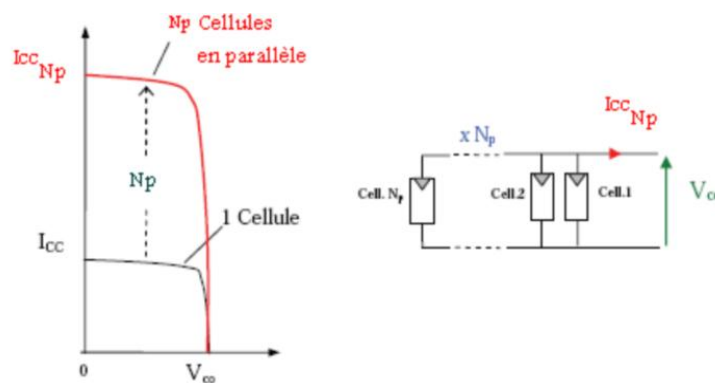


Figure I-7 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèle [13]

$$I_{ccN_p} = N_p \times I_{cc} ; V_{coN_p} = V_{co} \tag{I.2}$$

Avec :

I_{ccN_p} : La somme des courants de court-circuit de (N_p) cellules en parallèle.

V_{coN_p} : Tension du circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle.

I.5.1.3.3 Regroupement des cellules série et parallèle

La caractéristique ($I-V$) d'un générateur photovoltaïque peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de ($N_s \times N_p$) cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. Pour remédier le phénomène point chaud générer lors de la défectuosité d'une des cellules ce qui provoquer une forte diminution du courant, on équipe les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives. Figure I-8.

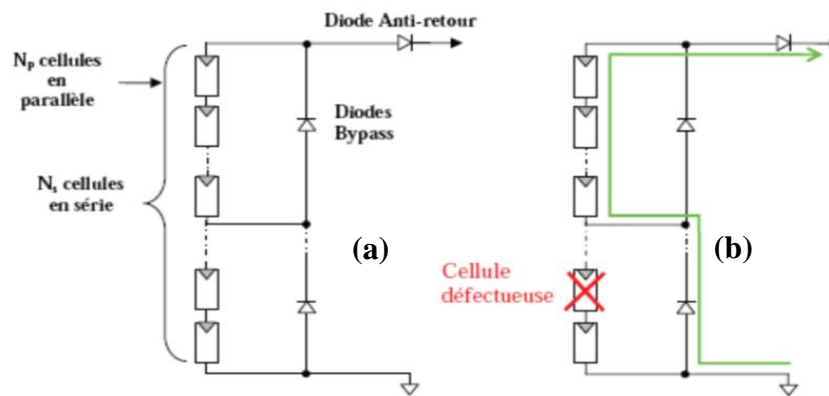


Figure I-8 : (a) Architecture d'un panneau photovoltaïque avec diodes de protections. (b) défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode (by-pass) mise en évidence du courant de circulation I_{pv} [13]

I.5.1.4 Le gisement solaire

L'énergie dégagée par le Soleil, distant de 150 millions de kilomètres de la Terre est évacuée dans l'espace par rayonnement électromagnétique. Les réactions thermonucléaires qui ont lieu dans le cœur du Soleil entretiennent et renouvellent en permanence cette source d'énergie. Une partie de cette énergie radiative atteint l'atmosphère terrestre. La surface du soleil se comporte comme un corps noir à la température d'environ $5800K^\circ$ dont le spectre est donné par la figure I-9. Le spectre réel hors atmosphère est donné par la courbe b et le spectre au sol, modifié par l'atmosphère terrestre, est représenté par la courbe c pour un cas donné. Les longueurs d'onde du rayonnement solaire sont comprises entre $0,2\mu m$ (ultraviolet) et $4 \mu m$ (infrarouge). 97,5% de l'énergie est comprise dans la zone des longueurs d'onde inférieures à $2,5\mu m$, notamment dans la zone du rayonnement visible comprise entre $0,4$ et $0,78\mu m$ [11].

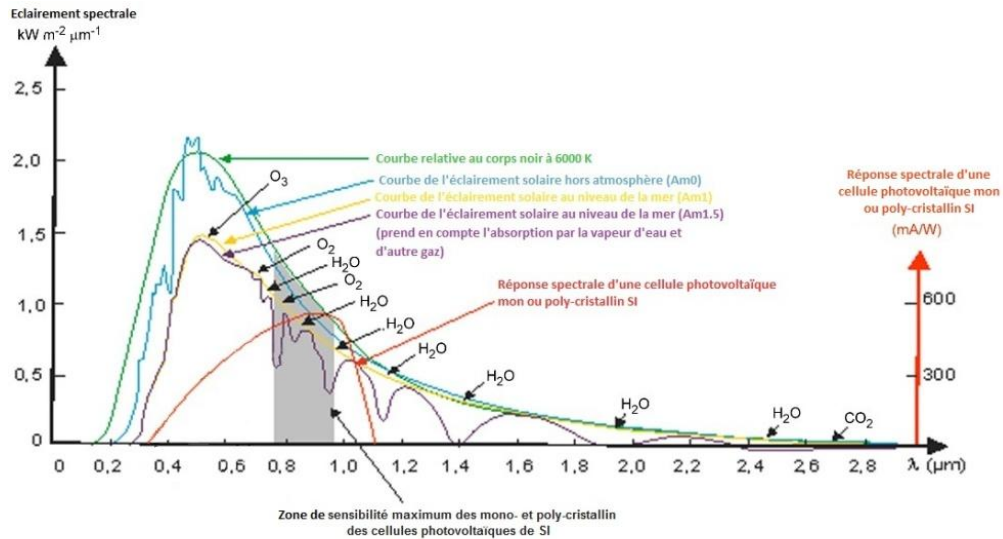


Figure I-9 : Spectres solaires [14]

L'éclairement moyen reçu par une surface disposée perpendiculairement aux rayons solaires à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (masse d'air AM_0) est égale à 1366 W/m^2 cet éclairement varie au cours de l'année au maximum de $\pm 7\%$. Une fraction modifiée du rayonnement solaire parvient à la surface terrestre car le rayon solaire est partiellement réfléchi, absorbé et diffusé par les différentes molécules de l'atmosphère. Le rayonnement arrivant dans l'atmosphère est d'abord diffusé par les molécules gazeuses (dioxyde de carbone CO_2 , vapeur d'eau, ozone), par les aérosols et les poussières ainsi que par les nuages. Une partie de l'ensemble de ces trois diffusions est renvoyée vers l'espace (34%). L'autre partie, renvoyée vers le sol, constitue le rayonnement diffus (18%). Le reste du rayonnement incident (48%) subit :

- une absorption, par les molécules gazeuses, responsable de l'échauffement de l'atmosphère, ainsi que par les aérosols et les poussières (6%) ;
- une absorption par les nuages (12%) ;
- une transmission parvenant directement au sol (30%).

Le sol reçoit, en définitive, un rayonnement diffus (18%) et un rayonnement direct (30%). L'ensemble de ces deux rayonnements constituent le rayonnement global (48%) dont 90% sont absorbés par le sol et 10% rétrodiffusés vers l'espace [11].

I.5.1.4.1 Mouvements de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de $(149675 \times 10^6 \text{ km})$. La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles.

Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut $23^{\circ}27'$. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés par la figure I.10.

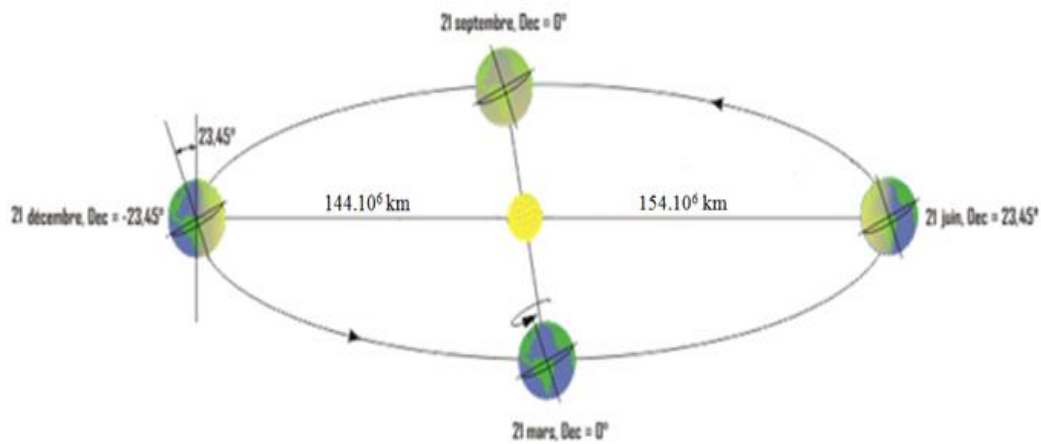


Figure I-10 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

On appelle déclinaison (w) l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^{\circ}$ et $+23,45^{\circ}$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [8].

$$w = 23,45^{\circ} \cdot \sin[0,980^{\circ} \cdot (j + 284)] \quad (\text{I.3})$$

Où j est le numéro du jour de l'année.

I.5.1.4.2 Mouvement apparent du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure I.11. Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - \delta)$. La durée du jour est de 12h00 aux équinoxes, elle est inférieure à 12h00 entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h00 entre le 21 mars et le 21 septembre.

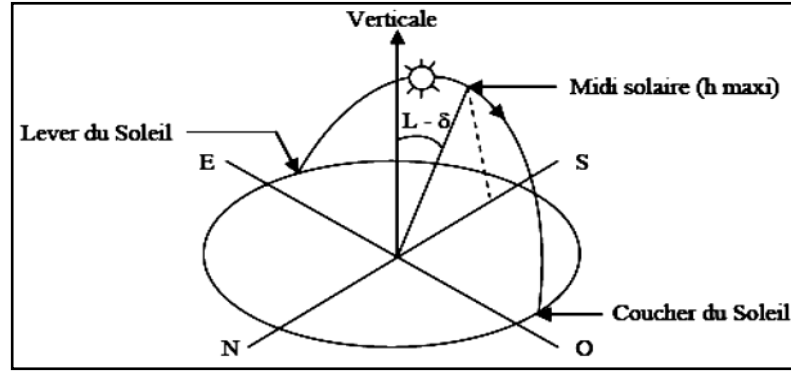


Figure I-11 : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude

La latitude (L) et la date jours (j) servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure (TS) donne la position instantanée sur cette trajectoire.

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'heure solaire (TS) en fixant ($TS = 12h00$) lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « zénith »). On définit également l'angle horaire (δ) par [8]:

$$\delta = 15^\circ \cdot (TS - 12) \quad (I.4)$$

δ : est compté positivement l'après-midi.

La hauteur h du Soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\sin(h) = \sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \quad (I.5)$$

Et l'azimut a par la relation :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(w)}{\cos(h)} \quad (I.6)$$

I.5.1.4.3 Repérage de la position du Soleil

La partie du rayonnement solaire qui parvient directement au sol est appelée rayonnement direct dont la composante verticale est désignée par la lettre S (Figure I-14). La partie qui parvient au sol, en provenance de l'atmosphère et des divers obstacles terrestres entourant le récepteur, est appelée rayonnement diffus D [12].

La somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus constitue le rayonnement global. Pour une surface plane d'inclinaison i et d'orientation γ par rapport à la direction du sud, l'éclairement global $G_{i,\gamma}$ est donc égale à

$$G_{i,\gamma}^* = S_{i,\gamma}^* + D_i^* \quad (I.7)$$

où $S_{i,\gamma}^*$ est la composante utile de l'éclairement direct

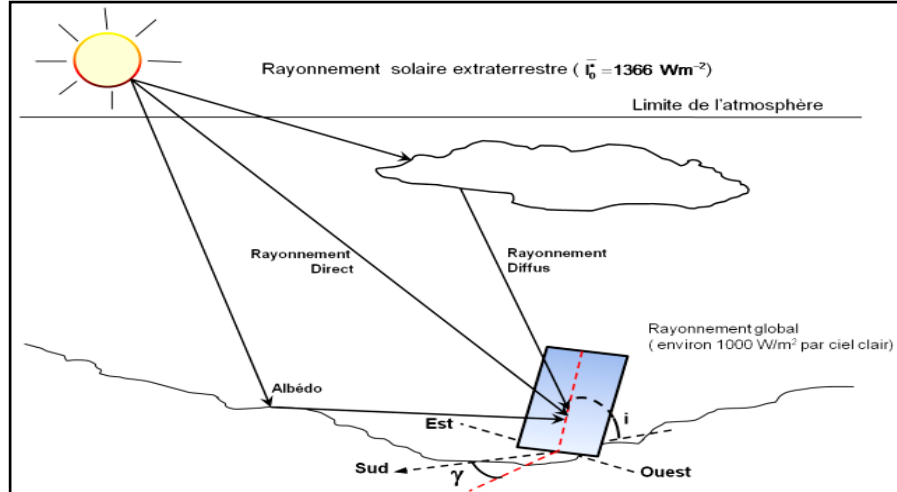


Figure I-12 : Composantes du rayonnement solaire au sol

$$S_{i,\gamma}^* = I_0^* [\cos(h) \sin(i) \cos(a-\gamma) + \sin h \cos(i)] \quad (\text{I.8})$$

avec I_0^* le rayonnement direct au sol :

$$I_0^* = \bar{I}_0^* \exp \left[-\frac{m_h m T_L}{0,9 m_h + 9,4} \right] \quad (\text{I.9})$$

D_i^* est le rayonnement diffus reçu par le plan d'inclinaison i :

$$D_i^* = \frac{1 + \cos i}{2} D_0^* + \frac{1 - \cos i}{2} a_1 G_0^* \quad (\text{I.10})$$

avec:

- a_1 est l'albédo qui correspond à la fraction de l'énergie du rayonnement solaire reçu par une surface en provenance de l'atmosphère qui est diffusée vers celle-ci ;
- D_0^* est le rayonnement diffus atmosphérique sur un plan horizontal la relation suivante permet d'évaluer l'intensité du rayonnement diffusé par le ciel vers le sol, elle tient compte du facteur de trouble atmosphérique T_L :

$$G_0^* = (1270 - 56T_L)(\sin h)^{\frac{1T_L+36}{33}} \quad (\text{I.11})$$

- G_0^* est le rayonnement global sur un plan horizontal :

$$G_0^* = \frac{\bar{I}_0^*}{25} (\sin h)^{\frac{1}{2}} \left[T_L - 0,5 - (\sin h)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (\text{I.12})$$

I.5.2 L'installation éolienne

L'éolienne est un dispositif destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (Figure I-13), elles sont généralement utilisés pour produire de Cette conversion se fait en deux étapes [15] :

- Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique, en utilisant des profils aérodynamiques. Le flux d'air crée autour du profil une poussée qui entraîne le rotor et une traînée qui constitue une force parasite.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

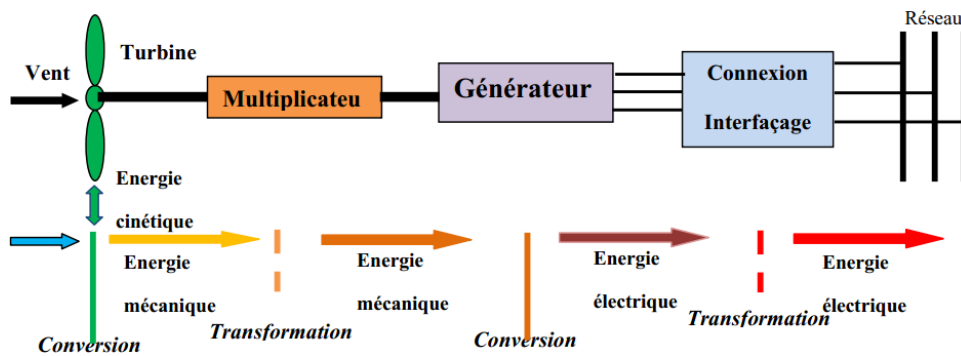


Figure I-13 : Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne

I.5.2.1 Principaux composants d'une Eolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'Eoliennes qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" (Figure I-14) est généralement constituée des éléments suivant :

Le mât : généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'Eolienne (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW: diamètre de 90m, mât de 80 m de hauteur). [15]

La nacelle : regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le

générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'Eolienne perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

Le rotor : formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit [16]. Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût. Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé. Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique).

Le multiplicateur : sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle de la génératrice électrique.

Le système de refroidissement: se compose généralement d'un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice, et d'un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur.

La génératrice électrique: c'est l'élément principal de la conversion mécano-électrique qui est généralement une machine synchrone, asynchrone à cage ou à rotor bobiné. La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre quelque kW à 10 MW.

Le système de commande : qui contrôle en permanence le bon fonctionnement de l'éolienne et qui intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter.

Le système d'orientation des pâles: qui sert à la régulation de la puissance (réglage aérodynamique) [16].

En plus de ces éléments, la turbine est munie des pâles fixes ou orientables et qui tournent à des vitesses nominales inférieures à 40 tr/min.

- 1 : pales, 2 : moyeu rotor,
- 3 : nacelle, 4 : cardan,
- 5 : transmission,
- 6 : multiplicateur de vitesse,
- 7 : frein à disque,
- 8 : accouplement,
- 9 : génératrice,
- 10 : radiateur de refroidissement,
- 11 : centrale de mesures du vent,
- 12 : contrôle,
- 13 : centrale hydraulique,
- 14 : mécanisme d'orientation face au vent,
- 15 : paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque,
- 16 : capot, 17 : mât.

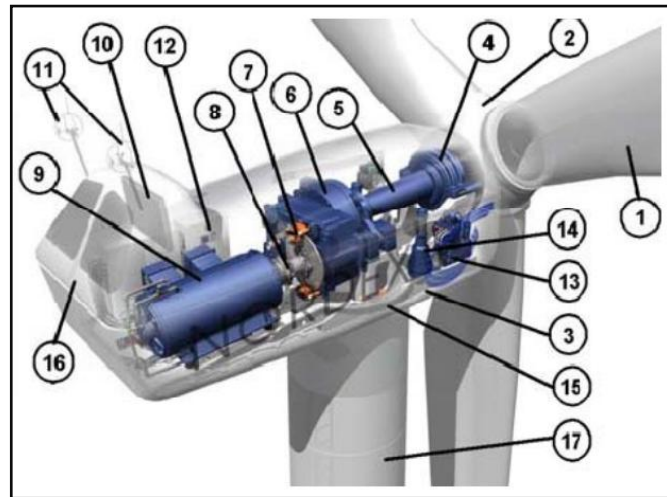


Figure I-14 : Composantes principales d'une Eolienne

I.5.2.2 Le gisement éolien

La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en Figure I-15. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. On remarque qu'à l'exception de la région côtière (moins Bejaia et Oran), du Tassili et de Béni Abbés, la vitesse de vent moyenne est supérieure à 3 m/s [17], montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement le Sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, il est à noter que la vitesse moyenne est globalement peu élevée. Cependant, les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, et les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que la région délimitée par Bejaia au Nord et Biskra au sud, sont prometteurs en terme de production si la hauteur des éoliennes choisies est élevée.

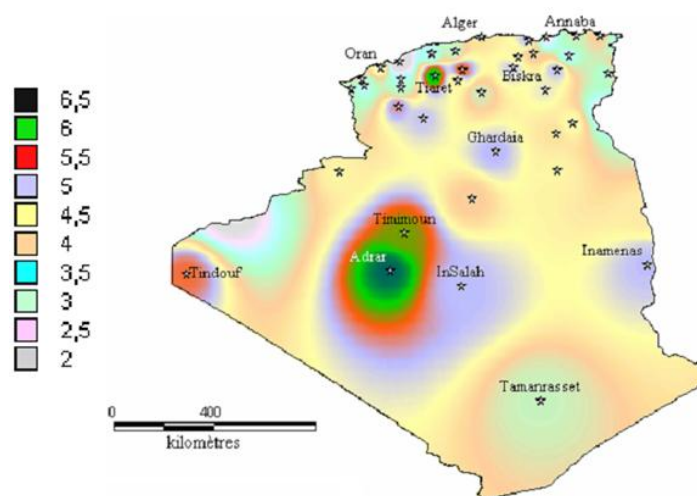


Figure I-15 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol. [17]

I.5.2.3 Différents types des turbines éoliennes

Une turbine éolienne est une turbine entraînée par le vent. Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Les éoliennes se divisent en deux grandes familles: celles à axe vertical et celles à axe horizontal. [18]

I.5.2.3.1 Eoliennes à axe vertical

Les Eoliennes à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais rares sont ceux qui ont atteint le stade de l'industrialisation. Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles ; les Eoliennes conçus sur la base de la portance (Eoliennes à rotor de *Darrieus* : conçu par l'ingénieur français George Darrieus) et ceux basés sur la traînée (Eoliennes à rotor de *Savonius* : inventé par le finlandais *Siguard Savonius* en 1924) [16]

➤ Eoliennes à rotor de Darrieus

Ce type d'Eolienne est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil (Figure I-16). La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif. [16]

➤ Eoliennes à rotor de Savonius

Ils sont basés sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure (Figure I-17).

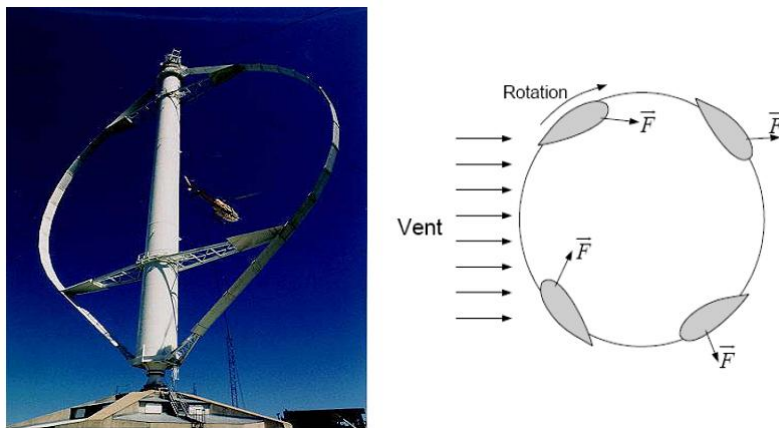


Figure I-16 : Eolienne à axe vertical (structure de Darrieus)

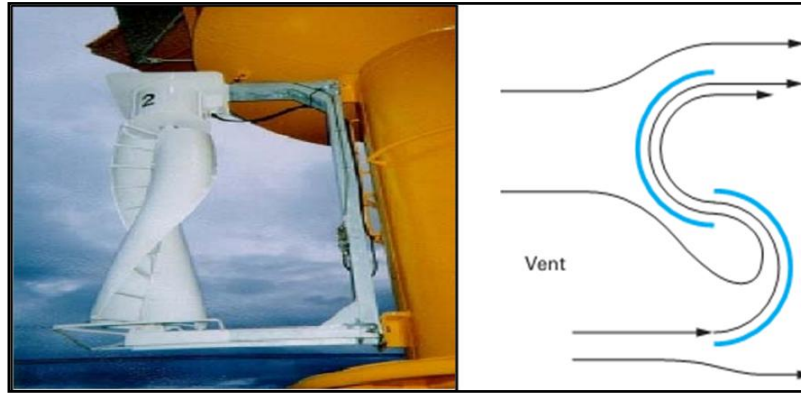


Figure I-17 Eolienne à axe vertical (structure de Savonius)

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- ❖ Accessibilité de la génératrice et du multiplicateur mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien.
- ❖ La non nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quelque soit sa direction. Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants:
 - Faible rendement et fluctuations importantes de puissance,
 - Occupation importante du terrain pour les puissances élevées,
 - Faible vitesse du vent à proximité du sol.

I.5.2.3.2 Eoliennes à axe horizontal

Les turbines à axe horizontal (Figure I-18) sont les plus utilisées actuellement comparées à celles à axe vertical puisque elles présentent un coût moins important, en plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques. Elles sont constituées de plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre des pales varie entre 1 et 3, le rotor tripal est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. [16]

Les turbines à axe horizontal sont généralement placées face au vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation ou par un phénomène d'équilibre dynamique naturel assuré par un gouvernail dans le cas d'une turbine sous le vent.



Figure I-18 : Eoliennes à axe horizontal

Plus le diamètre du rotor sera grand, plus la puissance récupérable sera importante dans un vent donné. La gamme des éoliennes disponible est très large, de 50 Watt (diamètre de 90 cm) à 5 MW et plus (+ de 124 m de diamètre voir la figure I-19). [19]

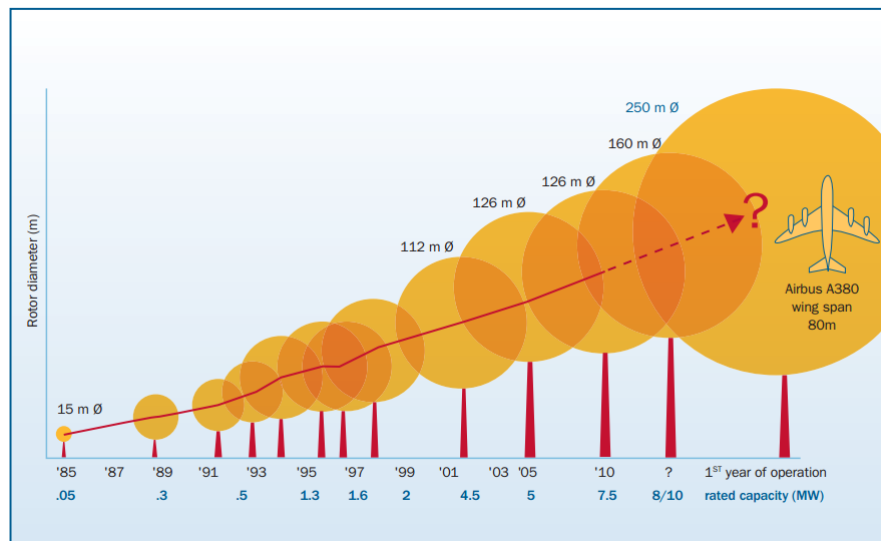


Figure I-19 : Taille des hélices en m et puissance en kW [20]

I.5.2.4 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure I-20 sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval. [19]

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le

rotor V_2 soit $\frac{V_1+V_2}{2}$ la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2} \quad (\text{I.13})$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m(V_1^2+V_2^2)}{2} \quad (\text{I.14})$$

Soit en remplaçant m par son expression dans

$$P_m = \frac{\rho S(V_1+V_2)(V_1^2+V_2^2)}{4} \quad (\text{I.15})$$

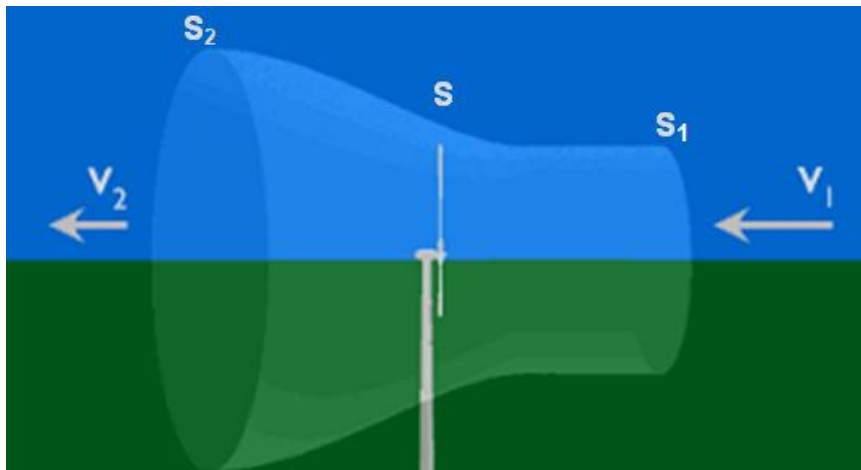


Figure I-20 : Tube de courant autour d'une éolienne

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (\text{I.16})$$

ρ : Densité de l'air qui est égale à 1,22 kg/m³ à la pression atmosphérique à 15°C. Selon la loi de *Betz*, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de *Betz* [19] :

$$P_{méc_max} = \frac{16}{27} \cdot P_{mt} = 0,59 \cdot P_{mt} \quad (\text{I.17})$$

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

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors [15] :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{I.18})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus, on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de 16/27 soit 0,59. C'est cette limite théorique appelée limite de *Betz* qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent. [15]

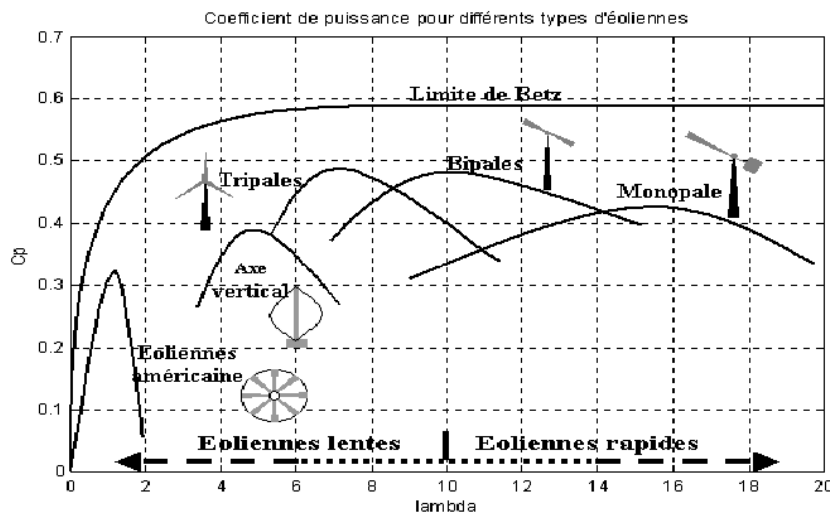


Figure I-21 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = \frac{2P_{méc}}{\rho S V_1^3} \quad (I.19)$$

La puissance mécanique $P_{méc}$ disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{méc} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \left(\frac{R \cdot \Omega_{turbine}}{K \cdot V_1} \right) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (I.20)$$

$\Omega_{turbine}$: vitesse de rotation avant multiplicateur [rad/s] et R : rayon de l'éolienne

I.5.2.5 Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale V_n . Pour des vitesses de vents supérieures à V_n , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que sa vitesse de rotation reste constante [21]

D'après l'équation (I-20), on peut voir que la puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Les dispositifs de sécurité de la machine éolienne font en sorte à avoir l'expression de la puissance répartie sur différentes gammes de vitesses du vent.

Où:

V_d : est la vitesse de démarrage, à partir de la quelle l'éolien commence à fournir de l'énergie

V_n : la vitesse nominale,

V_m : la vitesse d'arrêt de la machine pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour les raisons de sureté de fonctionnement

Les vitesses V_n , V_d et V_m définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent [21] :

- zone 1 : où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas),
- zone 2: dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_v ;
- zone3: où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $P_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à P_n ;
- zone 4: dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

I.5.2.6 Machines électriques utilisées dans la production de l'énergie éolienne

La conversion de l'énergie cinétique en énergie électrique se fait en deux étapes : au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique puis au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique. En fonction de la génératrice, il existe actuellement trois principaux types de systèmes éoliens : [22]

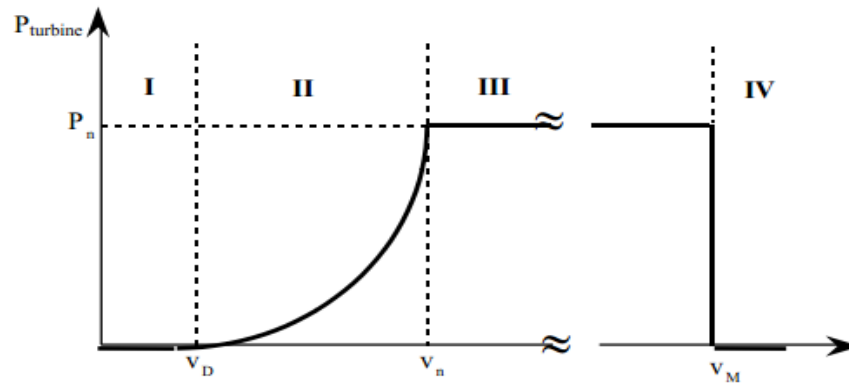


Figure I-22 : Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

I.5.2.6.1 Eoliennes à vitesse fixe

Ce système consiste d'un générateur d'induction à cage directement connecté au réseau. La fréquence du réseau (et le nombre de pôles) détermine au glissement près la vitesse du générateur ainsi que celle de la turbine (Figure I-23). Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Par conséquent, la vitesse de rotation de la turbine est pratiquement fixée pour n'importe quelle vitesse du vent. C'est pour cette raison que cette structure correspond à un générateur éolien à vitesse fixe. Un générateur asynchrone à cage consomme toujours de la puissance réactive. Cette énergie réactive est indésirable et est généralement compensée en partie ou entièrement par des bancs de condensateurs ou autres compensateurs de réactif. [16] [22]

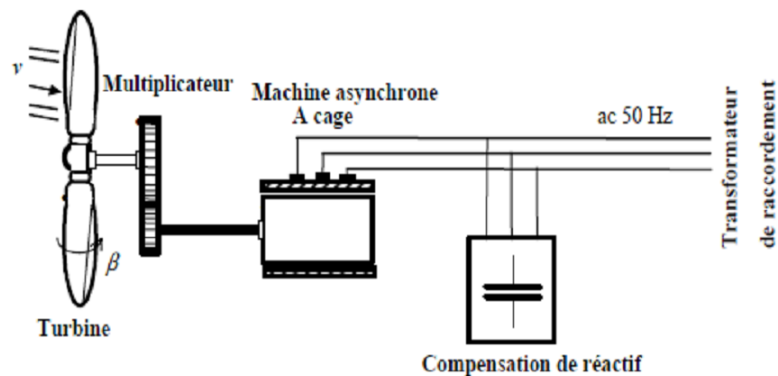


Figure I-23 : Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [16]

I.5.2.6.2 Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator

Les machines électrique qui sont couramment utilisées pour ce genre d'éoliennes, directement couplées au réseau, sont les machines asynchrone à cage et synchrone à aimant permanent (Figure I-24). Dans ces systèmes, la vitesse mécanique de la turbine et la fréquence du réseau sont découplées. Pour obtenir ce découplage, on utilise une interface d'électronique de puissance. De cette manière, la turbine tourne à vitesse variable, ajustée de manière optimale à tout instant à la vitesse du vent. En effet, deux convertisseurs statiques interfacés par un bus continu sont utilisés. La connexion de ces convertisseurs est réalisée au moyen de trois inductances de lissage permettant de réduire significativement les harmoniques de courant.

