

**UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA**

**Faculté des sciences de l'ingénieur**

Département d'électronique

# **MEMOIRE DE MAGISTER**

Spécialité : Signaux et systèmes

**CONTRIBUTION A L'ETUDE THEORIQUE DU  
COMPORTEMENT D'UN SYSTEME HYBRIDE (EOLIEN-  
PHOTOVOLTAÏQUE- DIESEL) DE PRODUCTION  
D'ELECTRICITE SANS INTERRUPTION**

Par

**SAHEB DJOHRA**

Devant le Jury composé de :

H.SALHI	Maître de conférence, U. de Blida	Président
A.HAMIDAT	Maître de recherche, C.D.E.R. Alger	Examineur
A.HADJ ARAB	Maître de recherche, C.D.E.R. Alger	Examineur
M.BOUNEKHLA	Maître de conférence, U. de Blida	Examineur
M.BELHAMEL	Directeur de recherche C.D.E.R. Alger	Rapporteur
B.KAZED	Chargé de cours, U. de Blida	Co-Rapporteur

Blida, septembre2005

## RESUME

Le rôle d'un système hybride (éolien –photovoltaïque – diesel) de production d'électricité sans interruption dans les régions isolées n'est pas seulement d'apporter " une puissance énergétique ", mais un outil de développement social et économique des zones rurales. Le nombre de kilowattheures produit peut paraître insignifiant devant la capacité de production énergétique du pays, seulement ces quelques dizaines ou centaines de kilowattheures peuvent ranimer tout l'espoir d'un village ou d'une communauté. Ainsi, le travail proposé consiste en un dimensionnement d'un système hybride pour alimenter une maison type, qui peut être située dans différentes zones climatiques Algériennes.

Une étude économique a été élaborée. Elle nous a permis de comparer les contraintes financières relatives à chacun des systèmes. Elle nous a permis également de choisir le système présentant d'une part une couverture totale de la charge et d'autre part les aspects techniques les plus pertinents d'un système hybride.

## **ABSTRACT**

The duty of hybrid system (wind-photovoltaic -diesel) for the production of electricity without interruption in isolated regions is not only to bring “an energetic power”, but a tool of social and economic development for the farming zones. The number of kilowatt-hours produced can appear insignificant compared to the country energetic production, but these few hundred kilowatt-hours revive all the hope of village or community. Thus, the purposed work consists of sizing a hybrid system to supply a standard house that can be situated in different Algerian climatic zones.

An economic study is elaborated. It permits us to compare the relative financial constraints to each system. Thus, to be able to choose the system presenting a total cover of the load on the one hand and on other hand of most moderate technical problems as possible without forgetting the financial side of the considered system.

## ملخص

إن دور النظام ألهجيني (ريحي-كهر وضوئي-ديزل) في إنتاج الكهرباء دون انقطاع في المناطق المنعزلة، لا يتلخص فقط في إنتاج "قدرة طاقة" بل هو أداة تطور اجتماعي و اقتصادي للدوائر الريفية . إن عدد الكيلوواط في الساعة المنتجة يمكن أن تظهر تافهة أمام القدرة الإنتاجية للطاقت الأخرى لبلد ما. لكن هذه البعض العشرات أو المئات من الكيلوواط في الساعة يمكن أن تنعش كل آمال أهل قرية أو طائفة ما. هكذا فأن العمل المعروض هنا يرتكز على دراسة أبعاد النظام ألهجيني في استقطاب منزل ما و المتواجد في مناطق مناخية مختلفة في الجزائر.

إن دراسة اقتصادية قد أعدت و قد سمحت لنا مقارنة الضغوطات المالية و المتعلقة بكل نظام و سمحت لنا أيضا اختيار النظام الذي بإمكانه تقديم التغطية الكاملة للحمولة و من جهة أخرى الجوانب التقنية الأكثر تعلقا بالنظام ألهجيني

## **DEDICACES**

Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mon père qui je pense serais très fière de moi, à toi mon adorable maman qui a toujours su me reconforter et m'encourager, à mes adorables petits YACINE, ASSIA et YASMINE ainsi qu'à ma soeur AICHA, mon beau frère YAZID et leurs enfants SOFIANE et IMENE.

A mon mari MUSTAPHA, qui m'a toujours encouragé et qui a été compréhensif et patient.

A toute la famille SAHEB, BELLACHE et KOUSSA.

A toutes mes amies et à tous les étudiants de ma promotion.

**Djohra**



## TABLE DES MATIERES

RESUME

REMERCIEMENT

DEDICACES

TABLES DES MATIERES

LISTE DES ILLUSTRATIONS GRAPHIQUES ET TABLEAUX

INTRODUCTION.....	14
1. PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE.....	16
1.1 Le système proposé.....	16
1.1.1 Dispositifs de stockage de l'énergie.....	19
1.1.2 Système de régulation.....	20
1.1.2.a Régulation de charge série.....	20
1.1.2.b Régulation de charge à coupure.....	21
1.1.2.c Régulation shunt.....	22
1.1.2.d Régulation de charge série à coupure partielle.....	23
1.1.2.e Régulation côte batterie .....	24
1.1.3 L'onduleur.....	25
1.1.4 La charge.....	27
1.1.5 Le groupe électrogène.....	28
2. ASPECT THEORIQUE DE LA MODELISATION.....	29
2.1 Modélisation du gisement solaire.....	29
2.1.1 Modèle Reconstitution du rayonnement solaire par ciel claire.....	29
2.1.1.1 Modèle de Bird et Hulstrom.....	29
2.1.1.1.a Eclairage dû au rayonnement direct sur un plan horizontal.....	29
2.1.1.1.b Eclairage dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal.....	33
2.1.1.1.c Eclairage dû au rayonnement globale sur un plan horizontal.....	34
2.1.1.1 d Mise en œuvre du modèle et résultats.....	34

2.1.2	Modèles de reconstitution des moyennes mensuelles par jour des irradiations globales et diffuses par un ciel quelconque.....	39
2.1.2.1	Relations empiriques existantes.....	39
2.1.2.1.a	Relation A.A.M. Sayigh.....	40
2.1.2.1.b	Relation Reddy.....	41
2.1.2.1.c	Relation Swartman.....	42
2.1.2.1.d	Relation HP. Garg et SN.Garg .....	42
2.1.2.1.e	Relation Hussain et al.....	43
2.1.2.2	Données utilisées.....	43
2.1.2.3	Résultats.....	44
2.1.2.4	Discussion des résultats .....	45
2.1.2.4.a	Irradiation globale.....	45
2.1.2.4.b	Irradiation diffuse.....	45
2.1.3	Reconstitution des éclairagements et irradiations sur un plan incliné.....	46
2.1.3.1	Eclairage dû au rayonnement direct sur un plan incliné.....	46
2.1.3.2	Eclairage dû au rayonnement diffus sur un plan incliné.....	46
2.1.3.3	Eclairage dû au rayonnement réfléchi sur un plan Incliné.....	47
2.1.3.4	Eclairage dû au rayonnement global sur un plan incliné.....	47
2.1.3.5	Irradiation directe sur un plan incliné.....	49
2.1.3.6	Irradiation globale sur un plan incliné.....	49
2.1.3.7	Validation.....	49
2.2	Modélisation du gisement éolien.....	50
2.2.1	Modélisation du potentiel éolien.....	50
2.3	Modélisation du système éolien.....	59
2.3.1	Modèle utilisé.....	59
2.4	Modélisation du système photovoltaïque.....	62
2.4.1	Modèle électrique des panneaux.....	62
2.5	Modélisation du système de stockage.....	72
2.5.1	Modèle de Coppetti de batteries au plomb.....	72
2.5.1.a	Modélisation de l'état de charge ( SOC).....	73
2.5.1.b	Caractéristique de décharge.....	74
2.5.1.c	Caractéristique de charge.....	78
2.5.1.d	Tension de début de surcharge et de fin de charge.....	81

3.	APPLICATION DES MODELES.....	85
3.1	Calcul des charges .....	85
3.1.1	Les sites d'implantation.....	89
3.1.2	Caractéristiques de la maison choisie.....	89
3.1.3	Bilan énergétique.....	90
3.1.4	Détermination de la consommation énergétique.....	90
3.1.4.a	Eclairage.....	90
3.1.4.b	Le réfrigérateur .....	91
3.1.4.c	La ventilation.....	91
3.2	Résultats du dimensionnement.....	94
3.2.1	Système photovoltaïque.....	94
3.2.2	Système éolien.....	95
3.2.3	Système de stockage.....	99
3.2.4	Choix de l'onduleur.....	99
3.2.4.a	Profil de charge journalier.....	99
3.2.4.b	Puissance nominale.....	100
3.2.4.c	Rendement.....	100
3.2.4.d	Consommation à vide.....	100
3.2.4.e	Stabilité en tension et en fréquence.....	100
3.2.4.f	Protection.....	101
3.2.5	Choix du régulateur de charge.....	101
3.2.5.a	Puissance nominale.....	101
3.2.5.b	Tension nominale.....	101
3.2.6	Dimensionnement du câble.....	101
3.2.6.a	Câble reliant le panneau photovoltaïque au régulateur de charge.....	101
3.2.6.b	Calcul de la section du câble.....	102
3.3	Présentation des résultats.....	103
3.4	Couplage et gestion du système.....	107
3.4.1	Description du système couplé et son fonctionnement.....	107
3.4.2	Application aux différents sites choisis et discussion des résultats.....	109
4.	ETUDES ECONOMIQUES COMPARATIVES DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS. ....	113

4.1	Investissement.....	113
4.2	Prix total installé.....	113
4.3	Amortissement annuel.....	113
4.4	Coût total annuel.....	114
4.5	Coût total actualisé.....	115
4.6	Coût du kWh consommé.....	115
4.7	Résultats de l'évaluation économique.....	116
4.7.1	Tailles des trois systèmes.....	116
4.7.2	Production annuelle.....	117
4.7.3	Consommation annuelle.....	117
4.7.4	Prix de quelques moyens de production.....	117
4.7.5	Prix total installé.....	118
4.7.6	Amortissement annuels.....	119
4.7.7	Coût total annuel.....	120
4.7.8	Coût du kWh.....	121
4.7.9	Coût total actualisé.....	123
CONCLUSION .....		124
APPENDICES		
A.	Liste des symboles.....	126
B.	Gisement solaire .....	130
C.	Document Héliographe et pyranomètre .....	171
D.	Gisement éolien .....	173
E.	Système éolien.....	178
F.	Système photovoltaïque .....	186
G.	Caractéristiques des sept types d'aérogénérateurs utilisés.....	191
H.	Dimensionnement du système photovoltaïque .....	198
I.	Programmes relatifs aux différents systèmes constituant le système Hybride.....	201
REFERENCES.....		210

## LISTE DES ILLUSTRATION, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Synoptique du système de production hybride éolien, photovoltaïque et diesel associé à un système de stockage.....	18
Figure 1.2	Schéma de la régulation série.....	20
Figure 1.3	Schéma du régulateur de charge a coupure.....	21
Figure 1.4	Schéma de la régulation parallèle.....	23
Figure 1.5	Régulation série par déconnexion partielle des modules Photovoltaïques.....	24
Figure 1.6	Régulateur pour le seuil bas.....	25
Figure 2.1	Modélisation du modèle sous simulink.....	35
Figure 2.2.a	Comparaisons des valeurs des éclairagements dû au ayonnement direct, sur un plan normal, mesurées et estimées .....	36
Figure 2.2.b	Comparaisons des valeurs de l'éclairément dû au rayonnement diffus mesurées et estimées .....	37
Figure 2.2.c	Comparaisons des valeurs de l'éclairément dû au rayonnement Global mesurées et estimées.....	37
Figure 2.3	Représentation des composantes du rayonnement solaire sur un plan incliné .....	48
Figure 2.4	Variation de la moyenne mensuelle des vitesses du vent pour six sites Algériens.....	51
Figure 2.5.a	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaïa.....	51
Figure 2.5.b	L'évolution de la vitesse du vent.....	52
Figure 2.5.b	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de hardaïa.....	52
Figure 2.5.c	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaïa.....	53
Figure 2.5.d	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaïa.....	53
Figure 2.6.a	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar.....	53
Figure 2.6.b	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar.....	54
Figure 2.6.c	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar.....	54
Figure 2.6.d	L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar.....	55

Figure 2.7:	Variation de $f(v)$ pour différent k et c.....	57
Figure 2.8	Modélisation du système de production éolienne sous simulink.....	60
Figure 2.9	Caractéristique de l'aérogénérateur Whisper 175.....	60
Figure 2.10	La puissance moyenne produite fonction de la vitesse d vent pour chacun des mois de l'année.....	61
Figure 2.11	Variation des moyennes mensuelles par jour de la puissance produite et de la vitesse du vent durant une année.....	61
Figure 2.12	Schéma électrique équivalent d'une cellule.....	63
Figure 2.13	Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux.....	63
Figure 2.1	Modélisation du système photovoltaïque sous simulink.....	67
Figure 2.15.a	Caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différents éclairagements et pour $T=25^{\circ}\text{C}$ .....	68
Figure 2.15.b	Caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différents éclairagements et pour $T=75^{\circ}\text{C}$ .....	68
Figure 2.15.c	Caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différentes températures et pour $Q=600\text{w/m}^2$ .....	69
Figure 2.15.d	Caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différentes températures et pour $Q=1000\text{w/m}^2$ .....	69
Figure 2.16.a	Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différents éclairagements et pour $T=75^{\circ}\text{C}$ .....	70
Figure 2.16.b	Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différents éclairagements et pour $T=25^{\circ}\text{C}$ .....	70
Figure 2.16.c	Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différentes températures et pour $Q=600\text{w/m}^2$ .....	71
Figure 2.16.d	Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, pour différentes températures et pour $Q=1000\text{w/m}^2$ .....	71
Figure 2.17	Schéma électrique équivalent de $n_b$ éléments de batteries en séries.....	72
Figure 2.18	Diagramme sous simulik de la modélisation de la caractéristique de la décharge .....	75
Figure 2.19	Caractéristique de décharge d'un élément de batterie de capacité nominale=100Ah à $T=25^{\circ}\text{C}$ .....	75
Figure 2.20	Caractéristique de décharge d'un élément de batterie de SOC =50% à $T=25^{\circ}\text{C}$ .....	76
Figure 2.21	Evolution de la résistance interne de la batterie en fonction du SOC.....	77
Figure 2.22	Diagramme sous simulink de la modélisation de la caractéristique	

	de la charge.....	78
Figure 2.23	Caractéristique de charge d'un élément de batterie de plomb c=100Ah à T=25°C.....	79
Figure 2.24	Caractéristique de la charge d'un élément de batterie à 25°C.....	80
Figure 2.25	Evolution de la résistance interne d'un élément de batterie en fonction de son état de charge.....	81
Figure 2.26	Diagramme en simulink de la modélisation de l'évolution de la tension du dégagement gazeux .....	82
Figure 2.27	Evolution de la tension de dégagement gazeux en fonction du courant de charge et de la capacité nominale à T=25°C.....	83
Figure 2.28	Diagramme en simulink de la modélisation de la tension de la fin de charge .....	83
Figure 2.29	Evolution de la valeur maximale de la fin de charge.....	84
Figure 3.1	Zones climatique Algériennes.....	85
Figure 3.2.a	Caractéristiques climatiques du site de Ghardaïa.....	86
Figure 3.2.b	Caractéristiques climatiques du site d'Adrar.....	87
Figure 3.2.c	Caractéristiques climatiques du site de Tamanrasset.....	87
Figure 3.2.d	Caractéristiques climatiques du site de Batna.....	88
Figure 3.2.e	Caractéristiques climatiques du site d'El oued.....	88
Figure 3.2.f	Caractéristiques climatiques du site de Bouzaréah.....	89
Figure 3.3.a	Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site d'El oued.....	91
Figure 3.3.b	Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Batna.....	92
Figure 3.3.c	Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Tamanrasset.....	92
Figure 3.3.d	Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Ghardaïa.....	93
Figure 3.3.e	Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Bouzaréah.....	93
Figure 3.3.f:	Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site d'Adrar.....	94
Figure3.4.a:	Distribution de la charge et des puissances produites par les	

	différents aérogénérateurs pour le site d'Adrar.....	96
Figure 3.4.b	Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Ghardaïa.....	96
Figure 3.4.c	Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Bouzaréah.....	97
Figure 3.4.d	Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Batna.....	97
Figure 3.4.e	Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site d'ELoued.....	98
Figure 3.4.f:	Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Tamanrasset.....	98
Figure 3.5	Evolution de la puissance appelée.....	100
Figure 3.6.a	Distribution de la charge et des puissances produites (Site : Adrar).....	104
Figure 3.6.b	Distribution de la charge et des puissances produites (Site :Ghardaïa).....	105
Figure 3.6.c	Distribution de la charge et des puissances produites (Site :Bouzareah).....	105
Figure 3.6.d	Distribution de la charge et des puissances produites (Site : Batna).....	106
Figure 3.6.e	Distribution de la charge et des puissances produites (Site :Eloued).....	106
Figure 3.6.f	Distribution de la charge et des puissances produites (Site : Tamanrasset).....	107
Figure3.7	Modélisation et gestion du système hybride.....	108
Figure 3.8.a	Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (Site : Adrar).....	109
Figure 3.8.b	Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (site : ghardaïa).....	110
Figure 3.8.c	Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (site : Bouzaréah).....	110
Figure 3.8.d	Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (site : Batna).....	111
Figure 3.8.e	Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (site : Eloued).....	111
Figure 3.8.f	Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (site : Tamanrasset).....	112

Figure 4.1	Présentation du prix total installé (kDA) pour chacun des systèmes.....	118
Tableau 2.1	Ecart maximal (%) entre les valeurs estimées et mesurées .....	38
Tableau 2.2	Valeur du facteur climatique $W_{ij}$ pour chaque mois de l'année et pour chacune des plages d'humidité.....	41
Tableau 2.3	Coordonnées géographiques des sites choisis.....	43
Tableau 2.4	$E_{max}$ (%) et $\sigma$ (Wh/m <sup>2</sup> ) entre les valeurs estimées et mesurées de l'irradiation globale.....	44
Tableau 2.5	$E_{max}$ (%) et $\sigma$ (Wh/m <sup>2</sup> ) entre les valeurs estimées et mesurées de l'irradiation Diffuse.....	44
Tableau 2.6	Numéro du jour représentatif de chacun des mois de l'année.....	49
Tableau 2.7	Représentation des paramètres de Weibull pour les sites choisis durant une année.....	58
Tableau 3.1	Coordonnées géographiques des six sites choisis.....	86
Tableau 3.2	Estimation des besoins énergétiques journalières.....	90
Tableau 3.3	Détermination du nombre total des modules .....	94
Tableau 3.4	Détermination du nombre de branche.....	95
Tableau 3.5	Les différents types d'aérogénérateurs utilisés dans le calcul.....	95
Tableau 3.6	Détermination du nombre de batterie.....	99
Tableau 3.7	Le nombre de modules constituant les sous panneaux P1, P2 et P3.....	102
Tableau 3.8	Courants maximum débités par chaque sous panneau.....	102
Tableau 3.9	Courant maximal débité dans la batterie .....	102
Tableau 3.10	Différentes sections des câbles constituant le système hybride.....	103
Tableau 4.1	Facteur d'actualisation.....	115
Tableau 4.2	Taille des générateurs et du sys de stockage pour chacun des systèmes.....	116
Tableau 4.3	La production annuelle des trois systèmes.....	117
Tableau 4.4	La consommation annuelle pour chaque site.....	117
Tableau 4.5	Amortissements annuels pour les trois systèmes hors batteries.....	119
Tableau 4.6	Amortissements annuels des batteries.....	120
Tableau 4.7	Coût total annuel pour les trois systèmes .....	120
Tableau 4.8	Coût du kWh pour les trois systèmes .....	122
Tableau 4.9	Coût total actualisé pour les trois systèmes .....	123

## **CHAPITRE 1 PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE**

Qu'ils soient solaire ou éolien, les systèmes de production d'électricité décentralisés sont en général, couplés au réseau sans système de stockage ou bien isolés du réseau et donc associés à un dispositif de stockage de l'énergie.

Le principal avantage des systèmes couplés est qu'ils permettent de revendre l'énergie produite et non consommée sur place au fournisseur du réseau. Par contre, ces systèmes ne peuvent fonctionner qu'en présence du réseau. Dans le cas d'une coupure de ce dernier, bien qu'ayant son propre système de production d'électricité, le producteur indépendant se trouve privé d'électricité.

Le producteur- consommateur isolé du réseau est tributaire des conditions météorologiques. Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité. Le producteur- consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production.

### 1.1 Le système proposé

Dans le cadre de notre travail, nous avons choisi une architecture combinant un groupe électrogène avec les deux sources d'énergies renouvelables. En couplant ces systèmes et en les associant à un dispositif de stockage de l'énergie, nous aurons alors les avantages suivants:

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

Cette combinaison a été choisie afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, la multiplication des sources de natures différentes permet d'obtenir alors un système dit multi sources.

Notre système de production est appelé système hybride éolien et photovoltaïque couplé au groupe électrogène et muni d'un stockage.

Son dimensionnement sera effectué à l'échelle de l'habitat individuel, la figure suivante montre un synoptique du système.

Les systèmes de production se composent principalement :

- de panneaux photovoltaïques;
- d'aérogénérateurs;
- de groupe électrogène;
- de dispositif de stockage;
- d'onduleur;
- de régulateur;
- de charge.