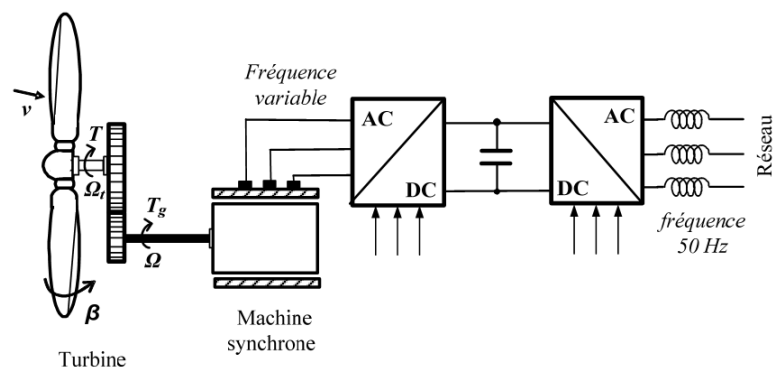


Figure I-24 : Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone [16]

I.5.2.6.3 Eolienne à vitesse variable à base de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

Pour les éoliennes utilisant la MADA, le stator de celle-ci est directement couplé au réseau alors que son rotor est connecté au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques (convertisseur coté MADA et convertisseur coté réseau) (Figure I.25).

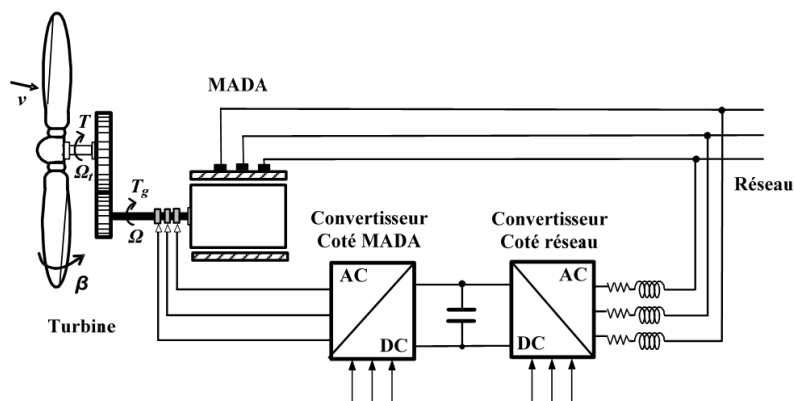


Figure I-25 : Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [16]

I.5.3 Générateur diesel

Dans la plupart des régions isolées, le groupe (générateur) diesel est la source principale d'énergie électrique. Dans cette étude donc les générateurs diesel est la source d'énergie principale d'alimentation.

Le groupe électrogène est généralement un moteur diesel (voir Annexe I) directement couplé au générateur synchrone ou l'Alternateur (Figure I-26). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un régulateur de vitesse sur le moteur diesel [12]. Ce régulateur fonctionne en ajustant le débit de carburant au moteur diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse de l'alternateur constante. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré. [23]

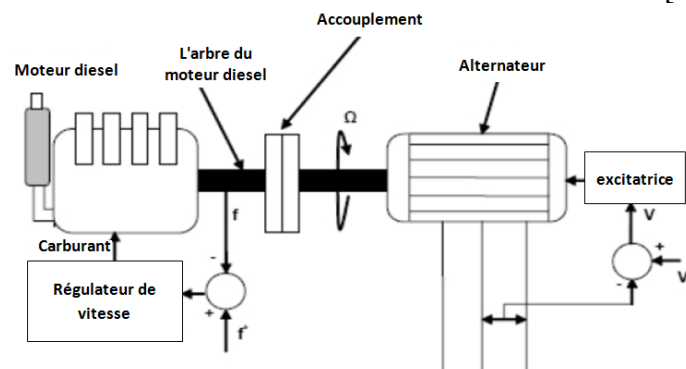


Figure I-26 : Configuration du générateur diesel [23]

Contrairement à un moteur diésel d'automobile, un moteur diesel pour groupe électrogène doit fonctionner à vitesse constante et couple variable. En effet la fréquence des tensions produites par le générateur respecte la loi:

$$\omega_{sync} = \frac{\omega_e}{p} \quad (I.21)$$

Où ω_{sync} est la vitesse angulaire (vitesse synchrone) de l'arbre de groupe diesel, $\omega_e = 2\pi f$ est la pulsation des courants statoriques de la génératrice synchrone du groupe, et p est le nombre de paires de pôles de la génératrice. Ainsi, la consigne de vitesse est appliquée sous forme de fréquence désirée et le système de régulation de la vitesse de la turbine se charge d'ajuster le couple moteur T_m de manière à maintenir la vitesse de rotation constante.

I.5.3.1 Réseaux autonome alimenté par centrale diesel

Les réseaux de courant alternatif alimenté par centrale diesel, tout comme ceux interconnectés fournissent pour leurs charges, deux formes d'énergie : active et réactive. Dans les processus industriels et domestiques utilisant l'énergie électrique, seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production, en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre,

l'énergie réactive sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...) . En fait, elle n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes dans le système. La puissance réactive dans un système de AC avec GD est produite par l'alternateur. Cela est fait conjointement avec le réglage de tension, en ajustant le courant d'excitation de l'alternateur. Par conséquent, dans un système d'énergie à AC avec plusieurs GD, on doit avoir au moins un GD connecté au réseau, pour fixer la fréquence du réseau et fournir la puissance réactive. Il est possible de modifier le système pour que le GD ne soit pas toujours sollicité, mais dans ce cas d'autres composants doivent être ajoutés.

I.5.3.2 Fonctionnement des groupes diesel

Quand plusieurs groupes diesels fournissent de l'énergie à la charge, ceux-ci sont connectés généralement à un bus à CA. Dans ce cas, un système de commande doit être utilisé pour une distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels. Ce système de commande peut prendre une variété de formes, le plus répandu étant le système de commande numérique. Une approche est d'utiliser un seul générateur pour fixer la fréquence (générateur maître) du réseau et laisser les autres tourner à charge fixe (générateurs esclaves), donc fonctionner à un débit de carburant constant ou bien toute la charge sera répartie à tous les groupes selon la puissance nominale de chaque groupe. Dans les systèmes traditionnels, le débit de carburant est fixé manuellement par un opérateur. Avec les commandes modernes, le débit peut être ajusté pour optimiser l'usage du carburant. [6]

I.5.4 Systèmes de stockage

Il existe de nombreux moyens de stocker de l'électricité, qui passent quasiment tous par sa conversion en une autre forme d'énergie plus aisée à confiner, telle l'énergie chimique par exemple. Seuls le stockage électromagnétique et le stockage électrostatique stockent l'électricité sous forme de charges électriques.

Le stockage électrochimique est largement employé dans les applications stationnaires. Cette technologie possède un retour d'expérience de plus de cinquante ans, notamment grâce aux applications automobiles. Son faible coût et son excellent taux de recyclabilité en font un acteur incontournable du stockage dans les systèmes électriques. La technologie des accumulateurs est très diversifiée.

Les batteries sont, d'habitude, du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. Ils sont normalement spécifiés par une capacité exprimée en ampères-

heures(Ah). Cette valeur est définie comme l'énergie délivrée lorsque la batterie passe d'un état de charge à un état où la tension à ses bornes chute brutalement, tension dite de "cut-off " (Figure I-27). Notons que la valeur de la capacité dépend du courant délivré (Figure I-28). On peut remarquer sur cette figure que la capacité est plus faible si le courant de décharge est important.

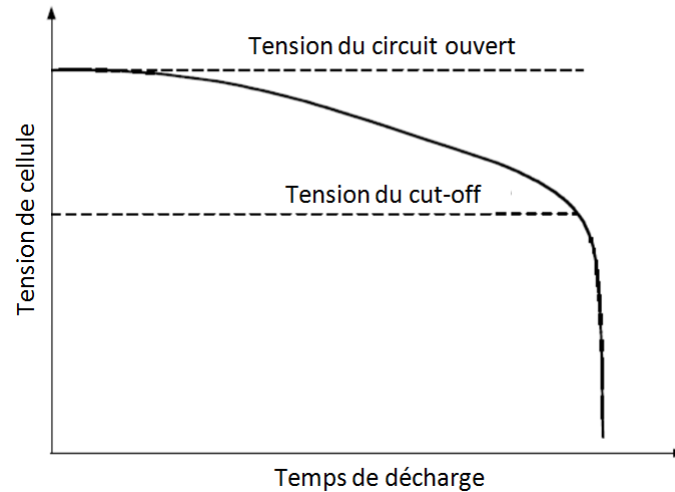


Figure I-27 : Tension de « cut-off » d'une batterie [12]

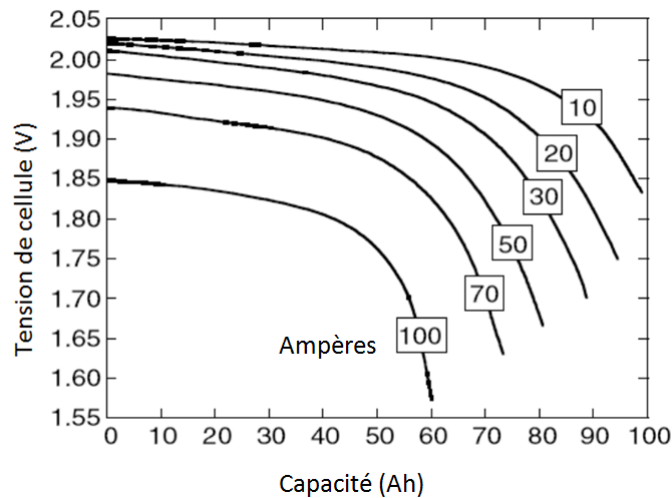


Figure I-28 : Caractéristique de décharge d'une batterie au plomb [12]

I.5.5 Convertisseurs

Dans un système de conversion des énergies renouvelables, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu en courant alternatif et inversement. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les énergies renouvelables: les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs. [24]

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC, Dans les systèmes multi-sources, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement. Les onduleurs convertissent le DC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à AC ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu' ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à AC pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

I.5.6 Charges

Les charges électriques rendent utile une puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau, etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont de charge résistive et inductives. Ils sont les principaux consommateurs de puissance réactive.

Les charges à DC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie.

I.5.7 Système d'exploitation

La plupart des systèmes hybrides comportent une certaine forme de commande. Les Chargeurs des batteries, par exemple, incluent souvent un système de commande pour empêcher la surcharge des batteries ou que leur état de charge baisse trop. Les réseaux multi-diesel peuvent utiliser des méthodes relativement sophistiquées pour gérer les générateurs diesels et régler le flux de puissance. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Quelques exemples de commandes intégrées sont le gouverneur de vitesse sur le moteur diesel, le régulateur de tension sur l'alternateur ou la

commande de l'éolienne. Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants. Ce système de surveillance est d'habitude automatique. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesels, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges (Figure I-29).

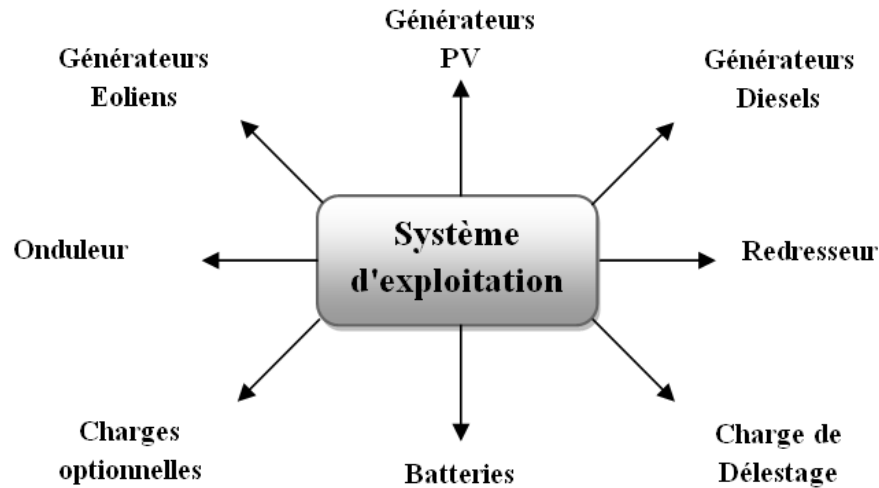


Figure I-29 : Système d'exploitation pour un système PV-E-D

I.6 Etude de différentes structures du système d'énergie hybride

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD), une éolienne et un générateur photovoltaïque, un système multi-source peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif(CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un system de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus : un bus à DC pour les sources, les charges à DC et les batteries et un bus à AC pour les générateurs à AC et le système de distribution. Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à AC ou à DC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un

système multi-sources avec des batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelable et des diesels), celui-ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source [23].

I.6.1 Configuration à bus à DC

Dans cette configuration, l'énergie produite fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à AC fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Les générateurs diesels sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA. Les générateurs diesels ne peuvent donc pas alimenter les charges à AC directement. L'onduleur doit alimenter les charges à AC à partir du bus à DC 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 (Figure I-30). 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. [6]

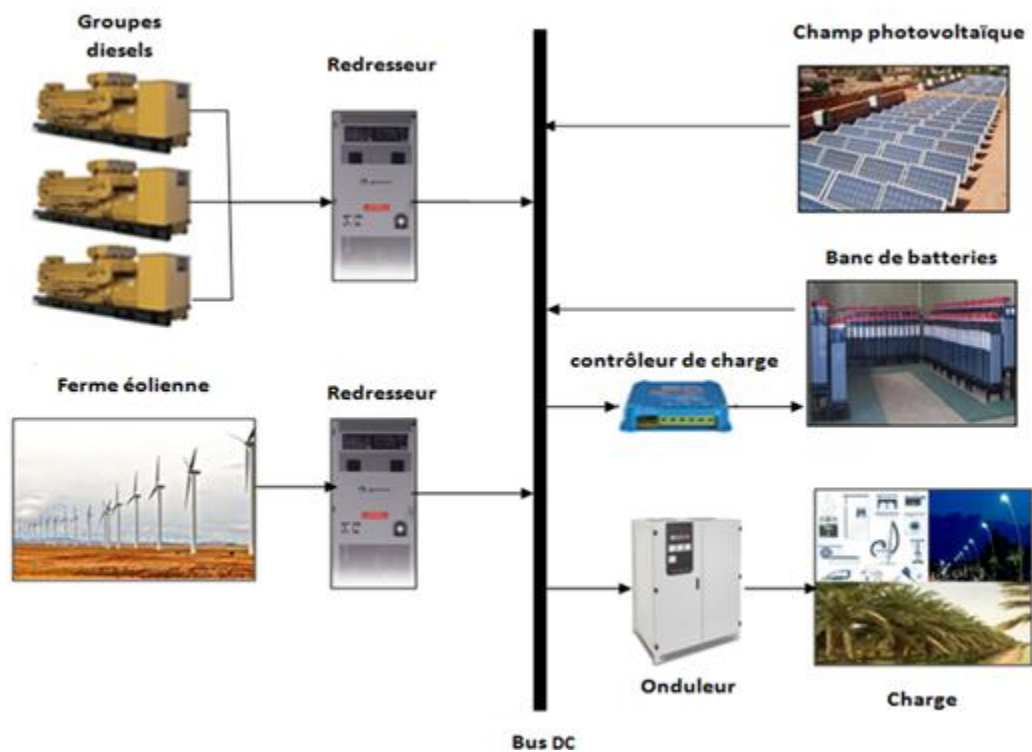


Figure I-30 : Configuration du système PV-E-D à bus à DC

Avantages :

- La connexion de toutes les sources sur un bus à DC 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 %.

Inconvénients :

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

I.6.2 Configuration à bus à AC

Toutes les sources de productions sont reliées au bus AC via des convertisseurs excepté le Générateur Diesel qui peut fixer la fréquence du bus (Figure I-31) [25].

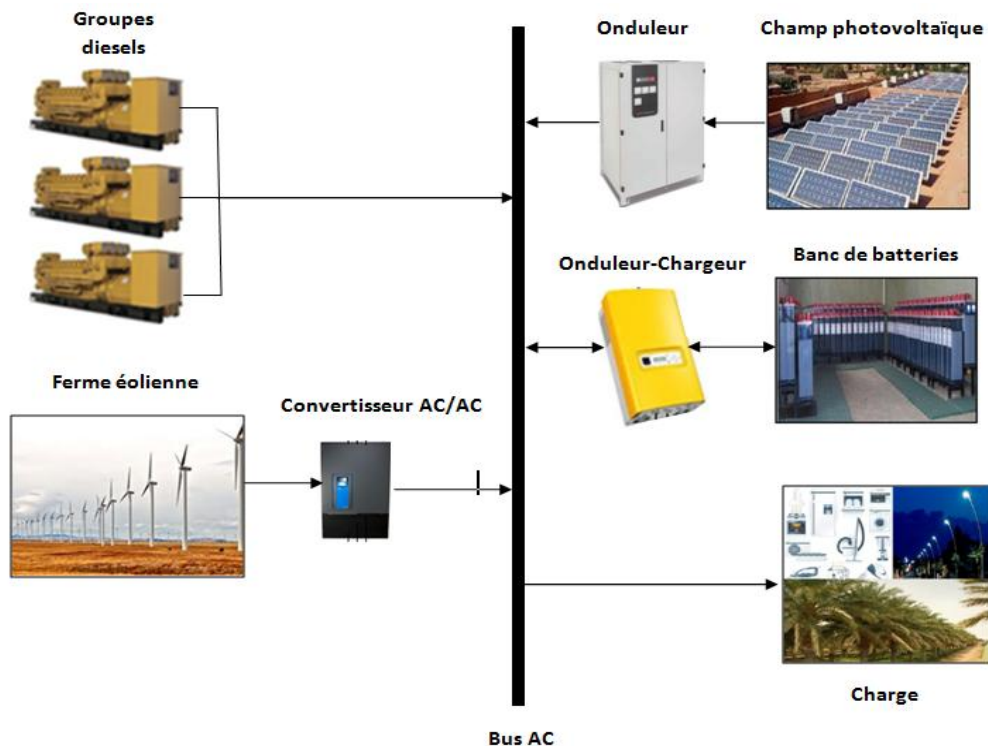


Figure I-31 : Configuration du système PV-E-D à bus à AC

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.

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 AC complique le système de commande
- Les charges continues pouvaient être connectées directement sur les sources continues ou en utilisant un redresseur [23].

I.6.3 Configuration à mixte à bus à DC/AC

La configuration à deux bus, à DC et à CA, est présentée dans la figure I-32. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à AC directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur. Le ou les générateurs diesels et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion DC/AC (fonctionnement onduleur). Quand il y a un surplus d'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.

Avantages :

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

Inconvénients :

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle (l'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en sortie avec les tensions en sortie du GD) [6].

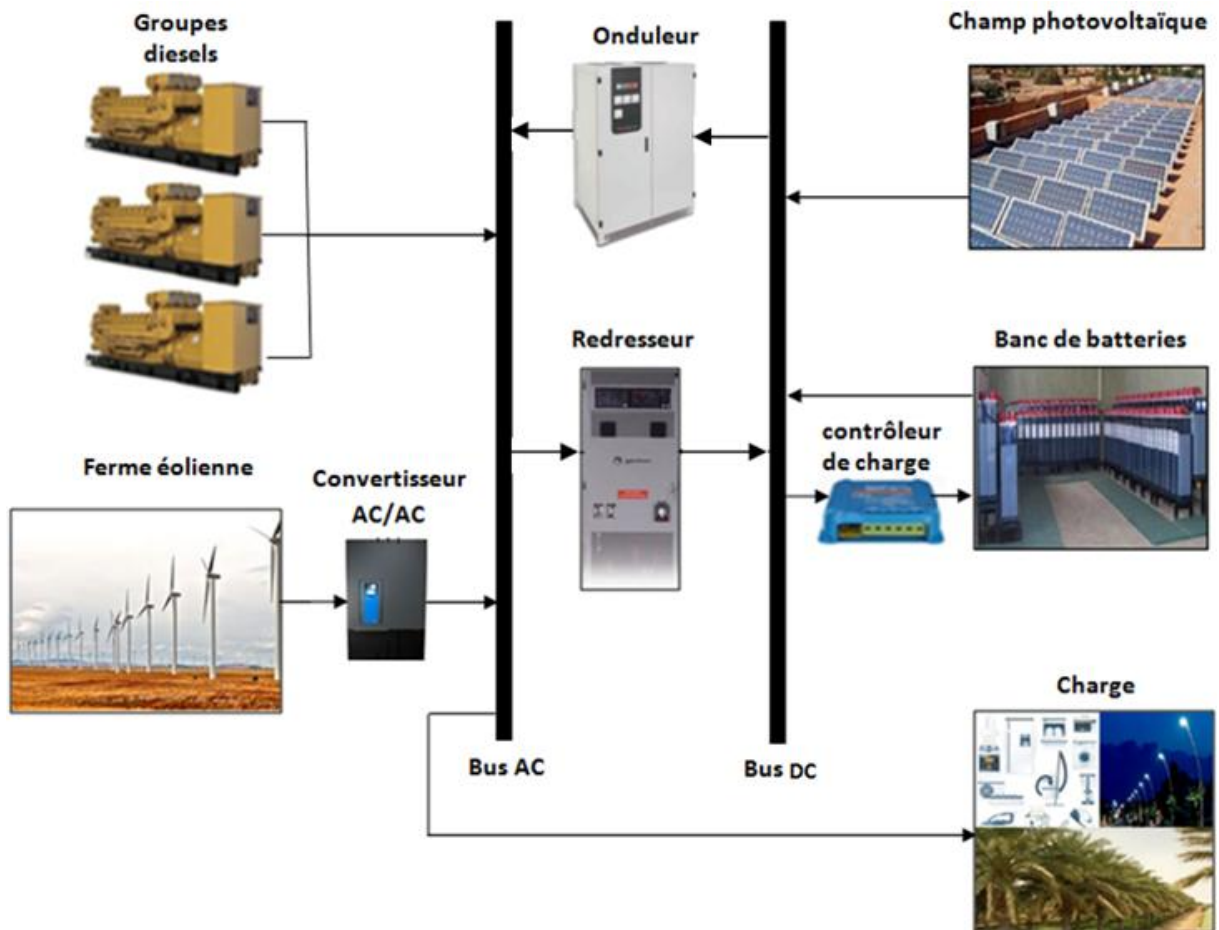


Figure I-32 : Configuration du système PV-E-D à bus mix AC/DC

I.7 Conclusion

Une brève description du système multi-sources PVED a été réalisée dans ce chapitre. Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans ce système ont été données. Ce travail portant sur un système PVED composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et d'un générateur diesel et batteries de stockage. Les différents types d'architectures existants, ainsi que les problèmes et les stratégies de commande habituelles des systèmes PVED ont également été présentés.

Le fonctionnement des composants du système PVED doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables.

Références bibliographiques

- [1] **L. STOYANOV**, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables », Thèse de doctorat, Université De Corse Pasquale Paoli et Université Technique De Sofia, 2011.
- [2] **D. REKIOUA, Z. ROUMILA et T. REKIOUA**, « Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien - diesel », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4 623–633, 2008.
- [3] **M. ZANDI**, « Contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique », Thèse de doctorat, NANCY Université - Institut National Polytechnique de Lorraine, 2010.
- [4] **www.neal - dz.net** : New Energy Algeria , 2009 .
- [5] **Ministère de l'énergie et des mines**, « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », SATINFO, Algérie." www.aprue.org.dz"
- [6] **I. VECHIU**, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de doctorat, Université du Havre, 2005.
- [7] **A. OULD MAHMOUD**, « Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charge mixte » thèse de doctorat de Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2008.
- [8] **L. ABBASSEN**, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2011.
- [9] **D. LU**, « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré », Thèse de doctorat, l'Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [10] **S. VIGHETTI**, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [11] **M. A. CAMARA**, « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs » Thèse de doctorat, Université Paris Est Créteil, 2011.
- [12] **S. BELAKEHAL**, « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédié aux Energies Renouvelables » Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [13] **S. PETIBON**, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », l'Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2009.
- [14] <http://lprl.org/cascade-light-technologies.php>

- [15] **F. POITIERS**, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Machine asynchrone à cage autonome. Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau » thèse doctorale, école polytechnique de l'Université de Nantes, 2003.
- [16] **T. GHENAM**, « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation », Thèse de doctorat, Ecole Militaire Polytechnique d'Alger & Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [17] **N. KASBADJI MERZOUK**, « Evaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie », Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2006.
- [18] **L. LOUZE**, « Production décentralisée de l'énergie électrique : Modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée », Thèse de doctorat, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [19] **G. AGGOUN**, « Etude qualitative de l'association convertisseur machine pour l'entraînement électrique d'un système de génération éolienne », Mémoire de Magister, Université de Mouloude Mamri Tizi ousou.
- [20] **N. FICHAUX, J. BEURSKENS, P. H. JENSEN et J. WILKES**, « UpWind Design limits and solutions for very large wind turbines», European Wind Energy Association (EWEA), 2011.
- [21] **O. GERGAUD**, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de doctorat de l'école normale supérieur de CACHAN, 2002.
- [22] **H. GAZTAÑAGA ARANTZAMENDI**, «Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux», thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble, 2006.
- [23] **F. BAGHDADI**, « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables », Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [24] **G. SIGUIER**, «L'électronique de puissance», Edition DUNOD 1990
- [25] http://www.riaed.net/IMG/pdf/Seminaire_de_renforcement_des_capacites_en_energies_renouvelables_et_systemes_hybrides_iles_du_Saloum.pdf

CHAPITRE II

*Modélisation des éléments du
système*

II.1 Introduction

La modélisation est un moyen destiné à représenter par une forme mathématique un processus technologique. Elle a pour but d'étudier théoriquement le comportement de certains paramètres et de les optimiser en respectant une contrainte donnée. A cet effet, la modélisation du système d'énergie multi-source *PV-E-D* est nécessaire pour établir une relation directe entre l'énergie produite par le système et la demande de l'utilisation. Tandis que l'estimation des propriétés d'adaptation du système à chaque période de l'année est obtenue à partir d'une étude théorique et expérimentale.

Dans ce cadre, nous présenterons dans ce chapitre d'abord, la modélisation du système hybride *PV-E-D*, en ce proposons l'élaboration des modèles mathématiques pour les systèmes de productions, afin de renforcer la maîtrise de leur exploitation, surtout du point de vue des écoulements des puissances de production en fonction des conditions météorologiques données ou estimées.

II.2 Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque

Le but de cette section est de décrire les modèles mathématiques des différents composants de la chaîne de production photovoltaïque. Ce système est basé sur des blocs modulaires, comme présenté dans la figure II-1.

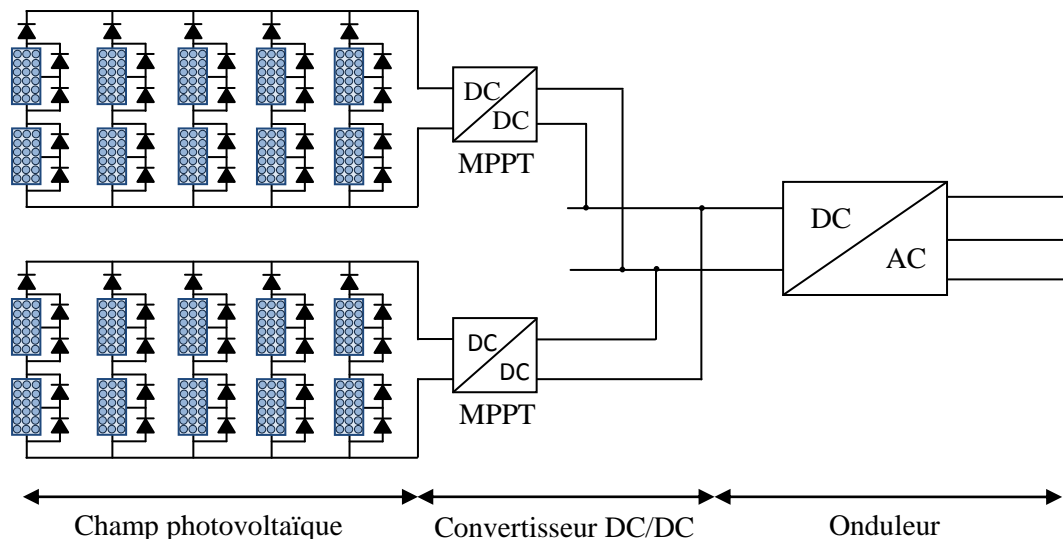


Figure II-1 : Chaîne production photovoltaïque

II.2.1 Modélisation du panneau photovoltaïque

L'objectif est de déterminer de la puissance fournie par les panneaux photovoltaïque en fonction des conditions météorologiques c'est à dire l'éclairement dans les panneaux solaires G et leur température T_j

II.2.1.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Le modèle le plus classique de la littérature est le modèle à une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule associé à un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident et deux résistances (série et shunte) pour les pertes. Le circuit équivalent résultant est celui de la figure II-2. La résistance R_s représente les pertes interne dû à la circulation du courant or la résistance R_p représente correspond au courant de la fuite à la terre et il est ignoré normalement. Dans une cellule idéale $R_s = R_p = 0$ qui est une supposition commune. Le circuit équivalent d'un module PV qui consiste en une combinaison de série et cellules parallèle est le même. [1] [2]

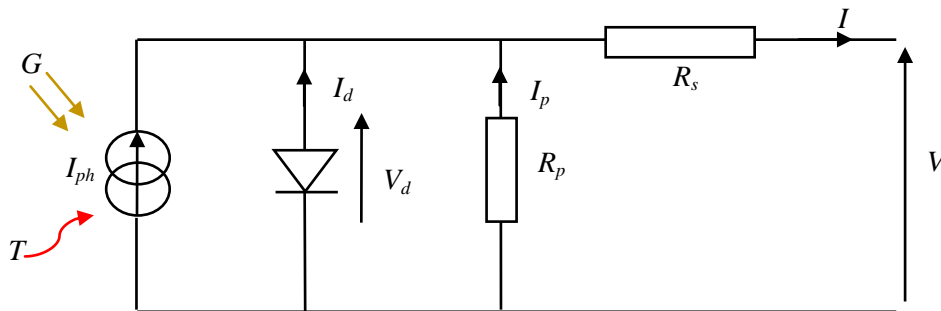


Figure II-2 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

En appliquons la loi de *kirchoff* aux nœuds on obtient [3] [4] :

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

I : Courant générer par la cellule photovoltaïque ;

I_{ph} : Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident) ;

I_d : Le courant circulant dans la diode.

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{AKT}} - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

$$V_d = V + R_s I \quad (\text{II.3})$$

$$I_p = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (\text{II.4})$$

I_o : courant de court de saturation

T : Température de la jonction des cellules PV [°K];

K : Constante de Boltzman; $(1,38 \cdot 10^{23} \frac{J}{K^\circ})$;

q : Charge élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C);

A : Facteur d'idéalité de la jonction qui dépend des mécanismes de recombinaison dans la zone de charge d'espace, pour les cellules actuellement commercialisées au silicium : $A=1$;

R_s : Résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules ;

V : La tension de sortie ;

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p ;

R_p : Résistance parallèle représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

En substituant les équations (II-2), (II-3) et (II-4) dans l'équation (II-1) le courant I_{pv} devient :

$$I = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{II.5})$$

II.2.1.2 Paramètres caractéristiques d'une cellule solaire

Une cellule réelle peut être caractérisée par les paramètres principaux, présentés aussi dans la figure II-3

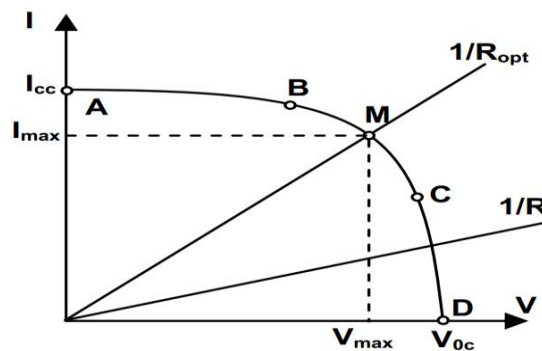


Figure II-3 : Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque [5]

- **Courant de court circuit** : $I_{cc} = I_{ph}$, est proportionnel à l'éclairement et représente le courant maximal généré par la cellule. Il est produit dans des conditions de court circuit ($V=0$).

- **La tension à vide:** V_{co} correspond à la chute de tension sur la diode, quand elle est traversée par le photo-courant I_{ph} ($I_d=I_{ph}$), $I_c=0$.
- **Le Point de Puissance Maximale:** c'est le point de fonctionnement $M(V_m, I_m)$ dans la figure II-3, pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale.
- **Le rendement maximal:** c'est le rapport entre la puissance maximale et la puissance incidente.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{S_c \cdot G} \quad (\text{II.6})$$

Où P_{in} est la puissance incidente, G est l'éclairement et S_c est la surface de la cellule.

- **Le facteur de forme:** c'est le rapport entre la puissance délivrée à la charge et le produit de I_{cc} et V_{co} :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{S_c \cdot G} \quad (\text{II.6})$$

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II.7})$$

II.2.1.3 Modèle simplifié du module photovoltaïque

Pour un module photovoltaïque de N_s cellule en série l'équation (II-5) s'écrit comme suite [6]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{N_s A K T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{II.8})$$

La valeur de la résistance parallèle R_p est entre 100Ω et 10000Ω , donc $\left(\frac{V+R_s I}{R_p}\right)$ peut être négligé par rapport au Photo-courant I_{ph} . R_s est inférieur à 1Ω donc $I_{ph} = I_{cc}$ [7] [8].

$$I = I_{cc} \left[1 - C_1 \left(e^{\frac{V}{C_2 V_{co}}} - 1 \right) \right] \quad (\text{II.9})$$

Au point puissance maximale: $V = V_m$ et $I = I_m$

$$I_m = I_{cc} \left[1 - C_1 \left(e^{\frac{V_m}{C_2 V_{co}}} - 1 \right) \right] \quad (\text{II.10})$$

sous la température normal on a

$$\left(e^{\frac{V_m}{C_2 V_{co}}} \right) \gg 1, \quad C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) e^{\frac{-V_m}{C_2 V_{co}}} \quad (\text{II.11})$$

Au moment de circuit ouvert : $V = V_{co}$ et $I = 0$ on a

$$0 = I_{cc} \left[1 - \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) e^{\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{co}} \right) \left(e^{\frac{1}{C_2}} - 1 \right)} \right] \quad (II.12)$$

sous la température normal on a

$$e^{\frac{1}{C_2}} \gg 1, \quad C_2 = \frac{\left(\frac{V_m}{V_{co}} - 1 \right)}{\ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} \quad (II.13)$$

On voit qu'avec les paramètres communs comme V_{co} , I_{cc} , V_m et I_m , C_1 et C_2 peut être calculé et le modèle de la cellule photovoltaïque peut être créé.

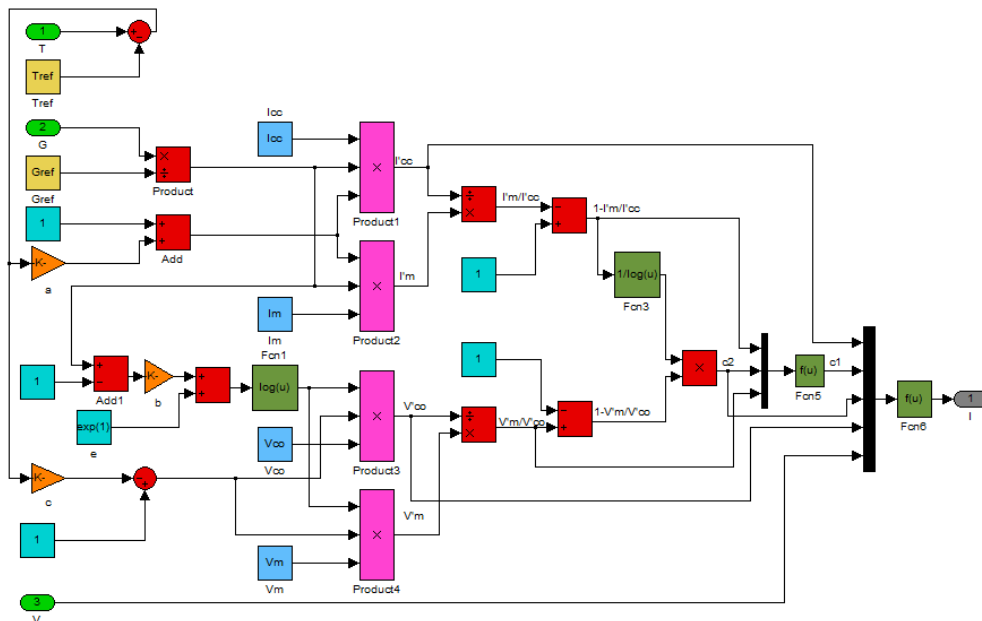


Figure II-4 : Schéma block global d'un panneau photovoltaïque sous matlab-simulink

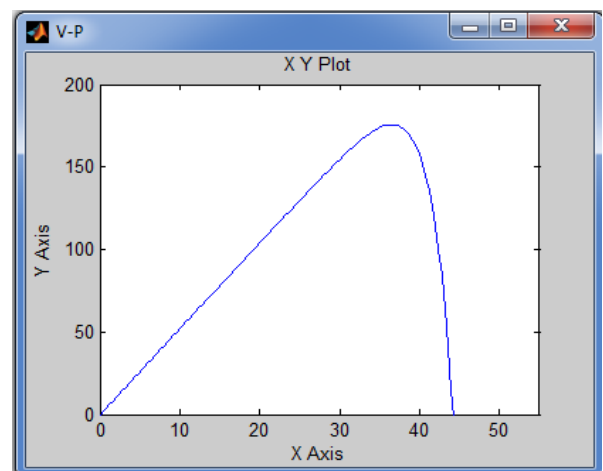
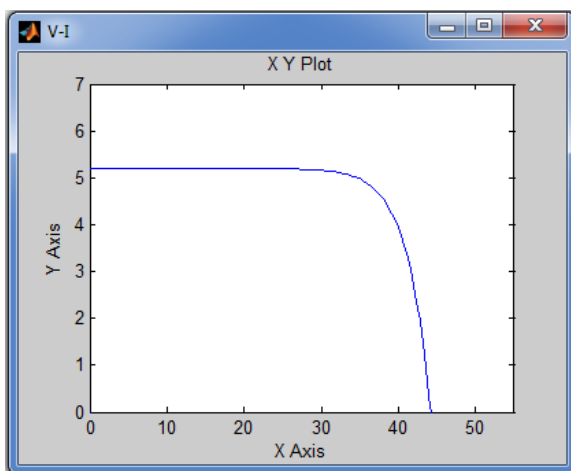


Figure II-5 : (a) Caractéristique Tension/Courant (b) Tension/Puissance d'un panneau PV

II.2.1.4 Paramètres externe de la cellule photovoltaïque

Les valeurs des paramètres communs du panneau photovoltaïque change avec le changement de température du panneau et l'irradiation. En utilisant un modèle mathématique approprié pour avoir la relation entre les paramètres du module photovoltaïque et les paramètres de l'environnement. [9]

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (\text{II.14})$$

$$\Delta G = \frac{G}{G_{ref}} - 1 \quad (\text{II.15})$$

$$I'_{cc} = I_{cc} \frac{G}{G_{ref}} (1 + a\Delta T) \quad (\text{II.16})$$

$$V'_{co} = V_{co} (1 - c\Delta T) \ln(e + b\Delta G) \quad (\text{II.17})$$

$$I'_m = I_m \frac{G}{G_{ref}} (1 + a\Delta T) \quad (\text{II.18})$$

$$V'_m = V_m (1 - c\Delta T) \ln(e + b\Delta G) \quad (\text{II.19})$$

Où : les coefficients $a = 0,0025/^\circ\text{C}$, $b = 0,5$ et $c = 0,00288/^\circ\text{C}$

Pour distinguer entre les paramètres en différents conditions nous défini [9]:

- Dans les conditions standards I_{cc_ref} , V_{co_ref} , I_{m_ref} , V_{m_ref} et G_{ref}
- Dans les conditions actuelles I_{cc} , V_{co} , I_m , V_m et G
- Dans les conditions prévues I'_{cc} , V'_{co} , I'_m , V'_m et G'

Pour avoir les caractéristique du module photovoltaïque il suivre les étapes suivantes [1]:

- Premièrement il faut remplacer les paramètres sous-dessus aux équations de (II-16) à (II-19).

$$I_{cc_ref} = \frac{I_{cc} G_{ref}}{G(1 + a\Delta T)} \quad (\text{II.20})$$

$$V_{co_ref} = \frac{V_{co}}{(1 - c\Delta T) \ln(e + b\Delta G)} \quad (\text{II.21})$$

$$I_{m_ref} = \frac{I_m G_{ref}}{G(1 + a\Delta T)} \quad (\text{II.22})$$

$$(\text{II.23})$$

- Deuxièmement il faut remplacer les paramètres des équations de (II-16) à (II-19) aux équations de (II-20) à (II-23).

$$\Delta T' = T' - T'_{ref} \tag{II.24}$$

$$\Delta G' = \frac{G'}{G_{ref}} - 1 \tag{II.25}$$

$$I'_{cc} = \frac{I_{cc} G (1 + a\Delta T')}{G (1 + a\Delta T)} \tag{II.26}$$

$$V'_{co} = \frac{V_{co} (1 - c\Delta T') \ln(e + b\Delta G')}{(1 - c\Delta T) \ln(e + b\Delta G)} \tag{II.27}$$

$$I'_m = \frac{I_m G (1 + a\Delta T')}{G (1 + a\Delta T)} \tag{II.28}$$

$$V'_m = \frac{V_m (1 - c\Delta T') \ln(e + b\Delta G')}{(1 - c\Delta T) \ln(e + b\Delta G)} \tag{II.29}$$

II.2.2 Modélisation et commande des convertisseurs (DC -DC)

Le convertisseur DC/DC est le circuit qui transfère la puissance maximale du générateur photovoltaïque vers la charge. Ce dispositif adapte la tension d'entrée pour une charge donnée. Le convertisseur DC-DC dans cette étude est un hacheur survolteur. Le model du hacheur a été simplifié en utilisant le théorème des valeurs moyennes (Figure II-7).

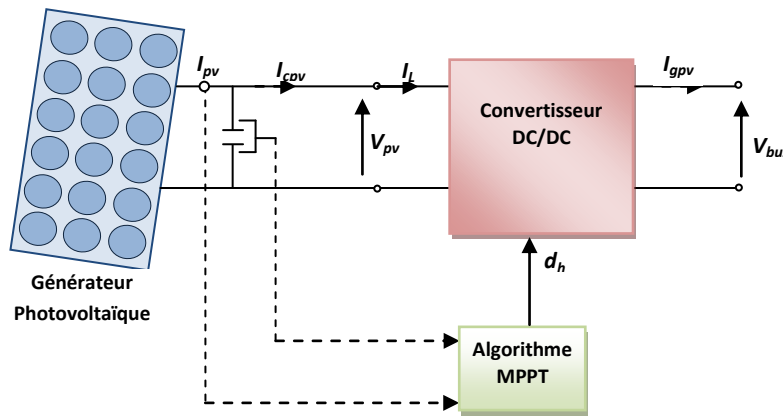


Figure II-6 : Schéma détaillé du système de conversion photovoltaïque

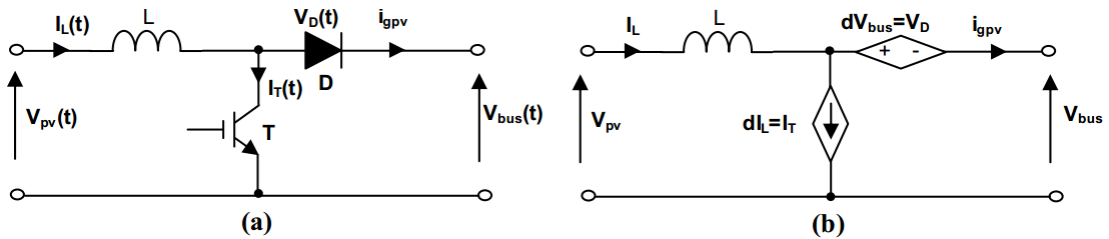


Figure II-7 : (a) Hacheur survolteur à commutation, (b) Hacheur survolteur à valeurs moyennes

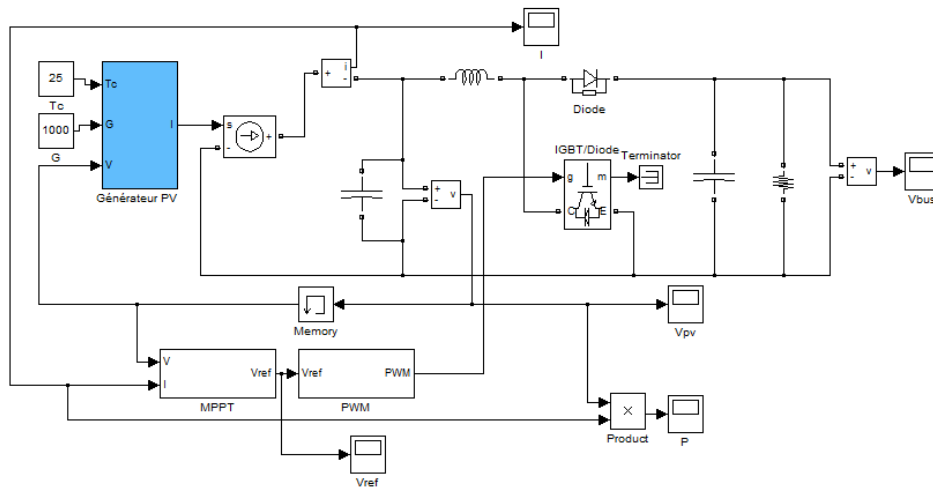


Figure II-8 : Modèle de la chaîne photovoltaïque sous Matlab-simulink

II.2.3 Point de Puissance Maximale

Comme il est présenté dans la figure II-8, pour produire la puissance maximale il existe un seul point sur la caractéristique $I-V$ d'un panneau photovoltaïque. Quand un panneau est connecté directement sur une batterie (couplage direct), en général le point de fonctionnement n'est pas le Point de Puissance Maximale (MPP maximum power point) figure II-9. La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes. Ainsi, dans un système à couplage direct, le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge. Pour optimiser le rendement énergétique du système PV, une solution est l'utilisation d'un MPPT (Maximum Power Point Tracker). Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge.

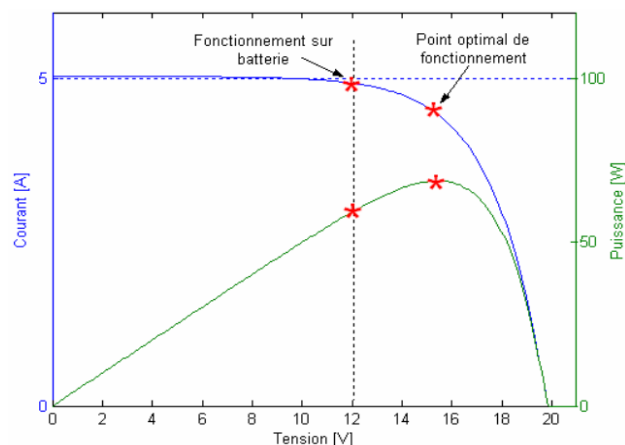


Figure II-9 : Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau photovoltaïque

Plusieurs algorithmes ont été proposés pour la réalisation du MPPT. De bons résultats sont obtenus avec l'algorithme « incrémentation de la conductance », L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions

atmosphériques changent rapidement. C'est cet algorithme qui a été choisi pour la commande du MPPT étudié dans le cadre de ce travail et sa description sera présentée par la suite. La puissance produite par le générateur PV peut être exprimée par :

$$P_{pv} = I_{pv} V_{pv} \quad (\text{II.30})$$

La conductance et l'incrément de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'équation (II-30) par rapport à la tension V_{pv} :

$$\frac{1}{V_{pv}} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{II.31})$$

Ainsi, on a noté avec G la conductance et avec ΔG l'incrément de la conductance :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (\text{II.32})$$

$$\Delta G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{II.33})$$

Comme il est présenté dans la figure II-10, l'algorithme cherche le point pour lequel la conductance est égale à la conductance incrémentée.

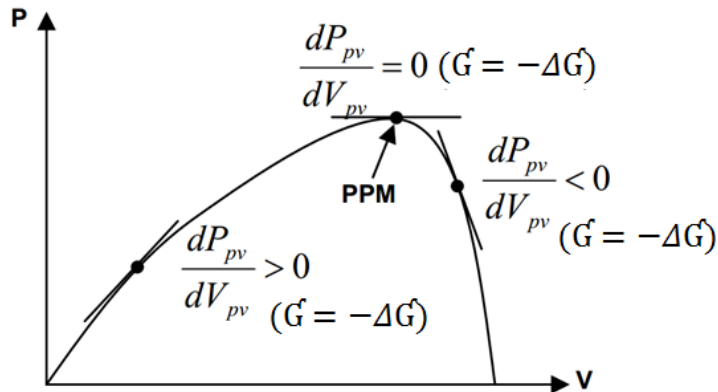


Figure II-10 : Recherche du MPP par la méthode de l'incrément de la conductance

L'algorithme, basé sur la surveillance de la tension et du courant, est illustré dans le diagramme-bloc présenté dans la figure II-11.

II.3.1 Modélisation de la vitesse du vent

La ressource en vent, du point de vue de sa distribution statistique est primordiale dans un projet éolien et donc déterminante pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité. Pour effectuer les différentes simulations de notre système, nous avons besoin d'avoir un profil de vent reflétant au maximum la réalité de ce que l'on peut trouver sur un site éolien. La vitesse du vent sera modélisée, dans cette étude (Figure II-14), sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques sous la forme :

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot \omega_v \cdot t)) \tag{II.34}$$

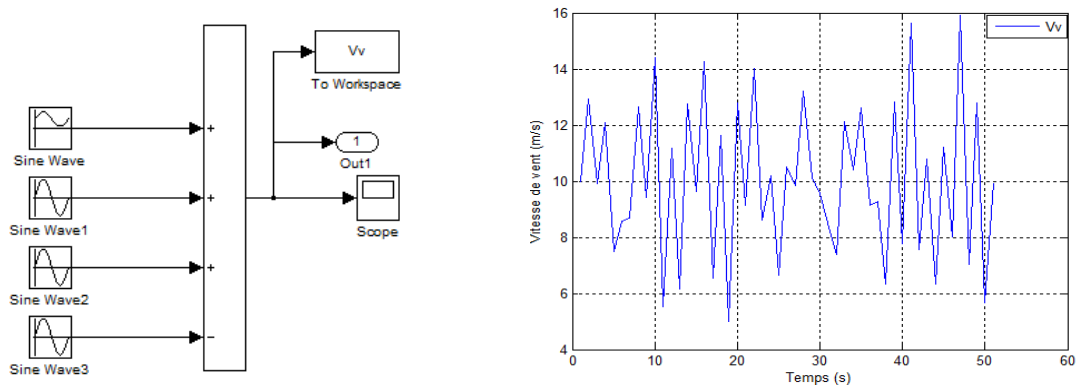


Figure II-14 : Modèle et résultat de la vitesse de vent sous Matlab-simulink

II.3.2 Modèle de la turbine éolienne

Le schéma bloc qui représente la turbine éolienne est illustré sur la figure II-15. La turbine éolienne est caractérisée par les courbes du coefficient de puissance C_p qui est une fonction du rapport de vitesse $\lambda = \frac{R\Omega_t}{v}$ et de l'angle de calage des pales β (deg).

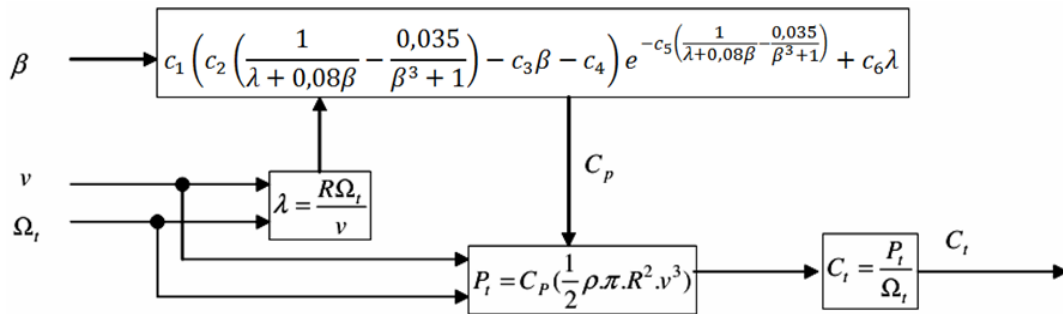


Figure II-15 : Configuration d'une éolienne

Où :

Ω_t = Vitesse angulaire mécanique (rad/s mécanique) de la turbine.

V_v = Vitesse du vent (m/s).

ρ = Densité de l'air 1.22 (kg /m³) à la pression atmosphérique à 15°C.

R = Rayon de la turbine = longueur de pale en (m).

Pour notre exemple d'éolienne, le coefficient de puissance C_P est donné par la relation suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)} + c_6\lambda \quad (II.35)$$

c1=0.5109 c2=116 c3=0.4 avec
 c4=5 c5=21 c6=0.0068

La figure II-17 illustre les courbes de $C_P(\lambda)$ pour plusieurs valeurs de β (deg) obtenues par la relation (II.34).

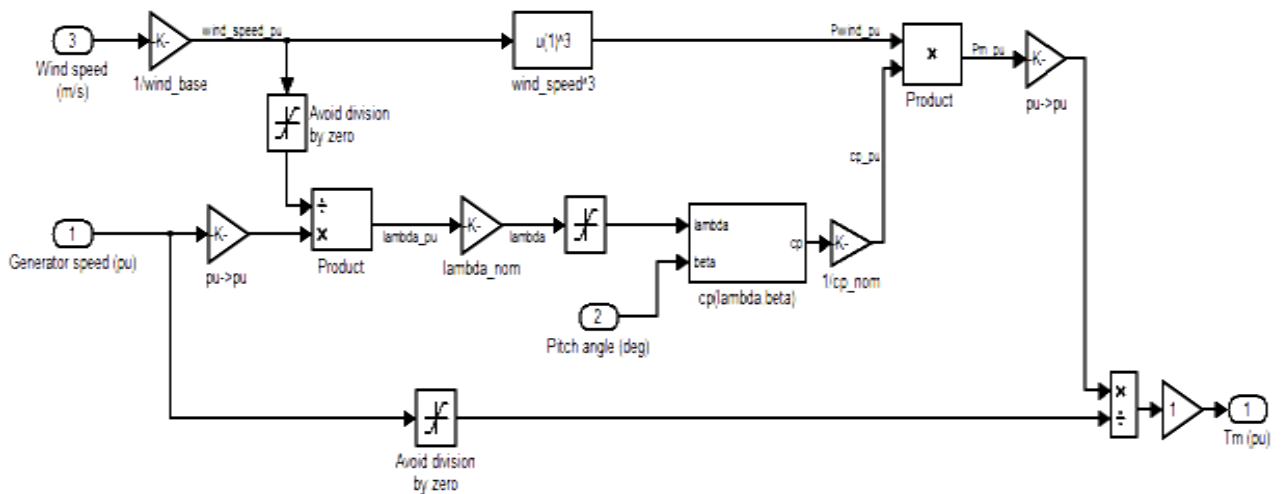


Figure II-16 : Modèle de la turbine sous Matlab-simulink

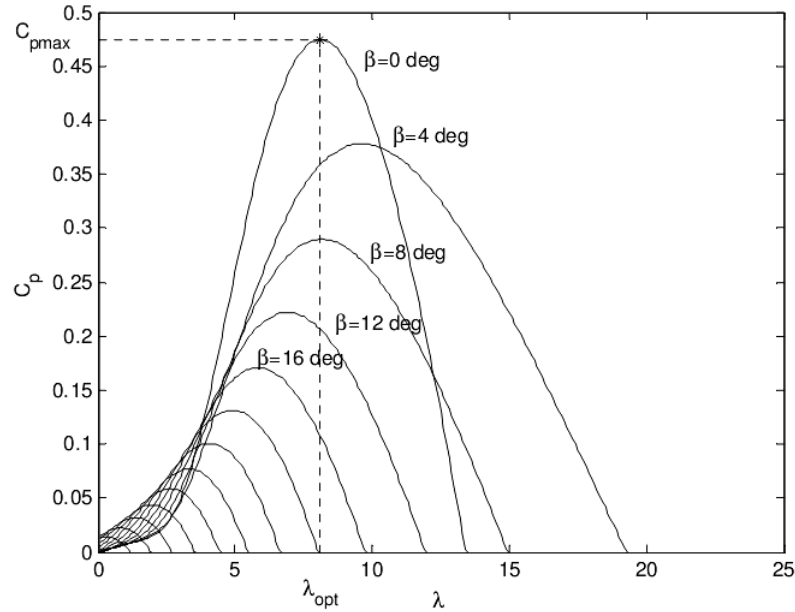


Figure II-17 : Courbes du coefficient $C_p(\lambda, \beta)$

Le couple mécanique sur l'axe de la turbine est donné par la relation suivante :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{0,5 C_p \rho \pi R^2 v^3}{\Omega_t} \text{ en } (N.m) \quad (\text{II.36})$$

II.3.3 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur.

$$C_{mec} = \frac{1}{\mathcal{G}} C_t \quad (\text{II.37})$$

Où :

C_{mec} : Couple mécanique sur l'axe du générateur en $(N.m)$.

\mathcal{G} : Rapport de multiplication (-).

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suivant

$$\Omega_{mec} = \mathcal{G} \cdot \Omega_t \quad (\text{II.38})$$

Où :

Ω_{mec} : Vitesse du générateur $(rad/s \text{ mécanique})$.

II.3.4 Modèle de l'arbre

L'arbre du générateur est modélisé par l'équation suivant :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_t - f_v \Omega_{mec} \quad (\text{II.39})$$

Où :

J : Inertie totale des parties tournantes ($kg.m^2$).

$C_t = C_{mec} + C_{em}$: Couple total de l'éolienne.

f_v : Coefficient de frottements visqueux.

C_{em} : Couple électromagnétique du générateur en (N.m).

En fonctionnement générateur le couple électromagnétique C_{em} a un signe négatif [11].

L'inertie totale est la somme de l'inertie du générateur et de la turbine ramenée au côté générateur c'est-à-dire :

$$J = \frac{J_{Turbine}}{G^2} + J_{Générateur} \quad (\text{II.40})$$

II.3.5 Modèle de l'actionneur des pales

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. Avec un tel système les pales sont tournées par un dispositif de commande appelé (Pitch control). En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine et plus précisément le coefficient de puissance, voir la figure (II.18). Les pales sont face au vent en basse vitesse et pour les fortes vitesses elles s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance.

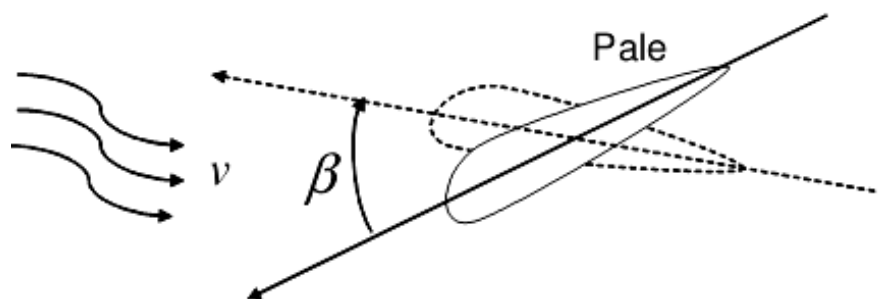


Figure II-18 : Orientation des pales

Le système d'orientation de l'angle des pales est approché par une fonction de transfert de 1^{er} ordre. Cet actionneur est commandé en boucle fermée pour asservir l'angle de calage des pales β avec des contraintes sur β , voir la figure II-19. [12]

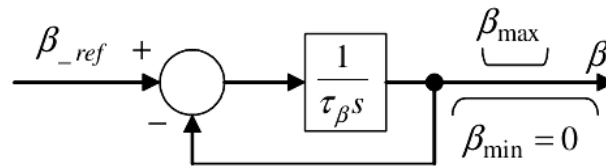


Figure II-19 : Modèle et commande du système de calage de pale

Où :

τ_β : Constante de temps de l'actionneur (s).

β_{min}, β_{max} : Limites de l'angle de calage des pales dépendant de la conception physique.

s : Opérateur de Laplace.

β_{ref} : Référence d'angle reçue du processus de la commande de la puissance électrique.

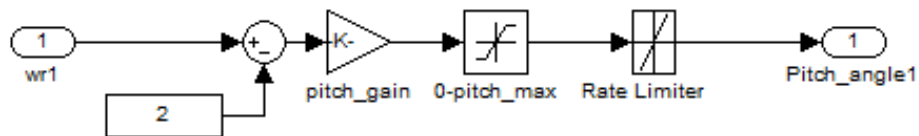


Figure II-20 : Modèle sous simulink du système de calage de pale

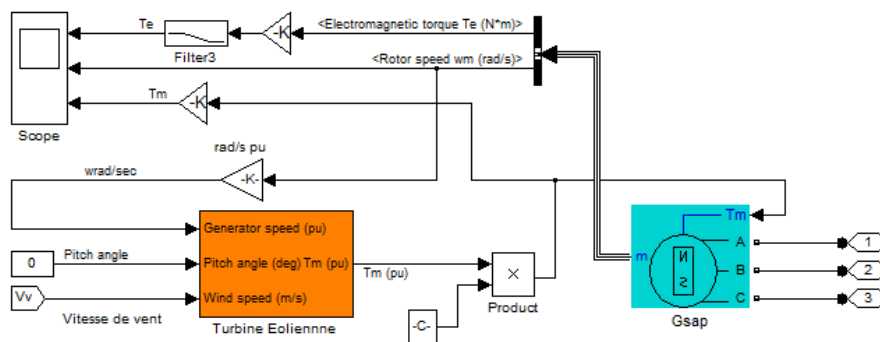


Figure II-21 : Modèle complet de la turbine éolienne

II.3.6 Modélisation de la génératrice

II.3.6.1 Modélisation de la génératrice synchrone a aimant permanent (GSAP)

La génératrice synchrone à aimant permanent est modélisée en considérant les mêmes hypothèses de la machine asynchrone. L'expression des tensions des phases du stator de la machine est donnée par la relation suivante :

- Expression des tensions et flux statoriques.

$$\begin{cases} [V_{abc}] = [R_a][I_{abc}] + \frac{d[\Phi_{abc}]}{dt} \\ [\Phi_{abc}] = [L_{rr}][I_{abc}] + [\Phi_{abc}] \end{cases} \quad (\text{II.41})$$

L'application des transformations de Park fait aboutir aux équations des tensions du stator et des flux :

$$\begin{cases} V_d = R_a I_d + \frac{d\Phi_d}{dt} - \omega_s \Phi_q \\ V_q = R_a I_q + \frac{d\Phi_{sq}}{dt} - \omega_s \Phi_d \\ \Phi_d = L_d I_d + \Phi_e \\ \Phi_q = L_q I_q \end{cases} \quad (\text{II.42})$$

L_d, L_q : Respectivement les inductances directe et quadratique du stator.

V_d, V_q : Respectivement tension statoriques direct et quadratique.

I_d, I_q : Respectivement courant statoriques direct et quadratique.

Φ_d, Φ_q : Respectivement flux statoriques direct et quadratique.

En combinant les expressions II.41 et II.42, on aboutit à la représentation sous la forme d'équations d'état suivante:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_a}{L_d} & \frac{\omega L_q}{L_d} \\ \frac{\omega L_q}{L_d} & -\frac{R_a}{L_d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{V_d}{L_d} \\ \frac{V_q - \omega \cdot \Phi_e}{L_q} \end{bmatrix} \quad (\text{II.43})$$

Le couple électromagnétique sera exprimé par :

$$C_{em} = P \left((L_d - L_q) I_d + \Phi_e \right) I_q \quad (\text{II.44})$$

Φ_e : Flux d'aimant permanent par pôle.

II.3.6.2 Commande de la GSAP

II.3.6.2.1 Commande PI standard

La commande sera structurée autour de deux boucles de contrôle des courants I_{sd} et I_{sq} . La mise en œuvre de termes de découplage en réalisant une compensation des effets des perturbations connues permet de transformer le système multi variables des équations

statoriques en deux systèmes mono variables indépendants. Ceci simplifie l'étude des correcteurs de type PI. [13]

Les sorties des correcteurs s'appliquent alors aux systèmes mono variables suivants :

$$\begin{cases} V_{cd} = R_a I_{sd} + L_a \frac{dI_{sd}}{dt} \\ V_{cd} = R_a I_{sq} + L_a \frac{dI_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.45})$$

II.3.6.2.2 Mode glissant d'ordre supérieur

Les adaptations effectuées se résument très simplement dans les trois équations qui suivent.

Dans ce cadre, nous considérons l'erreur suivante :

$$e = C_{ref} - C_{em} \quad (\text{II.46})$$

et la commande suivante :

$$u = -\gamma |e|^{\frac{1}{2}} \text{sgn}(e) + u_1 \quad (\text{II.47})$$

$$\text{Où } u_1 = \begin{cases} -u & \text{si } |u| > U_M \\ -\alpha \text{sgn}(e) & \text{si } |u| \leq U_M \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

II.4 Modélisation du système de stockage

II.4.1 Modèle de Copetti de batterie au plomb

Parmi les modèles des batteries, celui basé sur l'observation du phénomène physico-chimique de la charge et de la décharge du système de stockage. Ce modèle est basé sur le schéma électrique (Figure II-22), la batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une source de tensions et sa résistance interne. [14]

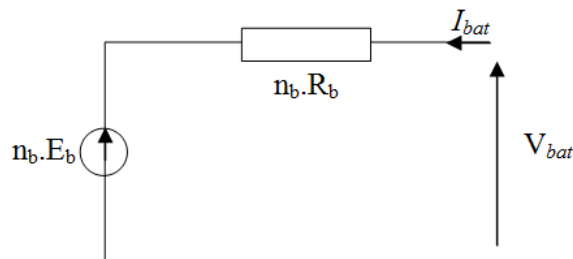


Figure II-22 : Schéma électrique équivalent de n_b éléments de batteries en séries

II.4.2 Modèle de la capacité de la batterie

La capacité représente la quantité du courant qui peut être extraite d'une électrode via les "masses actives", c'est-à-dire l'électrolyte et les matériaux actifs des électrodes, sur une décharge, et en pratique, elle dépend du courant moyen \bar{I} , ainsi que de la température.