Les flèches jaunes indiquent le sens de transfert d'énergie.

Dans le cas d'une installation expérimentale proposée, le système doit être largement instrumenté. Ainsi, une instrumentation adéquate devrait être installée pour mesurer les différents paramètres représentant les énergies disponibles ainsi que ceux qui influent sur les performances de chacun des systèmes. Ces paramètres sont :

- vitesse du vent;
- direction du vent;
- ensoleillement dans le plan horizontal;
- température ambiante;
- l'éclairement dû au rayonnement solaire incident sur le plan des panneaux photovoltaïques.

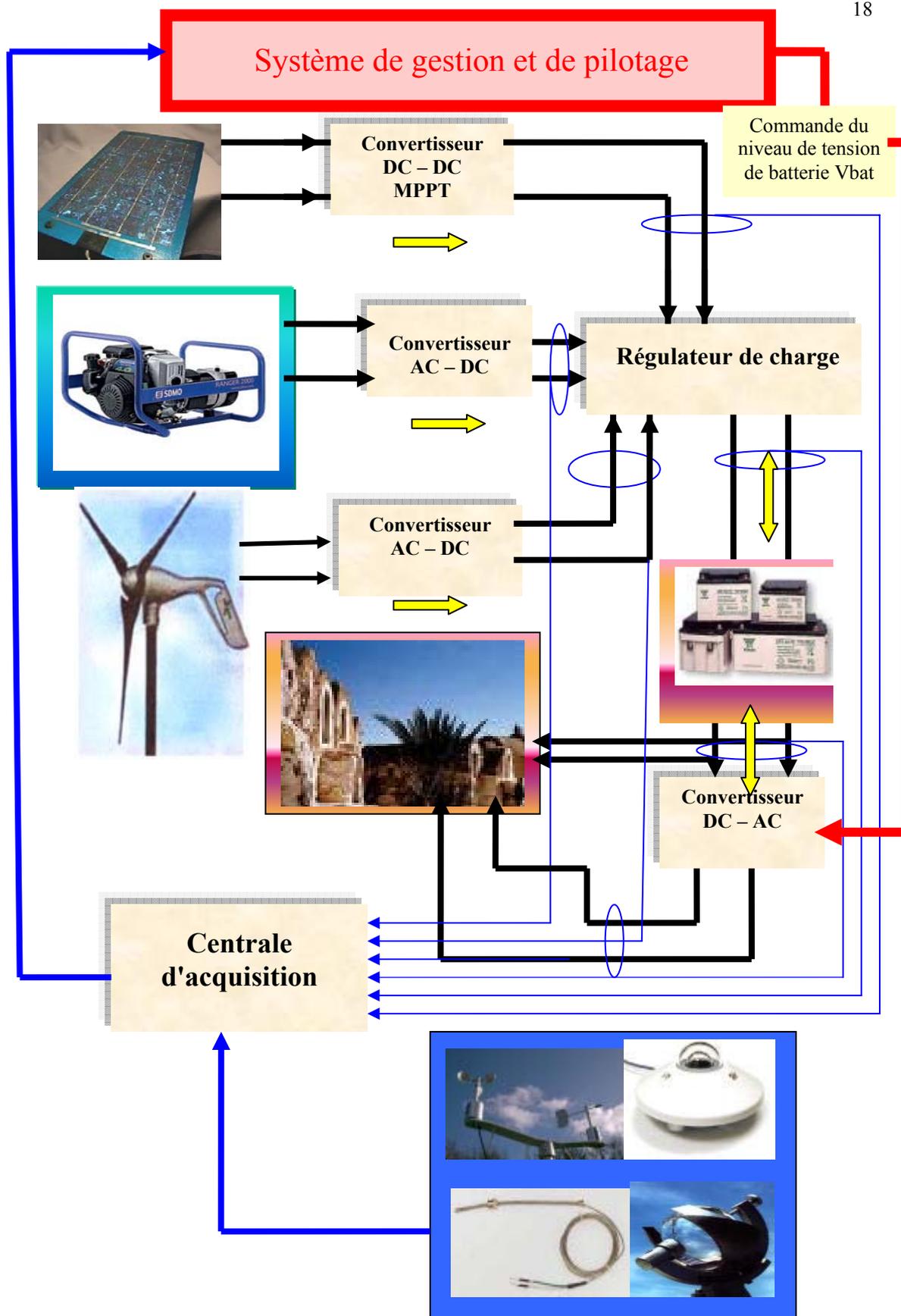


Figure 1.1: Synoptique du système de production hybride éolien, photovoltaïque et diesel associé à un système de stockage.

D'autres capteurs nous permettront de mesurer les paramètres relatifs à chacun des systèmes de production d'électricité dont les courants, tensions, puissances pour:

- Le système éolien;
- Le système photovoltaïque;
- Le système de stockage ;
- Le système d'alimentation de la charge.

Certains de ces paramètres seront des données de base pour la commande des niveaux de tensions des batteries, d'assurer les connections des différents systèmes, de récupérer le maximum d'énergie, d'orienter cette dernière et d'assurer le démarrage automatique du groupe électrogène.

#### 1.1.1 Dispositifs de stockage de l'énergie

Dans le cas d'une unité de production autonome un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées. Dans les applications existantes, ce sont quasi systématiquement de batterie d'accumulateurs au plomb. Le dimensionnement du système de stockage est directement lié à la durée d'autonomie du système et de la source d'énergie disponible. Ainsi la capacité de stockage correspond, dans le cas d'une installation photovoltaïque, à une autonomie de 3 à 7 jours sans recharge, voir 10 jours pour les installations nécessitant une grande marge de sécurité. Par conséquent, le stockage représente une part très importante du coût total de l'installation, d'autant plus que la durée de vie des accumulateurs est bien inférieure à celle des panneaux photovoltaïques et des convertisseurs.

Le système de stockage doit répondre aux critères suivants:

- puissance crête déterminée;
- bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation;
- pertes d'auto- décharge faibles;
- coûts réduits.

### 1.1.2 Système de régulation [1]:

L'excès de charge ou de décharge agit sur la durée de vie de la batterie. Pour la préserver contre ces phénomènes, on insère entre le générateur et la batterie d'accumulateurs un dispositif de sécurité appelé régulateur de charge.

Celui-ci constitue donc, le cœur de l'installation du système qui permet de court-circuiter les éoliennes, le générateur photovoltaïque et le groupe électrogène si le niveau de tension batterie devient trop important ou trop bas, et c'est de lui que dépendent la fiabilité et le rendement du système ; d'où la nécessité d'un régulateur.

Les principaux types de régulateurs sont :

#### 1.1.2.a Régulateur de charge Série

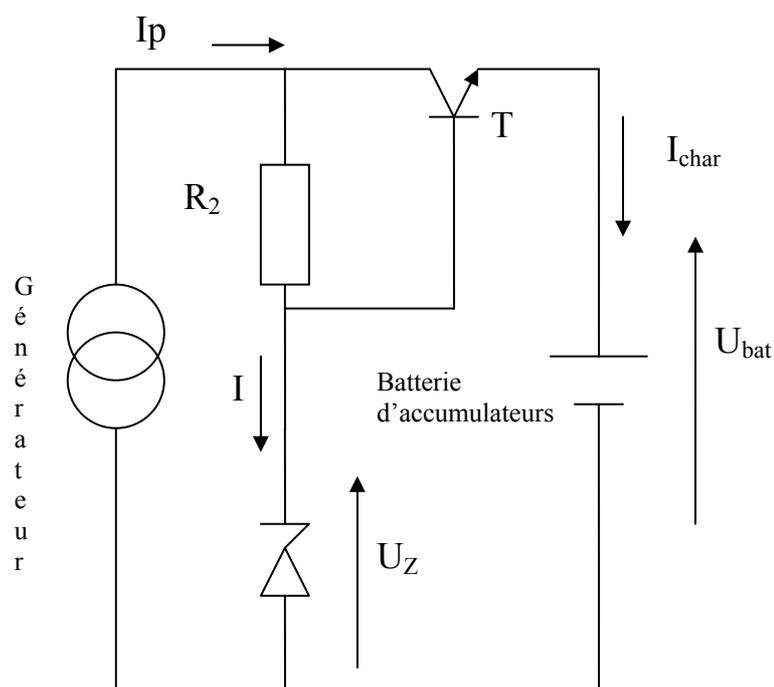


Figure 1.2 : Schéma de la régulation série

Le courant délivré par le générateur charge à travers un transistor la batterie, tant que la tension  $U_{bat}$  aux bornes de celle-ci est inférieure à la tension de la diode Zener  $U_Z$ .

Dès que  $U_{bat}$  devient supérieure à  $U_Z$  le transistor se bloque, et le courant ne passe plus qu'à travers la résistance  $R_2$ .

Avantages :

- Montage très simple ;
- Peu coûteux ;
- Le transistor joue le rôle de la diode anti-retour car il empêche le courant de passer de la batterie vers le panneau.

Inconvénients :

- Le transistor possède une chute de tension ;
- L'énergie excédentaire difficile à dissiper (circuit  $R_2$ - $D_Z$ )

### 1.1.2.b Régulateur de charge à coupure :

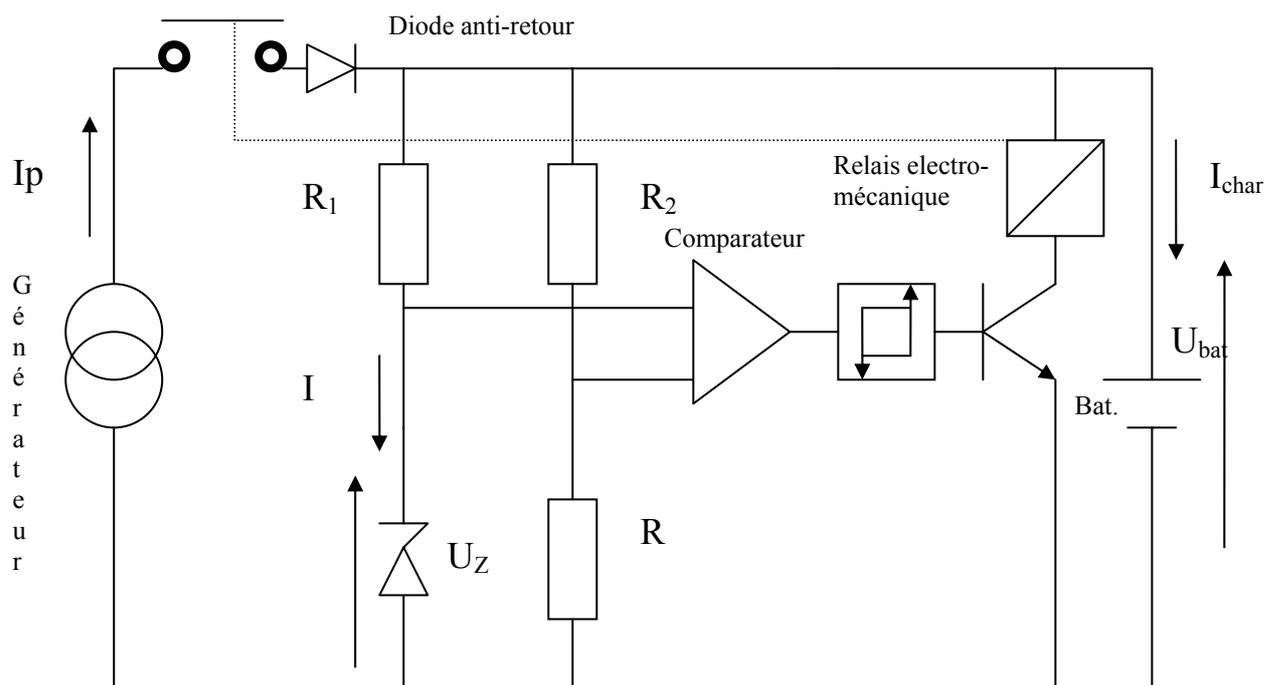


Figure 1.3: Schéma du régulateur de charge a coupure

Il comporte un relais électromécanique qui enclenche et déclenche le générateur photovoltaïque à deux seuils différents, commandé par une unité de contrôle qui mesure en permanence la tension aux bornes de la batterie.

Avantages :

- Consommation très faible ;
- Pas de dissipation de l'énergie.

Inconvénients :

- La batterie n'est jamais totalement chargée, une partie de la capacité de stockage est inemployée ;
- Le réglage des deux seuils d'enclenchement et de déclenchement est très délicat.

### 1.1.2.c La régulation shunt

La régulation shunt, met en jeu un dispositif de contrôle (D1 et R2) avec une charge auxiliaire (R1) montée en parallèle avec la source de tension. Son principe consiste à dévier en partie ou en totalité le courant délivré par le générateur, lorsque la batterie est supposée chargée, vers la charge auxiliaire.

En effet, si la tension  $U_{bat}$  aux bornes de la batterie est faible, le courant  $I$  et la tension  $U_1$  aux bornes de R3 seront faibles également, donc le transistor T sera bloqué :

$I_{R2} = 0$ ,  $I_{CH} = I_p - I \rightarrow$  Le courant délivré par le générateur passe dans la batterie.

Dès que la tension caractéristique de la diode zener est atteinte, le courant  $I$  et la tension  $U_1$  croient brusquement, le transistor devient conducteur et délivre un courant  $I_{R1}$  d'où :

$I_{CH} = I_p - I - I_{R1} \rightarrow$  Le courant de charge se trouve bien diminué, puis limité à une certaine valeur pré-déterminée.

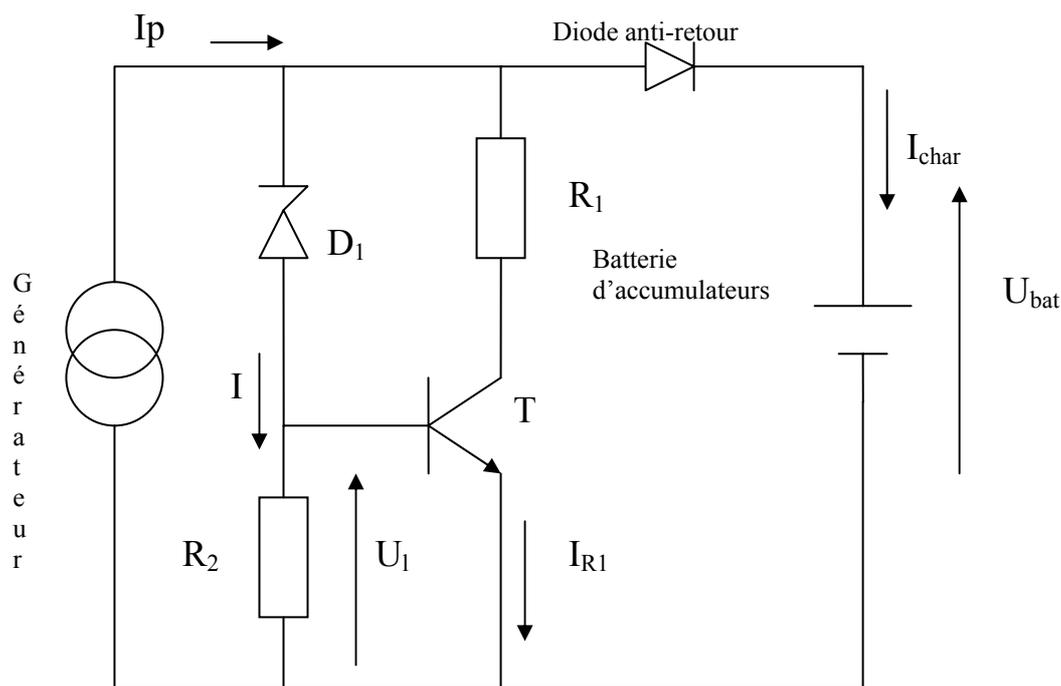


Figure 1.4: Schéma de la régulation parallèle

#### 1.1.2.d Régulateur de charge Sérié à coupure partielle :

Le régulateur de charge Sérié à coupure partielle est le type de régulation la plus intéressante applicable pour les champs photovoltaïques qui consiste à déconnecter partiellement les modules au fur et à mesure que la batterie évolue vers son état de charge maximal.

Cette méthode consiste à fractionner le générateur photovoltaïque en deux parties. Une partie charge la batterie à travers un régulateur de charge à coupure et l'autre partie charge la batterie en permanence.

L'avantage de ce régulateur est de prendre le maximum sans entrée dans la phase gazeuse (dégagement excessif d'hydrogène). La figure (1.5) en donne le principe.

Avantages :

- consommation propre négligeable ;
- La régulation ne consomme pas l'énergie stockée, car celle-ci est placée avant la diode anti-retour ;
- La batterie sera chargée complètement.

Inconvénients :

- Dissipation de l'énergie dans la branche (R1 –T) ;
- Ce régulateur est utilisé dans des installations de faible puissance.

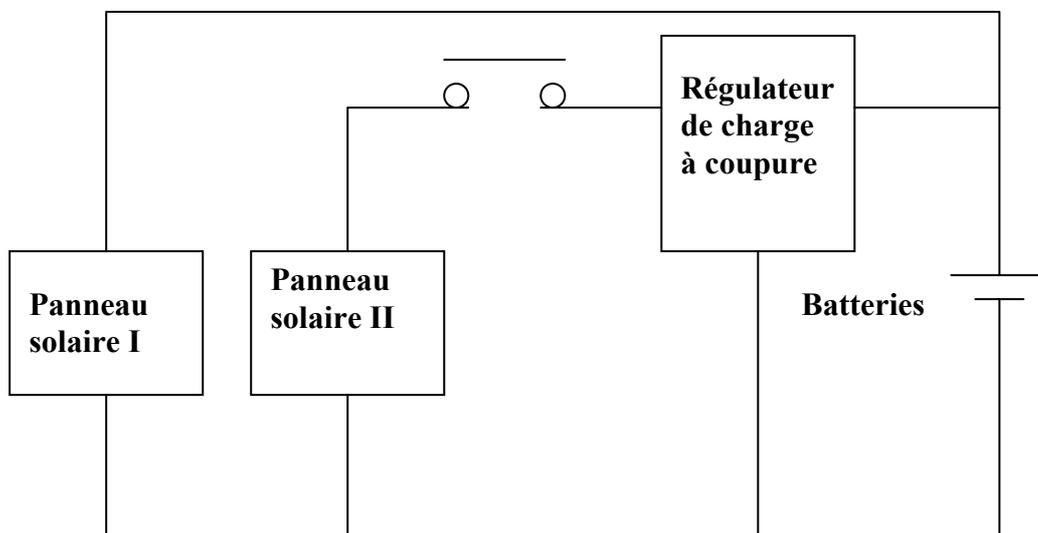


Figure 1.5: Régulation série par déconnexion partielle des modules photovoltaïques

Remarque importante :

Les régulateurs décrits ci-dessus Portent uniquement sur le coté (générateur- batterie) ; c'est-à-dire le seuil haut.

Le seuil bas (batterie- utilisation), ne diffère pas trop d'un régulateur à un autre ; son schéma de principe de fonctionnement est le suivant :

1.1.2.e Régulateur coté batterie utilisation :

Afin d'éviter le phénomène de pompage (basculement répétitif du relais électromécanique), ce montage électrique comprend deux seuils :

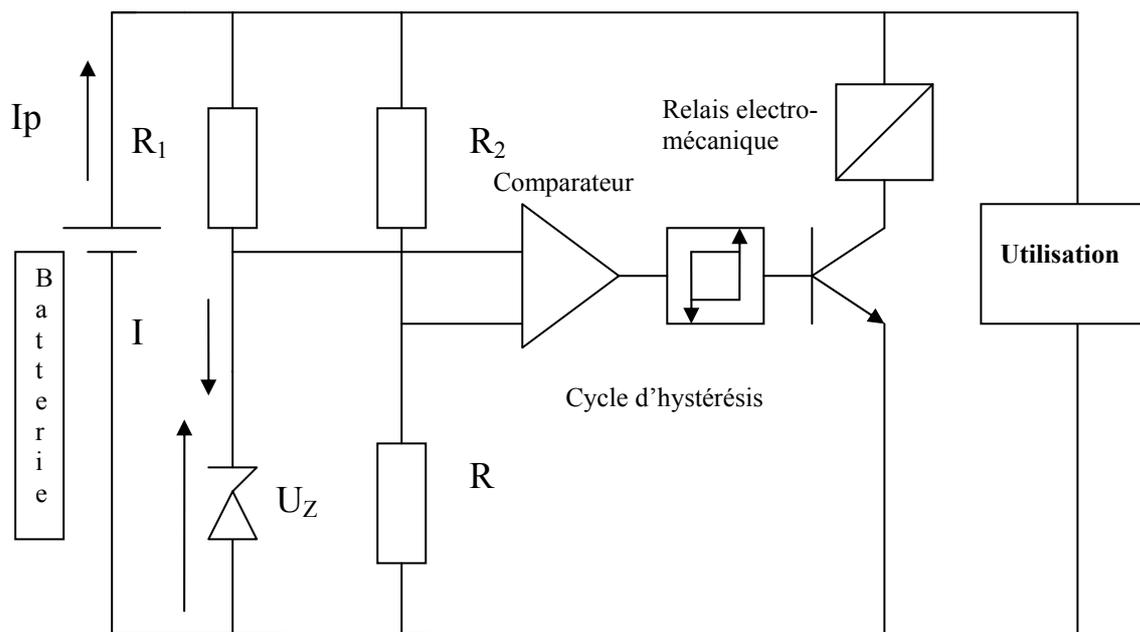


Figure 1.6: Régulateur pour le seuil bas

- Un seuil de déconnexion de l'utilisation ;
- Un seuil de reconnexion de l'utilisation.