Le modèle de la capacité est établie à partir de l'expression du courant I_{10} , correspondant au régime de fonctionnement \mathcal{C}_{10} , dans lequel ΔT est l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante qui est égale à 25°C. [15]

$$C = C_{10} \frac{1,67}{1 + 0,67 \left(\frac{\bar{I}}{I_{10}}\right)^{0,9}} (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \quad (\text{II.49})$$

La capacité C sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie "SOC», Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie "Q"[16].

$$SOC = 1 - \frac{C}{Q} \quad (\text{II.50})$$

L'évolution temporelle de "Q" dépend du mode de fonctionnement de la batterie.

II.4.3 Modèle de la tension de la batterie

Le modèle suivant, décrit la relation entre la tension, le courant et l'état de charge.

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot E_b(t) + n_b \cdot R_b \cdot I_{bat}(t) \quad (\text{II.51})$$

Où $V_{bat}(t)$ et $I_{bat}(t)$ sont la tension et la courante batterie au temps t , R_b la résistance interne de batterie.

$$E_b(t) = V_F + b \cdot \log(EDC) \quad (\text{II.52})$$

Où V_F est la force électromotrice, b est une tension empirique.

Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant :

Paramètre	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724

Tableau II-1 : Paramètres Pour une batterie de plomb acide

II.4.4 Modèle de la charge de la batterie

Au moment quand les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps t peut s'écrire avec l'équation :

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) + \frac{\left(P_{Ch}(t) - \frac{P_L(t)}{\eta_{ond}}\right)}{\eta_{bat}} \quad (\text{II.53})$$

$C_{bat}(t)$ et $C_{bat}(t-1)$ sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t) et $(t-1)$ respectivement, σ est le taux horaire de la charge spontanée, P_{Ch} est la puissance fournie à la batterie pour le chargement, $P_L(t)$ est la charge demandée au temps t , η_{ond} et η_{bat} sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement. Pendant la charge de la batterie, le rendement est 0,65 à 0,85 selon le chargeant courant par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été mis égal à 1.

II.4.5 Modèle de la décharge de la batterie

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut exprimer comme suite:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) + \left(\frac{P_L(t)}{\eta_{ond}} - P_{ch}(t)\right) \quad (\text{II.54})$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{bat\ min} \leq C_{bat}(t) \leq C_{bat\ max} \quad (\text{II.55})$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ($C_{bat\ max} = C_{bat\ N}$), et la capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge *DOD* (Depth Of Discharge) [17].

$$C_{bat\ min} = DOD \cdot C_{bat\ N} \quad (\text{II.56})$$

La valeur maximale de l'état de charge (*SOC*) est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge, $SOC_{min} = 1 - DOD$

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si *DOD* prend les valeurs de 30-50%. La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie. Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{bat} = \frac{E_L \cdot N_a}{\eta_{bat} \cdot F_{déch} \cdot DOD} \quad (\text{II.57})$$

$$C_{bat} [Ah] = \frac{C_{bat} [Wh]}{V_{Bat}} \quad (\text{II.58})$$

C_{bat} : La capacité de stockage de la batterie.

N_a : Le nombre de jours d'autonomie.

V_{Bat} : La tension de la batterie.

DOD : La profondeur de décharge.

II.5 Modélisation des convertisseurs statiques

Dans un système multi-sources, deux types de convertisseurs sont souvent rencontrés : les redresseurs et les onduleurs.

II.5.1 Redresseur

Les redresseurs servent à convertir la tension triphasée sinusoïdale du bus AC en tension continue pour charger les batteries. Il existe deux types de redresseurs AC/DC redresseurs non commandés et commandés. Les redresseurs non commandés sont normalement appelés à diode (ou pont de diodes). La figure II-23 montre un redresseur un triphasé typique [18]. Dans le cadre de cette étude, on utilise un redresseur à diodes. Les diodes sont supposées idéales et, par conséquent, leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Lorsque D_1 conduit l'une des deux diodes D'_2 et D'_3 conduit également; il en vient que D_1 conduit lorsque V_1 est supérieur à V_2 et V_3 . [19]

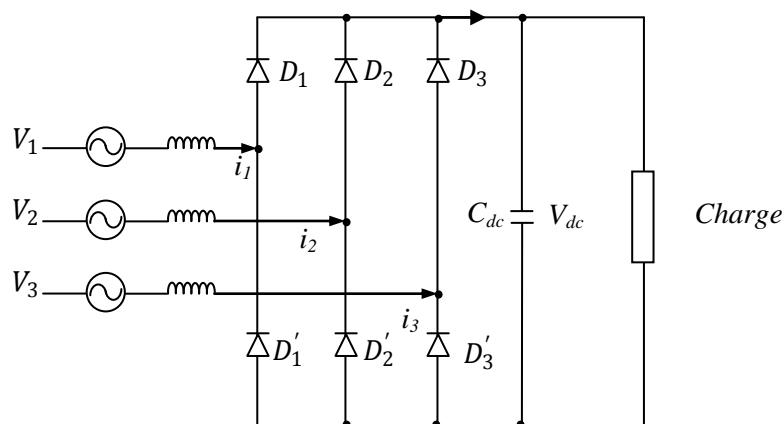


Figure II-23 : Redresseur triphasé a pont de diodes

II.5.2 Modélisation du convertisseur DC-AC

II.5.2.1 Modélisation l'onduleur de tension

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

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

$$F_i = \begin{cases} 0 & \text{si } T_i \text{ est fermé et } T_i' \text{ est ouvert} \\ 1 & \text{si } T_i \text{ est ouvert et } T_i' \text{ est fermé} \end{cases} \quad (\text{II.59})$$

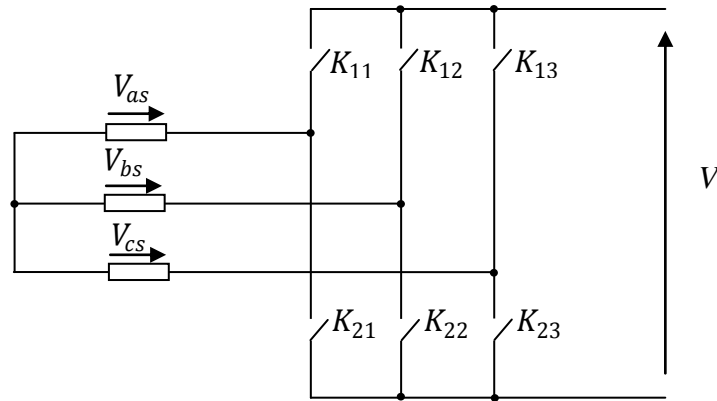


Figure II-24 : Représentation des composants bidirectionnels

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

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} F_1 & -F_2 \\ F_2 & -F_3 \\ F_3 & -F_1 \end{bmatrix} \quad (\text{II.60})$$

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

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} 2F_1 & -F_2 & -F_3 \\ -F_1 & 2F_2 & -F_3 \\ -F_1 & -F_2 & 2F_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.61})$$

$$I_s = F_1 \cdot I_{sa} + F_2 \cdot I_{sb} + F_3 \cdot I_{sc} \quad (\text{II.62})$$

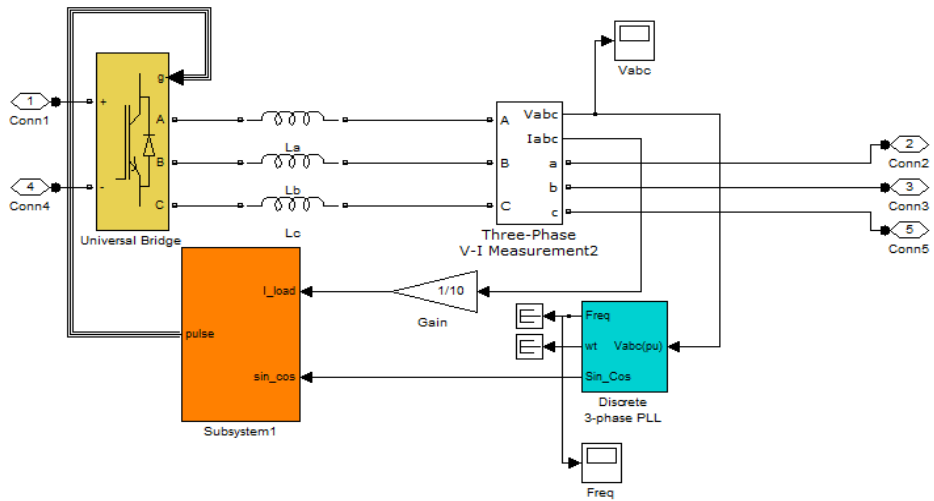


Figure II-25 : Modèle simulink de la commande de l'onduleur

II.5.2.2 Modulation de Largeur D'impulsion M.L.I.

Le MLI permet de former chaque alternance de la tension de sortie de plusieurs créneaux. Pour obtenir cela, il faut adopter certaine technique de commande des interrupteurs de l'onduleur. La stratégie triangulo-sinusoidale est l'une des techniques les plus simples. Elle consiste à comparer les trois tensions de référence (V_a^*, V_b^*, V_c^*) à un signal (porteuse) triangulaire d'amplitude fixe et de pulsation nettement supérieur à celle des tensions de référence. ($F=10$ kHz).

La stratégie triangulo-sinusoidale est caractérisée par deux paramètres qui sont l'indice de modulation m qui représente le rapport de la fréquence de la porteuse à la fréquence de référence et r le coefficient de réglage en tension qui représente le rapport de l'amplitude de l'onde de référence à la valeur de crête de la porteuse.

Les instants de commutation sont obtenus par comparaison de trois tensions de référence avec le signal triangulaire [19].

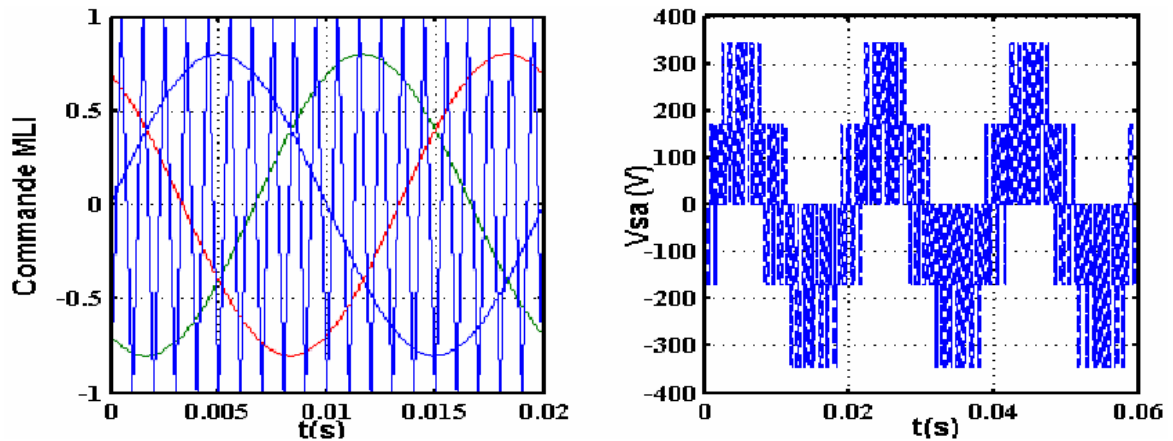


Figure II-26 : Principe de la stratégie triangulo-sinusoidale [19]

II.6 Modélisation du Groupe Diesel

Le groupe diesel est un ensemble technique très hétérogène. En se focalisant sur la dynamique du couple mécanique en rapport avec l'index du système de pompe de carburant, le groupe diesel peut être réduit à un système du premier ordre caractérisé par un gain statique et une constante de temps. Les mesures pratiques montrent la présence d'un retard du fait de l'intervalle existant entre deux explosions. On en déduit l'expression II.60 qui représente la dynamique du couple mécanique T_{Dm} écrit dans le plan de Laplace. La variable $z(s) = \mathcal{L}[z(t)]$ est l'équivalent dans le plan de Laplace de l'index d'alimentation, T_{D1} est une constante de temps exprimant la limite en vitesse de réaction de moteur diesel, et la constante de temps T_{D2} exprime le délai de changement de couple.

$$T_{Dm}(s) = \frac{K_{Dm}}{1 + sT_{D1}} z(s) e^{-sT_{D2}} \quad (\text{II.63})$$

En normalisant l'équation (II.63), on a $z(t) \in [0,1]$. $z(t) = 1$ correspond au fonctionnement en pleine puissance. Pour ce régime, on a une couple mécanique $T_{Dm} = 1$ pu et on en déduit que $K_{Dm} = 1$ pour une équation normalisée. L'index d'alimentation permet d'évaluer la dynamique du débit de carburant dans le moteur diesel moyennant une fonction caractéristique $\rho(t) = f(z(t))$ [g/kWh]. La fonction de débit de carburant est non linéaire, convexe, avec un minimum absolu en $z(t) = 1$.

En appliquant la transformation de *Padé* du premier au retard temporel $e^{-sT_{D2}}$ de l'expression (II.63), on a l'expression (II.64). En exploitant la transformation en forme canonique observable, on obtient le système d'équations (II.67) caractérisant la production du couple de moteur diesel. Une telle transformation est particulièrement appréciée pour l'analyse des valeurs propres et l'élaboration des stratégies de commande à partir de l'observation des valeurs propres [20].

$$T_{Dm}(s) = \frac{K_{Dm}}{1 + sT_{D1}} z(s) e^{-sT_{D2}} \quad (\text{II.64})$$

$$e^{-sT_{D2}} \sim \frac{2 - sT_{D2}}{2 + sT_{D2}} \Rightarrow T_{Dm}(s) = \frac{1}{1 + sT_{D1}} \frac{2 - sT_{D2}}{2 + sT_{D2}} z(s) \quad (\text{II.65})$$

$$G_{D1} = \frac{T_{Dm}(s)}{z(s)} = \frac{-s \frac{1}{T_{D1}} + \frac{b_{D1}s + b_{D0}}{s^2 + s \frac{T_{D1} + 2T_{D2}}{T_{D1}T_{D2}} + \frac{2}{T_{D1}T_{D2}}}}{s^2 + a_{D1}s + a_{D0}} \quad (\text{II.66})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \frac{dx(t)}{dt} = \begin{bmatrix} 0 & -a_{D0} \\ 1 & -a_{D1} \end{bmatrix} x(t) + \begin{bmatrix} b_{D0} \\ b_{D1} \end{bmatrix} u_1(t) \\ y_1(t) = [0 \quad 1]x(t) \end{cases} \quad (\text{II.67})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \frac{dx_1(t)}{dt} = -a_{D0}x_2(t) + b_{D0}z(t) \\ \frac{dx_2(t)}{dt} = x_1(t) - a_{D1}x_2(t) + b_{D1} \\ y(t) = x_2(t) = T_{Dm}(t) \end{cases} \text{ avec } \begin{cases} a_{D0} = b_{D0} = \frac{2}{T_{D1}T_{D2}}; \frac{1}{T_{D1}} \\ a_{D1} = \frac{T_{D1} + 2T_{D2}}{T_{D1}T_{D2}} \end{cases} \quad (\text{II.68})$$

$x_i(t)$ est une variable interne créée pour les besoins du modèle, tandis que $x_2(t) = T_{Dm}(t)$ est le couple moteur accessible par la mesure. Ce dernier, obtenu à partir de la combustion du mélange carburé dans les cylindres du moteur, est utilisé pour entraîner en rotation la partie tournante du générateur diesel principalement constitué du vilebrequin, du volant d'inertie et du rotor de la génératrice synchrone. Le modèle du système tournant est schématisé à la figure II-27. Le couple électromagnétique T_{De} résulte de la connexion d'une charge électrique à la génératrice synchrone et s'oppose au mouvement de la masse tournante.

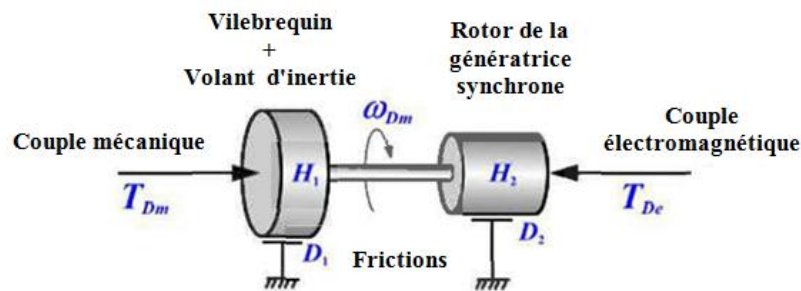


Figure II-27 : Modèle de la partie mécanique du groupe diesel

Chaque masse tournante a une certaine inertie, liée à sa masse, et est soumise à des forces de friction. En ce qui concerne le moteur diesel, les forces de friction sont principalement dues aux frictions des pistons à l'intérieur des cylindres. Les frictions côté génératrice sont généralement négligées par rapport à celles du moteur. Les moments de torsion des organes de transmission mécanique étant négligés, on définit l'inertie totale $H_D = H_1 + H_2$ et le

coefficient de friction total $D_D = D_1 + D_2$. Ces grandeurs sont exprimées en unité normalisée (pu). L'équation caractérisant la dynamique des partis en rotation est donné par (II.68). Dans l'équation (II.69), J_D est l'inertie de la partie tournante en kg/m^2 . ω_{mref} et S_{ref} sont respectivement la vitesse de rotation et la puissance apparente de base [20].

$$\frac{d\omega_{Dm}}{dt} = \frac{1}{2H_D} (T_{Dm} - T_{De} + D_D \omega_{Dm}) \quad (II.69)$$

$$\text{avec } H_D = \frac{1}{2} \frac{J_D \omega_{mref}^2}{S_{ref}} \quad (II.70)$$

II.6.1 Le régulateur de vitesse

La vitesse de rotation du moteur Diesel ω_{Dm} est mesurée et comparée à une référence permettant de fixer la fréquence des grandeurs électriques produites par la génératrice. L'organe responsable de la régulation de vitesse est construit autour d'un régulateur PID. Pour les moteurs de moyenne et grande puissance.

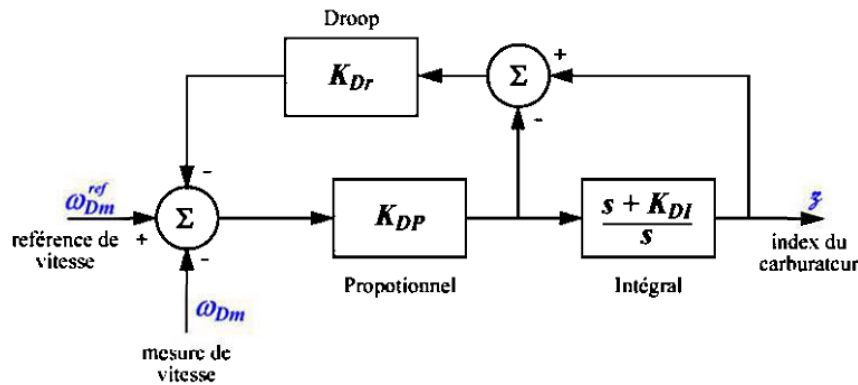


Figure II-28 : Régulateur de vitesse construit autour d'un régulateur PI

Nous retenons ici un modèle simplifié dans le quel, tous les délais dues à la mesure et à l'actionneur ont été négligées par rapport aux constantes de temps T_m et T_{D2} . On obtient ainsi la structure construite autour d'un régulateur PI représenté à la Figure II-28. L'action de la partie "Proportionnel" est réglée par le paramètre K_{DP} tandis que K_{DI} permet de régler l'action de la partie "Intégral". Le paramètre de chute de fréquence, réglé par K_{Dr} , permet d'ajuster la chute de fréquence en fonction de la puissance produite. Ceci permet une répartition automatique des puissances dans un système à plusieurs générateurs diesel, on a :

$$K_{Dr} = \frac{\omega_{Dm}^{ref} - \omega_N}{P_N} = \frac{\Delta\omega_{Dm}}{P_N} \quad (II.71)$$

$$\Rightarrow K_{Dr} = \omega_{Dm}^{ref} - 1 \text{ [pu]} \quad (II.72)$$

Où P_N est la puissance nominale et ω_N la vitesse nominale correspondante. En pratique, on a $0 \leq K_{Dr} \leq 10\%$. $K_{Dr}=0$, le générateur fonctionne en mode isochrone et fixe la fréquence sur le bus de distribution. Lorsque plusieurs générateurs sont connectés en parallèle, un seul d'eux peut être isochrone. Le modèle de la figure II-28 nous permet d'écrire:

$$G_{D2} = \frac{z(s)}{\omega_{Dm}^{ref}(s) - \omega_{Dm}(s)} = K_{DP} \frac{s + K_{DI}}{s + K_{DP}K_{DI}K_{Dr}} \quad (\text{II.73})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} \frac{dx_3(t)}{dt} = -a_{D0}x_3(t) + b_{D0}(\omega_{Dm}^{ref}(s) - \omega_{Dm}(s)) \\ y_2(t) = z(t) = x_3(t) + K_{DP}(\omega_{Dm}^{ref}(s) - \omega_{Dm}(s)) \end{cases} \text{ avec } \begin{cases} a_{D0} = K_{DP}K_{DI}K_{Dr} \\ a_{D1} = K_{DP}K_{DI}(1 - K_{DP}K_{Dr}) \end{cases} \quad (\text{II.74})$$

La variable d'état $x_3(t)$ est une variable symbolique créée pour les besoins du modèle et permet d'accéder à la valeur dynamique de l'index $z(t)$ contrôlant le débit de carburant, donc le couple moteur T_{Dm} . En réarrangeant les équations dynamiques (II.67), (II.68) et (II.73) sous forme d'état standard, on obtient un modèle d'état linéaire de la turbine diesel. La vitesse de référence ω_{Dm}^{ref} et la réaction électromagnétique T_{De} de la génératrice sont les variables d'entrée du modèle, tandis que la vitesse de rotation ω_{Dm} , l'index d'alimentation z et le couple mécanique T_{Dm} sont les variables de sortie. On a:

$$\begin{bmatrix} \frac{dx_1}{dt} \\ \frac{dx_2}{dt} \\ \frac{dx_3}{dt} \\ \frac{d\omega_{Dm}}{dt} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -a_{D0} & b_{D0} & -b_{D0}K_{DP} \\ 1 & -a_{D1} & b_{D1} & -b_{D1}K_{DP} \\ 0 & 0 & -a_{D01} & -b_{D01} \\ 0 & \frac{1}{2H_D} & 0 & -\frac{D_D}{2H_D} \end{bmatrix}}_{A_{DR}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \omega_{Dm} \end{bmatrix}}_{X_{DR}} + \underbrace{\begin{bmatrix} b_{D0}K_{DP} & 0 \\ b_{D1}K_{DP} & 0 \\ b_{D01} & 1 \end{bmatrix}}_{B_{DR}} \underbrace{\begin{bmatrix} \omega_{Dm}^{ref} \\ T_{De} \end{bmatrix}}_{U_{DR}} \quad (\text{II.75})$$

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \omega_{Dm} \\ T_{Dm} \\ z \end{bmatrix}}_{Y_{DR}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -K_{DP} \end{bmatrix}}_{C_{DR}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \omega_{Dm} \end{bmatrix}}_{X_{DR}} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ K_{DP} & 0 \end{bmatrix}}_{D_{DR}} \underbrace{\begin{bmatrix} \omega_{Dm}^{ref} \\ T_{De} \end{bmatrix}}_{U_{DR}} \quad (\text{II.76})$$

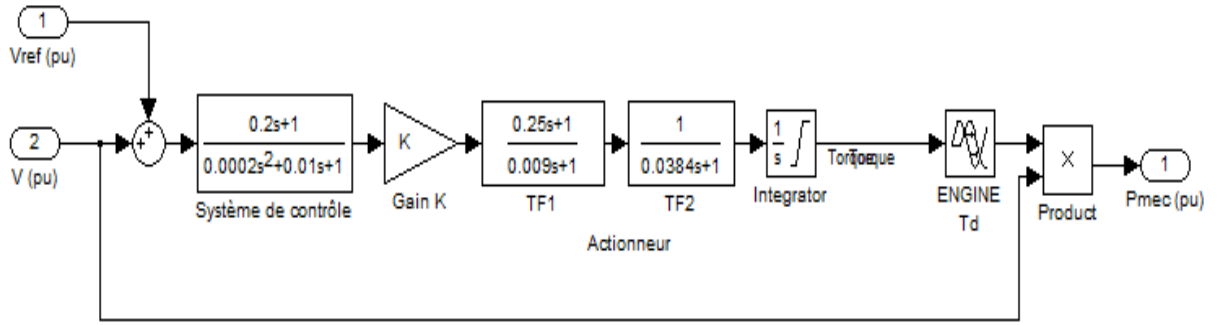


Figure II-29 : Modèle simulink du régulateur de vitesse du moteur diesel

II.6.2 Modèle simplifié de la machine synchrone

La puissance mécanique fournie en sortie du bloc « moteur diesel » est convertie en puissance électrique par un modèle simplifié de la machine synchrone. Les parties mécanique et électrique de la machine sont modélisées dans le même bloc. Le rotor de la machine synchrone est constitué d'un enroulement parcouru par un courant d'excitation I_e continu créant un champ magnétique $2p$ polaire. Il possède donc p paires de pôles. Le même nombre de pôles se retrouve dans le stator. Ses enroulements sont le siège de courants alternatifs triphasés [8]. La liaison entre la pulsation ω_g du champ magnétique tournant et la vitesse de rotation est :

$$G_{D2} = \frac{z(s)}{\omega_{Dm}^{ref}(s) - \omega_{Dm}(s)} = K_{DP} \frac{s + K_{DI}}{s + K_{DP}K_{DI}K_{Dr}} \quad (\text{II.77})$$

avec $\omega_g = 2\pi f$, où f est la fréquence des courants alternatifs en Hz.

Un enroulement de l'induit (stator) soumis au champ magnétique tournant de l'entrefer est le siège d'une force électromotrice $e(t)$ de valeur efficace E :

$$E = KN\Phi f = KN\Phi p n_s = K' \Phi n_s \quad (\text{II.78})$$

où :

K : Coefficient de Kapp (caractéristique de la machine)

N : Nombre de conducteurs d'une phase de la machine (1 spire = 2 conducteurs)

Φ : Flux maximum à travers un enroulement [Wb]

n_s : Vitesse de rotation [tr/mn]

$K' = KNp$: Constante globale (caractéristique de la machine)

Le modèle équivalent d'un enroulement du générateur synchrone est montré dans la figure II-30 :

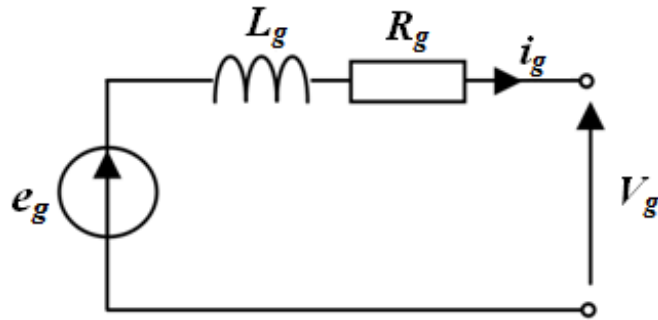


Figure II-30 : Modèle équivalent d'un enroulement

e_g : f.é.m. à vide [V]

v_g : tension aux bornes d'un enroulement de la machine [V]

R_g : résistance de l'enroulement [Ω]

L_g : inductance synchrone [H]

La loi des mailles pour le schéma présenté dans la figure II-30 avec les grandeurs instantanées est :

$$e_g = v_g + L_g \frac{di_g}{dt} + R_g i_g \quad (\text{II.79})$$

En triphasé, le stator comporte trois enroulements et donc trois forces électromotrices $e_{g1}(t)$, $e_{g2}(t)$ et $e_{g3}(t)$ de même valeur efficace E et déphasées de $2\pi/3$ [8].

Dans le modèle simplifié de la machine synchrone, la partie mécanique sans frottement est décrite par l'équation :

$$J_{ds} \frac{d\Omega_s}{dt} = T_d - T_{em_g} \quad (\text{II. 80})$$

où :

J_{ds} : Inertie totale de l'ensemble moteur diesel générateur synchrone ;

Ω_s : Vitesse de rotation ;

T_d : Couple mécanique sur l'arbre ;

T_{em_g} : Couple électromagnétique.

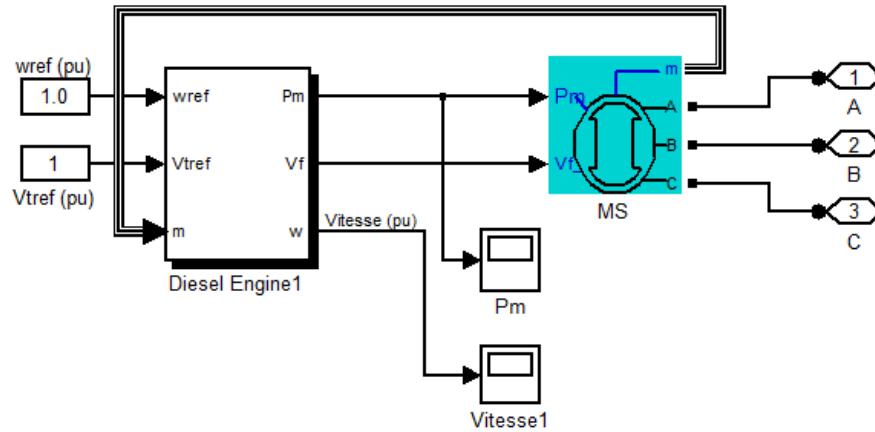


Figure II-31 : Modèle simulink du groupe diesel

II.7 Simulation du système PVED sous Matlab-simulink

La simulation permet de passer de la conception théorique du système à la réalisation pratique avec plus d'assurance.

C'est ce qui est entendu de faire sous l'environnement Matlab/Simulink, pour chacun des systèmes production, photovoltaïque, éolien et diesel, sous de nombreuses variations des conditions atmosphériques. Les simulations font appel à des situations variées et représentatives de certaines difficultés potentielles rencontrées dans les systèmes multi-sources. Ainsi, l'attention est focalisée sur le comportement dynamique des systèmes multi-sources face aux variations climatiques (vent, éclaircissement et température), dans le but d'étudier l'efficacité des stratégies de commande permettant aux sources d'énergie renouvelable d'optimiser le rendement énergétique.

II.8 Simulation et stratégie d'exploitation d'un système multi-sources PVED

Les groupes diesel sont conçus pour fonctionner soit en mode isolé (appelé également mode isochrone, ou îloté) soit en mode puissance fixe.

Dans le cas du fonctionnement isochrone la fréquence sera contrôlée par le régulateur de vitesse du groupe. L'augmentation de la charge active actuelle du groupe diesel entraîneraient une baisse de fréquence le régulateur de vitesse détecte une diminution de vitesse donc il va réagir et augmente le débit de combustible et il va remettre la vitesse à sa valeur de consigne et la fréquence de la génératrice va revenir à sa valeur nominale. Le régulateur de tension du groupe assurera la stabilité de la tension du circuit alimenté. L'augmentation de la charge réactive actuelle du groupe diesel entraîneraient une baisse de tension le régulateur de tension

va réagir et augmente le courant d'excitation de la génératrice et il va remettre la tension à sa valeur de consigne.

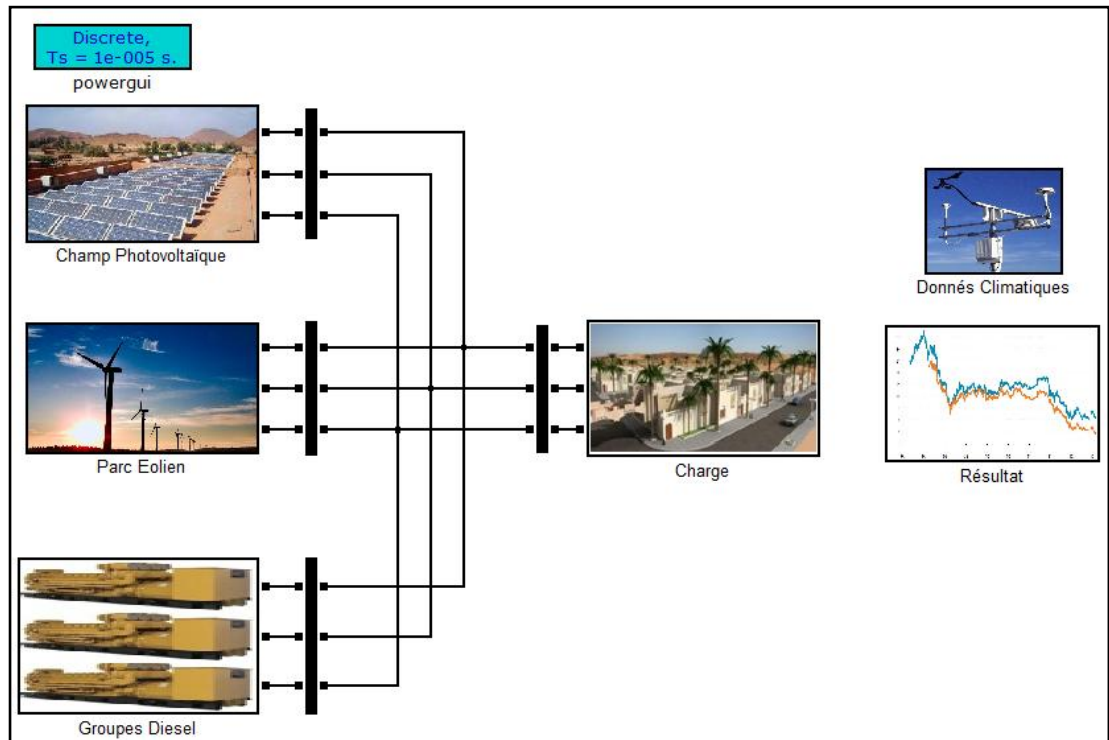


Figure II-32 : Modèle simulink d'un système multi-sources PVED

Dans le cas du fonctionnement puissance fixe le groupe diesel fonction en parallèle avec un ou plusieurs sources d'énergie électrique. Le groupe diesel fonctionne avec une charge fixe malgré la fluctuation de la fréquence ou la charge il doit toujours assuré cette charge donc les autres sources assurent la régulation de la fréquence (fonctionnent en mode isochrone).