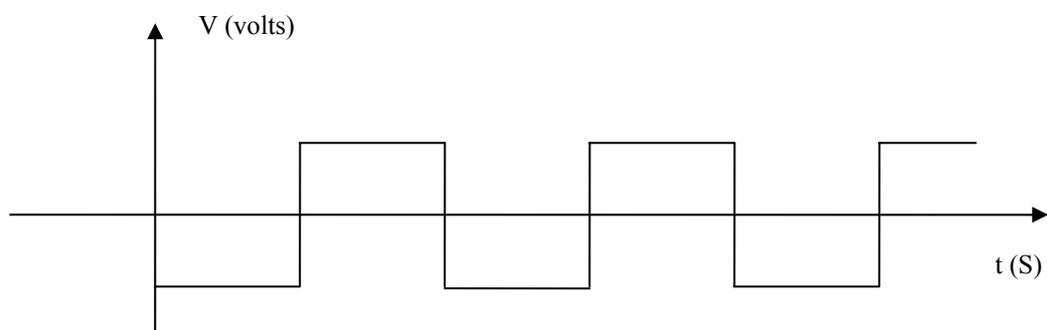
### 1.1.3 L'onduleur [1]

L'onduleur est un convertisseur statique DC/AC de haute performance, il convertit la tension continue, en tension alternative contrôlée de façon très précise. La tension continue provient soit d'un aérogénérateur, soit des panneaux solaires. Un onduleur est dit autonome lorsqu'il fonctionne indépendamment d'un réseau alternatif.

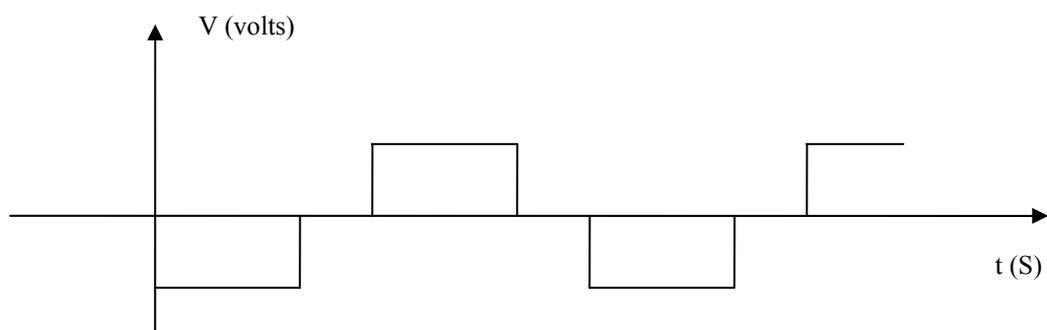
Les onduleurs peuvent être à transistors de puissance ou à thyristors. Dans le cas des onduleurs à thyristors la classification de ceux-ci dépend de leurs modes de commande. Les formes d'ondes de la tension d'un onduleur sont très variables et dépendent du taux d'harmoniques tolérées.

Les principales formes d'ondes de tension sont :

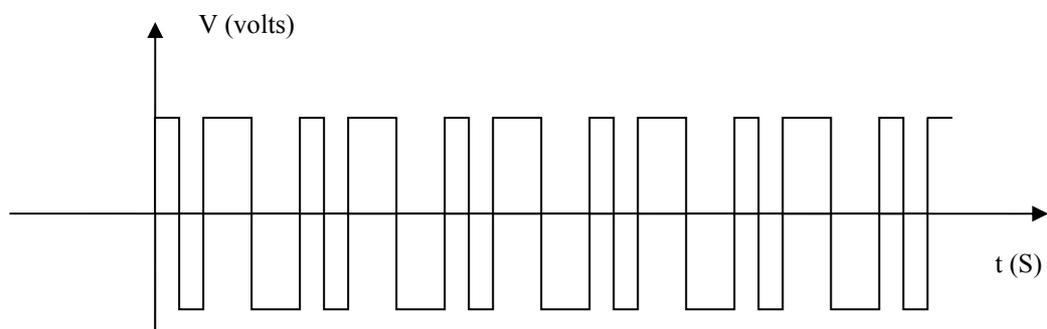
- Onde rectangulaire :



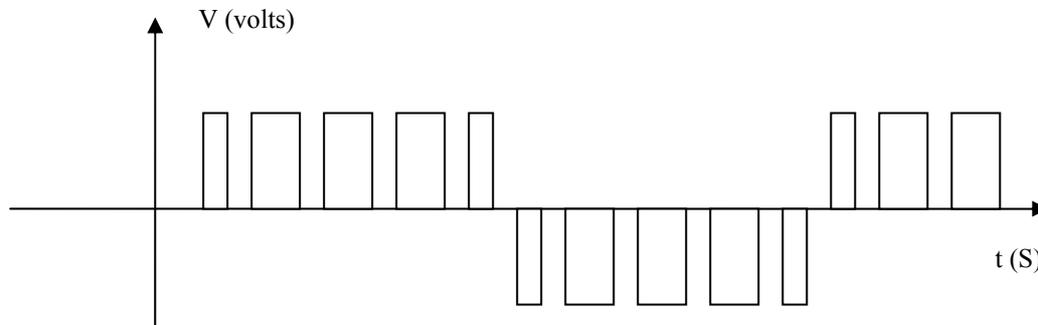
- Onde à créneau de largeur variable :



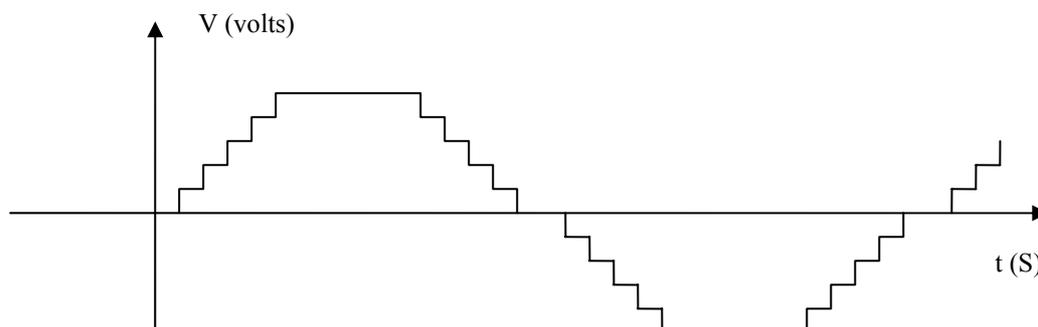
- Onde à modulation de largeur d'impulsion pleine onde (P.W.M. Pulse width modulation) :



- onde à modulation de largeur d'impulsion demie onde :



- onde en marche d'escalier



Le choix de la forme d'onde dépend de deux critères :

- facilité de la régulation ;
- Taux d'harmonique le plus faible possible.

#### 1.1.4 La charge

La charge est l'équipement électrique alimentée par le système : elle est caractérisée par sa courbe de charge qui représente la puissance demandée en fonction du temps.

Cette charge peut être du type continu ou du type alternatif, dans ce cas, il y'a nécessité d'un onduleur.

#### 1.1.5 Le groupe électrogène

Un groupe électrogène est le moyen de sécurité en matière d'alimentation électrique. Il est constitué principalement d'un alternateur monophasé, triphasé ou continu, et qui est entraîné par un moteur thermique. Pour notre cas, nous allons alors l'utiliser quand il y' aura absence quasi totale du gisement solaire ou éolien pendant une longue durée. Au-delà de l'autonomie de stockage prévue.

## CHAPITRE 2

### ASPECT THEORIQUE DE LA MODELISATION

Nous souhaitons élaborer des modèles des deux systèmes de production afin de déterminer la puissance qu'ils peuvent nous fournir pour des conditions météorologiques données. Les modélisations obtenues doivent être à la fois précises pour rendre compte des transferts énergétiques, et suffisamment rapides pour permettre des simulations sur de longues périodes dans des temps de calcul raisonnables. L'objectif final est de disposer de modèles suffisamment fiables afin d'effectuer une étude du dimensionnement et de la gestion de l'énergie du système complet.

Dans ce chapitre, nous présenterons d'abord la modélisation du gisement solaire, du gisement éolien, du système éolien, puis suivra celle du système photovoltaïque et enfin la modélisation des batteries. Dans tous les cas nous utiliserons des modèles de la littérature.

#### 2.1 Modélisation du gisement solaire

##### 2.1.1 Reconstitution du rayonnement solaire par ciel clair

Après une synthèse bibliographique nous avons retenu le modèle de Bird et Hulstrom [5]; Dans ce modèle a été proposées des relations empiriques permettant d'estimer les différents coefficients de transmission du rayonnement solaire ainsi que les relations menant au calcul des différents composantes du rayonnement solaire. Il est à noter ici que ce modèle n'est applicable que pour une journée claire.

##### 2.1.1.1 Modèle de Bird et Hulstrom

###### 2.1.1.1.a Eclairage dû au rayonnement direct sur un plan horizontal

Dans ce modèle l'éclairage dû au rayonnement direct est donné par la relation suivante:

$$B_n = 0.975 \cdot I_{sc} \cdot \tau_r \tau_o \tau_g \tau_w \tau_a \quad (2.1)$$

Où:

$I_{sc}$  : est la constante solaire (voir annexe B);

$\tau_r$  : coefficient de transmission après la diffusion moléculaire de Rayleigh ;

$\tau_g$  : coefficient de transmission après la diffusion par les gaz ;

$\tau_o$  : coefficient de transmission après absorption par l'ozone ;

$\tau_w$  : coefficient de transmission après absorption par la vapeur d'eau ;

$\tau_a$  : coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols ;

et  $BH$  est l'éclairement dû au rayonnement direct calculé sur un plan horizontal tel que :

$$BH = B_n \sinh \quad (2.2)$$

Où

$B_n$  : est l'éclairement dû au rayonnement direct calculé sur un plan normal ;

$h$  : est la hauteur du soleil ( voir Annexe B ).

Nous donnons ci dessous les différentes équations des coefficients de transmissions :

#### ➤ Diffusion de Rayleigh

Le coefficient de transmission après la diffusion moléculaire est donné par la relation suivante :

$$\tau_r = \exp[-0.0903 \cdot ma^{0.84} \cdot (1.0 + ma - ma^{1.01})] \quad (2.3)$$

Où:

$ma$  étant la masse d'air (Voir Annexe B)

#### ➤ Diffusion par les aérosols

Dans ce modèle le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols concerne uniquement les deux longueurs d'onde ( $\lambda=0.38\mu\text{m}$  et  $\lambda=0.50\mu\text{m}$ ) .C'est les

longueurs d'ondes où il existe un minimum d'absorption par l'ozone. Il est donné par la relation suivante :

$$\tau_a = \exp[-k_a^{0.873} \cdot m a^{0.9108} \cdot (1.0 + k_a - k_a^{0.7088})] \quad (2.4)$$

Où

$$k_a = 0.2758 \cdot k_{a\lambda|\lambda=0.38\mu m} + 0.35 \cdot k_{a\lambda|\lambda=0.8\mu m} \quad (2.4.a)$$

### ➤ Absorption par l'ozone

Le coefficient de transmission après absorption par l'ozone est donné par la relation suivante :

$$\tau_o = 1 - \alpha_o \quad (2.5)$$

Où  $\alpha_o$  le coefficient d'absorption par l'ozone donné par :

$$\alpha_o = 0.1611 \cdot U_3 (1.0 + 139.48 \cdot U_3)^{-0.3035} + 0.002715 \cdot U_3 (1.0 + 0.044 \cdot U_3 + 0.0003 \cdot U_3^2)^{-1} \quad (2.5.a)$$

Avec  $U_3$  est l'épaisseur de la couche d'ozone corrigé par le trajet optique du rayonnement solaire dans la couche d'ozone, définie comme suit :

$$U_3 = L_3 \cdot m_r \quad (2.5.b)$$

Où  $L_3$  est l'épaisseur de la couche d'ozone réduite (cm) ;

$m_r$  : masse d'air optique relative.

➤ Absorption par la vapeur d'eau

Le coefficient de transmission après absorption par la vapeur d'eau est donné par la relation suivante :

$$\tau_w = 1 - \alpha_w \quad (2.6)$$

Où  $\alpha_w$  le coefficient d'absorption par la vapeur d'eau donné par :

$$\alpha_w = 1 - 2.4959.U_1 \left[ (1 + 79.034.U_1)^{0.6828} + 6.385.U_1 \right]^{-1} \quad (2.6.a)$$

Avec  $U_1$  est l'épaisseur d'eau condensable corrigé par la longueur du trajet optique, elle peut être calculée par la relation donnée ci dessous :

$$U_1 = w.m_r \quad (2.6.b)$$

Où  $w$  est la hauteur d'eau condensable

$$w = \frac{0.493.\phi_r.P_s}{T} \quad (2.6.c)$$

Avec  $\phi_r$  : est l'humidité relative ;

$T$  : est la température ambiante en °K ;

$P_s$  : la pression partielle de la vapeur d'eau dans l'air saturé exprimé par :

$$P_s = \exp\left(26.23 - \frac{5416}{T}\right) \quad (2.6.d)$$

### 2.1.1.1.b L'éclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal

Dans ce modèle l'éclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal est la somme des trois composantes diffuse dues aux divers types de diffusion du rayonnement solaire par la pellicule atmosphérique :

$$DH = Dr + Da + Dm \quad (2.7)$$

Où:

**Dr** : est l'irradiation diffuse provenant de la diffusion de Rayleigh ;

**Da** : est l'irradiation diffuse provenant de la diffusion par les aérosols ;

**Dm** : est l'irradiation diffuse issue du phénomène de multi réflexion terre atmosphère.

#### ➤ Eclairement dû au rayonnement diffus issu de la diffusion de Rayleigh

$$Dr = 0.79 \cdot I_{0h} \cdot \cos \theta_z \cdot \tau_o \cdot \tau_g \cdot \tau_w \cdot \tau_{aa} \cdot 0.5 \cdot (1 - \tau_r) / (1 - ma - ma^{1.02}) \quad (2.8)$$

Où :

$\theta_z$  : est la distance zénithal (voir annexe B)

$I_{0h}$  : éclairement solaire extraterrestre sur un plan horizontal (voir annexe B)

$\tau_{aa}$  donnée par :

$$\tau_{aa} = 1 - (1 - w_0) \left( 1 - ma + ma^{1.06} \right) (1 - \tau_r) \quad (2.8.a)$$

Bird et Hulstrom recommandèrent que  $w_0 = 0.90$ .

#### ➤ Eclairement dû au rayonnement diffus après la diffusion par les aérosols

$$Dr = 0.79 \cdot I_{0h} \cdot \cos \theta_z \cdot \tau_o \cdot \tau_g \cdot \tau_w \cdot \tau_{aa} \cdot F_c \cdot (1 - \tau_{as}) / (1 - ma - ma^{1.02}) \quad (2.9)$$

Avec:

**Fc= 0.84** valeur recommandée par ce modèle et  $\tau_{as}$  donné par :

$$\tau_{as} = \frac{\tau_a}{\tau_{aa}} \quad (2.9.a)$$

➤ Eclairement dû au rayonnement dû au phénomène de multi réflexion terre atmosphère

L'éclairement dû au rayonnement issu du phénomène de multi réflexion est donnée par l'expression suivante :

$$Dm = (BH + Dr + Da) \cdot \rho_g \cdot \rho_a / (1 - \rho_g \cdot \rho_a) \quad (2.10)$$

Où:

$\rho_g$  : est l'albédo du sol considéré

$\rho_a$  : est l'albédo du ciel clair donné par :

$$\rho_a = 0.0685 + (1 - Fc)(1 - \tau_{as}) \quad (2.10.a)$$

2.1.1.1.c Eclairement dû au rayonnement global sur un plan horizontal

L'éclairement dû au rayonnement global sur un plan horizontale est comme suit :

$$GH = BH + DH \quad (2.11)$$

Avec:

**BH** : éclairement dû au rayonnement direct sur un plan horizontal ;

**DH** : éclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal

2.1.1.1.d Mise en œuvre du modèle et résultats

Pour valider ce modèle nous avons effectué la simulation sous simulink représenter sur le diagramme suivant :

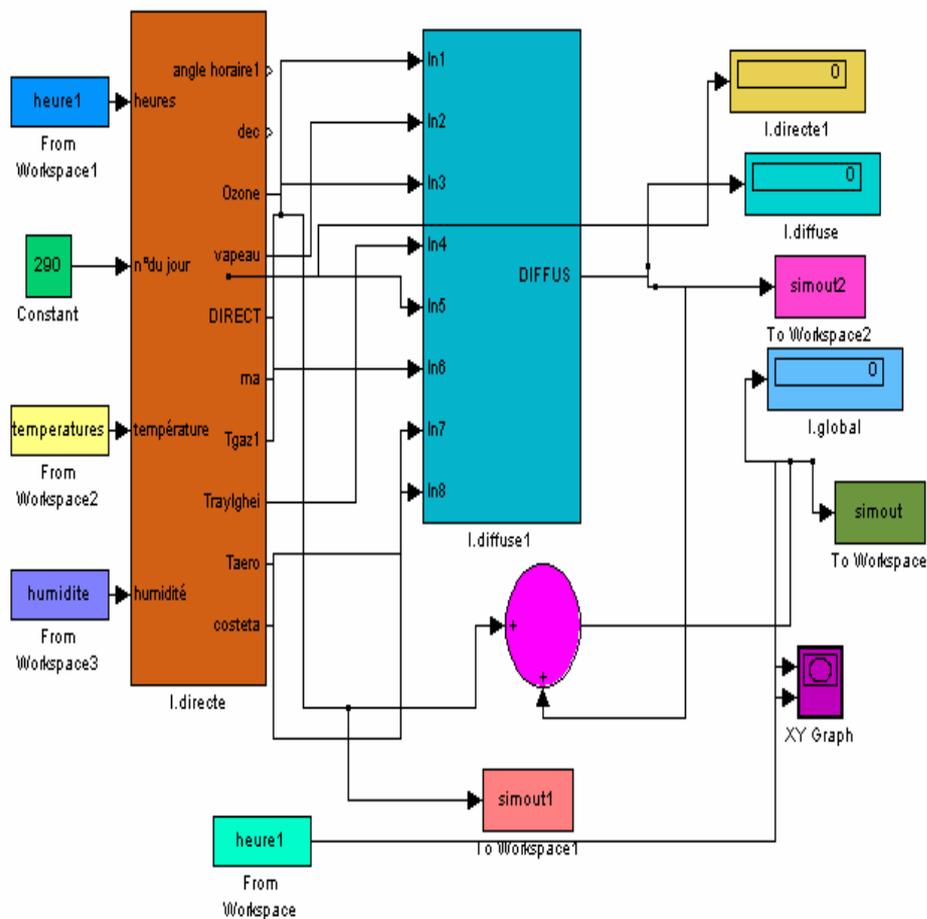


Figure 2.1: Modélisation du modèle sous simulink

Pour valider ce modèle, nous avons utilisé des valeurs collectées sur le site de Ghardaïa pour une journée claire (22 juin 2004) auxquelles nous avons confronté les valeurs estimées par ce modèle. Cette comparaison consiste d'une part à dresser sur un même diagramme ces valeurs. Il s'agit ainsi des composants suivants :

- a) l'éclairement dû au rayonnement direct sur un plan normal voir Figure 2.2.a;
- b) l'éclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal voir Figure 2.2.b;
- c) l'éclairement dû au rayonnement global sur un plan horizontal voir Figure 2.2.c;

D'autre part nous avons calculé l'écart relatif maximal entre les valeurs mesurées et celles estimées.

L'écart relatif maximal est calcul par la relation suivante

$$E_{\max} = \left| \frac{V_c - V_m}{\min(V_c, V_m)} \right| \quad (2.12)$$

Avec :

**V<sub>c</sub>** et **V<sub>m</sub>** sont respectivement la valeur calculée et celle mesurée

**N** : étant le nombre de valeurs.

Les résultats obtenus sont donnés sur le Tableau 2.1.

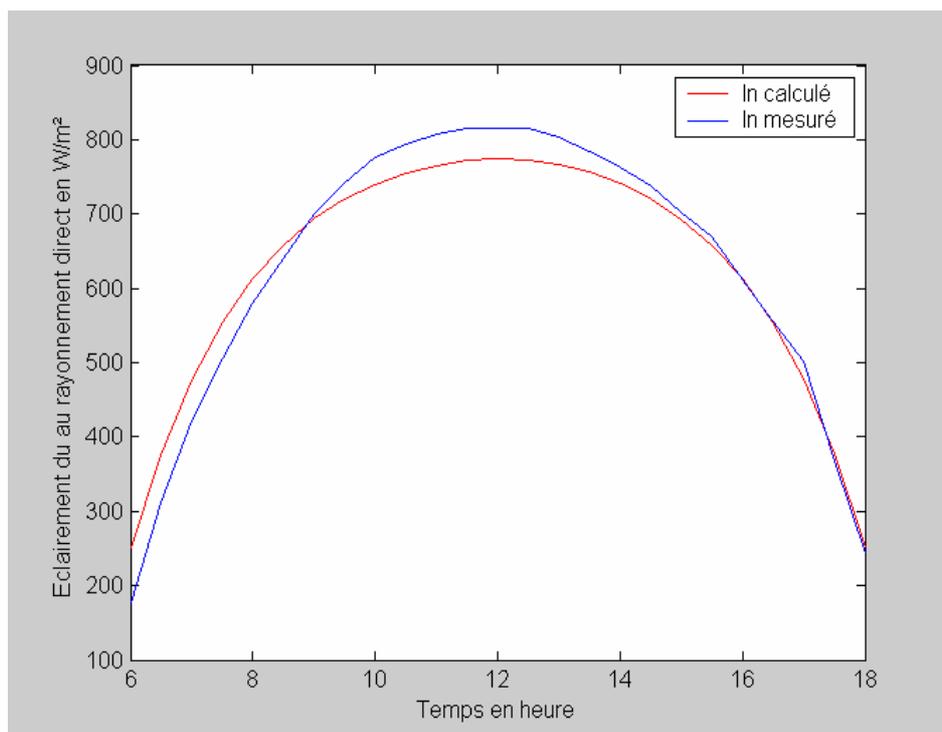


Figure 2.2.a: Comparaisons des valeurs des éclairagements dû au rayonnement direct, sur un plan normal, mesurées et estimées

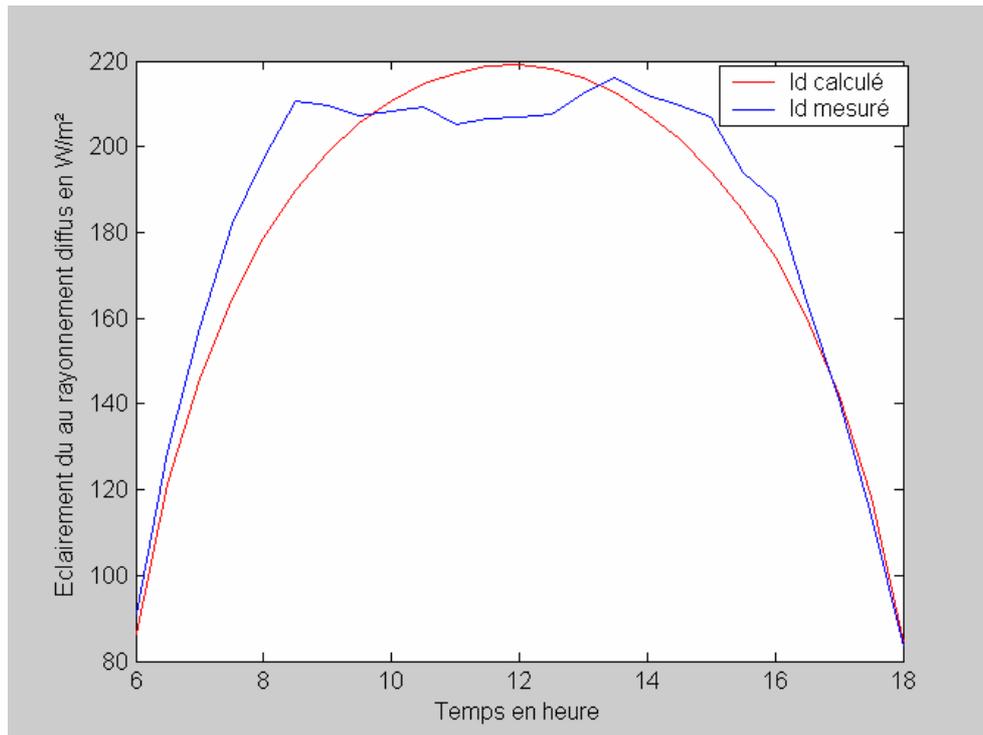


Figure 2.2.b: Comparaisons des valeurs de l'éclairement dû au rayonnement diffus mesurées et estimées

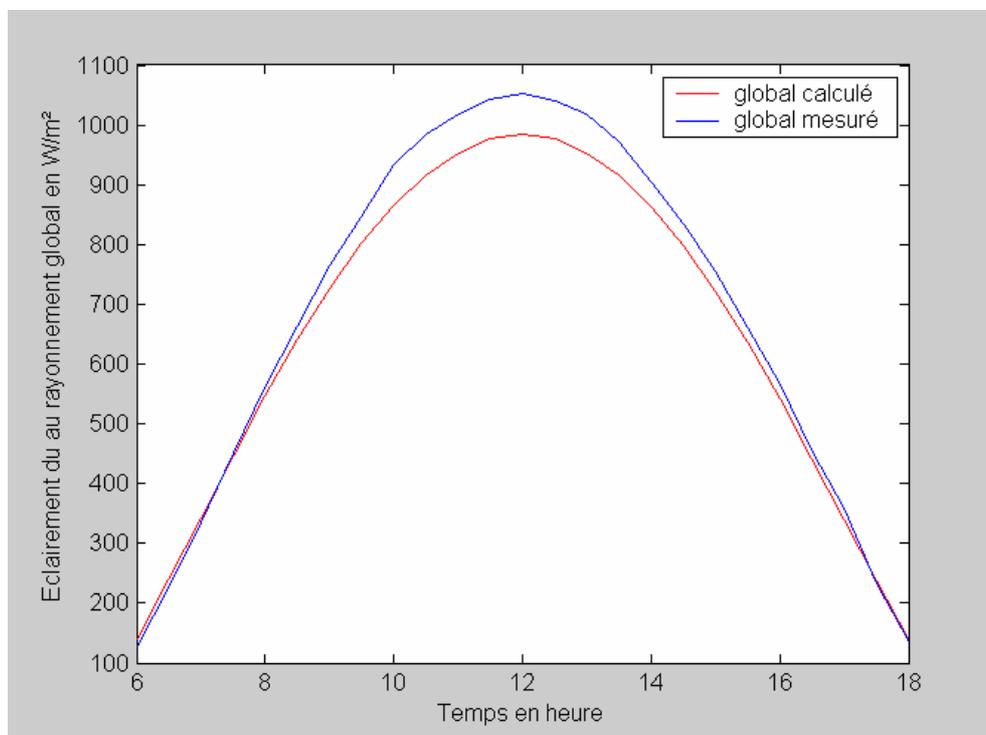


Figure 2.2.c: Comparaisons des valeurs de l'éclairement dû au rayonnement global mesurées et estimées

Tableau 2.1 : Ecart maximal (%) entre les valeurs estimées et mesurées

	Global	Diffus	Direct
heures	Emax %	Emax %	Emax %
6h00	9.16	5.29	42.04
6h30	5.99	6.41	21.02
7h00	2.16	8.17	12.95
7h30	0.94	10.6	9.44
8h00	2.44	10.24	5.83
8h30	3.39	10.9	2.95
9h00	5.25	5.41	0.84
9h30	5.49	0.82	2.94
10h00	7.89	1.16	4.87
10h30	7.49	2.51	5.10
11h00	6.91	5.75	5.55
11h30	6.87	5.84	5.62
12h00	6.94	5.82	5.28
12h30	6.64	5.02	5.50
13h00	6.81	1.67	4.73
13h30	6.32	1.64	3.64
14h00	4.95	2.07	2.90
14h30	4.50	3.85	2.44
15h00	4.60	6.5	1.41
15h30	4.05	4.80	1.92
16h00	4.56	7.77	0.30
16h30	2.86	2.29	0.39
17h00	5.52	0.73	5.12
17h30	1.66	3.75	2.82
18h00	2.12	1.32	3.44
Emax moyenne%	5.02	4.82	6.36

#### 2.1.1.1.e Discussion des résultats

A partir des courbes tracés précédemment nous constatons que :

- Pour l'estimation des éclairements dus au rayonnement global, diffus et direct, nous constatons sur les Figures 2.2.a ; 2.2.b et 2.2.c que les courbes de distribution des valeurs mesurées et celles estimées par le modèle sont quasiment superposées l'une sur l'autre. Par ailleurs, si on se réfère au tableau 2.1, là où sont portées les valeurs de Emax les erreurs relatives maximales sont vraiment réduites pour les éclairements dû au rayonnement global et

diffus, alors que pour l'éclairement dû au rayonnement direct, au lever du soleil, des valeurs de  $E_{max}$  sont relativement élevées. Ce qui est dû à notre sens d'une part au fait que les valeurs de cet éclairement sont faibles au lever et au coucher du soleil et d'autre part vu que ce dernier dépend fortement des caractéristiques physiques des différents constituants de l'atmosphère. Une confirmation de ceci se traduit par le fait qu'à Ghardaïa, au lever ou au coucher du soleil, la masse d'air étant importante et souvent il y a présence d'une pellicule faiblement troublée qui apparaît à l'horizon. A notre sens cette couche n'est qu'un nuage de petits grains de sable dû à une brise de vent matinale. Ce qui ne correspondait à la valeur du coefficient de trouble d'Angstrom choisi ( $\beta=0.02$ ). Mais des faibles valeurs de cette composante n'aura pas une incidence notable sur le calcul de la respective de la composante globale sur un plan horizontal ou sur un plan incliné. Parce que ces faibles valeurs seront multipliées encor respectivement par  $\sin(h)$  ou par  $\cos(\theta_i)$  (faibles le matin). Ainsi nous pouvons dire qu'il existe une bonne concordance entre les valeurs mesurées et celles estimées par le modèle.

## 2.1.2 Modèles de reconstitution des moyennes mensuelles par jour des irradiances globales et diffuses pour un ciel quelconque.

### 2.1.2.1 Relations empiriques existantes

Plusieurs auteurs ont établis des relations empiriques liants les différents paramètres météorologiques et radiométriques (irradiation globale et diffuse). Par ailleurs, dans les différentes stations météorologiques algériennes, distribués sur le territoire national, nous trouvons disponible les différentes données météorologiques. Ces données sont utilisées généralement dans la prévision du temps et la navigation. Par contre, une minorité de ces stations collectent un ou deux paramètres radiométriques. A cet effet, nous avons jugé nécessaire d'appliquer les modèles destinés à estimer les principales composantes du rayonnement solaire incidents sur le sol et utilisant comme paramètre d'entrées des données météorologiques à savoir la température, l'humidité relative, la durée d'insolation, la pression etc... . Nous décrivons dans ce qui suit les différents modèles que nous avons collecté à partir de la bibliographie.

### 2.1.2.1.a Relation de A.A.M. Sayigh [ 21]

Cette relation tient compte de plusieurs paramètres dont la position géographique du site considéré, de la saison, de quelques paramètres astronomiques, de quelques paramètres météorologiques relatifs au site. Ces paramètres sont :

- La durée d'insolation **DI**;
- L'humidité relative **HR**;
- La température maximale **T<sub>max</sub>** ;

Elle est donnée comme suit :

$$G_H = 11.6KN \exp\left(\frac{DI}{T_m}\right) + \left(\frac{HR}{15}\right) - \left(\frac{1}{T_{\max}}\right) \quad (2.13)$$

Avec:

$$N = 1.7 - 0.458\phi \quad (2.13.a)$$

$\phi$  Étant la latitude du site exprimée en radians (voir annexe B).

$$K = 100(nT_m + W_{ij} \cos(\phi)) \quad (2.13.b)$$

$$n = \frac{1}{(1 + 0.1\phi)} \quad (2.13.c)$$

Avec:

**DI** la durée d'insolation ;

**T<sub>m</sub>** : Durée astronomique du jour ;

**HR** : l'humidité relative ;

**T<sub>max</sub>** : est la température maximale durant le mois considéré

**W<sub>ij</sub>** : est un facteur climatique donné comme suit :

Tableau 2.2 : Valeur du facteur climatique  $W_{ij}$  pour chaque mois de l'année et pour chacune des plages d'humidité

I/J	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.28	1.38	1.54	1.77	2.05	2.30	2.48	2.41	2.36	1.73	1.38	1.17
2	1.46	1.77	2.05	2.15	2.05	2.05	2.10	2.17	2.14	1.96	1.60	1.43
3	1.60	1.81	2.00	2.17	2.25	2.26	2.24	2.20	2.10	1.92	1.70	1.60

#### 2.1.2.1.b Relation de Reddy [22]

Cette relation tient compte du nombre de jours  $t$  dans le mois où le ciel était couvert. Elle est donnée par la formule suivante :

$$G_H = K \left[ 1 + 0.8 \left( \frac{DI}{T_m} \right) \right] \frac{(1 - 0.2t)}{\sqrt{HR}} \quad (2.14)$$

Avec:

$$K = 100(nt + W_{ij} \cos(\phi)) \quad (2.14.a)$$

$$n = \frac{1}{(1 + 0.1\phi)} \quad (2.14.b)$$

$\phi$  : la latitude du lieu en degrés.

**DI** : la durée d'insolation en heure;

**T<sub>m</sub>** : Durée astronomique du jour en heure;

**HR** : l'humidité relative en %;

$T_{\max}$  : est la température maximale durant le mois considéré en °C

$W_{ij}$  : est le facteur climatique donné dans le Tableau 2.2

#### 2.1.2.1.c Relation de Swartman [23]

Deux relations ont été proposées par Swartman. Ces relations permettent d'estimer l'irradiation globale sur un plan horizontal à partir de la durée d'insolation et de l'humidité relative. Ces relations sont données par :

$$G_{H1} = 11.6 * 460 \left( \frac{DI}{12} \right) 357 (HR)^{-.262} \quad (2.15)$$

$$G_{H2} = 11.6 * 460 \exp(0.607) \exp \left( .607 \left( \frac{DI}{12} - HR \right) \right) \quad (2.16)$$

Dans ce modèle les valeurs de la durée astronomique du jour sont prises égale à 12 heures.

#### 2.1.2.1.d Relation de H.P.Garg et S.N.Garg [ 24 ]

A partir de la courbe de saturation de l'air, moyennant la méthode des moindres carrés, H.P. et S.N. Garg ont développé une relation reliant l'humidité absolue à l'humidité relative, à la latitude du site ainsi que la durée astronomique du jour.

$$Ha = HR \left( 4.7923 + .3647T + .0055T^2 + .0003T^3 \right) \quad (2.17)$$

Connaissant l'humidité absolue, ils ont proposé la relation suivante :

$$GH = Gh0 \left( .414 + .400 \frac{DI}{Tm} - .0055Ha \right) \quad (2.18)$$

Avec:

$Gh0$  : étant la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation extraterrestre sur un plan horizontal en Wh/m<sup>2</sup> Jour (voir annexe B).

$T_m$  : est la durée astronomique du jour ;

$DI$  : durée d'insolation.

#### 2.1.2.1.e Relation de Hussain et al [ 25]

En se basant sur le modèle de H.P.Garg et al. Ainsi, Hussain a proposé respectivement deux expressions permettent d'estimer les irradiances globales et diffuses. Ces relations sont en fonctions des moyennes mensuelles par jour, de l'humidité absolue et de la durée d'insolation. Ces relations sont données comme suit :

$$GH = Gh0 \left( 0.364 - .364 \left( \frac{DI}{T_m} \right) - 0.0035 H_a \right) \quad (2.19)$$

$$DH = Gh0 \left( 0.306 - 1.65 \left( \frac{DI}{T_m} \right) - 0.0025 H_a \right) \quad (2.20)$$

$DI$ ,  $Gh0$ ,  $T_m$  et  $H_a$  sont respectivement les moyennes mensuelles par jour de la durée d'insolation, de l'irradiation extraterrestre calculée sur un plan horizontal, la durée astronomique du jour et de l'humidité absolue (voir annexe B).

#### 2.1.2.2 Données utilisées

Les données utilisées dans ce travail sont relatives aux sites indiqués ci-dessous. Ainsi ces sites ont été choisis pour des raisons de disponibilité des valeurs d'irradiation globale diffuse Ainsi que des données météorologiques.

Tableau 2.3: Coordonnées géographiques des sites choisis

Site	Dar el beida	Oran	Tamenrasset	Bechar	Alger – Bouzaréah
Latitude (°)	36.8	35.63	22.47	31.64	36.8
Longitude (°)	3.17	0.61	5.31	21.5	3.4
Altitude (m)	20	99	1370	777	345

### 2.1.2.3 Résultats

Tableau 2.4:  $E_{\max}$  (%) et  $\sigma$  (Wh/m<sup>2</sup>) entre les valeurs estimées et mesurées de l'irradiation globale

		Dar el Beida	Oran	Tamenrasset	Bouzaréah	Bechar
Garg	$E_{\max}$	12.94	6.80	1.26	13.13	21.70
	$\Sigma$	185.40	93.30	104.17	522.70	1065
Swartman1	$E_{\max}$	25.95	18.45	126.00	40.20	35.00
	$\Sigma$	396.10	373.50	367.50	1345.10	1686.10
Swartman2	$E_{\max}$	30.07	22.14	22.10	39.90	34.10
	$\Sigma$	418.70	403.40	418.78	1386.90	1641
Hussain	$E_{\max}$	16.40	21.97	23.97	9.44	17.80
	$\Sigma$	666.90	686.90	548.60	360.10	884
Sayigh	$E_{\max}$	7.90	1.97	4.70	26.20	14.10
	$\Sigma$	151.19	93.92	127.40	943	743
Reddy	$E_{\max}$	15.01	8.56	2.35	22.30	31.10
	$\Sigma$	320.20	320.20	164.60	1040	2123

Tableau 2.5:  $E_{\max}$  (%) et  $\sigma$  (Wh/m<sup>2</sup>) entre les valeurs estimées et mesurées de l'irradiation Diffuse

		Dar el Beida	Oran	Tamenrasset	Bouzaréah	Bechar
Hussain	$E_{\max}$	23.24	11.97	9.40	18.20	22.90
	$\Sigma$	154.00	88.43	206.30	229.80	523.20

#### 2.1.2.4 Discussion des résultats

##### 2.1.2.4.a Irradiation globale

A partir des résultats obtenus nous constatons que certains modèles surestiment, d'autres sous-estiment et d'autres sont en bonnes concordances avec les valeurs mesurées. Cependant, en termes des valeurs de l'écart type  $\sigma$  et de l'erreur relative  $E_{max}$ , le modèle de Sayigh donne de meilleurs résultats. Cette relation utilise comme paramètres d'entrées, la température maximale, l'humidité relative, la durée d'insolation et quelques paramètres astronomiques telle que la durée astronomique du jour, la latitude du site et les caractéristiques saisonnières du site (Wij).

Les modèles de Garg et de Hussain sont le deuxième type de relations qui conduisent à des résultats satisfaisant et qui sont caractérisées par de faibles valeurs de  $E_{max}$  et de  $\sigma$ . Ces équations nécessitent comme paramètres d'entrées, l'humidité relative, la durée d'insolation et la température.

Quant à la relation de Reddy, elle peut être classée en troisième position. Par contre les résultats donnés par les relations de Swartman sont caractérisés par écarts relativement notables. Ainsi, suivant le site considéré, elles surestiment ou sous-estiment les valeurs de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale.

##### 2.1.2.4.b Irradiation diffuse

La seule relation que nous avons trouvé dans la littérature et permettant de reconstituer la moyenne mensuelle par jour en fonction des paramètres météorologiques est celle proposée par Hussain. Ainsi à partir des résultats obtenus nous constatons que cette relation conduis à des écarts  $E_{max}$  qui varient entre 9 à 22% et des écart types  $\sigma$  assez notables. Ce qui est dû à notre sens par le fait que d'une part les valeurs de l'irradiation diffuse sont relativement faibles et d'autre part que cette composante tient compte surtout de l'état du ciel et de ces constituants. A cet effet notons que dans ces relations, les coefficients de corrélation obtenues sont fortement liés surtout aux caractéristiques climatiques du site correspondant, ainsi ces écarts sont dû à notre sens par le fait que les sites de Bechar et Dar el Beida en particulier sont caractérisés par des paramètres climatiques qui diffèrent que ceux relatifs au site dans lequel le modèle a été établi.

### 2.1.2.5 Conclusion

Pour l'utilisation des relations permettant d'estimer les irradiances diffuses et globales incidentes sur un plan horizontal. Il est nécessaire de disposer au moins des principaux paramètres météorologiques relatifs au site considéré. Telle que l'humidité relative, la température ambiante et la durée d'insolation.

Par ailleurs ce travail nous a conduit à choisir respectivement le modèle de Sayigh et de Hussain pour l'estimation de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale et diffuse sur un plan horizontal.

### 2.1.3 Reconstitution des éclairagements et des irradiances sur un plan incliné

#### 2.1.3.1 Eclairage dû au rayonnement direct sur un plan incliné

L'éclairage dû au rayonnement direct sur un plan incliné est donné par l'équation suivante :

$$I_{ni} = I_n * \cos(\theta_i) \quad (2.21)$$

Avec:

$\theta_i$  : angle d'incidence donné par la relation (voir annexe B);

$I_n$  : Eclairage dû au rayonnement direct sur un plan normal.

#### 2.1.3.2 Eclairage dû au rayonnement diffus sur un plan incliné

L'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée par l'équation suivante :

$$I_{di} = I_d * (1 + \cos \beta) / 2 \quad (2.22)$$

Avec:

$\beta$ : Angle d'inclinaison de la surface de captation ;

**Id** : Eclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal.

### 2.1.3.3 Eclairement dû au rayonnement réfléchi par le sol sur un plan incliné

L'éclairement dû au rayonnement réfléchi par le sol et incident sur un plan incliné est donné par l'équation suivante :

$$I_{ri} = (I_n \sin h + I_d) * \rho * (1 - \cos \beta) / 2 \quad (2.23)$$

Avec:

$\rho$  : Albédo du sol.