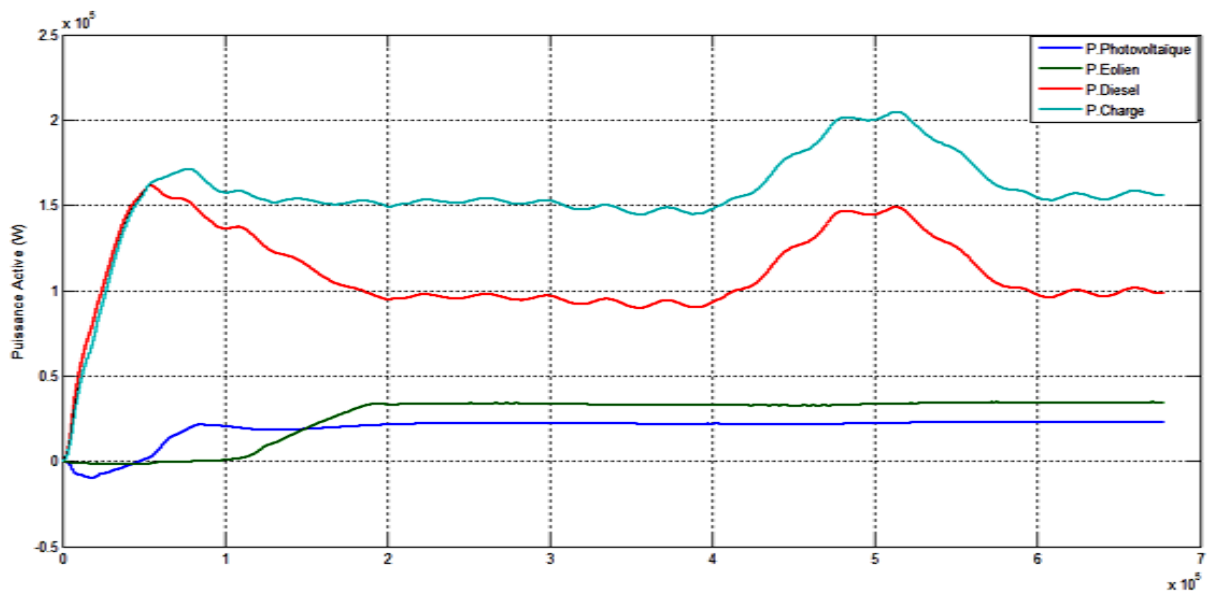


Figure II-33 : Puissance active du système PVED

Pour la simulation du système multi-sources PVED sous Matlab-simulink on a utilisé l'architecture bus AC (figure II-32) afin de faciliter l'exploitation du système et permettre au groupe diesel de fixer la tension et la fréquence. Le générateur photovoltaïque et le générateur éolien injectent sur le réseau la totalité de leurs puissances produites et le générateur diesel assure la compensation de la différence, donc il fonction en mode isochrone pour garder la fréquence constante.

On voit sur la figure (II.33) que la puissance active du groupe diesel suit la courbe de la puissance active de la charge, et après l'augmentation de la charge (addition d'une charge de 100 kW) on voit que la charge sur le générateur photovoltaïque et le générateur éolien restent constante mais la charge sur le groupe diesel augmente avec la même valeur de la charge additionnée, et après la diminution de la charge (délestage d'une charge de 100 kW) on voit que la charge sur le générateur photovoltaïque et le générateur éolien restent constante mais la charge sur le groupe diesel diminue avec la même valeur de la charge délestage.

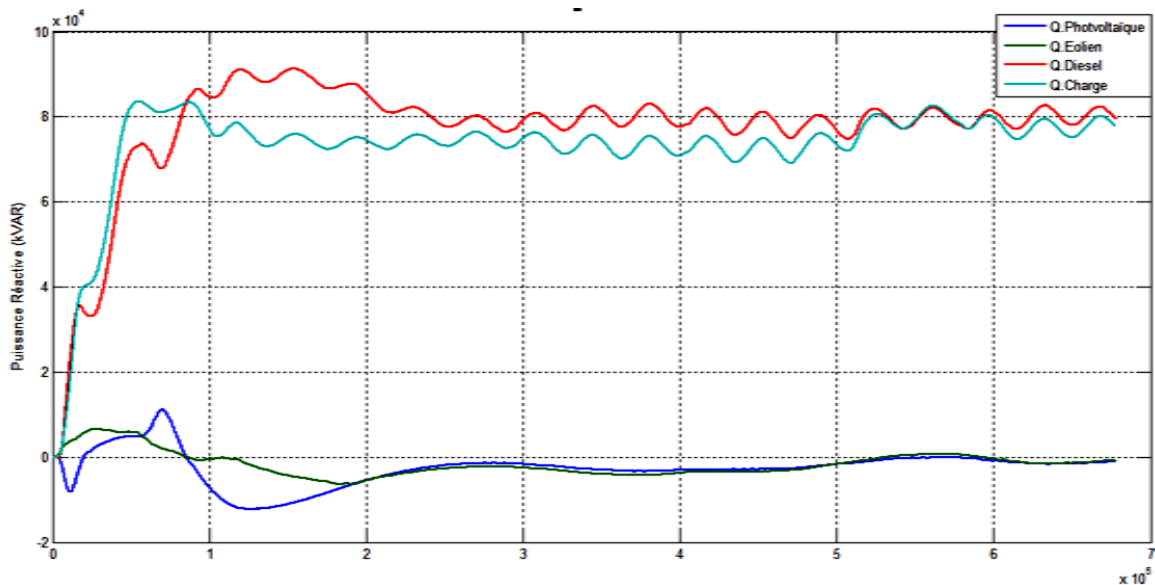


Figure II-34 : Puissance réactive du système PVED

La figure (II.34) présente les puissances réactives du système on voit que les puissances réactives des générateurs photovoltaïque et éolien sont presque nulles et c'est le groupe diesel qui couvre la charge réactive. Pour cela il faut installés des batteries condensateurs.

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation des éléments d'un système multi-sources PVED pour étudier et simuler ce système afin de voir le comportement du système suite à la pénétration des sources renouvelable dans un système de production classique base sur des sources conventionnelles telles que les groupes diesel. On a vue que les sources injectent la totalité de puissance produite et les groupes diesel compensent la différence entre la puissance des générateurs photovoltaïques et éoliens et le reste de la charge, pour cela les groupes diesel (centrale diesel) fonctionnent en mode isochrone et la puissance produite par les sources renouvelable dépendant seulement des paramètres météorologique.

Références bibliographiques

- [1] **D. REKIOUA, Z. ROUMILA et T. REKIOUA**, « Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien - diesel », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4, 2008.
- [2] **D. LU**, « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré », Thèse de doctorat, l'Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [3] **M. SONAM et G. MANJU**, « Modeling & simulation of a photovoltaic energy system », Trans Stellar, International Journal of Electrical and Electronics, Vol. 3, Issue 1, 61-66, 2013.
- [4] **W. M. ANTHONY**, « modeling and analysis of a photovoltaic system with a distributed energy storage system », Thèse de doctorat, San Luis Obispo Faculty of California Polytechnic State University, 2012.
- [5] **R. KHEZZAR, M. ZEREG et A. KHEZZAR**, « Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3, 2010.
- [6] **A. CHOUDER et al**, « Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters », Simulation Modelling Practice and Theory ELSEVIER 20, 46–58, 2012.
- [7] **Y. TIAN et al**, « Modified Asymmetrical Variable Step Size Incremental Conductance Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Systems », Journal of Power Electronics, Vol. 14, No. 1, pp. 156-164, 2014.
- [8] **S. VIGHETTI**, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [9] **H. YINGLEI et al**, « Research on Testing Technology of High-power Photovoltaic Arrays », Revue des Energies Renouvelables Vol.14 N°2 (2011) 219 – 228, 2011.
- [10] **A. MIRECKI**, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [11] **N. ABU-TABAK**, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.

- [12] **N. KHEZAMI**, « Commande multi-modèle optimale des éoliennes : Application à la participation des éoliennes au réglage de la fréquence », Thèse de doctorat, l'Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [13] **M. Belatel et al**, « Technologie du couplage d'un système hybride de type photovoltaïque-éolien avec la pile à combustible pour la production de l'électricité verte », Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1, 2011.
- [14] **B. FELLAH**, « Système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de Bouzaréah », Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2012.
- [15] **A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm** « Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV/Eolien/Diesel) », Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°2, 2007.
- [16] **A. OULD MAHMOUD**, « Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charge mixte » thèse de doctorat de Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2008.
- [17] **M. BELHADJ**, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », Mémoire de magister, Centre Universitaire de Bechar, 2007.
- [18] **C. WANG**, « Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems » thèse de doctorat de Montana State University, 2006.
- [19] **L. ZAROOUR**, « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau », Thèse de doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2010.
- [20] **T. A. THEUBOU TAMEGHE**, « Modélisation et simulation d'un système de jumelage éolien-diesel alimentant une charge locale », Thèse de doctorat, Université du Québec, 2012.

CHAPITRE III

Dimensionnement et optimisation

Technico-économique

III.1 Introduction

Les solutions nouvelles technologies proposées par les moyen de production d'énergie électrique multi-sources, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en Energies Renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer.

III.2 Dimensionnement du système multi-sources *PVED*

L'étape essentielle dans la conception d'un système multi-sources est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des charges électriques attendues dans le site prés déterminé et des données climatiques et la charge du site. [8]

Les charges sont constituées par les éléments de consommation de chaque ménage (lampes, charge de batteries, ordinateurs, télévision et autres) et de ceux qui sont mises en communs pour tout le site (exemple l'éclairage publique, la production d'eau et autres). [5]

On utilise les moyennes mensuelles des données climatiques et/ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible ressource climatique (vitesse de vent, irradiation solaire) pour déterminer la puissance du parc éolien, la taille des panneaux photovoltaïques et la capacité des batteries. [8]

III.2.1 Calcul des puissances et énergies des charges

La charge électrique en Algérie en général et le sud en particulier a reconnue un taux de croissance très élevé pendant les dix dernière années et cela et dû a cause de plusieurs facteur:

- Fixation du prix du kilowattheure depuis 2005.
- Augmentation revenue individuel.
- Aide de l'état sur la consommation des wilayas du sud algérien de 50%.

Les charges électriques de la région sont classées comme domestique, agricole et publique. Le secteur domestique a besoin d'électricité pour les appareils électriques tel que télé, climatiseur et compacte lampes fluorescentes. La charge agricole inclut irrigation, coupure du fourrage et machines du battage de la goutte. La charge de communauté inclut des écoles et

des immeubles de bureaux du gouvernement du village. Concernant le cas étudiant pour les sites isolé de la région d'Adrar, ces sites sont dotés par des centrales diesel donc le calcul des puissances et énergie de la charge sera aisé en utilisant la base de données de ces centrales mais il faut prendre en considération l'évolution de la charge et la croissance [9]. Pour modéliser la charge des sites isolés il est recommandé d'utiliser les points maximums pour déterminer la puissance à installer, il existe plusieurs approches pour faire, dans ce travail on utilise la conception standard des centrales de production d'électricité dans les régions rurales de la norme Australienne /Nouvelle Zélande AS/NZS 4509.2:2010 [15]

$$P_c = P_M(1 + k_g)(1 + k_c) \quad (\text{III. 1})$$

P_c : Puissance de la conception prévue;

P_M : Puissance pointe max atteinte;

k_g : Coefficient d'évolution de charge (5-20%);

k_c : Marge de conception (5-10%).

La modélisation de l'énergie consommée se fait de la même méthode que la puissance

$$E_c = E_M(1 + k_g)(1 + k_c) \quad (\text{III. 2})$$

avec E_c est l'énergie de la conception prévue et E_M est l'énergie totale produite

III.2.2 limitation du taux d'intégration

Un des rôles principaux des gestionnaires du réseau électrique, est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande c'est-à-dire entre la production et la consommation de l'électricité, énergie non ou difficilement stockable par nature. Il y a des variations annuelles; saisonnières, journalières et même seconde par seconde dans l'amplitude et le caractère de la charge à alimenter par le système de production. La fiabilité du système devient alors dépendante de la capacité qu'a le système à s'adapter aux changements prévisibles et imprévisibles et aux perturbations tout en maintenant la qualité et la continuité de service pour les utilisateurs. Le vent et le soleil sont des sources d'énergie à forte variabilité imprévisible (ou partiellement imprévisible) qui impacteront sur les processus de fonctionnement du réseau et ce d'autant plus que leur niveau de pénétration dans le réseau électrique sera élevé. Ce caractère stochastique de ces systèmes fait qu'elles sont qualifiées de «sources fatales»,

Le taux de pénétration des systèmes éoliens et photovoltaïques c'est-à-dire la puissance générée par ces systèmes par rapport à la puissance électrique totale appelée, doit être limité

afin d'être capable de garantir la stabilité du réseau électrique et l'équilibre offre/demande. La sensibilité élevée des systèmes éoliens et PV à des perturbations comme des chutes de tension ou des variations de fréquence, conduit souvent à des déconnexions de ces systèmes du réseau aggravant encore le déséquilibre offre/demande et par effet domino accroissant le risque d'incidents majeurs. Le retour d'expérience au Danemark montre que le taux de pénétration des systèmes d'origine renouvelable ne doit pas dépasser 20 à 30% pour éviter que ces incidents n'apparaissent.

III.2.3 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Pour le dimensionnement du champ de panneaux, deux équations sont nécessaires :

Equation(1): Relation entre le gisement solaire et le nombre d'heures équivalent [10]

$$N_e = \frac{E_{sol}}{1000} \quad (\text{III. 3})$$

N_e : nombre d'heures équivalent en h/j

E_{sol} : gisement solaire en Wh/(m²j)

1000 : ensoleillement optimum de 1000 W/m²

Equation (2): Relation entre la demande énergétique et la puissance crête

$$P_c = \frac{E_{éle}}{N_e} \quad (\text{III. 4})$$

$E_{élec}$: demande énergétique journalière en Wh/j

N_e : nombre d'heure en h/j

P_c : puissance crête en W_c

Par la combinaison de (III.2) et (III.3) on obtient la puissance des panneaux (puissance crête)

$$P_c = \frac{E_{éle}}{E_{sol}} \cdot 1000 \quad (\text{III. 5})$$

Concernant la demande énergétique on utilise le pire cas c'est-à-dire la demande maximal. Ensuite on peut ajouter les pertes (pertes dans le système photovoltaïque et pertes de l'onduleur si ce n'est pas déjà pris en compte).

Equation (3): Puissance crête avec pertes

$$P_{c_{finale}} = \frac{P_c}{C_p \cdot C_{cond}} \quad (\text{III. 6})$$

$P_{c_{finale}}$: Puissance crête finale en tenant compte des pertes en Wc

P_c : Puissance crête avant pertes en Wc

C_p : Efficacité de l'onduleur en décimale

C_{cond} : Coefficient associé aux pertes de courant de sources variées

Si le système est bien dimensionné en tension (modules avec une tension suffisante pour pallier aux pertes en tension), les pertes se résument aux salissures et à l'efficacité de la batterie. Le C_p varie généralement entre 0,65 et 0,9. [10] [11]

Sources de pertes:

- Salissure du panneau : neige, sable, vitrage (courant), 5-15%
- Aux bornes de diodes série (tension)
- Aux bornes du régulateur série (tension)
- Aux bornes des câbles (tension), pertes considérées nulles si câblage optimisé
- Température élevée, pays chaud seulement et selon le type de technologie (tension)
- Régulateur classique (si régulateur MPPT, pas de pertes)
- Perte de début et fin de journée (tension)
- Différence entre puissance réelle du panneau et puissance annoncée (parfois nécessaire).

Une fois la puissance du champ de panneaux déterminée, on peut trouver, en première approximation, le nombre de panneaux nécessaires, on n'a qu'à diviser la puissance crête par la puissance du modèle de panneaux utilisés. Le nombre de panneaux nécessaires est intéressant à connaître pour évaluer la surface qui serait utilisée par les panneaux. Ceci peut être un indice de la viabilité du projet. [15]

$$N_{PV} = \frac{P_{c_{finale}}}{P_{c_{module}}} \quad (\text{III. 7})$$

III.2.4 Dimensionnement du générateur éolien

L'aérogénérateur est caractérisé par sa courbe de puissance $P(V)$ où v est la vitesse du vent en m/s à la hauteur h . La distribution annuelle de la vitesse du vent est en général représentée par une fonction *Weibul* qui est caractérisé par deux paramètres (valeur moyenne du vent et le facteur de forme).

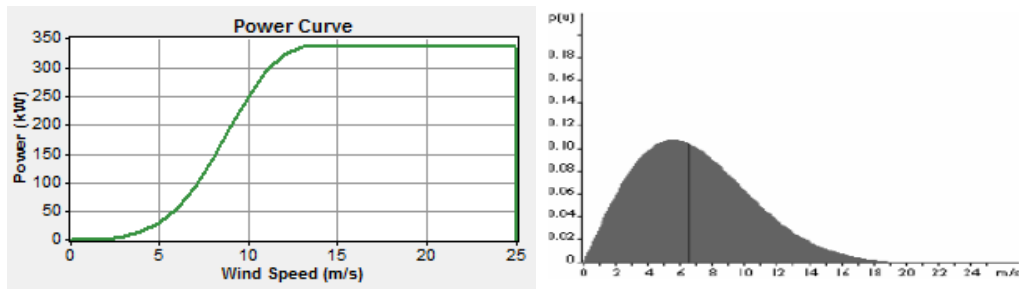


Figure III-1 : Exemple de courbe de puissance et distribution de *Weibull*

La production électrique annuelle de référence est donc calculée en supposant que la distribution de la vitesse du vent, toute directions confondues, a la forme d'une distribution Rayleigh et que le générateur débite:

$$E_{\text{éol}} = C_f \cdot P_{\text{éol}} \cdot 24 \quad (\text{III. 8})$$

C_f : facteur de charge prévisible.

Le facteur de charge prévisible est calculé pour une vitesse de vent à 10m de 1 à 15m c'est une courbe d'écrite par une équation du 5^{ème} degré comme suit :

$$C_f = \sum_{i=0}^n a_i \cdot \lambda^i \quad (\text{III. 9})$$

avec $i=5$ pour une approche représentative.

Cependant la production réelle sera inférieure car elle est liée à un ensemble de pertes liées à la performance de l'aérogénérateur. Alors, l'énergie renouvelable captée est égale à la quantité d'énergie produite par le système éolien, corrigée en fonction des pertes des équipements pour combler la demande énergétique E_r .

$$E_C = E \cdot C_L \quad (\text{III. 10})$$

E : énergie brute produite

C_L : coefficient de pertes donné par la relation :

$$C_L = (1 - \lambda_a)(1 - \lambda_b)(1 - \lambda_m) \quad (\text{III. 11})$$

Avec:

λ_a : coefficient de pertes par effet de sillage : 3% ;

λ_b : coefficient des pertes pour causes d'arrêts : 1% ;

λ_m : coefficient représentant les pertes divers : 5%.

III.2.5 Dimensionnement du générateur Diesel

En ce basant sur les données de la charge (puissance et l'énergie demandé), comme les générateurs éolien et photovoltaïque est modelé de façon a répondre à la demande. Il faut aussi que, pour assuré la continuité de service dans les bonnes conditions de qualité et de sécurité, la puissance des groupes diesel couvre la totalité de la charge parce que les énergies d'origine renouvelable sont des sources imprévisibles fatales.

III.2.6 Dimensionnement du banc de Batteries

Pour déterminer le système de batteries, il faut donc connaître le nombre de jours d'autonomie nécessaire et les températures pour le lieu choisi. Des températures basses ou élevées sont nocives pour les batteries. Il faut donc appliquer un coefficient réducteur qui tient compte de ce fait. On doit aussi connaître la profondeur de décharge du type de batteries choisi (seuil sous lequel la batterie ne peut être déchargée, sinon elle sera endommagée). Avec ces données et la demande énergétique, on calcule la capacité des batteries et la capacité en tenant compte des coefficients de réduction. [10]

- Calcul de la capacité des batteries

$$C_{AH} = N_{ja} \cdot B_j \quad (\text{III. 12})$$

C_{AH} : Capacité en Ah

N_{ja} : Nombre de jours d'autonomie nécessaires en jours

B_j : Besoin journalier en Ah/jour

- Calcul avec coefficients réducteurs

$$C_{nom} = \frac{C_{AH}}{P_d \cdot R_t} = \frac{N_{ja} \cdot B_j}{P_d \cdot R_t} \quad (\text{III. 13})$$

C_{nom} : Capacité nominale en Ah

P_d : Profondeur de décharge maximale autorisée (généralement 0,7 ou 0,8)

R_t : Coefficient réducteur tant compte de la température (dépend de la batterie choisie)

Il faut donc obtenir la tension désirée en mettant plusieurs batteries en série et pour obtenir le système final voulu, il faut mettre plusieurs séries de batteries en parallèle.

III.2.7 Dimensionnement des convertisseurs

Le convertisseur ou l'onduleur-chargeur a pour rôle de convertir la tension continue, du champ photovoltaïque et des batteries, à une tension alternative donc et en même temps assure le chargement des batteries. Il faut qu'il soit dimensionné pour pouvoir transférer cette puissance dans les meilleures conditions de qualité et sécurité. [11]

$$P_{conv} = k_{conv} (P_c + P_{b_{max}}) \quad (\text{III. 14})$$

P_{conv} : Puissance nominal du convertisseur

k_{conv} : Coefficient pour dimensionnement du convertisseur égal 1,30 pour les systèmes isolés

P_c : Puissance crête du champ photovoltaïque

$P_{b_{max}}$: Puissance instantané maximale fournie par le banc de batteries.

III.3 Coût moyen actualisé des différentes combinaisons du système

Les investissements dans un système hybride sont élevés par rapport à un groupe électrogène seul. Pour que cette solution soit économique, l'optimisation de l'installation se réalise à partir du calcul de son coût qui est répartie entre les éléments suivants:

- système photovoltaïque (générateur, ses accessoires et son installation) ;
- système d'aérogénérateurs (générateur, ses accessoires et son installation) ;
- matériel annexe (régulateur, matériel de protection et de mesure, câbles...) ;
- système de stockage.

Le raisonnement retenu est que le coût de l'installation comprend globalement l'investissement et la maintenance.

$$CMA = \frac{[(\tau_{Eol} + M_{Eol}) \cdot I_{Eol} \cdot P_{Eol} + (\tau_{PV} + M_{PV}) \cdot I_{PV} \cdot P_{PV} + (\tau_{Bat} + M_{Bat}) \cdot I_{Bat} \cdot P_{Bat}] + \frac{Pr_{fuel} + T_{CO_2}Tx}{\eta_{GE} \cdot PCI \cdot K_{PF}}}{365 \cdot E_j} \quad (\text{III. 15})$$

$$\tau_i = \frac{1}{\sum_{n=1}^{N_i} \frac{1}{(1+a)^n}} = \frac{a \cdot (1+a)^{N_i}}{(1+a)^{N_i} - 1} \quad (\text{III. 16})$$

τ_i : Facteur d'annuité pour la composante i

N_i : Durée de vie de la composante i ;

M_i : Fraction d'investissement pour l'entretien (maintenance)

I_i : Investissement et installation pour la composante i ;

P_i : Puissances du système proposé ;

E_j : Consommation journalière d'électricité en kWh ;

a : Le taux d'actualisation;

i : Générateur photovoltaïque (*PV*), éolien (*Eol*) ou batteries (*Bat*) ;

Pr_{fuel} : Prix unitaire du combustible en \$/kg ;

T_{CO_2} : Masse de CO₂ produite pour une unité de masse de combustible ;

T_x : Taxe sur les émissions de CO₂ ;

η_{GE} : Rendement du groupe électrogène ;

PCI : Pouvoir calorifique minimum en $\frac{kWh}{kg}$;

K_{PF} : Coefficient de performance.

III.4 Site d'implantation

Les performances des panneaux photovoltaïques et des aérogénérateurs sont directement corrélées aux données climatiques qui sont en principe l'irradiation solaire et la vitesse du vent. Pour un profil de charge donné, la taille du système augmente quand les ressources climatiques sont faibles.

Généralement, la grandeur de la demande en énergie est une fonction variable du temps. Dans notre cas, on a adopté une valeur de la consommation journalière constante durant la saison.

Le site sujet de l'étude est la région d'Adrar qui se caractérise par sa grande superficie et sa population éparpillée se résulte que plusieurs villes de cette région soient éloignées et isolées.

MOIS	Température ambiante moyenne °C	Rayonnement Solaire moyen (Wh/m ²)	Vitesse de vent (m/s)
Janvier	12.1	361.67	6.2
Février	15.4	445.50	6.4
Mars	19.6	561.67	6.5
Avril	24.3	639.67	6.5
Mai	28.4	661.17	6.9
Juin	34.4	683.5	6.1
Juillet	36.5	675.08	6.7
Août	36.0	626.00	6.2
Septembre	31.8	548.83	6
Octobre	24.5	454.17	5.8
Novembre	17.2	369.17	5.9
Décembre	13.2	327.67	5.8

Tableau III-1 : Evolution annuelle des irradiances solaires
horaire pour le site d'Adrar. [1] [2]

III.4.1 Données géographiques de la région d'Adrar

La ville d'Adrar est située au sud-ouest de l'Algérie. Son site est caractérisé par une altitude de 264 m au dessus de la mer, une longitude de 0.17°W, une latitude de 27.53°N et d'un albédo de 35%. La durée du jour maximum correspondant au solstice d'été est 13h46mn, tandis que la durée du jour minimum correspondant au solstice d'hiver 10h14mn.

La wilaya d'Adrar possède une superficie globale de 439 700 km² et une population de 399 714 habitants.

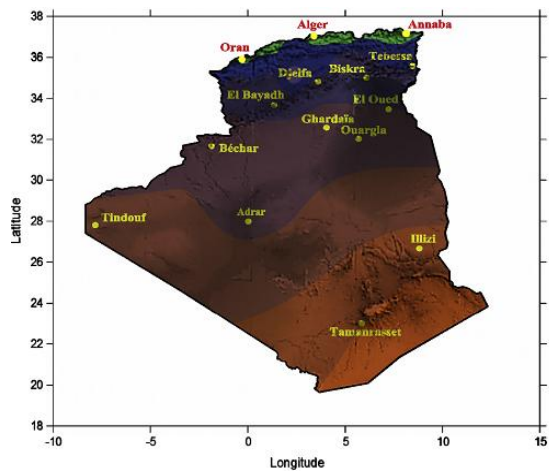


Figure III-2 : Moyenne annuelle de la durée d'insolation en Algérie mesurée Période 1992-2002 [12]

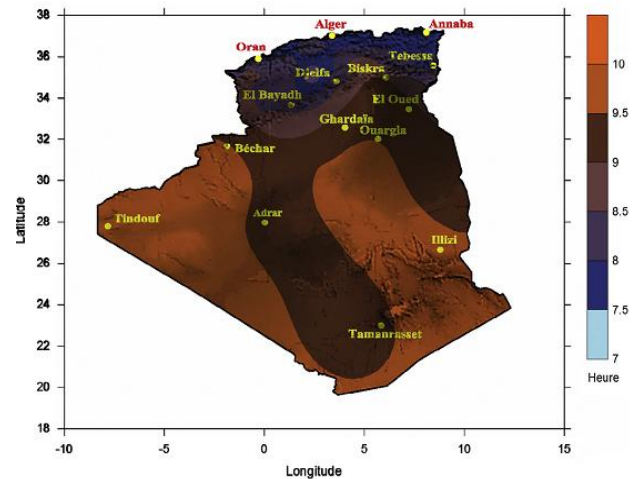


Figure III-3 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale en Algérie [12]

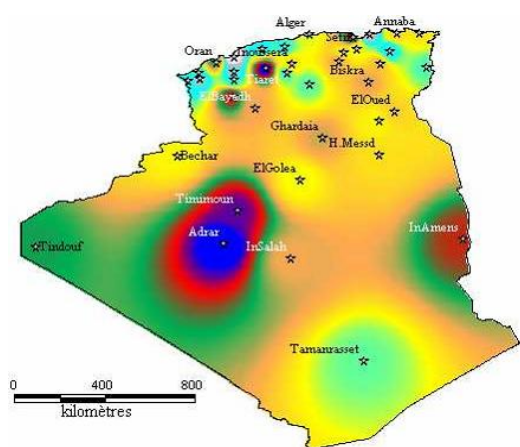


Figure III-4 : Atlas de vitesse de vent d'Algérie à 50 m d'altitude [4]

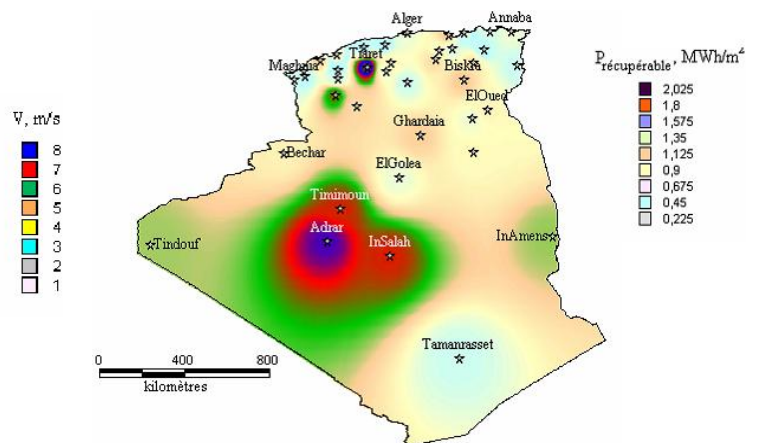


Figure III-5 : Atlas de la densité de puissance énergétique d'Algérie à 50 m [4]

III.4.2 Données météorologiques de la région d'Adrar

Le tableau III.1 représente les caractéristiques climatiques de la ville d'Adrar. Les données de température ambiante ont été obtenues de la station météorologique d'Adrar. Ces données sont les résultats de dix années d'expérience (1974-1984) ce qui leur donne une grande fiabilité. En ce qui concerne les données estimatives du rayonnement solaire, elles ont été obtenues de l'Atlas Solaire d'Algérie (Figure III-2 et figure III-3). La figure III-3 représente l'atlas de la vitesse du vent à 50m du sol. L'atlas de la densité de puissance récupérable à 50m est représenté dans la figure III-5. Les cartes montrent que les sites les plus ventés sont ceux d'Adrar et Tiaret avec des vitesses du vent approchant les 9m/s et une meilleure densité de puissance énergétique.

III.4.3 Réseau électrique de la région d'Adrar

La région d'Adrar n'est pas raccordé au réseau national d'électricité, l'alimentation par l'énergie électrique de cette région se fait essentiellement par un réseau interconnecté HTB 220 kV (Figure III-6) qui relie cinq centrale turbines à gaz appartient à société algérienne de production d'électricité "SPE" filiale de *Sonelgaz* (cinq centrales situe dans la wilaya d'Adrar (Centrales de : Adrar, Zaouite Kounta, Kaberten et Timimoune) avec la centrale de In Salah (Wilaya de Tamnasset) et il existe cinq centrales équipés par des groupes électrogène diesel (Figure III-7) qui assure l'alimentation des villes isolés (M'guiden, Talmine, In Belbel, Bourdj Badji Moukhtar et Timiaouine) appartient à SKTM (Shariket Kahraba wa Takat Motadjadida) filiale de Sonelgaz.