### 2.1.3.4 Eclairement dû au rayonnement globale sur un plan incliné

L'éclairement dû au rayonnement global sur un plan incliné est donné par l'équation suivante :

$$I_{gi} = I_{ni} + I_{di} + I_{ri} \quad (2.24)$$

Où :

**I<sub>ni</sub>** : Eclairement dû au rayonnement direct sur un plan incliné ;

**I<sub>di</sub>** : Eclairement dû au rayonnement direct sur un plan incliné ;

**I<sub>ri</sub>** : Eclairement dû au rayonnement direct sur un plan incliné ;

Nous présentons sur la courbe suivante les quatre composantes du rayonnement solaire sur un plan incliné à 22.8° et orienté plein sud. Rappelons que cette journée que nous avons représentée est relative au 22 juin 2004 sur le site de ghardaïa.

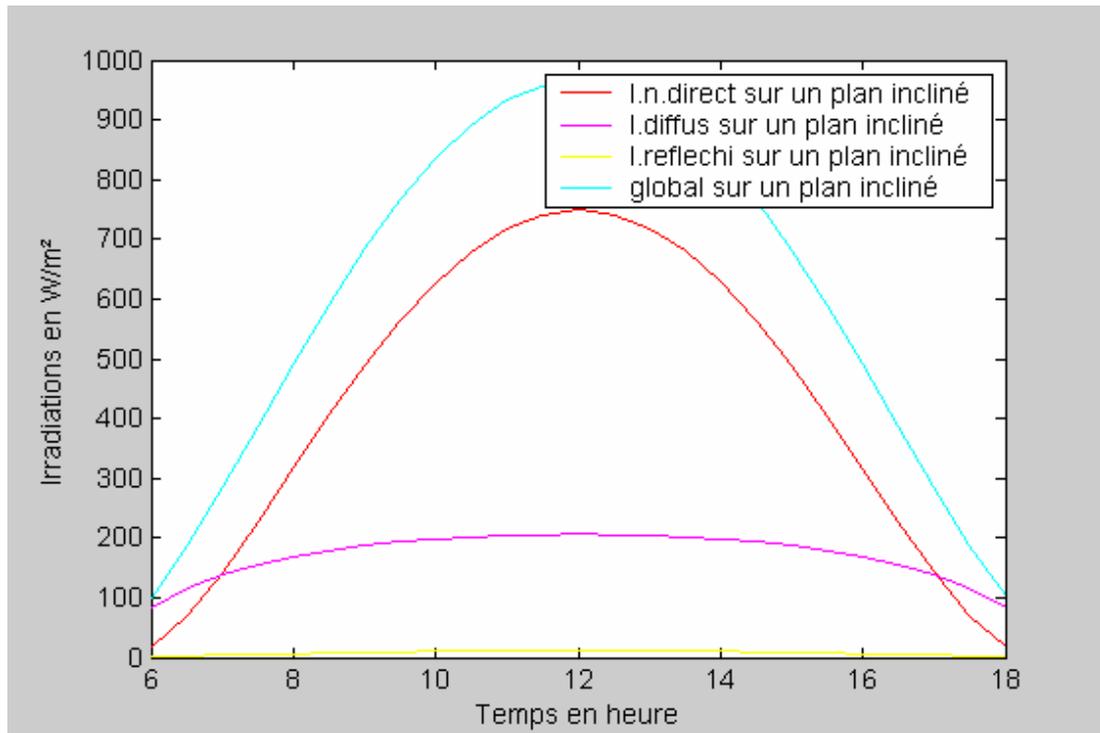


Figure 2.3: Représentation des composantes du rayonnement solaire sur un plan incliné

### 2.1.3.5 reconstitutions des moyennes mensuelles par jour des irradiations directes sur un plan incliné

$$Bin = Rb * (GH - DH) \quad (2.25)$$

Avec ***Bin***, ***GH***, ***DH*** et ***Rb*** sont respectivement les moyennes mensuelles par jour des irradiations globale, diffuse et le facteur de forme. Ce dernier est donné par la relation suivante :

$$\overline{Rb} = \frac{\overline{\cos(\theta_i)}}{\overline{\sin(h)}} \quad (2.25.a)$$

Avec:

$\bar{\theta}_i$  : Moyenne mensuelle de l'angle d'incidence pour chacun des mois de l'année ;

$\bar{h}$  : Hauteur moyenne du soleil durant chacun des mois (voir annexe B).

Dans notre cas, nous avons calculé ces moyennes pour les journées représentatives de chacun des mois. Ces journées sont données sur le tableau suivant [31].

Tableau 2.6 : Numéro du jour représentatif de chacun des mois de l'année

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Jour	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10

#### 2.1.3.6 Irradiation globale sur un plan incliné

Pour ce cas, pour le report des irradiances diffuse et réfléchie sur un plan incliné nous utilisons les mêmes facteurs de formes utilisés dans le cas des valeurs instantanées. Ainsi l'irradiation globale sur un plan incliné est calculée par la relation suivante :

$$G_{inc} = BH * R_b + DH * \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + GH * \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) * \rho \quad (2.26)$$

Où  $R_b$  étant le facteur de forme. C'est le rapport entre le cosinus de l'angle d'incidence moyen et le sinus de la hauteur du soleil moyenne du mois considéré.

#### 2.1.3.7 Validation

Malheureusement, nous ne disposons pour aucun des sites choisis dans notre étude des valeurs d'irradiation globale réellement mesurées sur un plan incliné. Mais le modèle [32] de reconstitution de l'irradiation globale sur un plan incliné à partir de celles mesurées sur un plan horizontale a données preuve de validité sur plusieurs site à travers le monde [33].

## 2.2 Modélisation du gisement éolien

### 2.2.1 Modélisation du potentiel éolien

Une éolienne capte de l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple mécanique qui fait tourner les pales du rotor (voir annexe D). Trois facteurs dont la densité de l'air, la section balayée par les pales du rotor et la vitesse du vent, déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor.

L'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement dépend de la densité de l'air (c.a.d. La masse d'air par unité de volume). Autrement dit, plus que l'air est dense, plus la partie de l'énergie récupérée par l'éolienne est importante.

#### 2.2.1.a La vitesse moyenne du vent

La vitesse moyenne du vent est le plus simple indicateur de la qualité des ressources éolienne d'une région. La moyenne des vitesses générées à chacun des N instants de mesure est donnée par la formule suivante :

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \quad (2.27)$$

Avec:

**V<sub>i</sub>** : vitesses instantanées.

Sur la figure 2.4, nous donnons la répartition annuelle des vitesses du vent moyennes sur six sites Algériens pour une période donnée. Vu que la vitesse de démarrage de la plus part des aérogénérateurs est en moyenne voisine de 3m/s. Ainsi, nous pouvons dire que le potentiel énergétique de ces sites ne seront pas peut être intéressantes pour les applications de production d'électricité. Par ailleurs, nous avons examiné cette évolution avec une grande précision, affinant le pas de temps et passer à l'échelle horaire [7] et cela pour deux sites à savoir : Ghardaïa et Adrar. Figure 2.5.a, b, c, d et Figure 2.6.a, b, c, d.

Si nous observons ces courbes, nous constatons que pour le site de Ghardaïa et pour un aérogénérateur dont la vitesse de démarrage est supérieure à 3m/s. Il ne fonctionnera qu'entre 9 h du matin jusqu'à 18 h et il sera en état d'arrêt entre 18 h et 9h (en période estivale et

hivernale). Tandis que pour le site de Adrar dont le potentiel éolien est important, le fonctionnement d'un tel aérogénérateur, sera assuré durant toutes les périodes de l'année. Ainsi, à partir de ceci nous pouvons voir l'intérêt de la couverture journalière de la charge par l'aérogénérateur choisi.

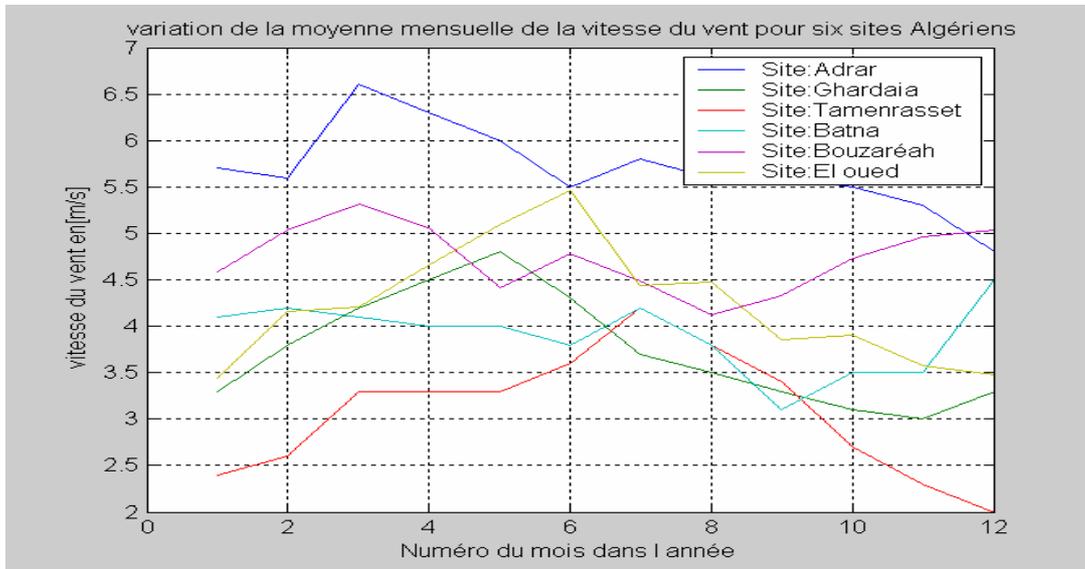


Figure 2.4: Variation de la moyenne mensuelle des vitesses du vent pour six sites Algériens

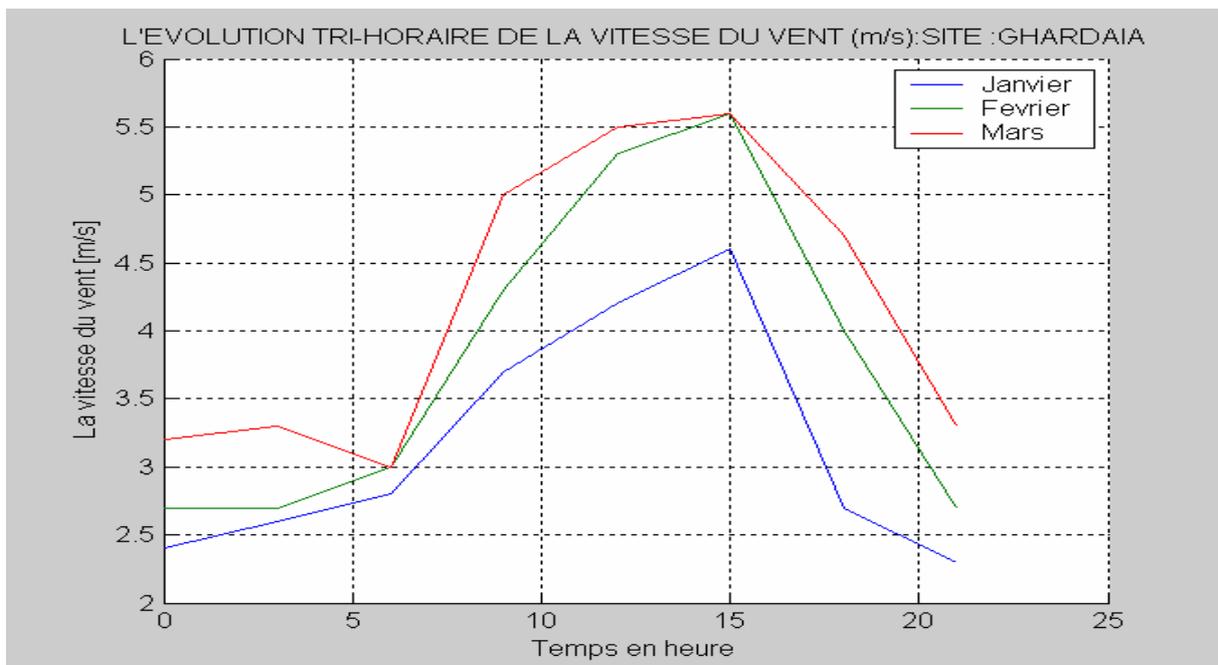


Figure 2.5.a: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaia

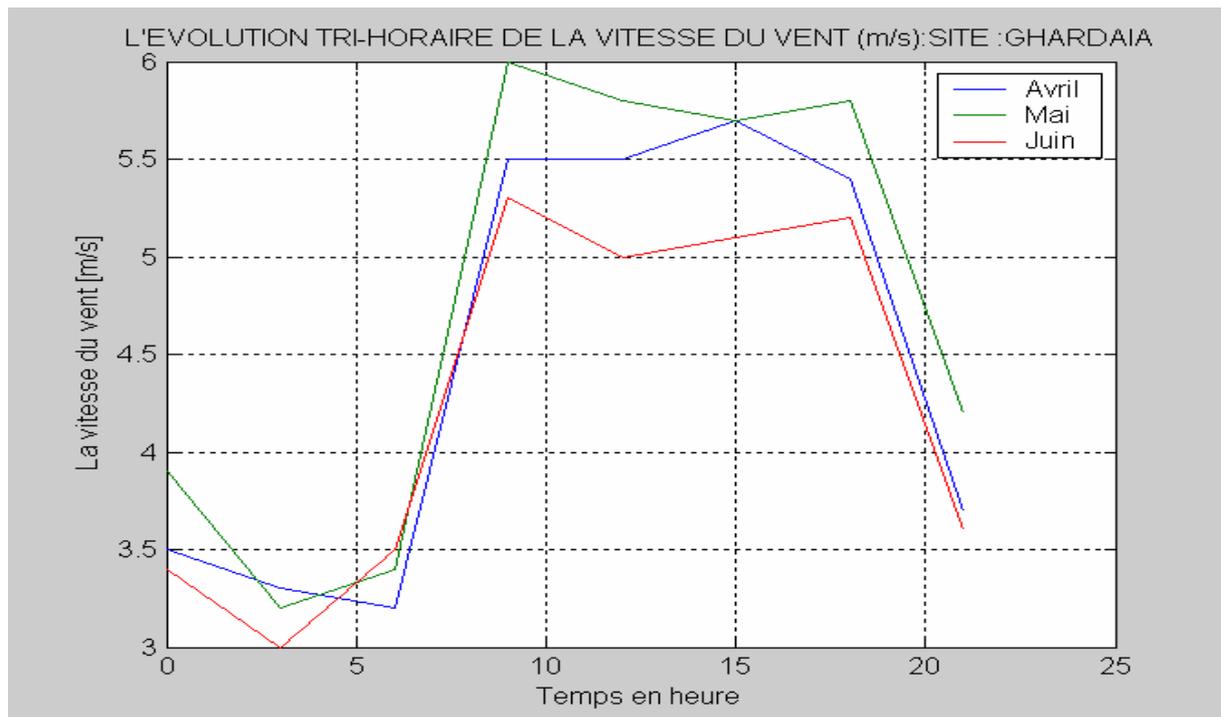


Figure 2.5.b: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaïa

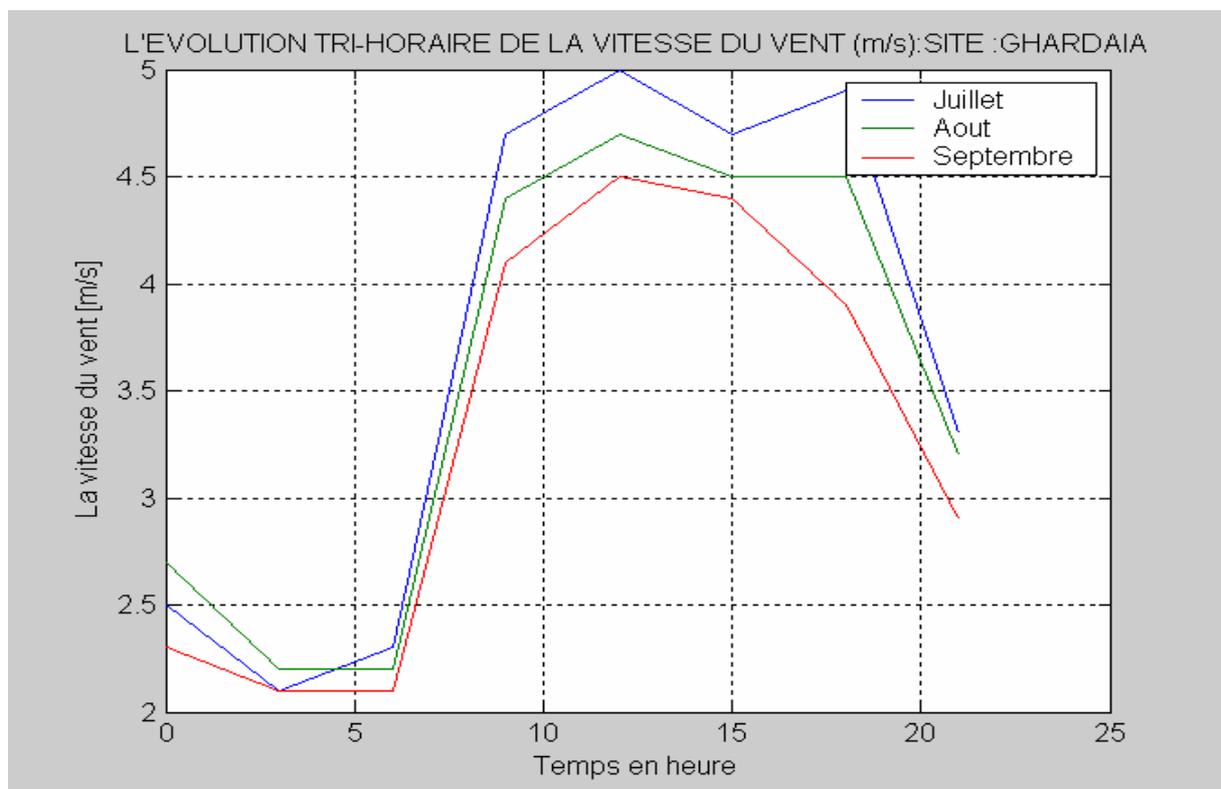


Figure 2.5.c: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaïa

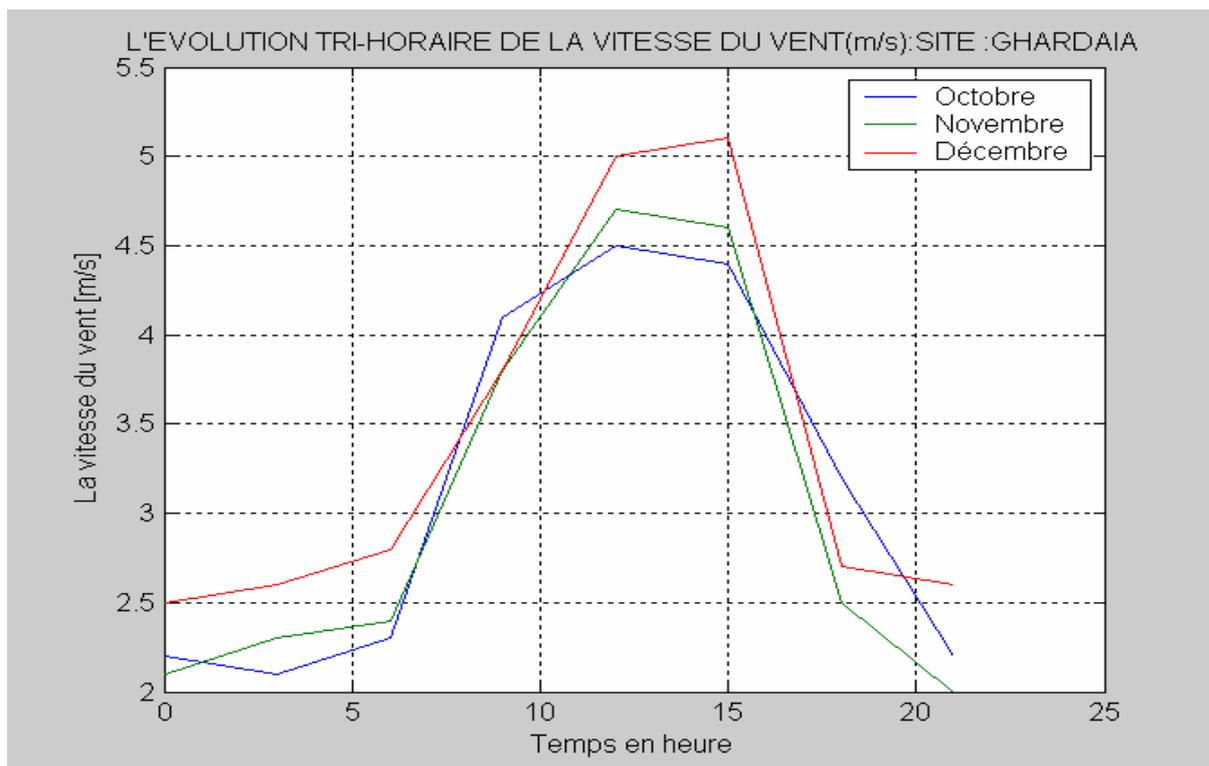


Figure 2.5.d: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site de Ghardaïa