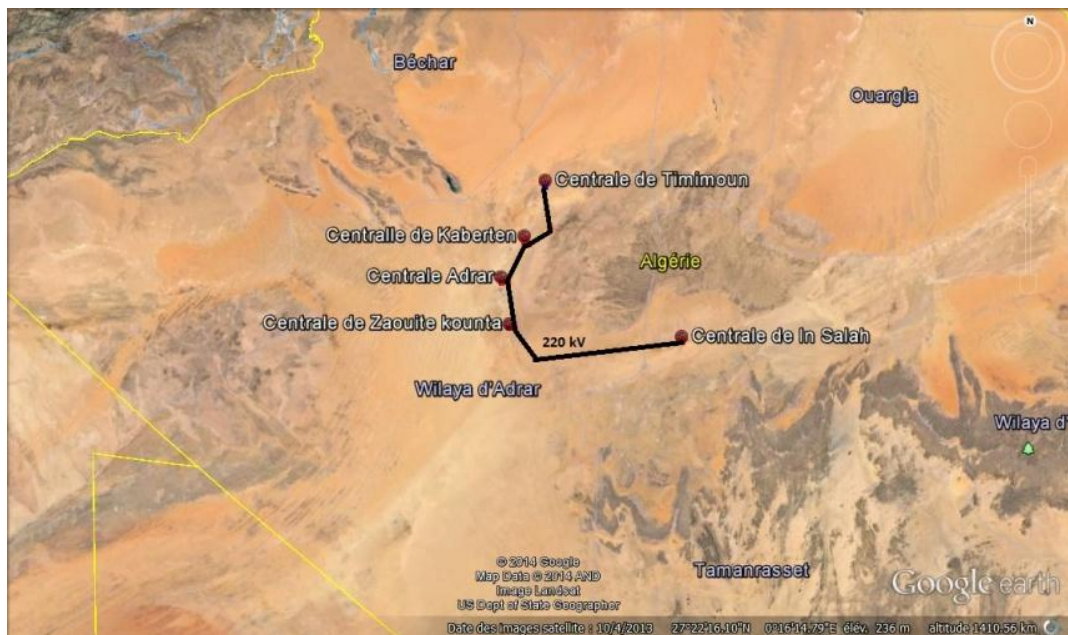


Figure III-6 : Réseau 220 kV Adrar-In Salah



Figure III-7 : Sites isolés non raccordé au réseau interconnecté Adrar-In Salah

III.5 Application du logiciel HOMER

Le logiciel HOMER c'est un outil développé par « *National Renewable Energy Laboratory* » (NREL), capable de dimensionner et d'optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries.

Cet outil exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables. HOMER estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste de configuration. Le dimensionnement et la fonctionnement des composantes du système multi-sources doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Les sources du système multi-sources étudié sont dimensionnées avec HOMER.

III.5.1 Configuration du système

Le modèle Homer utilise des simulations horaires pour optimiser la conception de systèmes d'alimentation hybrides et peut modéliser des combinaisons de plusieurs systèmes notamment éolien, photovoltaïque, groupe diesel et batterie d'accumulateurs. La configuration du système multi-sources dépend des ressources énergétiques disponibles. Dans notre cas on a des centrales diesel et on veut les hybridés par des ressource renouvelable pour diminuer la consommation des ressources fossile (gasoil) et diminuer le prix du kilowattheure [5].La

configuration choisie consiste par l'association d'une ferme éolienne et champ photovoltaïque aux groupes diesel.

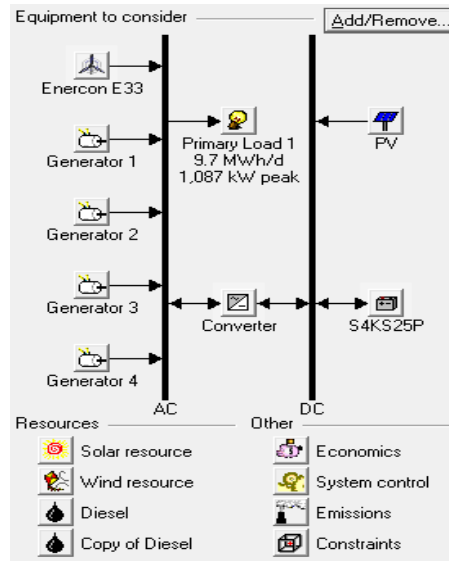


Figure III-8 : Model PVED utilisé dans l'étude sur Homer

III.5.1.1 Configuration des éléments du système

La configuration des éléments du système se fait par le paramétrage des moyen de production conventionnelles et renouvelable, les convertisseurs, les batteries et en fin la charge en faisons basé sur les résultats de l'étude de dimensionnement. Les prix des moyen de production sont les prix du marché international pour avoir une bonne optimisation par ce que les prix au marché local sont subventionnés.

Eléments du système	Coût d'investissement	Coût de remplacement	Coût d'exploitation et de maintenance	Durée de vie
Photovoltaïque	3.770[\$/W]	0	1%	25
Eolienne	1.915[\$/W]	0	2-3%	25
Banc de batteries	0.213[\$/Wh]	0.213[\$/Wh]	1%	10
Groupe Diesel	0.857[\$/W]	0.857[\$/W]	0.032[\$/kWh]	10
Convertisseur	0.714[\$/W]	0.714[\$/W]	-	25

Tableau III-2 : Coût et durée de vie des Eléments du système [14]

III.5.1.1.1 La charge

La courbe de la charge devrait être déterminé pour décider le type de système hybride a fournir, il peut varier par heure, jour, semaine, mois, saison ou année. Il est important de noter que le caractère des charges, sont d'une importance essentielle dans un système autonome de

production comme le nôtre. Notons aussi qu'Homer dans ce cadre sollicite une taille importante du système de production d'électricité pour compenser les pics. [6]

Centrale Diesel	Latitude	Longitude	Distance au chef lieu de la wilaya d'ADRAR (km)	Puissance installée (kW)	Puissance max en 2013 (kW)
Talmine	29° 17' N	0°32' O	200	10 300	6 160
M'guiden	29°30' N	1°33' E	320	986	434
Ain Belbel	27°53' N	1°10' E	370	1 820	485
Bordj Badji Mokhtar	21°19' N	0°56' E	800	18 620	7 710
Timiaouine	20°26' N	1°48' E	900	1 000	622

Tableau III-3 : Centrales Diesel des sites isolés de la wilaya d'Adrar [7]

III.5.1.1.2 Système éolienne

Le type des éolienne doit être choisie en prenons considération la courbe de puissance de l'éolienne, il faut choisir le type d'éolienne qui produit avec la vitesse moyen du site un pourcentage plus élevé de la puissance nominal.

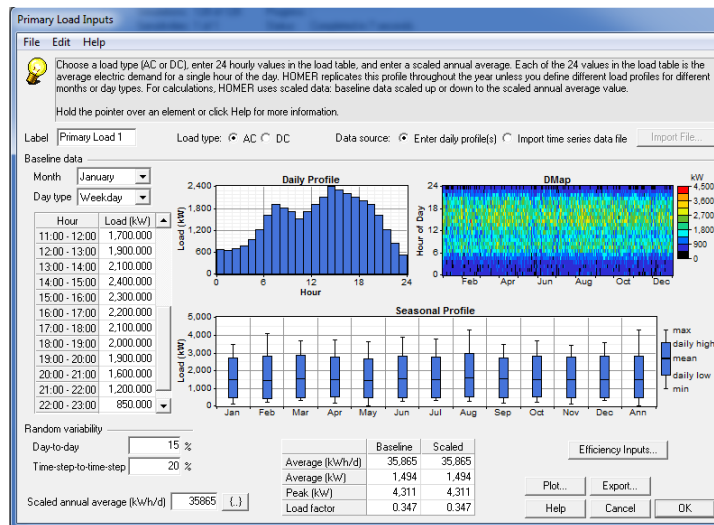


Figure III-9 : Paramétrage de la charge

III.5.1.1.3 Système photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques ont été choisis avec le capital et les coûts de remplacement Homer inclut le transport, les tarifs, l'installation et la marge bénéficiaire du revendeur. Dans un système de pas l'entretien. Dans les calculs de dimensionnements nous tenons compte du facteur de sous sollicitation de 80%. Ce facteur a été appliqué à la production électrique pour

le système photovoltaïque. Ce facteur réduit la production de PV de 20% pour rapprocher les effets variables de la température et de la poussière sur les panneaux.

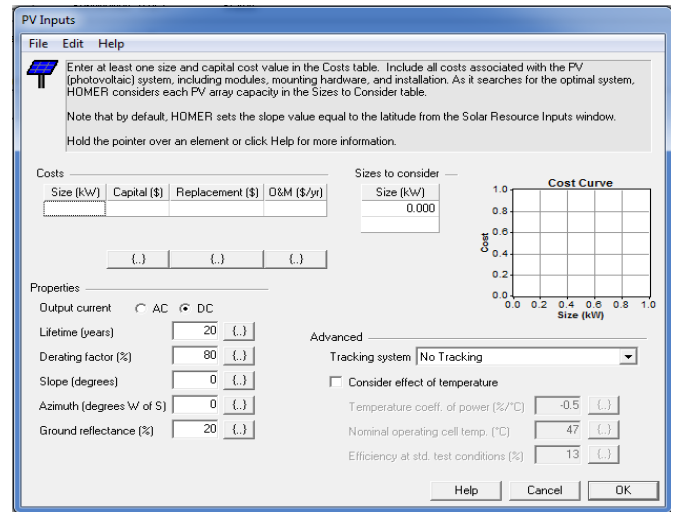
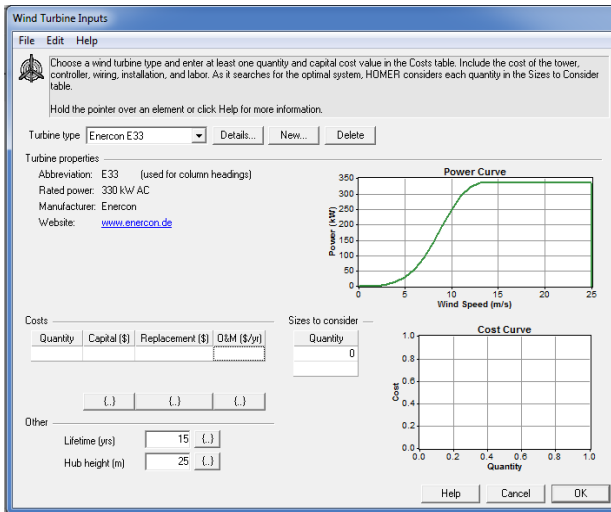


Figure III-10 : Paramétrage du parc éolien

Figure III-11 : Paramétrage du champ photovoltaïque

III.5.1.1.4 Groupes diesel

Les frais financiers de chaque unité sont convertis en coût annualisé en l'amortissant au-dessus de sa vie composante en utilisant le vrai taux attendu. Les coûts d'opération et d'entretien pour les générateurs sont énumérés par heure d'opération (Figure III-10). HOMER détermine la quantité de temps où le générateur doit être utilisé en un an et calcule tous les frais d'exploitation à partir de cette valeur. Les coûts utilisés pour cette étude sont très conservateurs et peuvent être beaucoup plus hauts en réalité.

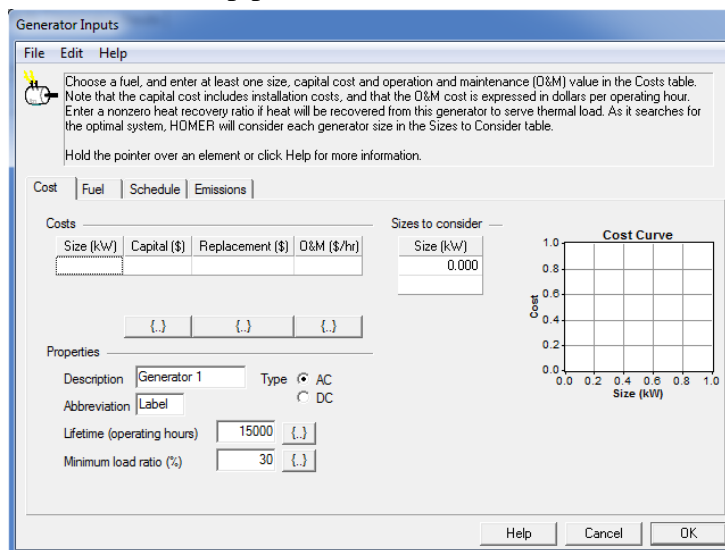


Figure III-12 : paramétrage des groupes diesel

III.5.1.1.5 Stockage

La contrainte de fiabilité de la performance économique d'un système d'énergie renouvelable peut être sensiblement améliorée si le choix du système de stockage est réalisé avec beaucoup d'attention. Homer propose des modèles de scénario avec les types de contraintes pour éviter le gazage (surcharge) et la décharge profonde. Il permet aussi d'étudier la sensibilité optimale de fonctionnement. L'entretien des batteries est pris en considération par Homer. On peut choisir un type de batteries déjà entrée dans HOMER ou entrer un modèle de batteries qui n'est pas dans la base de données de HOMER. Une fois le type de batteries choisi, les propriétés vont s'afficher automatiquement. Il faut aussi entrer les données des coûts.

III.5.1.1.6 Convertisseurs

Les convertisseurs ont un rendement important qui tend vers les 90% respectivement pour toutes les tailles considérées. HOMER simule chaque système avec la puissance commutée entre l'inverseur et le générateur. Pour les convertisseurs, figure 6, il a la section des coûts associés au convertisseur.

III.5.1.2 Paramétrage des données des ressources

MOIS	Rayonnement Solaire moyen (kWh/m ²)					Vitesse de vent (m/s)				
	Talmine	M'guiden	Ain Belbel	Bourdj Badji Moukhtar	Timiaouine	Talmine	M'guiden	Ain Belbel	Bourdj Badji Moukhtar	Timiaouine
Janvier	3.50	3.47	3.91	4.23	4.30	4.6	4.5	4.5	4.7	4.8
Février	4.71	4.71	4.95	5.49	5.39	4.6	4.5	4.5	4.7	4.7
Mars	6.02	5.88	5.97	6.49	6.34	4.9	4.8	4.9	4.5	4.6
Avril	7.28	7.18	6.52	7.23	7.05	4.9	4.9	4.7	4.5	4.6
Mai	7.71	7.56	7.12	7.53	7.45	5.0	4.9	4.6	4.3	4.3
Juin	7.95	7.80	7.25	7.42	7.17	4.7	4.6	4.3	4.0	4.1
Juillet	7.89	7.81	7.39	7.24	7.04	4.9	4.9	4.9	4.1	4.2
Août	7.25	7.32	6.73	6.98	6.68	4.6	4.5	5.0	4.0	4.2
Septembre	6.34	6.17	5.74	6.56	6.18	4.5	4.5	4.7	3.9	3.9
Octobre	4.64	4.54	4.87	5.81	5.50	4.2	4.2	4.3	4.0	4.2
Novembre	3.70	3.61	3.94	4.58	4.59	4.4	4.2	4.4	4.2	4.3
Décembre	3.10	3.08	3.54	3.99	4.07	4.5	4.3	4.5	4.5	4.6

Tableau III-4 : Données de rayonnement solaire et vitesse de vent des sites isolés de la région d'Adrar [13]

III.5.1.2.1 Potentiel solaire et éolien du site

Les valeurs mensuelles de la vitesse du vent et les données solaires de rayonnement pour cette région ont été obtenues à partir du site Web de météorologie extérieure de la NASA.

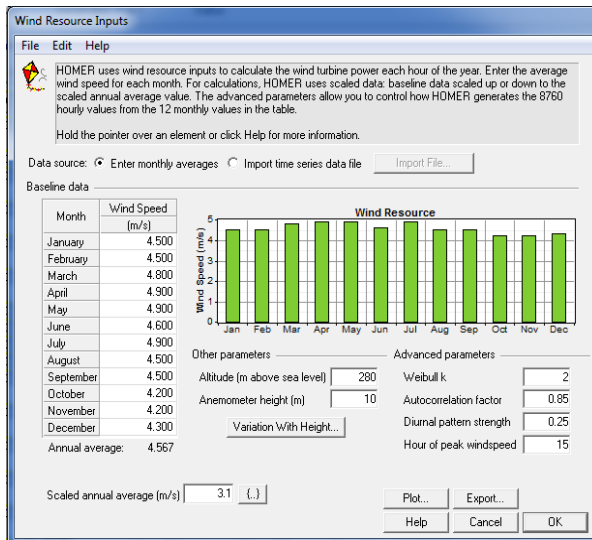


Figure III-13 : Source de vent sur Homer

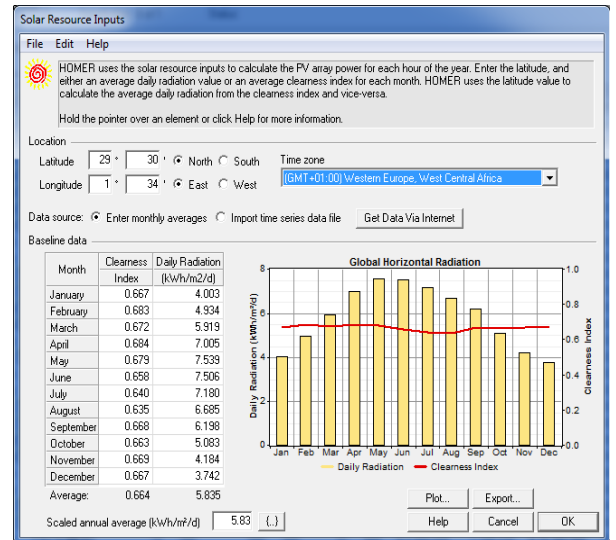


Figure III-14 : Source solaires sur Homer

III. 5.1.2.2 Le prix du carburant

Le prix de carburant diesel est stable et subventionné en Algérie 13,5 DA environ 0,17\$. Mais le prix du gasoil pris en considération est le prix du marché international, le prix de 1 tonne métrique (1000 kg) de gasoil au niveau de la bourse de Londres le 01/06/2014 est de 915\$ donc le prix d'un litre de gasoil est : $915 * 0,83 / 1000 = 0,76\$$.

A propos du paramétrage des groupes diesel HOMER a converti les frais financiers de chaque composante en coût annualisé en l'amortissant au-dessus de sa vie composante en utilisant le vrai taux attendu. HOMER détermine la quantité de temps où le générateur doit être utilisé en un an et calcule tous les frais d'exploitation à partir de cette valeur. Les coûts utilisés pour cette étude sont très conservateurs et peuvent être beaucoup plus hauts en réalité.

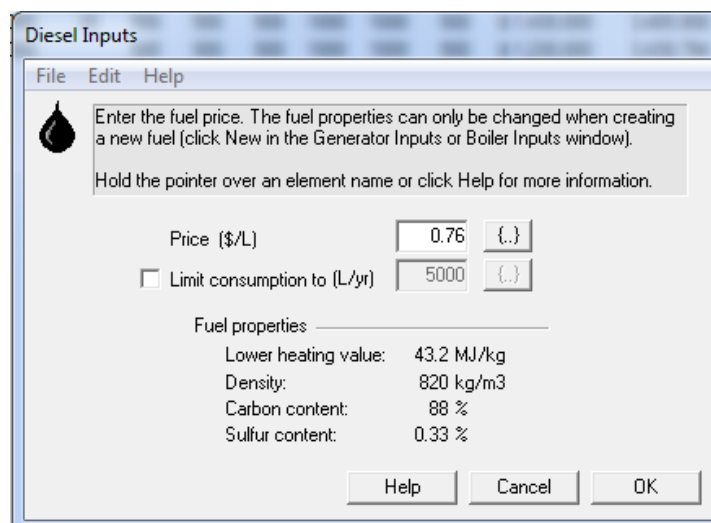


Figure III-15 : Paramétrage du prix du gasoil

III.5.2 Optimisation des résultats

Une fois toutes les données entrées, il faut lancer le calcul sur HOMER. Les résultats sont ensuite affichés, avec la solution la moins chère en premier. On peut voir tous les résultats de tous les systèmes «overall» ou les résultats par type de système «categorized»,

La phase d'optimisation des résultats est le cœur même de la démarche. L'optimisation se fait de façon itérative, on tient à tendre vers la solution optimale. HOMER donne la solution optimale parmi les grandeurs de système proposées. Le principe est donc simple; on utilise la solution optimale donnée par HOMER, on remet cette valeur dans HOMER ainsi que la valeur au-dessus et au-dessous et des valeurs intermédiaires. On refait le même processus jusqu'à ce qu'on obtienne une solution optimale. On peut se guider avec une donnée intéressante des résultats autre que le coût: l'excès d'énergie du système. Il est certain que l'excès d'énergie est de plus en plus grand pour des latitudes élevées pour des systèmes photovoltaïques hors réseau. Pour des lieux près de l'équateur, il est possible d'avoir un système ayant moins de 5 % d'excès d'énergie et même près de 0%, ce qui est excellent.

On fait le calcul pour les cinq sites isolé de la Wilaya d'Adrar et on obtenue les résultats illustré dans cette figure, on voit que le système optimal dans les cas étudiés est le système photovoltaïque-éolien-diesel, il donne un prix de kilowattheure le plus bas.

	PV (kW)	PGE25	Label (kW)	Label (kW)	Label (kW)	GFM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	Overall	Export (hrs)	Details (hrs)	
	250	15	200	200	500	70	800	\$ 2,760,625	914,561	\$ 14,451,780	0.357	0.31	816,805	7,867	5,260	955		
	250	15	200	200		500	70	800	\$ 2,760,625	914,561	\$ 14,451,780	0.357	0.31	816,805	7,867	5,260		955
	250	15	200	200	500	500	70	800	\$ 3,189,125	906,946	\$ 14,782,936	0.365	0.31	816,805	7,867	5,260	955	0
	15	200	200	500		70	800	\$ 1,993,125	1,027,365	\$ 15,126,303	0.374	0.17	939,066	7,420	5,297	1,735		
	15	200	200		500	70	800	\$ 1,993,125	1,027,365	\$ 15,126,303	0.374	0.17	939,066	7,420	5,297		1,735	
	250		200	200	500	70	800	\$ 2,155,000	1,031,111	\$ 15,336,062	0.379	0.15	957,696	7,577	5,791	1,437		
	250		200	200		500	70	800	\$ 2,155,000	1,031,111	\$ 15,336,062	0.379	0.15	957,696	7,577	5,791		1,437
	250	15	200		500	70	800	\$ 2,589,225	999,508	\$ 15,366,288	0.380	0.30	857,538	2,731		6,090		
	250	15	200		500	70	800	\$ 2,589,225	999,508	\$ 15,366,288	0.380	0.30	857,538	2,731		6,090		
	250	15		200	500	70	800	\$ 2,589,225	999,508	\$ 15,366,288	0.380	0.30	857,538		2,731	6,090		
	250	15		200		500	70	800	\$ 2,589,225	999,508	\$ 15,366,288	0.380	0.30	857,538		2,731	6,090	
	250	15	200	200	500	70	800	\$ 2,421,625	1,019,751	\$ 15,457,459	0.382	0.17	939,066	7,420	5,297	1,735	0	
	250		200	200	500	500	70	800	\$ 2,583,500	1,023,496	\$ 15,667,218	0.387	0.15	957,696	7,577	5,791	1,437	0
	250	15	200		500	500	70	800	\$ 3,017,725	991,727	\$ 15,695,321	0.388	0.30	857,562	2,730		6,090	1
	250	15	200		500	500	70	800	\$ 3,017,725	991,727	\$ 15,695,321	0.388	0.30	857,562	2,730		6,090	1
	15	200		500		70	800	\$ 1,821,725	1,113,184	\$ 16,051,952	0.397	0.16	979,057	2,273		6,881		
	15	200			500	70	800	\$ 1,821,725	1,113,184	\$ 16,051,952	0.397	0.16	979,057	2,273		6,881		
	15		200	500		70	800	\$ 1,821,725	1,113,184	\$ 16,051,952	0.397	0.16	979,057		2,273	6,881		
	15		200		500	70	800	\$ 1,821,725	1,113,184	\$ 16,051,952	0.397	0.16	979,057		2,273	6,881		
		200	200	500		70	800	\$ 1,387,500	1,156,424	\$ 16,170,475	0.400	0.00	1,091,110	6,912	5,383	2,528		
		200	200		500	70	800	\$ 1,387,500	1,156,424	\$ 16,170,475	0.400	0.00	1,091,110	6,912	5,383		2,528	
	250		200		500	70	800	\$ 1,983,600	1,123,024	\$ 16,339,610	0.404	0.15	999,818	1,998		7,015		
	250		200		500	70	800	\$ 1,983,600	1,123,024	\$ 16,339,610	0.404	0.15	999,818	1,998		7,015		
	250		200	200	500	70	800	\$ 1,983,600	1,123,024	\$ 16,339,610	0.404	0.15	999,818	1,998		7,015		
	250		200		500	70	800	\$ 1,983,600	1,123,024	\$ 16,339,610	0.404	0.15	999,818	1,998		7,015		
	15	200		500	500	70	800	\$ 2,250,225	1,105,370	\$ 16,380,566	0.405	0.16	979,201	2,264		6,881	8	
	15		200	500	500	70	800	\$ 2,250,225	1,105,370	\$ 16,380,566	0.405	0.16	979,201		2,264	6,881	8	

Figure III-16 : Résultats de calcul d'optimisation des configurations possibles

III.5.3 Résultats et discussions

Après le lancement du calcul, Homer donne la solution optimal (voire Annexe III). Les systèmes de production participent suivant les fractions de chaque élément du système et qui montrent un taux de pénétration d'environ 30% à 40% Tableau III-5. Cette participation d'énergie renouvelable permet chaque année d'économisé plus de 12 millions de litre de gasoil et d'éviter l'émission de plus 32 milles tonnes de CO₂.

	Talmine		M'guiden		Ain Belbel		Bordj Badji Mokhtar		Timiaouine	
Générateur	Production (kWh/An)	Fraction %	Production (kWh/An)	Fraction	Production (kWh/An)	Fraction	Production (kWh/An)	Fraction	Production (kWh/An)	Fraction
PV	5 516 654	13,67	472 978	18,77	474 509	17,82	7 537 435	15,04	570 488	16,79
Eolien	11 069 101	27,42	527 375	20,93	527 104	19,79	8 517 123	16,99	703 640	20,71
Diesel	23 777 584	58,91	1 519 212	60,29	1 661 540	62,39	34 067 422	67,97	2 122 845	62,49
Total	40 363 339		2 519 565		2 663 153		50 121 980		3 396 973	

Tableau III-5: Production annuel par élément

Le système optimal dans les cas étudiés est le système photovoltaïque-éolien-diesel, il donne un prix de kilowattheure le plus bas Tableau III-6.

Site	Talmine		M'guiden		Ain Belbel		Bordj Badji Mokhtar		Timiaouine	
Système	Prix (\$/kWh)	Classement	Prix (\$/kWh)	Classement	Prix (\$/kWh)	Classement	Prix (\$/kWh)	Classement	Prix (\$/kWh)	Classement
Photovoltaïque-Eolien -Diesel	0,359	1	0,372	1	0,379	1	0,347	1	0,385	1
Photovoltaïque-Diesel	0,371	2	0,396	3	0,404	3	0,348	2	0,411	3
Eolien-Diesel	0,384	3	0,391	2	0,399	2	0,365	3	0,406	2
Diesel	0,393	4	0,425	4	0,430	4	0,371	4	0,449	4

Tableau III-6 : coût du prix de kilowattheure par site et par système

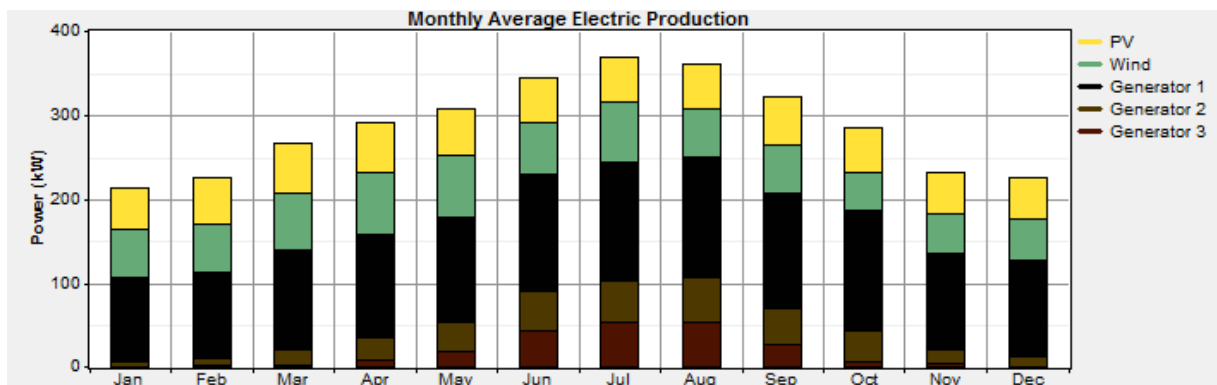


Figure III-17: Production mensuel moyenne par élément

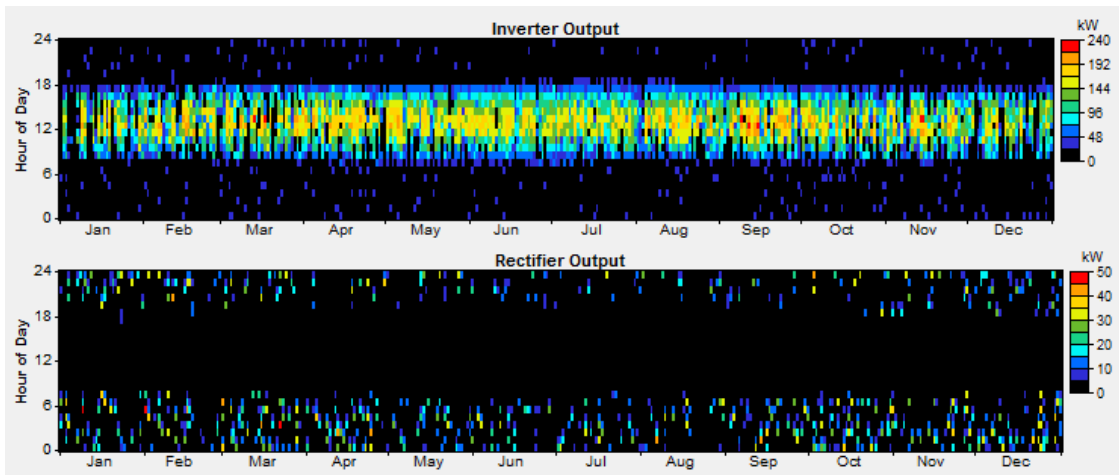


Figure III-18: Fonctionnement de l'onduleur et redresseur par mois

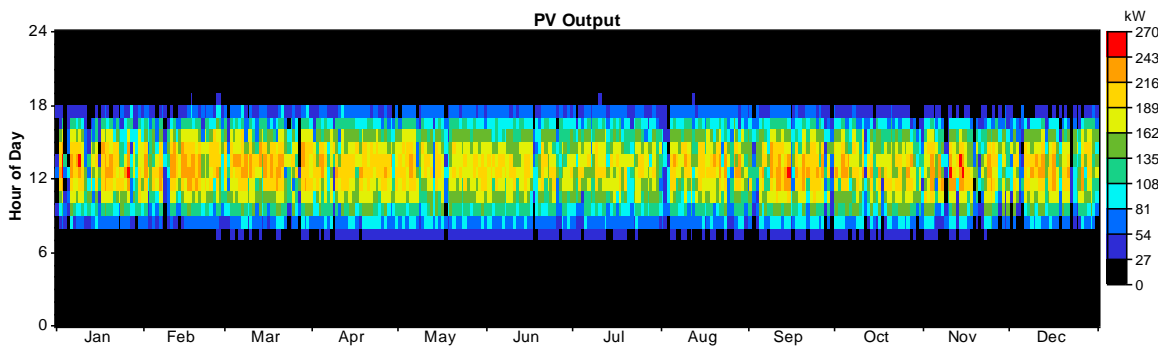


Figure III-19: Production électrique du champ photovoltaïque

Le redresseur fonctionne durant la période entre 19h00 et 07h00 du lendemain, donc il ne fonction à l'absence du soleil a cause:

- La puissance max journalière se situe au milieu de la journée, donc il n'y aura pas de surplus dans la journée et l'énergie d'origine renouvelable sera consommée.
- Durant la nuit il aura un surplus suite à la diminution de la charge et les batteries accumule l'énergie de surplus des éoliennes ou bien celle des groupes diesels ou bien les deux durant et les injecte au matin durant le moment de pointe.

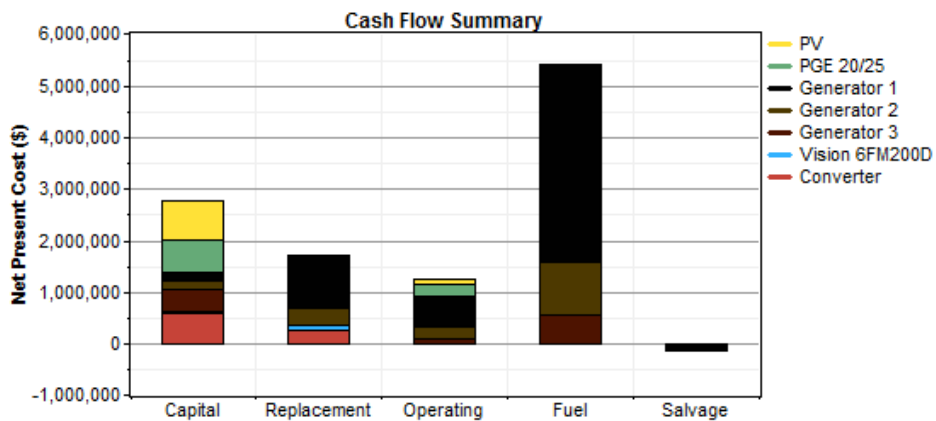


Figure III-20 : Répartition des coûts du projet

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	767,500	0	98,112	0	0	865,612
PGE 20/25	605,625	0	232,261	0	0	837,886
Generator 1	171,400	1,030,004	599,857	3,812,183	-31,150	5,582,292
Generator 2	171,400	324,820	220,160	1,048,627	-20,567	1,744,441
Generator 3	428,500	0	80,791	540,641	-34,112	1,015,820
Vision 6FM200D	45,000	112,002	5,113	0	-2,704	159,412
Converter	571,200	238,342	0	0	-44,363	765,179
System	2,760,625	1,705,168	1,236,294	5,401,453	-132,896	10,970,644

Tableau III-7 : Répartition des coûts annuel du projet

III.6 Conclusion

Ce chapitre présente une étude comparative du dimensionnement des différentes configuration des système hybride photovoltaïque, Eolien et diesel en utilisant le logiciel HOMER pour les sites isolé de la région d'Adrar à l'extrême sud algérien. Ce premier pas doit être étudié avec soin pour éviter un sous-dimensionnement ou un surdimensionnement du système. Dans l'autre main et indépendamment de la méthode utilisée, l'optimisation du dimensionnement exige un analyse détaillée de la charge, données d'irradiation solaire et vitesse du vent, en plus d'aspects économiques.