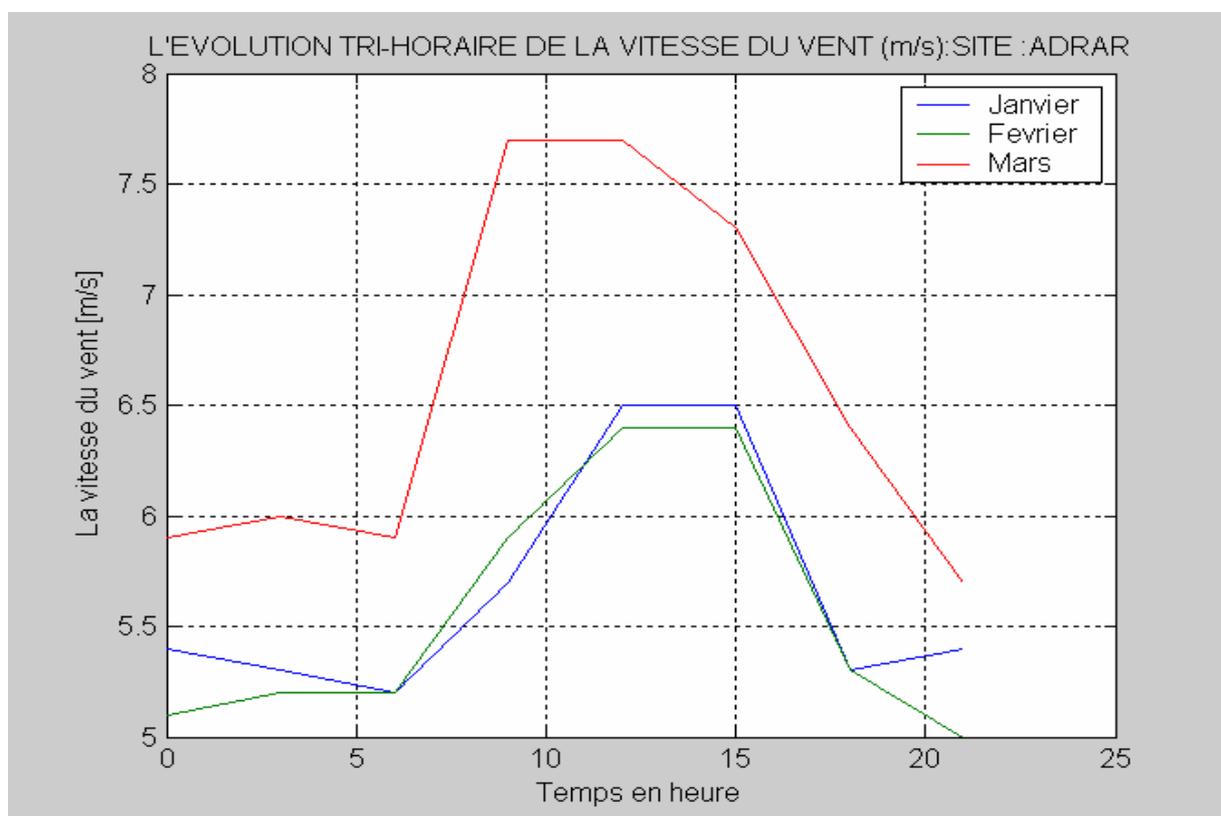


Figure 2.6.a :L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar

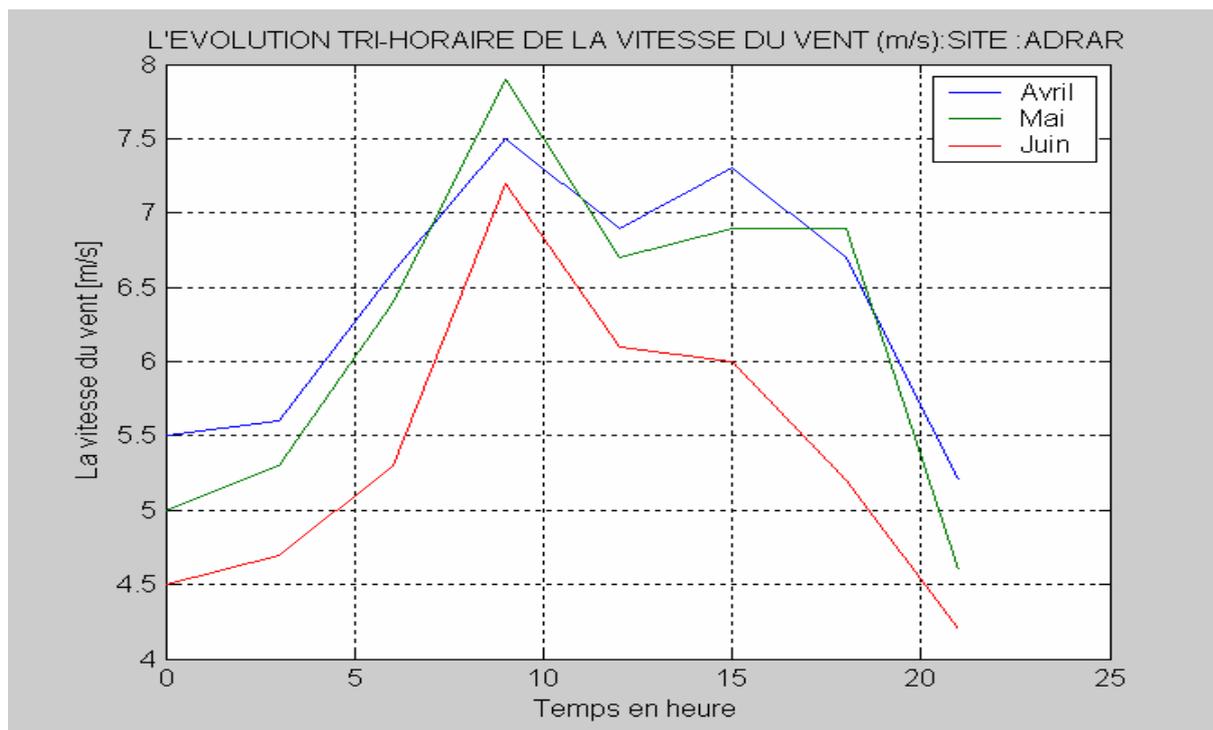


Figure 2.6.b: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar

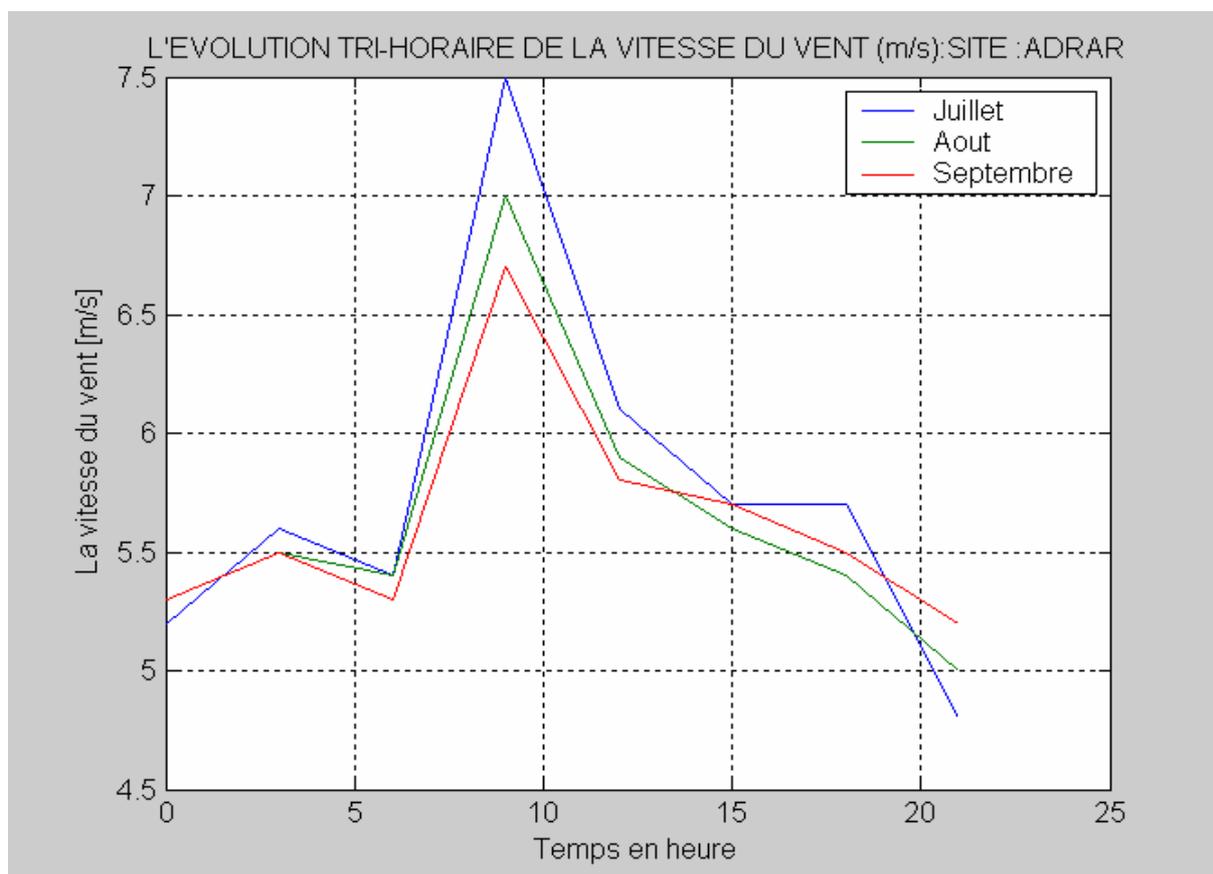


Figure 2.6.c: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar

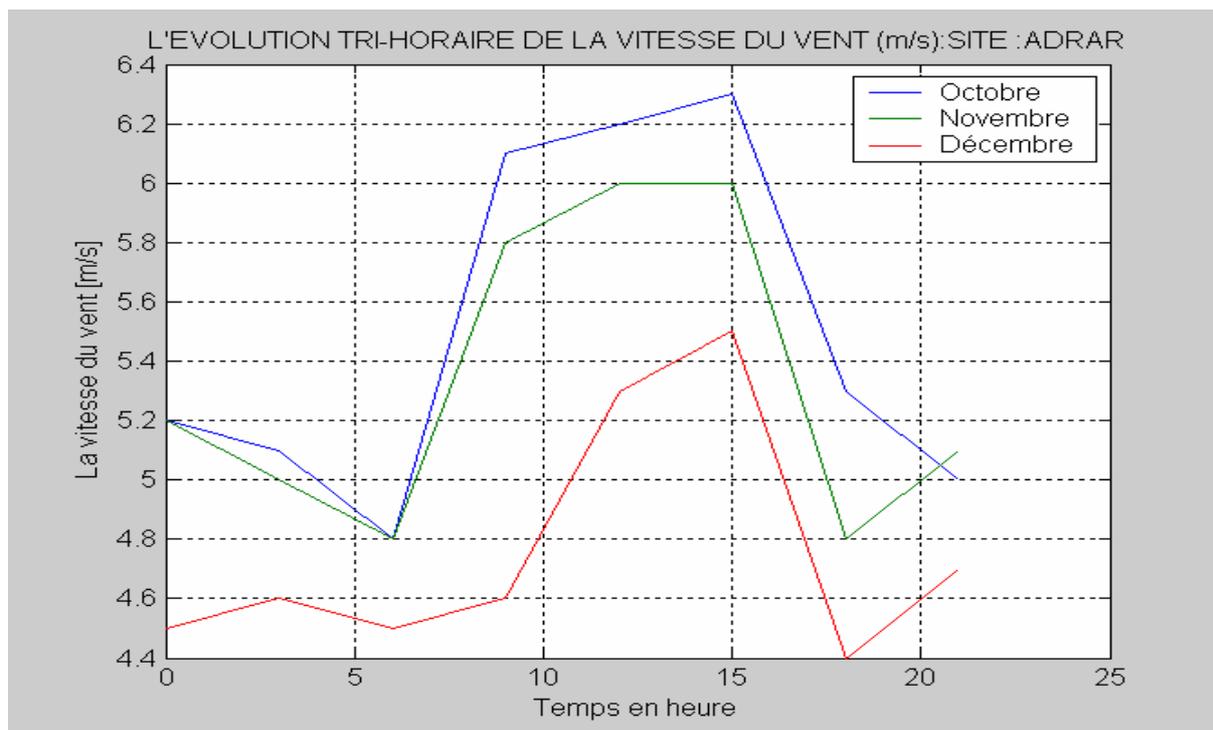


Figure 2.6.d: L'évolution de la vitesse du vent tri horaire sur le site d'Adrar

### 2.2.1.b La vitesse du vent

La vitesse du vent augmente avec l'altitude. Cette relation s'exprime comme suit :

$$\frac{V_1}{V_2} = \left( \frac{h_1}{h_2} \right)^n \quad (2.28)$$

Avec :

$V_1$  et  $V_2$  sont respectivement les vitesses relatives à  $h_1$  et  $h_2$ .

Le paramètre  $n$  dépend de la forme du relief du terrain considéré et varie entre 0.1 et 0.4 pour un terrain accidenté.

### 2.2.1.c Caractéristiques de répartition de la vitesse du vent

Dans le cas où nous disposons d'un ensemble de  $N$  valeurs mesurées de la vitesse du vent, on détermine l'histogramme de cette dernière que l'on appelle la courbe de distribution de fréquence de la vitesse du vent.

La fonction de répartition  $F(v)$  est la probabilité que la vitesse du vent soit inférieure à une certaine valeur  $v$  et que la densité de probabilité  $f(v)$  est obtenue en dérivant  $F(v)$ .

$$f(v) = \frac{\partial F(v)}{\partial v} \quad (2.29)$$

Parmi les distributions utilisées dans la littérature et qui se base sur cette théorie est celle de Weibull [8] et [10].

#### 2.2.1.d Distribution de Weibull

La distribution de Weibull décrit la distribution en fréquence de la vitesse du vent. Elle s'est avérée approprié pour la description des propriétés statistiques du vent.

La fonction de Weibull à deux paramètres  $c$  et  $k$  s'écrit :

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.30)$$

Où :

**c** : est le facteur d'échelle en [m/s]

**k** : est le facteur de forme sans dimension, caractérise l'asymétrie de la distribution.

Ainsi en utilisant la définition de  $f(v)$ , celle-ci s'écrit donc :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.31)$$

Comme exemple nous avons choisis le site de Bouzaréah dont nous présentons sur le diagramme ci-dessous la variation annuelle de  $f(v)$  pour différents  $k$  et  $c$ .

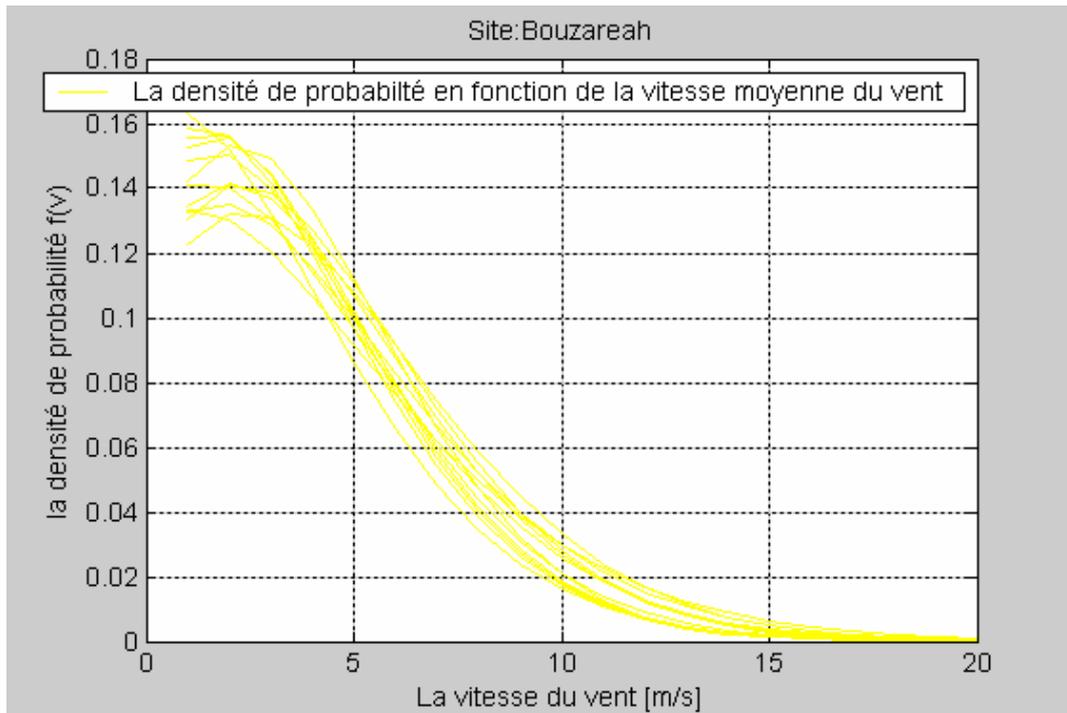


Figure 2.7: Variation de  $f(v)$  pour différent  $k$  et  $c$

Le calcul de  $c$  et  $k$  se fait en partant des diagrammes des fréquences cumulées et nous remarquons alors que la fréquence cumulée s'exprime par :

$$F_i = \text{prob}[v < v_i] = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k\right] \quad (2.32)$$

Ainsi

$$1 - F_i = \exp\left[-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k\right] \quad (2.32.a)$$

$$\log(1 - F_i) = -\left(\frac{v_i}{c}\right)^k \quad (2.32.b)$$

$$\log(-\log(1 - F_i)) = k \log(v_i) - k \log(c) \quad (2.32.c)$$

En utilisant le changement de variable suivant :

$$- y = \log[-\log(1-t)] ;$$

- $u = \log(v)$  ;
- $k_0 = -k \log(c)$ .

Nous aurons :

$$y = k.u + k_0 \quad (2.33)$$

Ainsi, les valeurs des paramètres  $k$  et  $k_0$  de l'équation 2.33 seront identifier après l'établissement de la régression linéaire. Ainsi, les deux paramètres de la distribution de Weibull seront déterminés avec  $k$  étant la pente de la courbe et  $k_0$  étant l'ordonnée à l'origine ainsi, nous pourrons déterminer le paramètre  $c$  comme suit :

$$c = \exp\left(-\frac{k_0}{k}\right) \quad (2.34)$$

Nous donnons ci-dessous les différents  $k$  et  $c$  pour les sites suivants : Adrar, Ghardaïa, Batna, Tamanrasset [26], El oued [9] et Bouzaréah [11] durant une année.

Tableau 2.7 : Représentation des paramètres de Weibull pour les sites choisis durant une année

Mois/sites	Adrar		Ghardaïa		Bouzaréah		Batna		Tamenrasset		El oued	
	k	c	K	c	k	c	k	c	k	C	k	c
Janvier	2	6.43	2	3.72	1.69	5.15	2	4.63	2	2.71	1.44	3.79
Février	2	6.32	2	3.39	1.62	5.64	2	4.74	2	2.93	1.59	4.64
Mars	2	7.45	2	3.5	1.75	5.97	2	4.63	2	3.72	1.50	4.66
Avril	2	7.11	2	3.72	1.8	5.7	2	4.51	2	3.72	1.65	5.22
Mai	2	6.77	2	3.95	1.71	4.96	2	4.51	2	3.72	1.57	5.68
Juin	2	6.21	2	4.18	1.59	5.34	2	4.29	2	4.06	1.79	6.14
Juillet	2	6.54	2	4.85	1.73	5.04	2	4.74	2	4.74	1.67	4.97
Août	2	6.32	2	5.42	1.53	4.58	2	4.29	2	4.29	1.64	5.00
Septembre	2	6.32	2	5.08	1.67	4.86	2	3.5	2	3.84	1.46	4.26
Octobre	2	6.21	2	4.74	1.86	5.34	2	3.95	2	3.05	1.49	4.32
Novembre	2	5.98	2	4.29	1.74	5.58	2	3.95	2	2.6	1.48	3.96
Décembre	2	5.42	2	3.72	1.49	5.57	2	5.08	2	2.36	1.67	3.90

## 2.3 Modélisation du système éolien

### 2.3.1 Modèle utilisé

Dans notre travail, nous avons utilisé un modèle simplifié basé sur la connaissance de la densité de probabilité de Weibull et qui a donnée preuve de précision. Ce modèle suppose que la puissance moyenne produite par un aérogénérateur est estimée par la relation suivante et proposé par [8], [11] et [9].

$$P = \int_{V_{in}}^{V_{out}} P(v)f(v)dv \quad (2.35)$$

Avec :

$V_{in}$  : vitesse de début de production d'électricité ;

$V_{out}$  : vitesse d'arrêt de production ;

$P(v)$  : courbe de puissance de l'aérogénérateur, généralement donnée par le Constructeur;

$f(v)$  : est la densité de probabilité de la vitesse du vent, donnée par l'expression 2.30.

Ainsi connaissant les caractéristiques de l'aérogénérateur choisi, de la moyenne mensuelle par jour de la vitesse du vent et de la densité de probabilité correspondante, nous pouvons déduire rapidement la puissance produite par l'aérogénérateur.

Un programme sous simulink a été établi et nous donnons le diagramme représenté sur la figure 2.8.