Les résultats simulation par HOMER pour les sites isolé de la région d'Adrar ont donné que le système multi-sources PV-Eolien-Diesel avec d'environ 35% de pénétration d'énergie renouvelable, a été trouvé pour être le système de production le plus économique avec un coût plus bas du kilowattheure.

Références bibliographiques

- [1] **M. BENHAMMOU et B. DRAOUI**, « Modélisation de la température en profondeur du sol pour la région d'Adrar - Effet de la nature du sol », *Revue des Energies Renouvelables* Vol.14 N°2 (2011) 219 – 228, 2011.
- [2] **F. CHELLALI & al**, « A contribution in the actualization of wind map of Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews ELSEVIER* 15 (2011) 993–1002, 2011.
- [3] **F. BAGHDADI**, « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables », Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [4] **N. KASBADJI MERZOUK**, « Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie », Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2006.
- [5] **A. OULD MAHMOUD**, « Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charge mixte » thèse de doctorat de Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2008.
- [6] **H. TAZVINGA et T. HOVE**, « Photovoltaic/Diesel/Battery hybrid power supply system », [7] www.sktm.dz
- [8] **A. EL KHADIMI, L. BCHIR et A. ZEROUAL**, « Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque-Eolien avec Système de Stockage », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 7, 2004.
- [9] **D.K. LAL, B.B. DASH et A.K. AKELLA**, « Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/Diesel Hybrid Power System in HOMER for the Study Area », *International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 3*, 2011.
- [10] **J. BÉLANGER-GRAVEL**, « Analyse technico-économique d'un système hybride éolien-photovoltaïque en comparaison avec les systèmes photovoltaïque et éolien seuls », Mémoire de maîtrise des sciences appliquées, Université de Montréal, 2011.
- [11] http://www.cnr-cmao.ens-cachan.fr/autres_ressources/pdf/TECHNO/175-p32.pdf
- [12] **M.R. YAICHE et al**, « Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration », *ELSEVIER : Journal of Energy Conversion and Management* 82 (2014)
- [13] <http://eosweb.larc.nasa.gov>
- [14] **A.A. AL-SHAMMA'A et K.E. ADDOWEESH**, « Optimum Sizing of Hybrid PV/Wind/Battery/Diesel System Considering Wind Turbine Parameters Using Genetic

Algorithm», IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 25 December 2012, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia

[15] **U. BAWAH et al**, « Comparative study of economic viability of rural electrification using renewable energy resources versus diesel generator option in Saudi Arabia», *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 5 , 042701 (2013)

CONCLUSION
GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent, d'une façon générale, la modélisation et la simulation d'un système de production d'électricité multi-sources pour l'alimentation des sites isolés dans la région d'Adrar, avec l'hybridation des centrales diesel par de ressources renouvelables (photovoltaïque et éolienne). A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations saisonnières a été entreprise et ce concernant ces deux sources d'énergie. La modélisation et la simulation de la chaîne de conversion d'électricité ont été effectuées en utilisant le logiciel Matlab et pour l'étude technoeconomique a été faite à l'aide du logiciel Homer.

Dans ce contexte, l'objectif est la minimisation du coût du système d'énergie hybride et par l'optimisation du transfert d'énergie vers une charge des sites :

Notre étude s'est focalisée sur un système multi-sources photovoltaïque-éolien-diesel, secteur dans lequel la rentabilité est difficile d'être acquise et qui nécessite donc un fort degré d'optimisation de l'efficacité énergétique. Ceci impose une adaptation nécessaire pour maximiser le rendement du système hybride (la quantité d'électricité produite par jour) d'une part et d'autre part réduire le coût du système.

Dans cette mémoire, notre démarche a été développée en trois étapes pour atteindre ces objectifs:

- Une étude sur les composants du système PVED et leurs architectures.
- Modélisation des éléments du système PVED.
- Le dimensionnement et l'étude technoeconomique.

Après un rappel sur les systèmes multi-sources en général, leurs architectures, nous nous sommes intéressés au système multi-sources du type Eolien/Photovoltaïque/Diesel et avec un seul bus c'est le bus AC.

Le module « générateur photovoltaïque », le modèle polynomial prenant en compte les variations de l'éclairement et de la température permet de retrouver avec fidélité les caractéristiques courant-tension données par les constructeurs de panneaux photovoltaïques. Le générateur photovoltaïque a été équipé d'un système MPPT qui permet de varier le point de fonctionnement pour que les capteurs photovoltaïques puissent délivrer le maximum de

puissance. Concernant le module « générateur éolien » a été modélisé en tenant compte de tous ses éléments : rotor éolien, transmission, générateur.

De même, on s'est intéressé à l'étude d'optimisation technico-économique à travers Homer (logiciel d'optimisation) d'un système hybride (éolien, photovoltaïque, Diesel) sur les sites de la Wilaya d'Adrar en utilisant les données de mesure de la Nasa et les données de la charge de la société de production d'électricité pour les sites isolés (SKTM).

Homer nous a permis d'évaluer les différentes configurations possibles (la puissance moyenne disponible sur le site, la puissance moyenne annuelle) fournie par l'aérogénérateur, le système photovoltaïque et le groupe Diesel. Cette étude relève du domaine technique mais aussi du domaine économique. Pour que la production de l'énergie électrique soit viable, il faut que son coût de revient soit moins élevé que celui de l'énergie électrique produite par un groupe Diesel ou une turbine éolienne, panneaux photovoltaïque; le coût et la puissance étant deux facteurs liés entre eux.

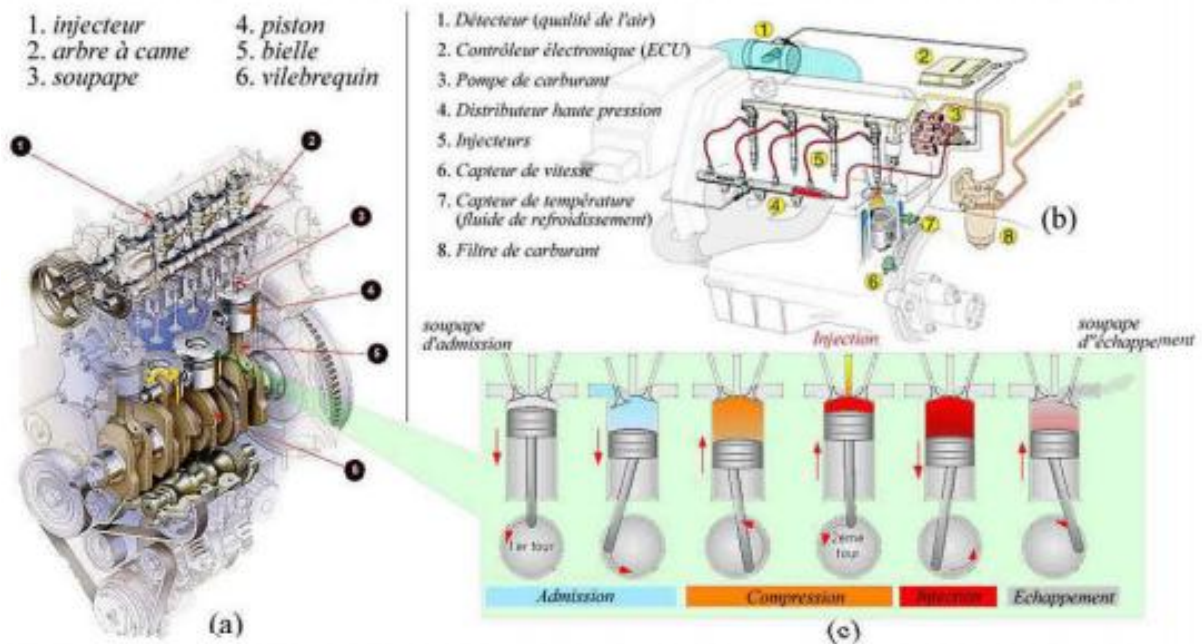
Dans cette étude, nous nous sommes intéressés à la rentabilité de l'investissement de l'installation. On constate que l'installation impose un investissement élevé (travaux d'installation) et commence à être rentable après quelques années, ce qui entraîne la diminution du prix de revient du Kilowattheure, jusqu'à devenir compétitif.

ANNEXES

Annexe I

Le moteur diesel

Les principales composantes mécaniques d'un moteur diesel : vilebrequin, arbre à cames, bielles, pistons, culasse, soupapes, culbuteurs, tiges, injecteur, pompe à eau, pompe à l'huile, pompe d'alimentation gasoil et pompe d'injection.



Moteur diesel: (a) organes de production du couple (b) contrôle et circuit d'injection (c) cycle à 4 temps

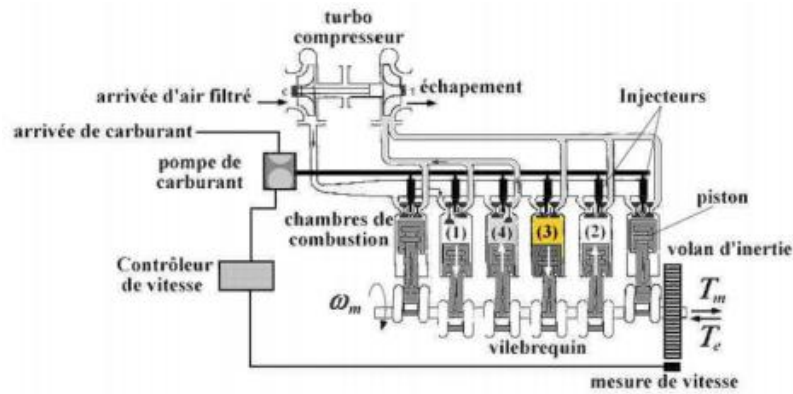
La production du couple mécanique se fait suivant les étapes suivantes:

1. Aspiration (ou admission):

La soupape d'admission est ouverte et celle d'échappement est fermée. Le piston descend, aspirant ainsi l'air frais qui se trouve dans la tuyauterie d'admission. En fin d'admission, le piston se trouve au PMB (Point Mort Bas).

2. Compression:

La soupape d'admission se ferme et le piston remonte en comprimant l'air contenu dans le cylindre (chambre de combustion). Il en résulte un échauffement de l'air qui est emmené à une température favorisant la combustion (Température d'auto-Inflammation). En fin de compression, le piston se retrouve au PMH (Point Mort Haut).



Moteur diesel: (a) organes de production du couple (b) contrôle et circuit d'injection (c) cycle à 4 temps

3. Injection

Un injecteur projette sous haute pression du gasoil dans la chambre de combustion. Il s'en suit une auto-inflammation du mélange, qui produit une détente brusque du gaz contenu dans la chambre de combustion. Le piston redescend alors, poussé par la pression de la combustion. Ce troisième temps est généralement appelé temps moteur qui ramène le piston au PMB.

4. Echappement

La soupape d'échappement s'ouvre et le piston remonte vers le PMH en poussant les gaz brûlés vers la tuyauterie d'échappement.

Le contrôle des soupapes est assuré par un arbre à cames synchronisé au mouvement du vilebrequin. Ce dernier, grâce à plusieurs liaisons de type bielle-manivelle, transforme les allés et retour des pistons en un mouvement de rotation transmis au volant moteur.

Les transformations thermodynamiques subies par le gaz aspiré dans la chambre de combustion sont résumées dans le diagramme PV de la Figure ci-dessous:

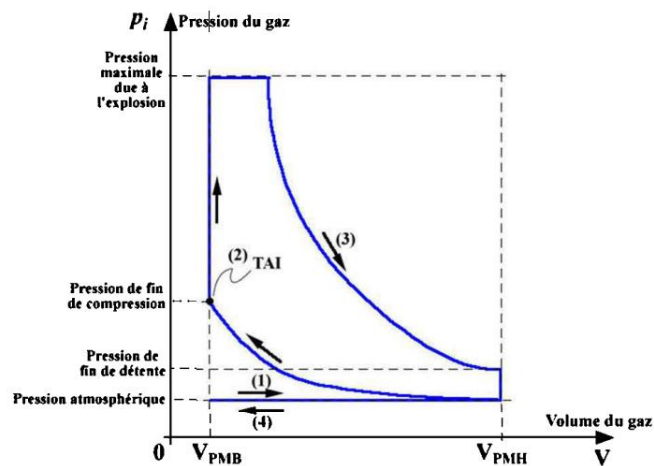


Diagramme thermodynamique résumant le cycle diesel

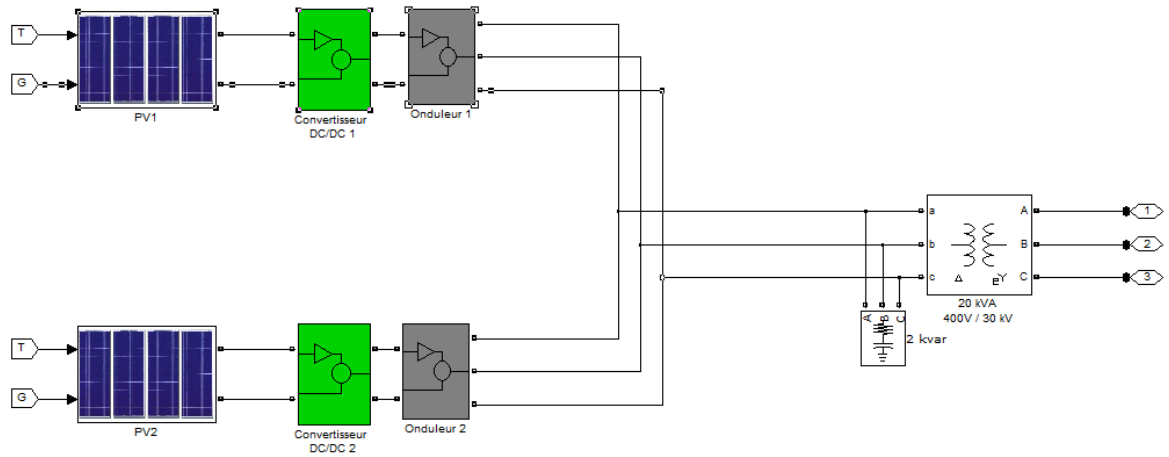
Dans les moteurs diesels actuels, l'énergie transportée par les gaz évacués des cylindres, est employée pour actionner un petit turbocompresseur. Ce dernier sert à aspirer l'air ambiant afin de le soumettre à la rampe d'alimentation des cylindres sous une pression légèrement élevée. La qualité de la combustion s'en trouve améliorée et il s'en suit un important gain en couple moteur. Cependant, cet ajout augmente les délais de réaction aux perturbations.

Contrairement à un moteur diésel d'automobile, les moteurs diesel des groupes électrogène doit fonctionner à vitesse constante et couple variable. En effet la fréquence des tensions produites par le générateur respecte la loi:

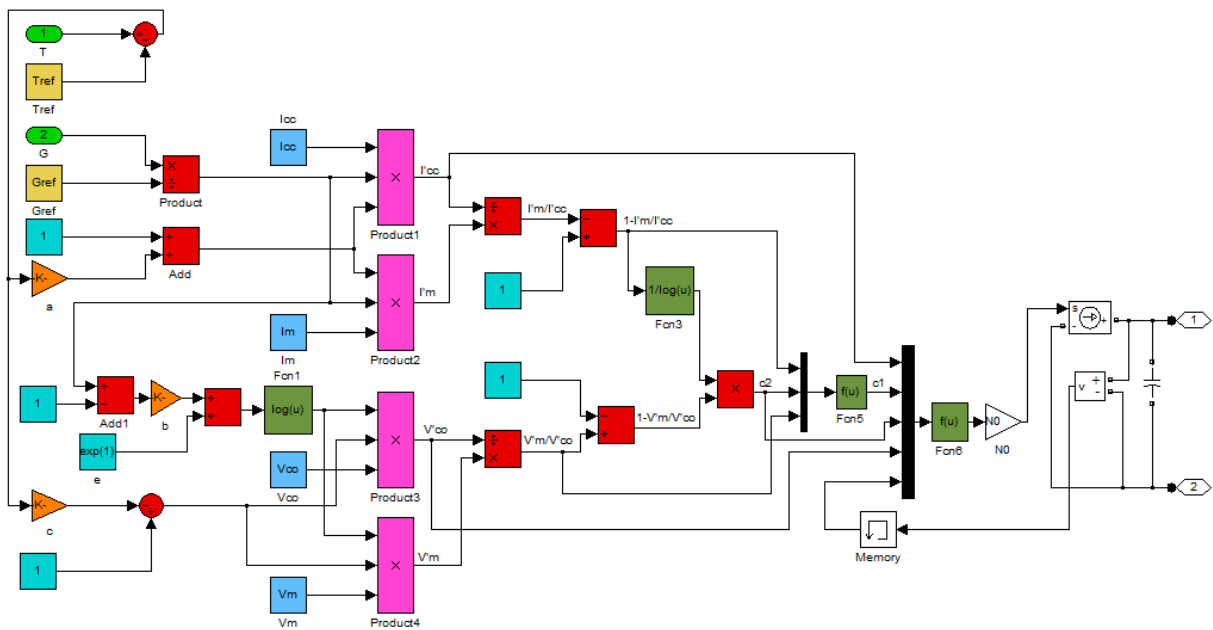
$$\omega_{syn} = \frac{\omega_g}{p}$$

Annexe II

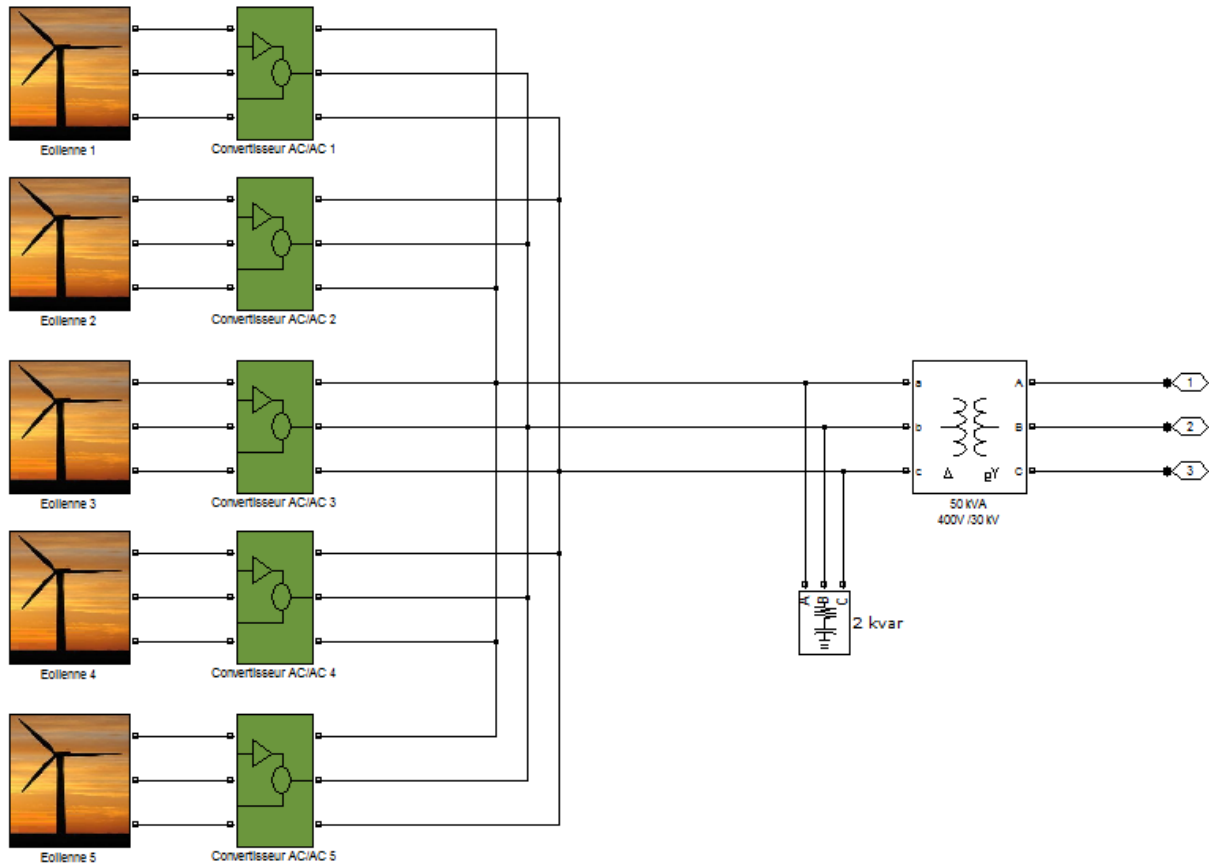
1. Champ photovoltaïque sous Matlab-simulink



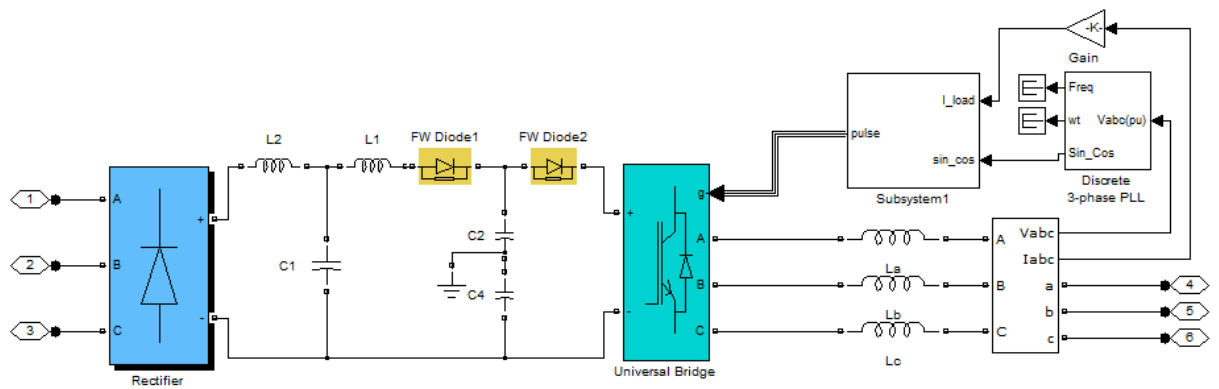
2. Panneau photovoltaïque sous Matlab-simulink



3. Ferme éolienne éolien



4. Convertisseur AC/AC

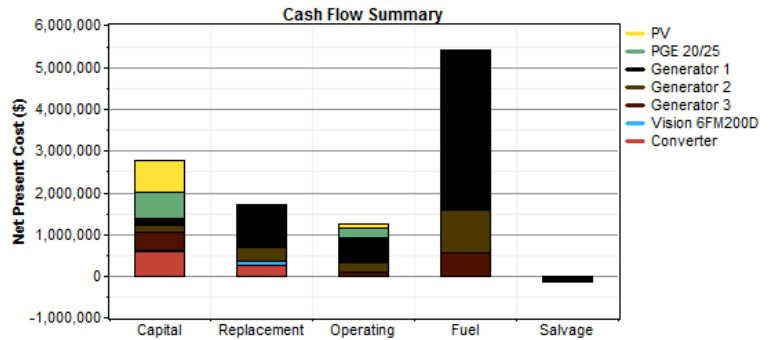


Annexe III

Rapport Homer du site de M'guiden

• **Architecture du système**

PV Array	250 kW
Wind turbine	15 PGE 20/25
Generator 1	200 kW
Generator 2	200 kW
Generator 3	500 kW
Battery	70 Vision 6FM200D
Inverter	800 kW
Rectifier	800 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

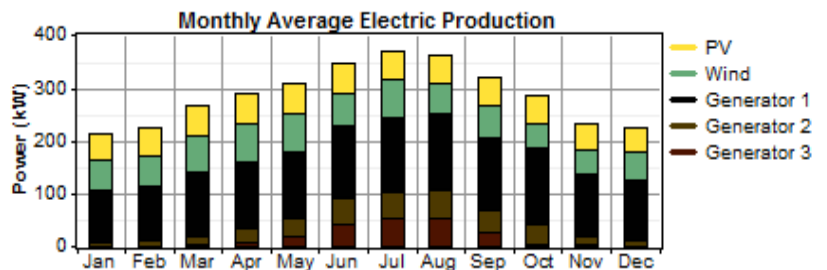


• **Résumé des coûts**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	767,500	0	98,112	0	0	865,612
PGE 20/25	605,625	0	232,261	0	0	837,886
Generator 1	171,400	1,030,004	599,857	3,812,183	-31,150	5,582,292
Generator 2	171,400	324,820	220,160	1,048,627	-20,567	1,744,441
Generator 3	428,500	0	80,791	540,641	-34,112	1,015,820
Vision 6FM200D	45,000	112,002	5,113	0	-2,704	159,412
Converter	571,200	238,342	0	0	-44,363	765,179
PV	767,500	0	98,112	0	0	865,612
PGE 20/25	605,625	0	232,261	0	0	837,886
System	2,760,625	1,705,168	1,236,294	5,401,453	-132,896	10,970,644

• **Production électrique**

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	472,978	19%
Wind turbines	527,375	21%
Generator 1	1,100,302	44%
Generator 2	259,516	10%
Generator 3	159,392	6%
Total	2,519,565	100%



• **La charge**

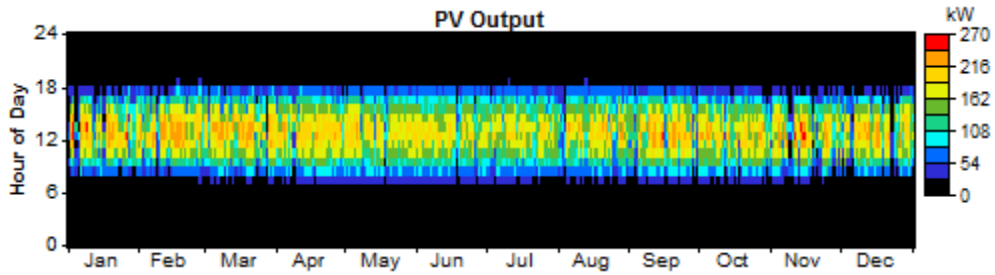
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,306,070	100%
Total	2,306,070	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	171,488	kWh/yr
Unmet load	0.00285	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.397	

• **Générateur photovoltaïque**

Quantity	Value	Units
Rated capacity	250	kW
Mean output	54.0	kW
Mean output	1,296	kWh/d
Capacity factor	21.6	%
Total production	472,978	kWh/yr

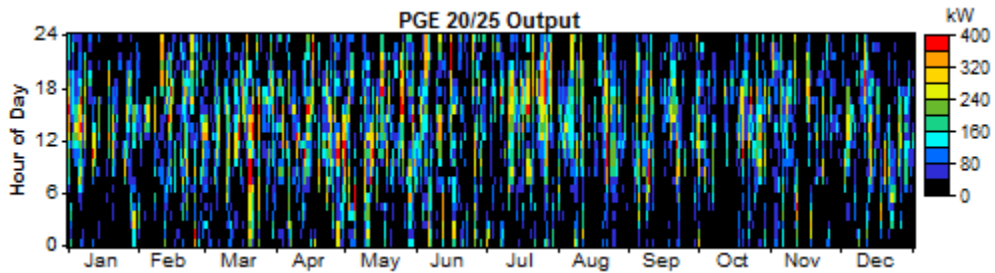
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	250	kW
PV penetration	20.5	%
Hours of operation	4,385	hr/yr
Levelized cost	0.143	\$/kWh



• **Générateur éolien PGE 20/25**

Variable	Value	Units
Total rated capacity	375	kW
Mean output	60.2	kW
Capacity factor	16.1	%
Total production	527,375	kWh/yr

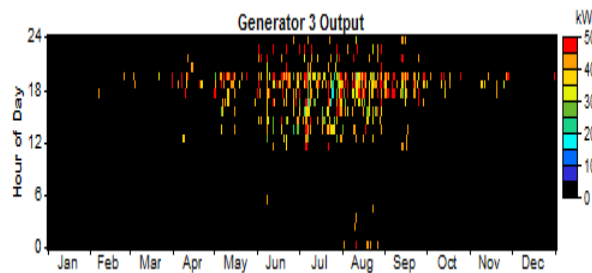
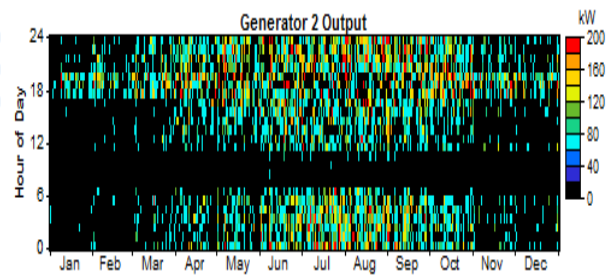
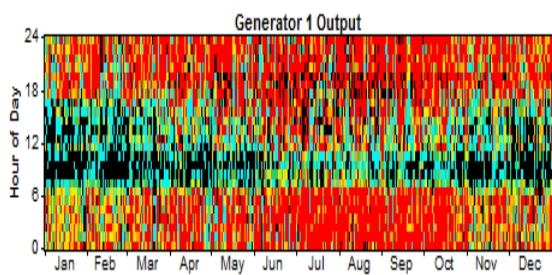
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	385	kW
Wind penetration	22.9	%
Hours of operation	4,926	hr/yr
Levelized cost	0.124	\$/kWh



• **Générateurs diesel**

Quantity	GD1	GD2	GD3	Units
Electrical production	1,100,302	259,516	159,392	kWh/yr
Mean electrical output	150	96.4	404	kW
Min. electrical output	60.0	60.0	150	kW
Max. electrical output	200	200	500	kW

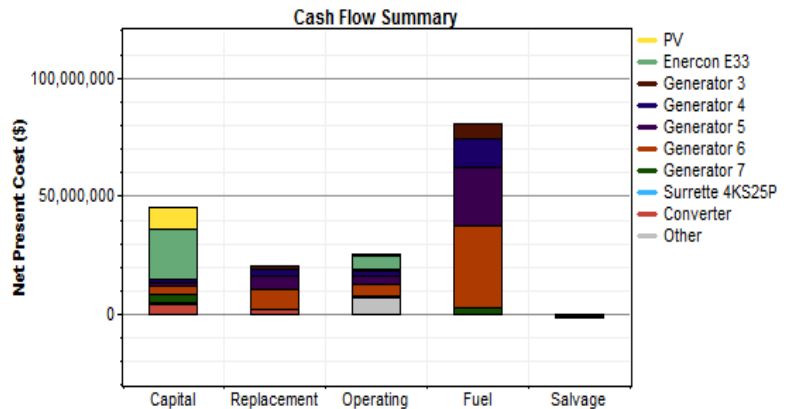
Quantity	Value	Value	Value	Units
Fuel consumption	392,387	107,935	55,648	L/yr
Specific fuel consumption	0.357	0.416	0.349	L/kWh
Fuel energy input	3,861,093	1,062,081	547,578	kWh/yr
Mean electrical efficiency	28.5	24.4	29.1	%



Rapport Homer du site de Talmine

• **Architecture du système**

PV Array	3,000 kW
Wind turbine	40 Enercon E33
Generator 3	500 kW
Generator 4	1,000 kW
Generator 5	2,000 kW
Generator 6	4,000 kW
Generator 7	4,000 kW
Battery	315 Surrette 4KS25P
Inverter	6,000 kW
Rectifier	6,000 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

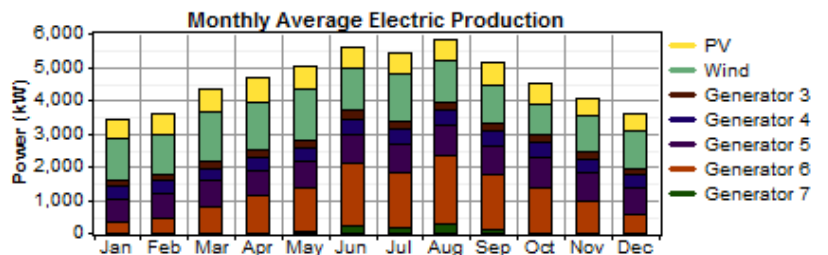


• **Résumé des coûts**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	9,210,000	0	1,177,348	0	0	10,387,349
Enercon E33	21,318,000	0	5,450,314	0	0	26,768,322
Generator 3	428,500	1,423,599	861,701	6,219,585	-97,677	8,835,708
Generator 4	857,000	2,636,719	1,712,766	12,040,764	-4,326	17,242,924
Generator 5	1,714,000	5,951,586	3,690,608	24,531,728	-192,359	35,695,564
Generator 6	3,432,000	8,053,682	5,155,888	35,067,476	-598,407	51,110,640
Generator 7	3,432,000	0	356,707	2,269,946	-509,112	5,549,541
Surrette 4KS25P	509,922	379,356	65,182	0	-108,910	845,550
Converter	4,284,000	1,787,565	0	0	-332,723	5,738,843
Other	0	0	6,941,031	0	0	6,941,031
System	45,185,424	20,232,508	25,411,548	80,129,496	-1,843,513	169,115,472

• **Production électrique**

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,516,654	14%
Wind turbines	11,069,101	27%
Generator 3	1,886,644	5%
Generator 4	3,617,577	9%
Generator 5	7,213,143	18%
Generator 6	10,404,679	26%
Generator 7	655,541	2%
Total	40,363,340	100%