Dans ce programmes, les données d'entrée sont : les valeurs moyennes des vitesses du vent, des coefficients k et du paramètre c pour chacun des sites. Ces données seront traités dans le block désigné par Subsystem (1) et nous pourrons à tout moment afficher la densité de probabilité correspondant aux valeurs introduites. Une fois la densité obtenue elle sera transmise au subsystem (2) qui nous donnera à sa sortie la puissance produite par l'aérogénérateur choisi.

Tout en tenant compte des rendements mécanique et électrique respectives au multiplicateur de vitesse et à la génératrice, nous avons présenté sur la figures ci-

dessous les différentes courbes de puissance obtenues à la sortie de chacune des composants du système.

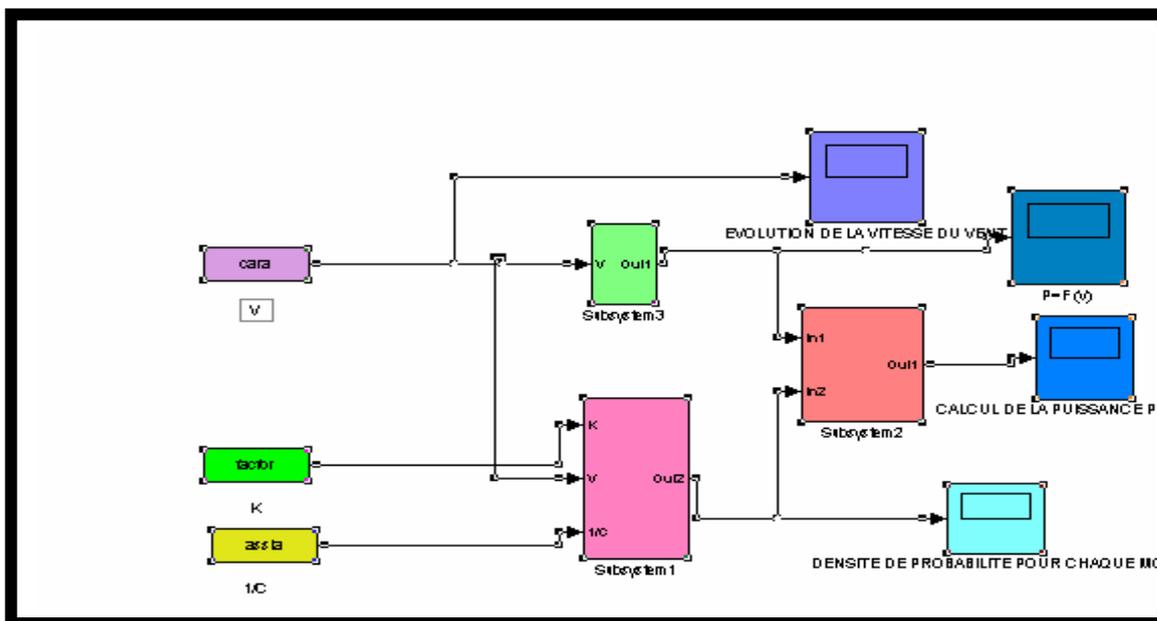


Figure 2.8: Modélisation du système de production éolienne sous simulink

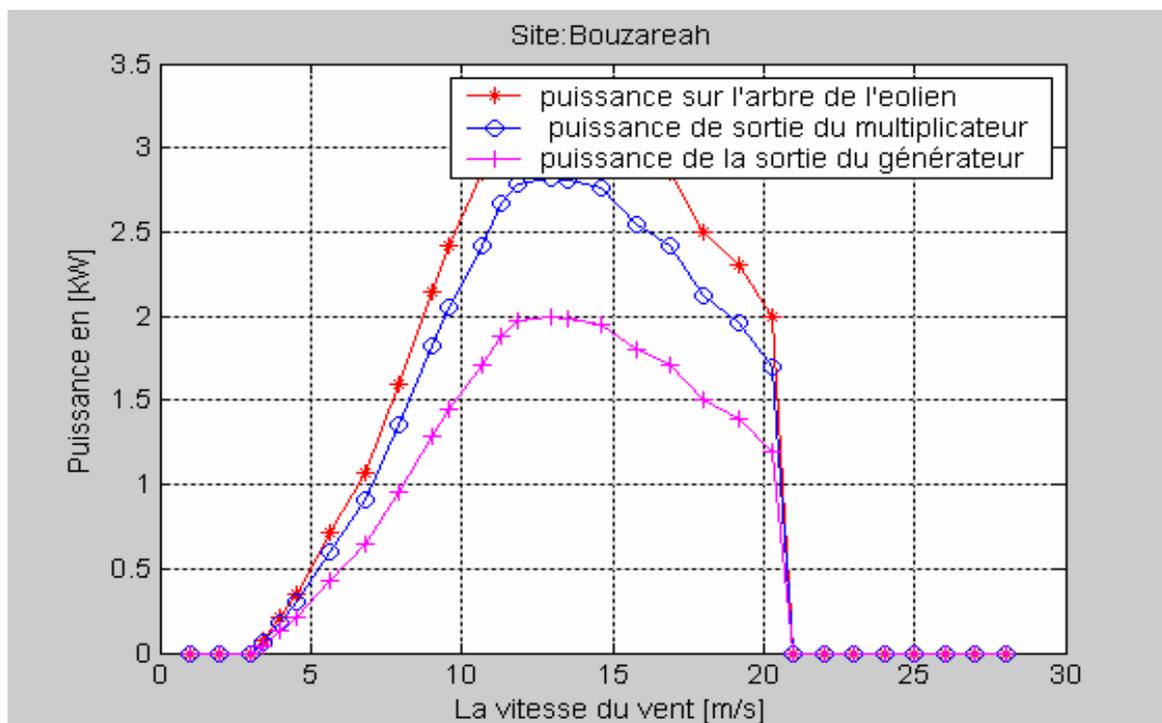


Figure 2.9: Caractéristique de l'aérogénérateur Whisper 175

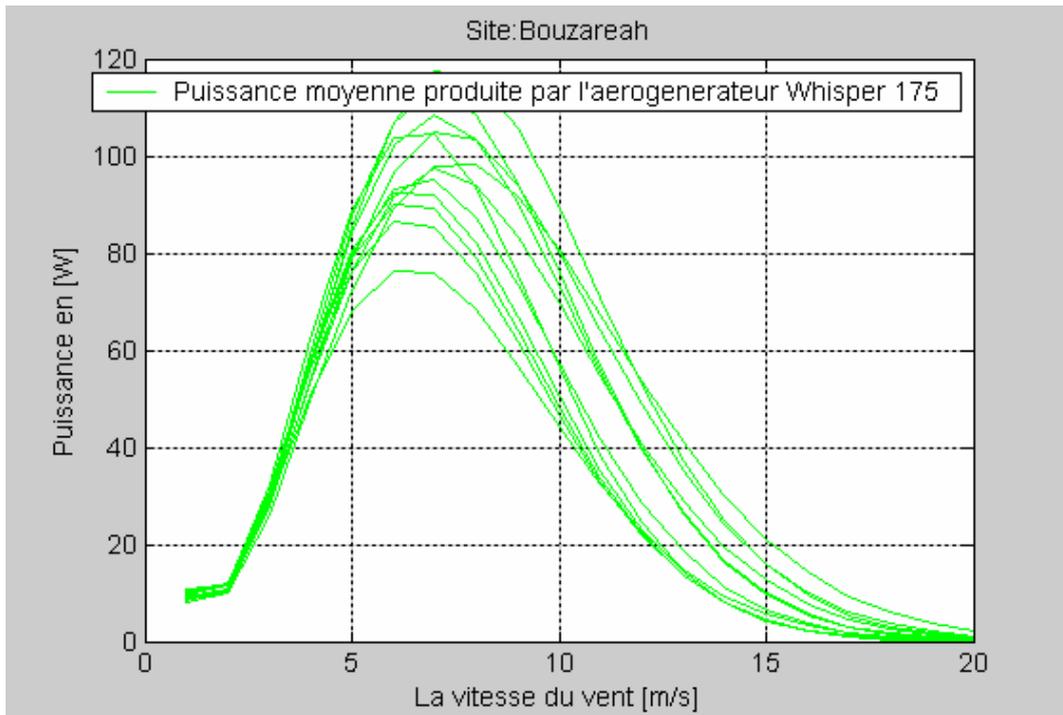


Figure 2.10: La puissance moyenne produite fonction de la vitesse du vent pour chacun des mois de l'année

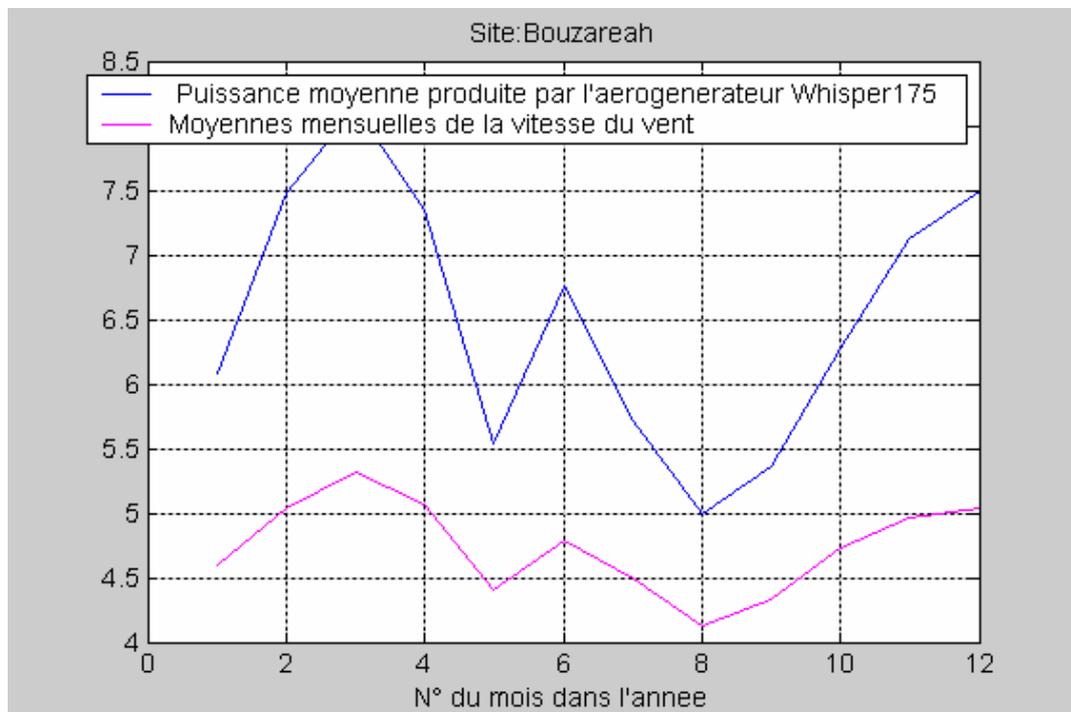


Figure 2.11: Variation des moyennes mensuelles par jour de la puissance produite et de la vitesse du vent durant une année.

## 2.4 Modélisation du système photovoltaïque

### 2.4.6 Modèle électrique des panneaux

L'énergie délivrée par un module photovoltaïque est décrite par la caractéristique I.V. (voir annexe F) qui varie de manière à ce que le courant suive une relation de la forme:

$$I=f(V, E_s, T_j) \quad (2.36)$$

Avec:

**I** : courant du module en A;

**V** : tension du module en V.

**E<sub>s</sub>** : ensoleillement en W/m<sup>2</sup>.

**T<sub>j</sub>** : température en °C.

Nous souhaitons déterminer la puissance maximale que peut fournir un groupe de panneaux pour un ensoleillement et une température donnés. Nous avons utilisé le modèle de S.Singer & all [13]. Ce dernier, nous permettons de déterminer les caractéristiques tension/courant à partir desquelles nous pouvons déterminer la puissance maximale que peuvent fournir les groupes de panneaux pour des conditions météo données.

#### 2.4.6.a Modèle une diode

C'est le modèle le plus classique de la littérature [13], il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes. Le modèle de la cellule est celui de la Figure 2.12.

Chaque groupe de panneaux est une association série/parallèle de  $n_s$ ,  $n_p$  cellules élémentaires,  $n_s$  étant le nombre de cellules en série sur une branche et  $n_p$  le nombre de branches en parallèles. Si toutes les cellules sont identiques et fonctionne dans les mêmes conditions, nous obtenons le générateur photovoltaïque de la Figure 2.13.

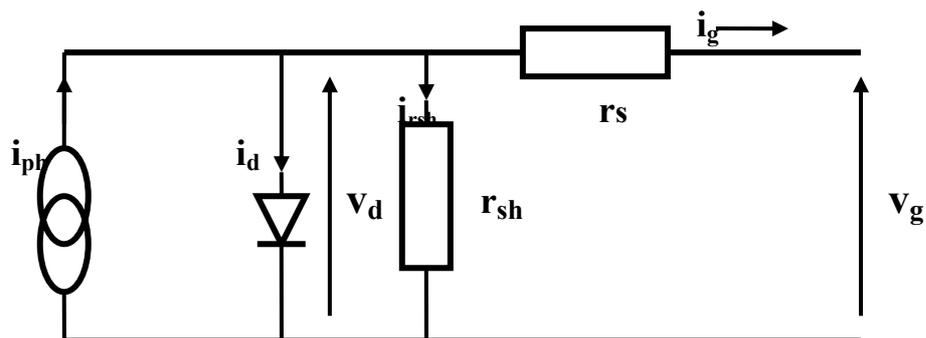


Figure 2.12: Schéma électrique équivalent d'une cellule

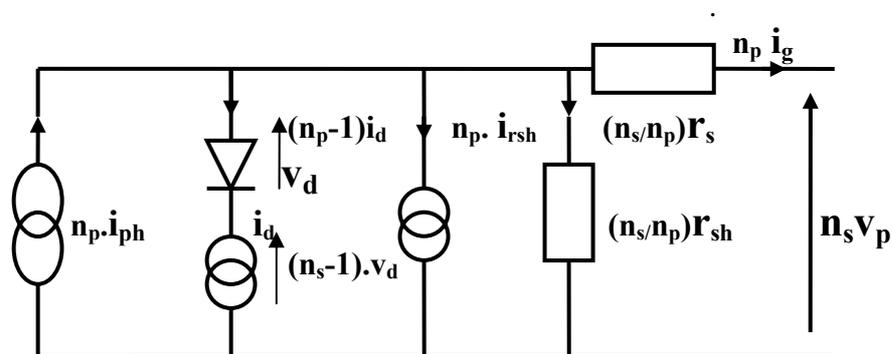


Figure 2.13 Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux.

Nous utiliserons dans ce qui suit les notations suivantes:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 I_{ph} = n_p i_{ph} \\
 I_d = n_p i_d \\
 I_G = n_s i_g \\
 I_{rsh} = n_p i_{rsh} \\
 V_d = n_s v_d \\
 V_G = n_s v_g \\
 R_s = \frac{n_s}{n_p} r_s \\
 R_{sh} = \frac{n_s}{n_p} r_{sh} \\
 I_p = n_p i_p
 \end{array} \right. \quad (2.37)$$

Ce modèle comporte quatre variables dont deux à l'entrée et deux à la sortie.

Les deux variables d'entrées sont:

- $E_s$  ensoleillement dans le plan des panneaux ( $W/m^2$ );
- $T_j$  température de jonction des cellules en ( $^{\circ}C$ ).

Les deux variables de sorties sont:

- $I_G$  courant fourni par le groupe de panneaux (A);
- $V_G$  tension aux bornes du groupe (V).

Nous obtenons alors l'équation caractéristique, d'après la loi de Kirchhoff, pour un groupe de panneaux PV déduite du schéma électrique équivalent de la Figure 2.13

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (2.38)$$

Le courant qui passe par la résistance shunt est donné par l'expression suivante:

$$I_{rsh} = \frac{V_G \pm I_G R_s}{R_{sh}} \quad (2.39)$$

Le courant de jonction est donné par :

$$I_G = I_0 \left[ \exp \left[ \frac{e(V_G + I_G R_s)}{AK_b n_s T_j} \right] - 1 \right] + I_{ph} \quad (2.40)$$

Où:

$K_b$ : constante de Boltzmann =  $1.38 \cdot 10^{-23} J/K$ ;

$e$ : charge élémentaire =  $1.6 \cdot 10^{-19} C$ ;

$A$  : facteur d'idéalité de la jonction.

Si on suppose que  $\exp(e/AKn_sT_j) \gg 1$ ;  $I_d = I_{rsh}$  donc  $\lambda = e/AKn_sT_j$ , d'où

$$I_{ph} = I_{sc} \left[ 1 - \left( \frac{I_0}{I_{sc}} \right) \exp(\lambda(V_G + I_G R_s)) \right] \quad (2.41)$$

Avec  $I_{sc}$ : courant de court circuit.

La tension en circuit ouvert est donnée par:

$$V_{oc} = \frac{1}{\lambda} \ln \left( \frac{I_{sc}}{I_0} \right) \quad (2.42)$$

Avec:

$I_{sc}/I_0 = 10^{-8} - 10^{-10}$  pour un  $T_j = 25^\circ\text{C}$  et  $E_G = 1000 \text{ W/m}^2$ . Généralement on prend  $I_{sc}/I_0 = 10^{-9}$ .

D'où:

$$I_G = I_{sc} \left[ 1 - 10^{-9} \exp \left( \frac{20.7}{V_{oc}} (V_G + I_G R_s) \right) \right] \quad (2.43)$$

$$V_G = V_{oc} \left[ 1 + \frac{1}{20.7} \ln \left( \frac{I_{sc} - I_G}{I_{sc}} \right) \right] - R_s I_G \quad (2.44)$$

Au point de puissance maximale la tension peut s'exprimer par:

$$V_G \Big|_{I_G = I_m} = \frac{P_m}{I_m} \quad (2.45)$$

$$\frac{\partial V_G}{\partial I_G} \Big|_{I_G=I_m} = \frac{\partial}{\partial I_G} \left( \frac{P_m}{I_G} \right) \Big|_{I_G=I_m} = \frac{P_m}{I_m^2} \quad (2.46)$$

$$\frac{P_m}{I_m} = V_{OC} \left[ 1 + \frac{1}{20.7} \ln \left( \frac{I_{sc} - I_m}{I_{SC}} \right) \right] - R_s I_m \quad (2.47)$$

En remplaçant ces deux valeurs respectivement dans l'équation 2.44 nous aurons ce qui suit:

$$\frac{P_m}{I_m^2} = \frac{V_{oc}}{20.7} \left[ \left( \frac{1}{I_{SC} - I_m} \right) \right] + R_s \quad (2.48)$$

$$I_m \left[ 1 + \frac{1}{20.7} \left( \frac{I_m}{I_{Sc} - I_m} - \ln \left( \frac{I_{sc} - I_m}{I_{Sc}} \right) \right) \right] - \frac{2P_m}{V_{oc}} = 0 \quad (2.49)$$

La courbe relative à l'équation 2.36 est une référence arbitraire. Le modèle référence peut être utilisé pour déplacer la courbe pour différents éclairagements et températures. Alors, la nouvelle valeur du courant de court circuit  $I_{sc}$  et de la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  sous les conditions considérées ( $E_s$ ,  $T_j$ ) seront:

$$I_{sc}(E_s, T_j) = I_{sc}^{St} E_s (1 + \alpha \Delta T_j) \quad (2.50)$$

$$V_{oc}(E_s, T_j) = V_{oc_s}^{St} (1 - \gamma \Delta T_j) \ln(1 + \beta_1 \Delta E_s) \quad (2.51)$$

$$P_m = P^{st} \frac{I_{sc}(E_s, T_j) V_{oc}(E_s, T_j)}{I_{sc}^{st} V_{oc}^{st}} \quad (2.52)$$

Dans ce qui suit, nous utiliserons uniquement les puissances maximales fournies par les panneaux.

Ainsi, un programme sous simulink a été établi dont nous donnons le diagramme représentatif ci dessous :

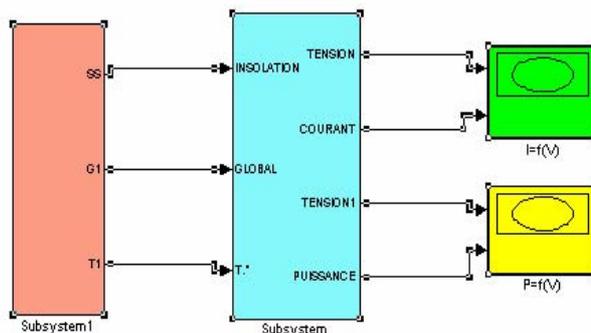


Figure 2.14: modélisation du système photovoltaïque sous simulink

Dans ce programme, les données d'entrées sont : les températures, les éclairagements et les durées d'insolations pour chacun des sites. Ces données seront traités dans le block dénommé dans le diagramme précédent Subsystem et nous pourrons à tout moment afficher la puissance produite par le panneau choisi ainsi que le courant et la tension correspondant.

Nous avons présenté sur les figures ci-dessous les différentes courbes obtenues par la modélisation précédente. Dans lesquelles nous pouvons voir l'allure générale des caractéristiques de la puissance en fonction de la tension et du courant en fonction de la tension pour différents éclairagements et pour différentes températures. Les caractéristiques du panneau utilisé dans ce diagramme (voir annexe F).