• **La charge**

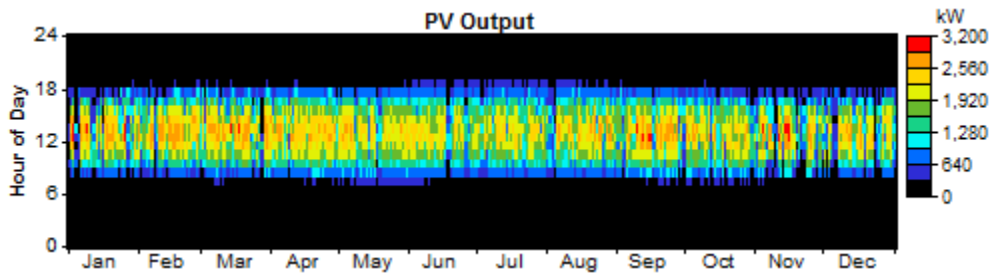
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	36,813,892	100%
Total	36,813,892	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	3,057,846	kWh/yr
Unmet load	0.00403	kWh/yr
Capacity shortage	1,141	kWh/yr
Renewable fraction	0.411	-

• **Générateur photovoltaïque**

Quantity	Value	Units
Rated capacity	3,000	kW
Mean output	630	kW
Mean output	15,114	kWh/d
Capacity factor	21.0	%
Total production	5,516,654	kWh/yr

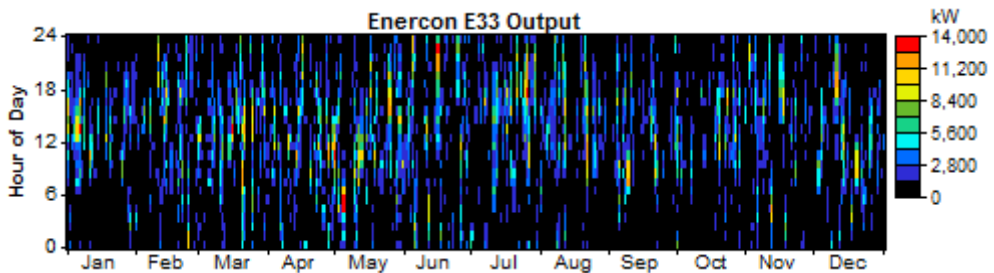
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3,035	kW
PV penetration	15.0	%
Hours of operation	4,384	hr/yr
Levelized cost	0.147	\$/kWh



• **Générateur éolien Enercon E33**

Variable	Value	Units
total rated capacity	13,200	kW
Mean output	1,264	kW
Capacity factor	9.57	%
Total production	11,069,100	kWh/yr

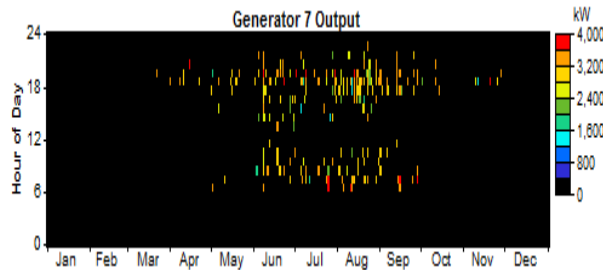
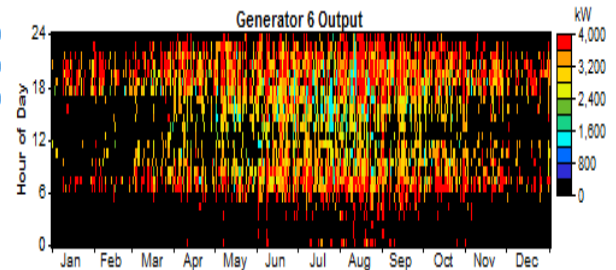
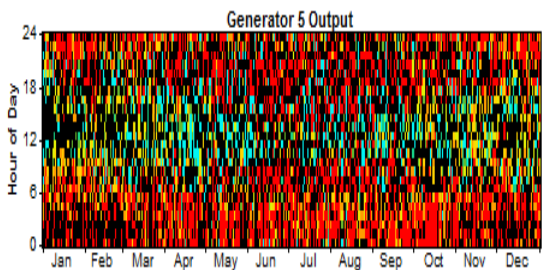
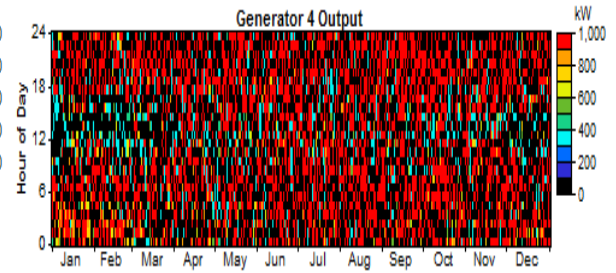
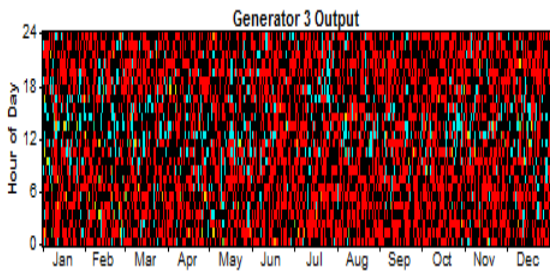
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	13,043	kW
Wind penetration	30.1	%
Hours of operation	7,244	hr/yr
Levelized cost	0.189	\$/kWh



• **Générateurs diesel**

Quantity	GD3	GD4	GD5	GD6	GD7	Units
Electrical production	1,886,644	3,617,577	7,213,143	10,404,679	655,541	kWh/yr
Mean electrical output	448	864	1,599	3,302	3,007	kW
Min. electrical output	150	300	600	1,200	1,200	kW
Max. electrical output	500	1,000	2,000	4,000	3,915	kW

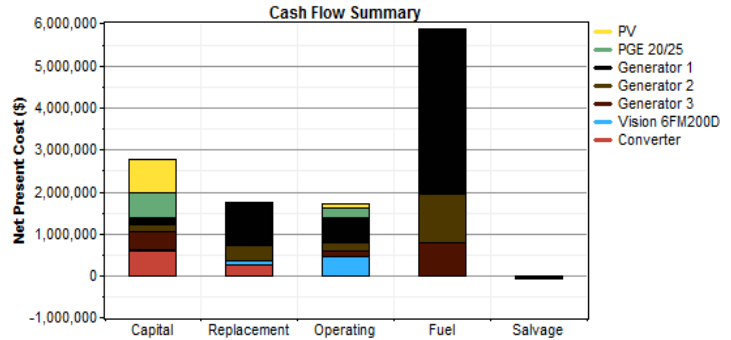
Quantity	GD3	GD4	GD5	GD6	GD7	Units
Fuel consumption	640,181	1,239,354	2,525,047	3,609,490	233,645	L/yr
Specific fuel consumption	0.339	0.343	0.350	0.347	0.356	L/kWh
Fuel energy input	6,299,380	12,195,244	24,846,462	35,517,384	2,299,068	kWh/yr
Mean electrical efficiency	29.9	29.7	29.0	29.3	28.5	%



Rapport Homer du site de Ain Belbel

• **Architecture du système**

PV Array	250 kW
Wind turbine	15 PGE 20/25
Generator 1	200 kW
Generator 2	200 kW
Generator 3	500 kW
Battery	70 Vision 6FM200D
Inverter	800 kW
Rectifier	800 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

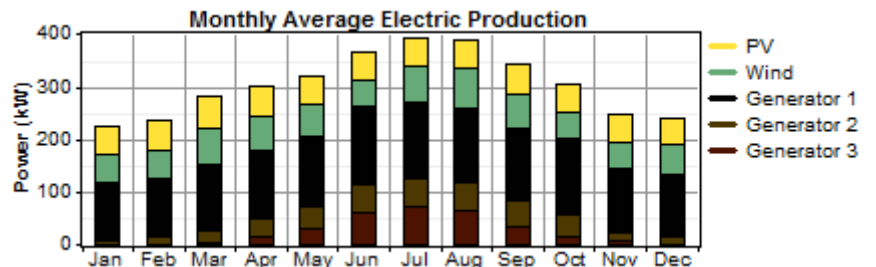


• **Résumé des coûts**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	767,500	0	98,112	0	0	865,612
PGE 20/25	605,625	0	232,261	0	0	837,886
Generator 1	171,200	1,037,563	570,266	3,931,617	-24,266	5,686,379
Generator 2	171,200	341,544	223,044	1,166,074	-6,116	1,895,746
Generator 3	428,500	0	116,380	766,820	-5,158	1,306,542
Vision 6FM200D	35,784	122,537	457,440	0	-5,375	610,386
Converter	571,200	238,342	0	0	-44,363	765,179
System	2,751,009	1,739,987	1,697,503	5,864,510	-85,279	11,967,732

• **Production électrique**

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	474,509	18%
Wind turbines	527,104	20%
Generator 1	1,142,882	43%
Generator 2	293,983	11%
Generator 3	224,675	8%
Total	2,663,153	100%



• **La charge**

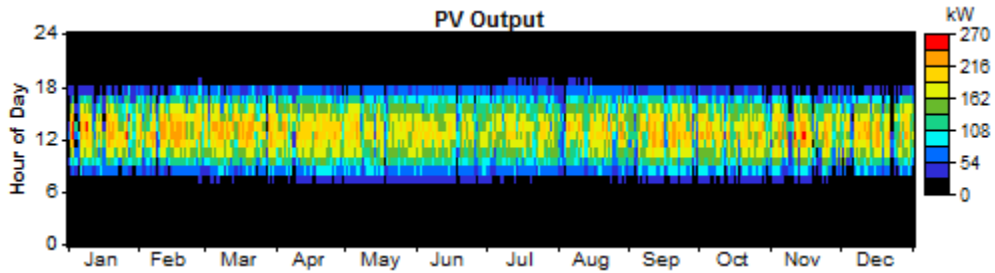
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,467,030	100%
Total	2,467,030	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	150,896	kWh/yr
Unmet load	0.00286	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.376	

• **Générateur photovoltaïque**

Quantity	Value	Units
Rated capacity	250	kW
Mean output	54.2	kW
Mean output	1,300	kWh/d
Capacity factor	21.7	%
Total production	474,509	kWh/yr

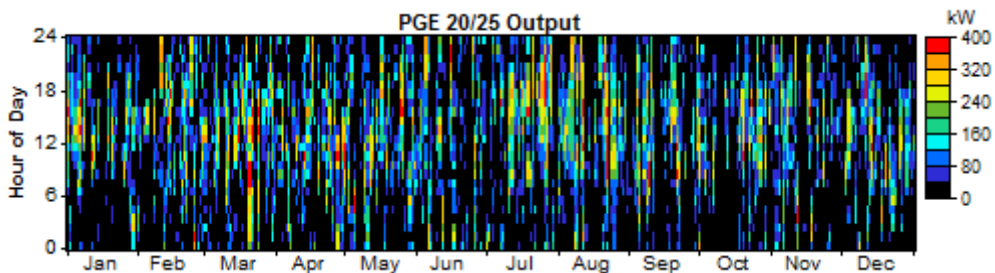
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	249	kW
PV penetration	19.2	%
Hours of operation	4,385	hr/yr
Levelized cost	0.143	\$/kWh



• **Générateur éolien PGE 20/25**

Variable	Value	Units
Total rated capacity	375	kW
Mean output	60.2	kW
Capacity factor	16.0	%
Total production	527,104	kWh/yr

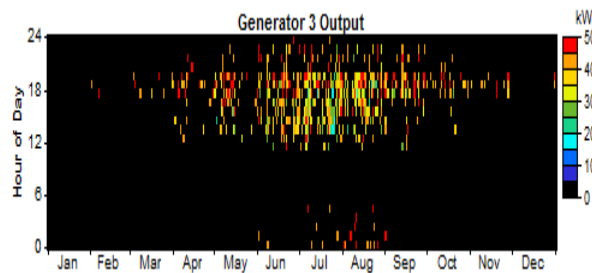
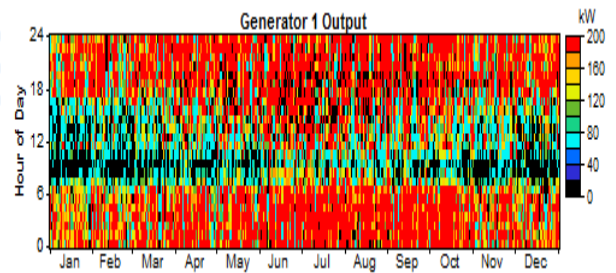
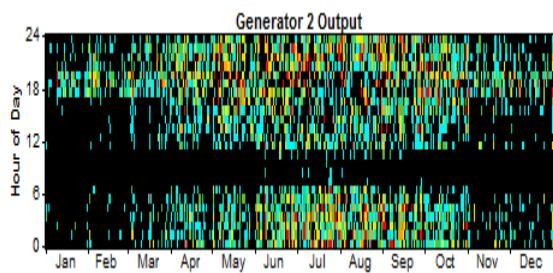
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	385	kW
Wind penetration	21.4	%
Hours of operation	4,927	hr/yr
Levelized cost	0.124	\$/kWh



- **Générateurs diesel**

Quantity	GD1	GD2	GD3	Units
Electrical production	1,142,882	293,983	224,675	kWh/yr
Mean electrical output	154	101	395	kW
Min. electrical output	60.0	60.0	150	kW
Max. electrical output	200	200	500	kW

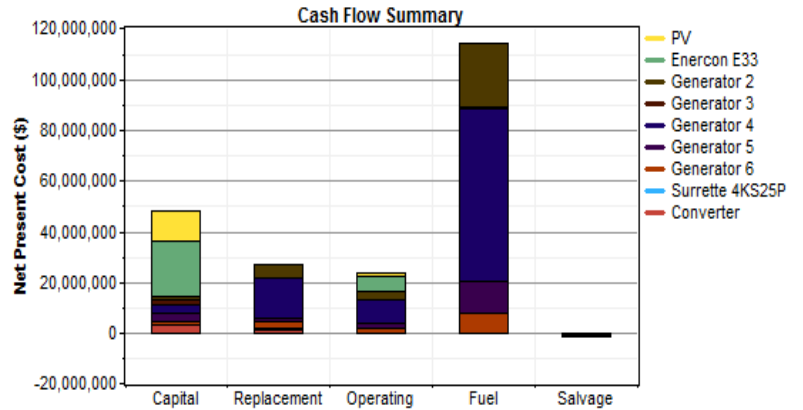
Quantity	Value	Value	Value	Units
Fuel consumption	404,681	120,024	78,929	L/yr
Specific fuel consumption	0.354	0.408	0.351	L/kWh
Fuel energy input	3,982,058	1,181,034	776,658	kWh/yr
Mean electrical efficiency	28.7	24.9	28.9	%



Rapport Homer du site de Bordj Badji Mokhtar

• **Architecture du système**

PV Array	4,000 kW
Wind turbine	40 Enercon E33
Generator 2	2,000 kW
Generator 3	2,000 kW
Generator 4	4,000 kW
Generator 5	4,000 kW
Generator 6	1,000 kW
Battery	315 Surrette 4KS25P
Inverter	4,000 kW
Rectifier	4,000 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

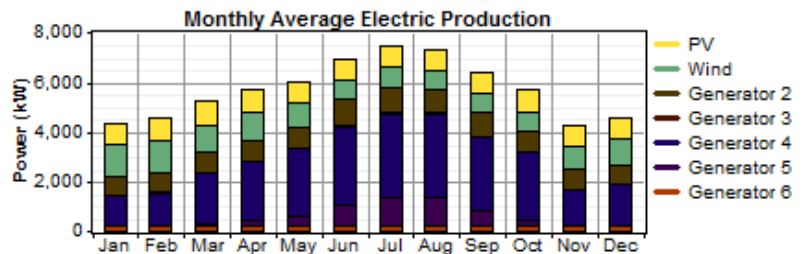


• **Coût**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	12,280,000	0	1,569,797	0	0	13,849,797
Enercon E33	21,318,000	0	5,450,314	0	0	26,768,322
Generator 2	1,714,000	5,711,394	3,462,349	25,247,554	-378,061	35,757,232
Generator 3	1,714,000	0	73,632	545,829	-339,456	1,994,005
Generator 4	3,428,000	15,521,695	9,366,012	68,201,944	-367,411	96,150,256
Generator 5	3,428,000	1,540,817	1,788,444	11,943,428	-142,439	18,558,248
Generator 6	857,000	2,860,599	1,735,674	8,015,172	-185,370	13,283,072
Surrette 4KS25P	509,922	379,356	65,182	0	-108,910	845,550
Converter	2,856,000	1,191,710	0	0	-221,815	3,825,895
System	48,104,920	27,205,570	23,511,404	113,953,904	-1,743,462	211,032,336

• **Production électrique**

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	7,537,436	15%
Wind turbines	8,517,124	17%
Generator 2	7,686,429	15%
Generator 3	167,129	0%
Generator 4	20,753,326	41%
Generator 5	3,518,300	7%
Generator 6	1,942,240	4%
Total	50,121,980	100%



• **La charge**

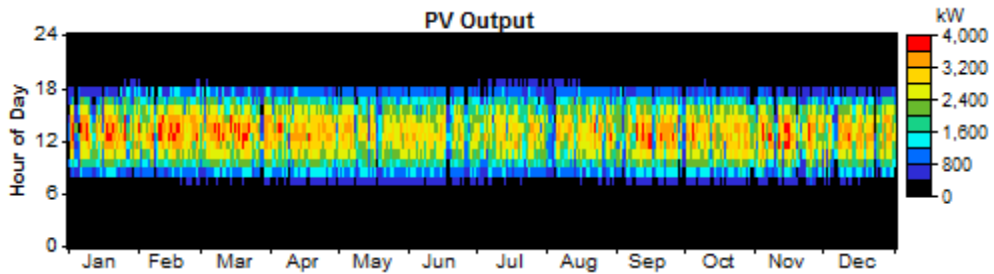
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	47,554,752	100%
Total	47,554,752	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	1,903,791	kWh/yr
Unmet load	0.0444	kWh/yr
Capacity shortage	5,035	kWh/yr
Renewable fraction	0.320	

• **Générateur photovoltaïque**

Quantity	Value	Units
Rated capacity	4,000	kW
Mean output	860	kW
Mean output	20,651	kWh/d
Capacity factor	21.5	%
Total production	7,537,436	kWh/yr

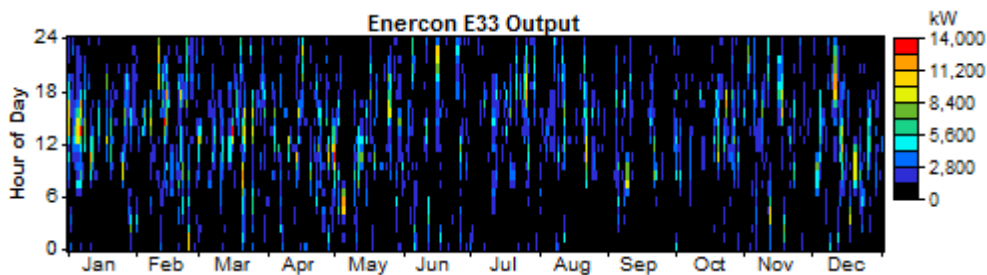
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	3,938	kW
PV penetration	15.9	%
Hours of operation	4,367	hr/yr
Levelized cost	0.144	\$/kWh



• **Générateur éolien Enercon E33**

Variable	Value	Units
Total rated capacity	13,200	kW
Mean output	972	kW
Capacity factor	7.37	%
Total production	8,517,124	kWh/yr

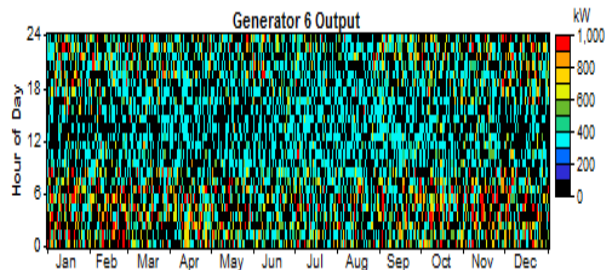
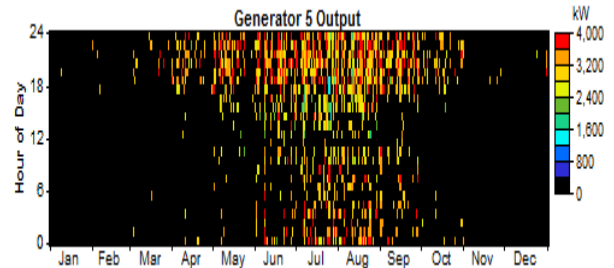
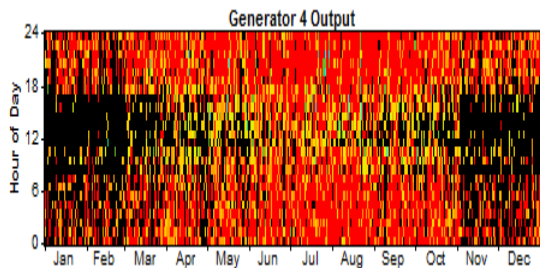
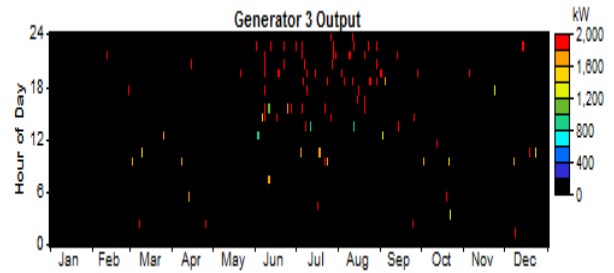
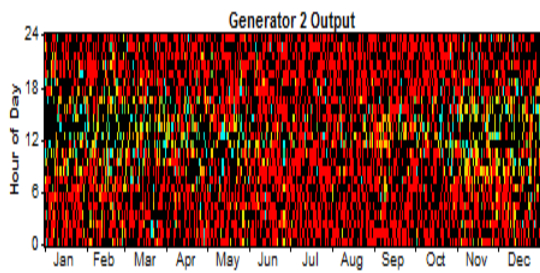
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	13,043	kW
Wind penetration	17.9	%
Hours of operation	6,981	hr/yr
Levelized cost	0.246	\$/kWh



• **Générateurs diesel**

Quantity	GD2	GD3	GD4	GD5	GD6	Units
Electrical production	7,686,429	167,129	20,753,326	3,518,300	1,942,240	kWh/yr
Mean electrical output	1,816	1,857	3,626	3,219	458	kW
Min. electrical output	600	908	1,200	1,380	300	kW
Max. electrical output	2,000	2,000	4,000	4,000	1,000	kW

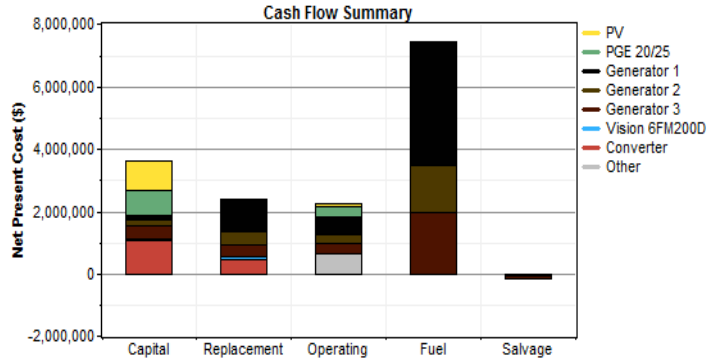
Quantity	GD2	GD3	GD4	GD5	GD6	Units
Fuel consumption	2,598,727	56,182	7,020,015	1,229,335	825,000	L/yr
Specific fuel consumption	0.338	0.336	0.338	0.349	0.425	L/kWh
Fuel energy input	25,571,474	552,832	69,076,952	12,096,659	8,118,003	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.1	30.2	30.0	29.1	23.9	%



Rapport Homer du site de Timiaouine

• **Architecture du système**

PV Array	300 kW
Wind turbine	20 PGE 20/25
Generator 1	200 kW
Generator 2	200 kW
Generator 3	500 kW
Battery	70 Vision 6FM200D
Inverter	1,500 kW
Rectifier	1,500 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

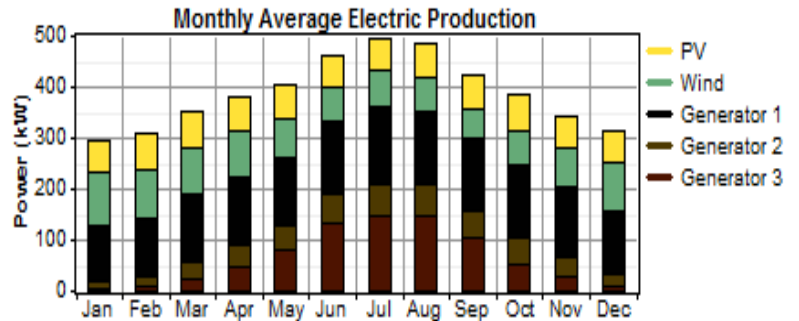


• **Résumé des coûts**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	921,000	0	117,735	0	0	1,038,735
PGE 20/25	807,500	0	309,677	0	0	1,117,177
Generator 1	171,400	1,030,604	600,429	3,971,713	-30,684	5,743,463
Generator 2	171,400	433,176	288,802	1,473,642	-4,659	2,362,361
Generator 3	428,500	370,509	304,346	1,978,483	-51,917	3,029,921
Vision 6FM200D	35,784	89,224	4,564	0	-2,015	127,557
Converter	1,071,000	446,891	0	0	-83,181	1,434,711
Other	0	0	643,073	0	0	643,073
System	3,606,584	2,370,405	2,268,626	7,423,838	-172,455	15,496,994

• **Production électrique**

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	570,489	17%
Wind turbines	703,640	21%
Generator 1	1,165,538	34%
Generator 2	380,807	11%
Generator 3	576,500	17%
Total	3,396,973	100%



• **La charge**

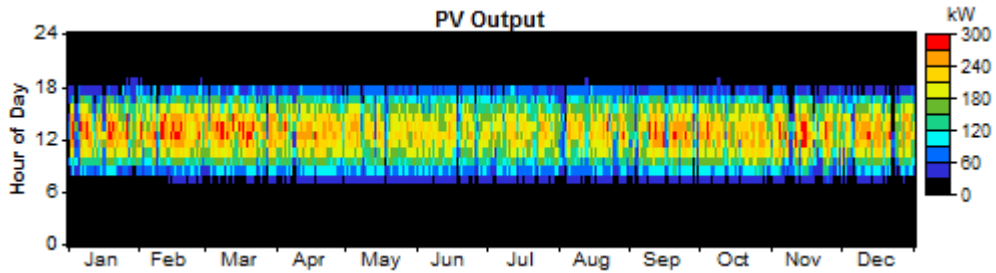
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	3,149,158	100%
Total	3,149,158	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	196,325	kWh/yr
Unmet load	61.4	kWh/yr
Capacity shortage	904	kWh/yr
Renewable fraction	0.375	

• **Générateur photovoltaïque**

Quantity	Value	Units
Rated capacity	300	kW
Mean output	65.1	kW
Mean output	1,563	kWh/d
Capacity factor	21.7	%
Total production	570,489	kWh/yr

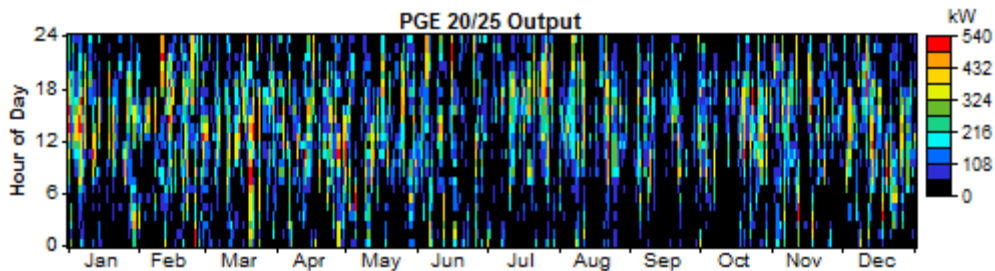
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	295	kW
PV penetration	18.1	%
Hours of operation	4,363	hr/yr
Levelized cost	0.142	\$/kWh



• **Générateur éolien PGE 20/25**

Variable	Value	Units
Total rated capacity	500	kW
Mean output	80.3	kW
Capacity factor	16.1	%
Total production	703,640	kWh/yr

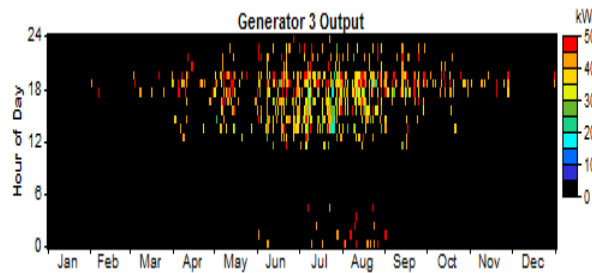
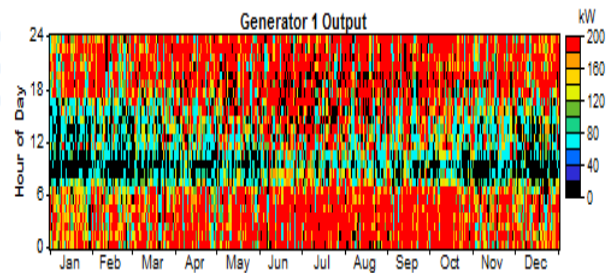
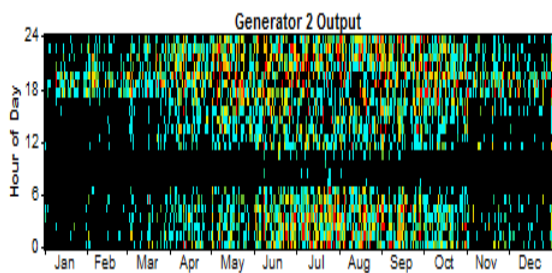
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	514	kW
Wind penetration	22.3	%
Hours of operation	4,922	hr/yr
Levelized cost	0.124	\$/kWh



• **Générateurs diesel**

Quantity	GD1	GD2	GD3	Units
Electrical production	1,165,538	380,807	576,5	kWh/yr
Mean electrical output	159	108	387	kW
Min. electrical output	60.0	60.0	150	kW
Max. electrical output	200	200	500	kW

Quantity	GD1	GD2	GD3	Units
Fuel consumption	408,808	151,682	203,645	L/yr
Specific fuel consumption	0.351	0.398	0.353	L/kWh
Fuel energy input	4,022,670	1,492,548	2,003,866	kWh/yr
Mean electrical efficiency	29.0	25.5	28.8	%



Résumé

Vu la grande superficie de la Wilaya d'Adrar où de nombreuses villes sont isolées et très éloignées du réseau électrique ce qui rend le coût économique de raccordement au réseau électrique très élevé. Actuellement, la technique la plus utilisée pour l'électrification de ces régions est les générateurs diesel. La région d'Adrar, dans le sud algérien, présente un potentiel éolien et photovoltaïque excellent et le couplage avec des générateurs diesel dans un système hybride représente une option plus économique. L'intérêt d'un tel système est la production propre sur le lieu de consommation, la mutualisation des ressources et la sécurité d'approvisionnement. L'objectif de ce travail donc consiste de faire l'étude, la modélisation et la simulation des différentes structures de ce système hybride Photovoltaïque-Eolien-Diesel pour rendre le transfert énergétiques suffisamment rapide et permettre une optimisation du dimensionnement de la gestion d'énergie.

Mots clés : Energies renouvelables, production d'électricité, éolien, photovoltaïque, systèmes hybrides, réseaux isolés, modélisation, simulation

Abstract

Given the large surface of the Wilaya of Adrar where many cities are isolated and very distant this makes the economic cost of connection to the electric grid very high. Currently, the most common technique used for the electrification of these areas is the diesel generators. The Adrar region, in southern Algeria, has excellent wind and solar potential and the coupling with diesel generators in a hybrid system is a more economical option. The interest of such system is the clean production on the place of consumption, the pooling of resources and the security of provision. Therefore the objective of this work is to study the modeling and simulation of different structures of the hybrid PV-Wind-Diesel power system to make the energy transfer fast enough and allow optimization of the design of the management of energy.

Keywords: Renewable energies, production of electricity, wind, photovoltaic, hybrid systems, isolated grid, modeling, simulation.

المخلص

تتميز ولاية ادرار بشساعة مساحتها لذا نجد أن عدد من المناطق معزولة مما يجعل كلفة الربط بالكهرباء جد مرتفعة , حالياً يتم تزويد هذه المناطق عن طريق مولدات الديزال. تتوفر منطقة ادرار في الجنوب الجزائري على مصادر طاقة ريحية و شمسية معتبرة و القيام بتزويد مولدات تعتمد على هذه المصادر المتجددة و النظيفة مع مولدات الديزال في إطار نظام هجين لتوليد الكهرباء سيكون نظام مريح و مجدي اقتصادياً. الفائدة من انجاز هذا النظام هو إنتاج كهرباء نظيفة و بالقرب من مكان استهلاكها و كذا تنويع مصادر الطاقة و تأمين التموين بها, كما أن الهدف من العمل هو القيام بدراسة و تمثيل و محاكاة لمختلف مكونات هذا النظام كهروضوئي- ريحي- ديزال من أجل جعل تدفق الطاقة الكهربائية سريع مما يسمح لأمتلة الحسابات و تسيير الطاقة.

الكلمات المفتاحية : الطاقات المتجددة , إنتاج الكهرباء, النظام الريحي , النظام كهروضوئي , الأنظمة الهجينة, الشبكات المعزولة , النمذجة , المحاكاة.