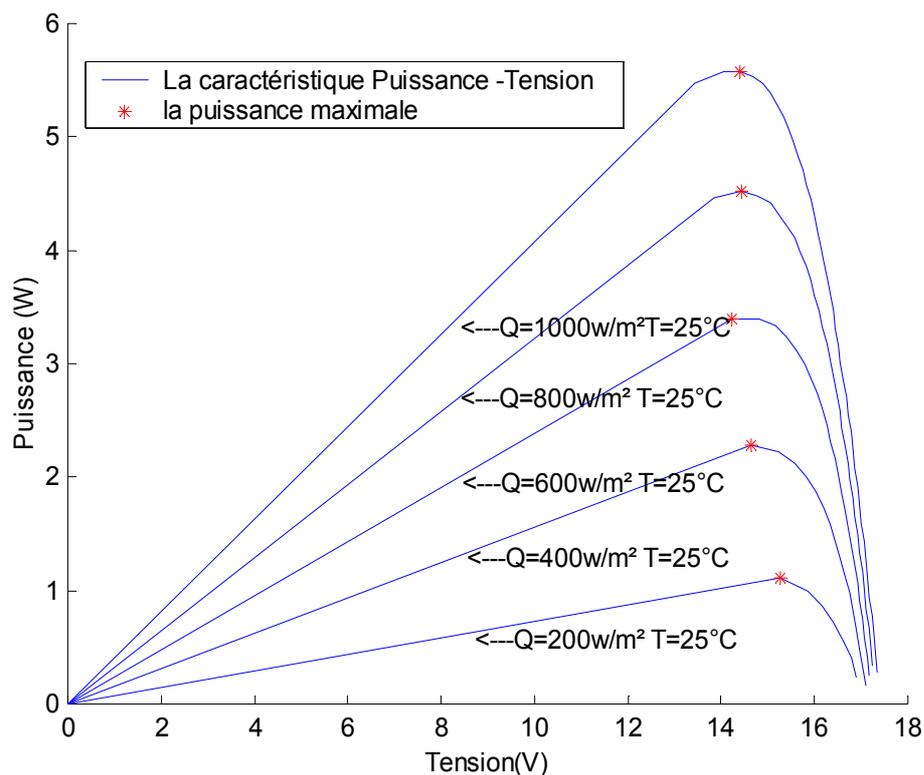


Figure 2.15.a: Caractéristiques puissance/tension d'un générateur Photovoltaïque, pour différents éclairagements et pour  $T=25^{\circ}\text{C}$ .

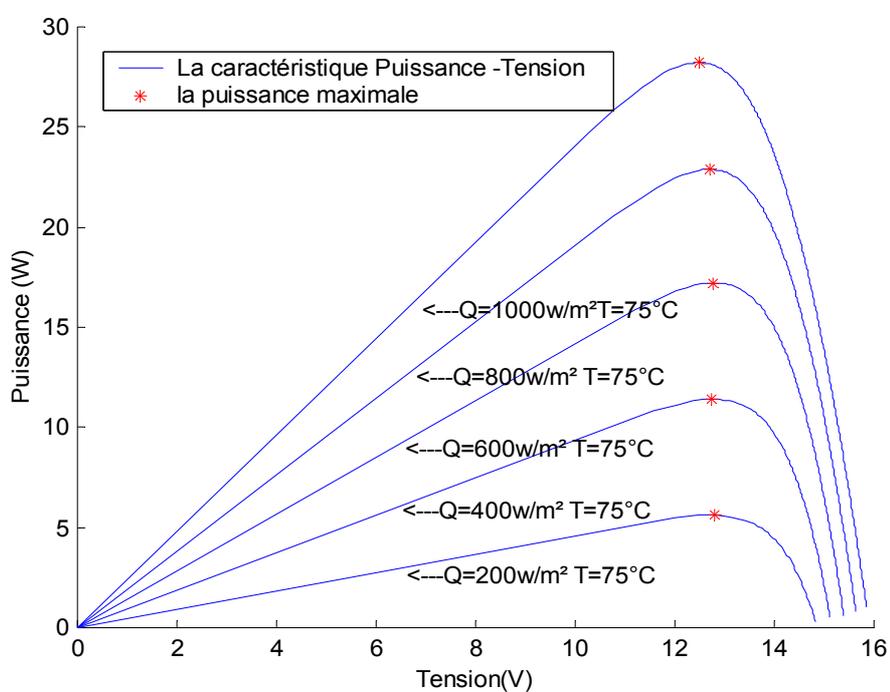


Figure 2.15.b: Caractéristiques puissance/tension d'un générateur Photovoltaïque, pour différents éclairagements et pour  $T=75^{\circ}\text{C}$

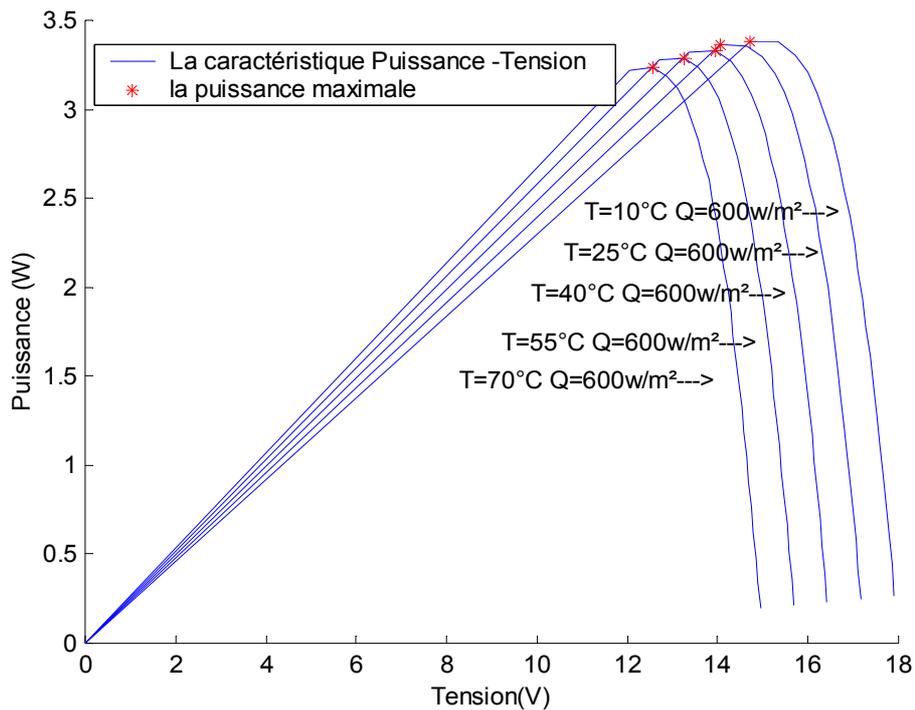


Figure 2.15.c: Caractéristiques puissance/tension d'un générateur Photovoltaïque, pour différentes températures et pour  $Q=600\text{w/m}^2$

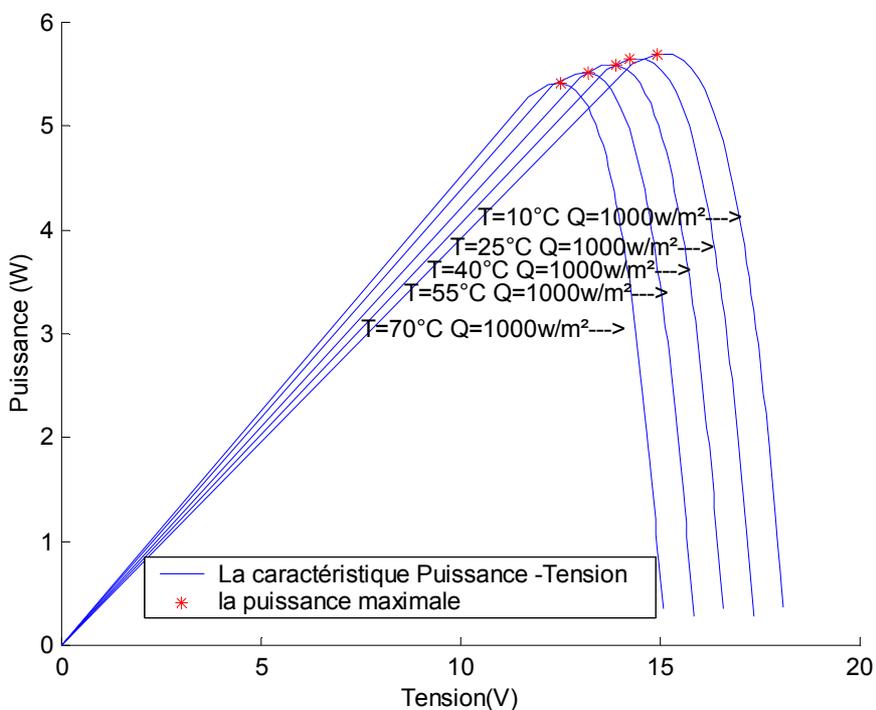


Figure 2.15.d: Caractéristiques puissance/tension d'un générateur Photovoltaïque, pour différentes températures et pour  $Q=1000\text{w/m}^2$

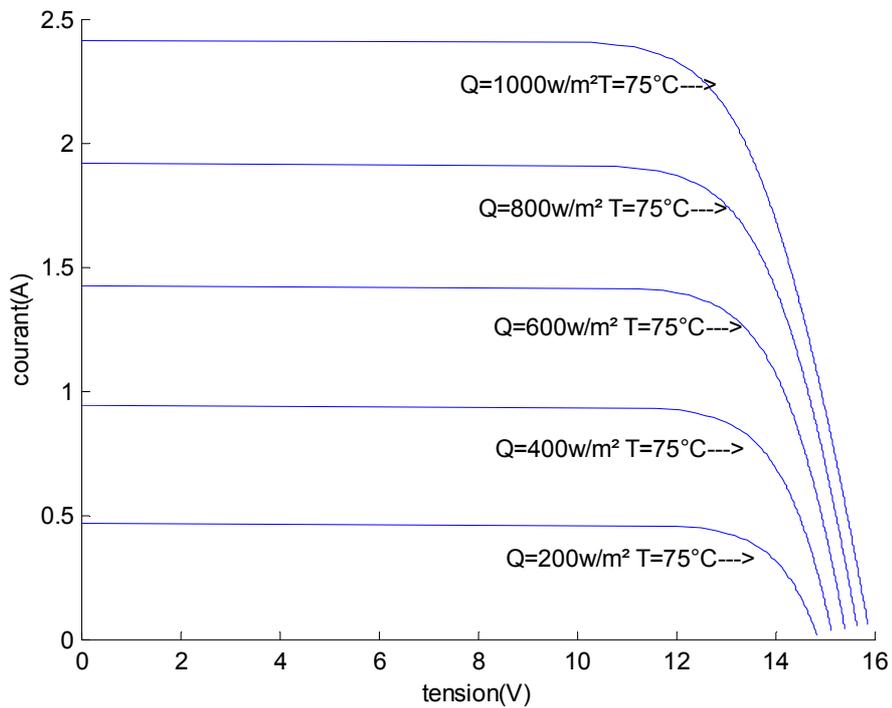


Figure 2.16.a: Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, Pour différents éclairagements et pour  $T=75^{\circ}\text{C}$

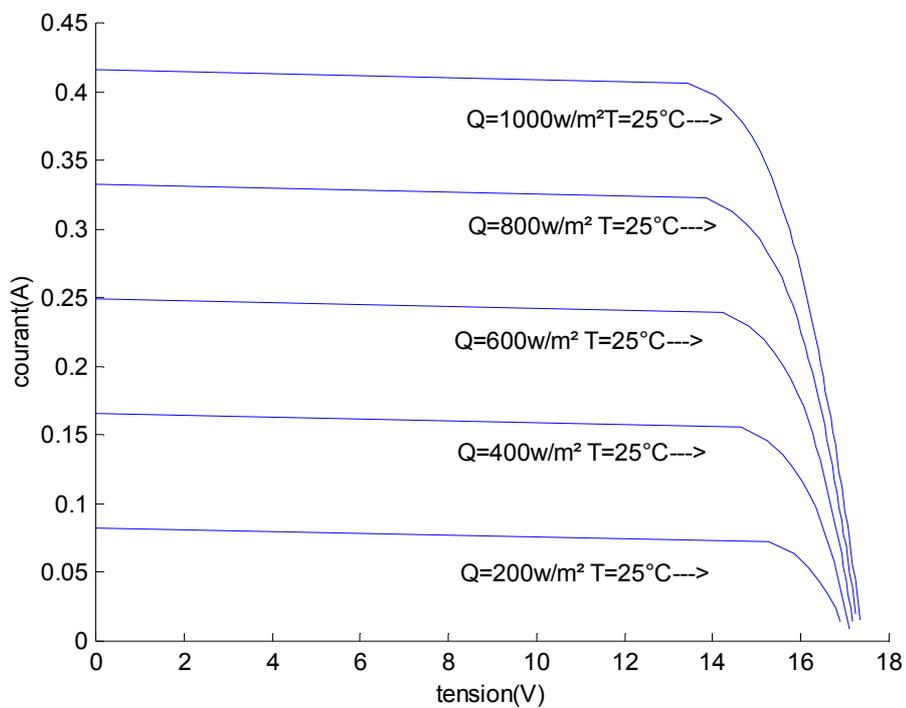


Figure 2.16.b : Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, Pour différents éclairagements et pour  $T=25^{\circ}\text{C}$

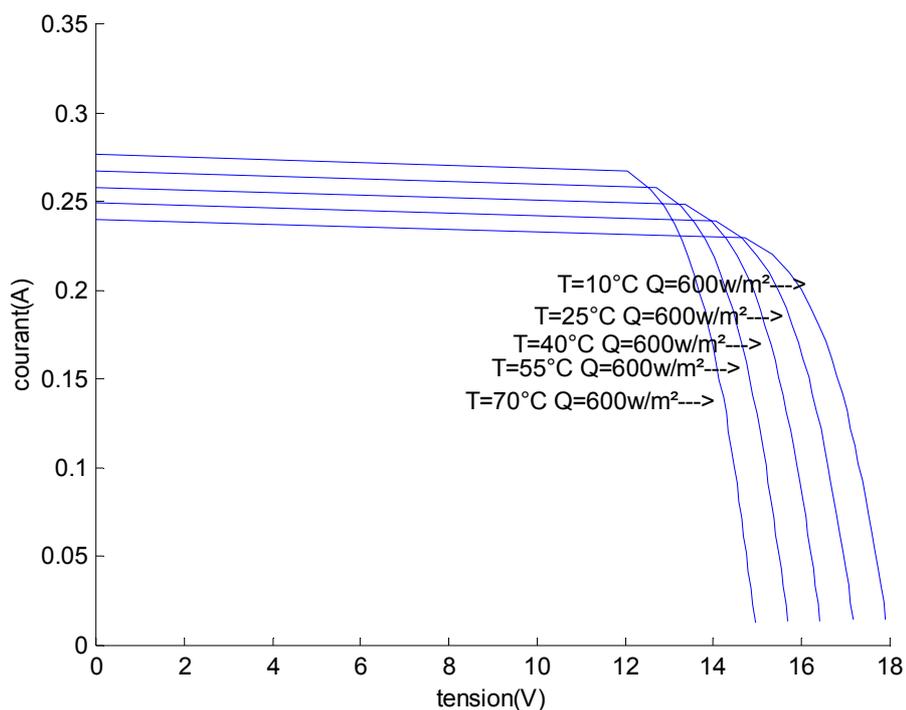


Figure 2.16.c: Caractéristiques courant/tension d'un générateur Photovoltaïque, Pour différentes températures et pour  $Q=600\text{w/m}^2$

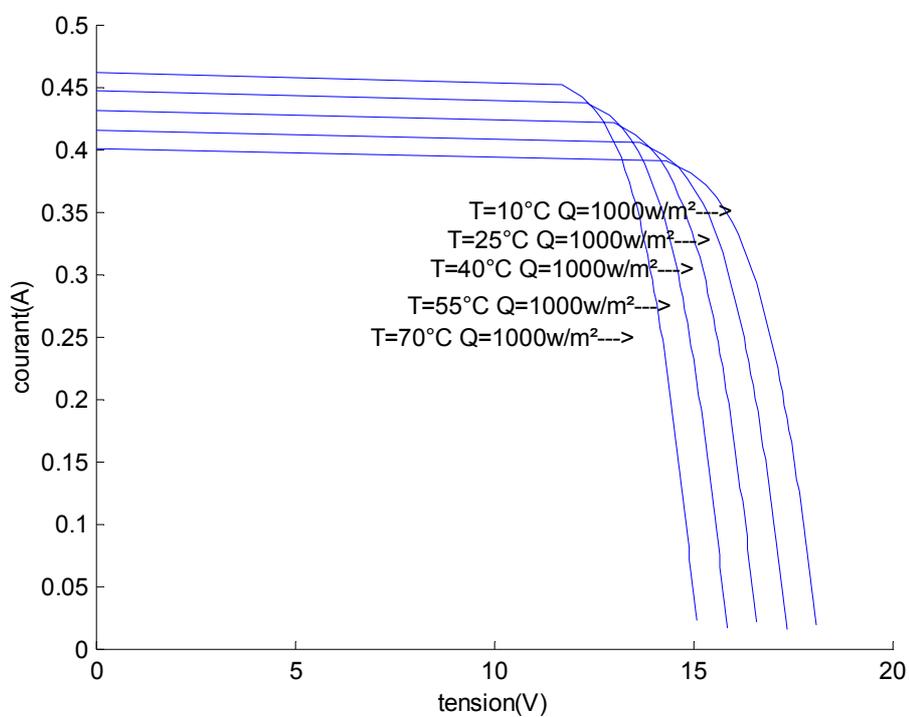


Figure 2.16.d: Caractéristiques courant/tension d'un générateur photovoltaïque, Pour différentes températures et pour  $Q=1000\text{w/m}^2$

Sur chaque courbe des Figures 2.15.a, b, c et d, le point rouge représente le point de puissance maximale que peut fournir le panneau. On voit bien que pour un éclairement et une température donnés, il existe une valeur de la tension qui maximise la puissance produite par le générateur. Il peut donc être intéressant d'insérer un convertisseur de puissance entre le générateur photovoltaïque et sa charge pour assurer un fonctionnement à puissance maximale quelque soient la charge et les conditions d'éclairement et de température, grâce à un convertisseur de caractéristiques  $i(v)$ . Ce convertisseur est un dispositif d'asservissement de la puissance couramment appelé à pilotage MPPT (Maximum Power Point Tracker).

## 2.5 Modélisation du système de stockage

### 2.5.1 Modèle de Copetti de batterie au plomb

Compte tenu du caractère relativement complexe des accumulateurs électrochimiques, il s'avère difficile de développer un modèle général. Les différents modèles existant dans la littérature [12], pour la technologie plomb - acide, sont d'une mise en œuvre complexe notamment à cause du nombre élevé des paramètres à déterminer. Pour notre étude, le modèle de Copetti dont l'avantage est d'être dit "universel".

Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la Figure 2.17, la batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une sources de tensions et sa résistance interne.

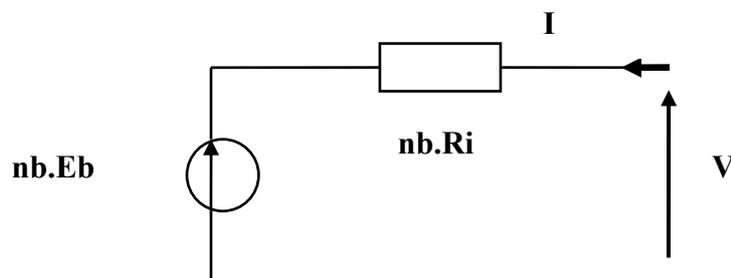


Figure 2.17: Schéma électrique équivalent de  $n_b$  éléments de batteries en séries.

Pour  $n_b$  éléments en séries, nous pouvons écrire l'équation :

$$V = n_b E_b + n_b . R_i . I \quad (2.53)$$

Le modèle proposé par Copetti est applicable pour les batteries au plomb et plus particulièrement aux batteries solaires. Il décrit le comportement dynamique de la batterie dans les régimes de décharge, de charge et de surcharge. Les seuls paramètres à connaître sont la capacité nominale  $C_{10}$  et la variation de température de l'électrolyte.

#### 2.5.1.a Modélisation de l'état de charge (SOC)

Dans le modèle de Copetti, le SOC, utilisé comme variable d'état, est donné par l'expression :

$$SOC = SOC_0 + \eta \frac{Q}{C} = SOC_0 + \eta \frac{\int I dt}{C} \quad (2.54)$$

Où  $SOC_0$  est l'état de charge initial de la batterie et  $Q$  représente les ampères-heures emmagasinés ou restitués pendant l'intervalle de temps considéré. La variable  $C$  est la capacité utile totale de la batterie, elle se calcule en fonction du courant de charge ( $I > 0$ ) ou de décharge ( $I < 0$ ) et de l'écart des températures de l'électrolyte et de référence ( $T - 25^\circ C$ ) :

$$\frac{C}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67 \left| \frac{I}{I_{10}} \right|} \cdot (1 + .005 \Delta T) \quad (2.55)$$

Pendant la décharge l'efficacité est  $\eta$  est supposée de 100% et le SOC se calcule par l'expression simplifiée suivante :

$$SOC = SOC_0 + \int \frac{Idt}{C} \quad (2.56)$$

Pendant la charge, l'efficacité est fonction de l'état de charge et s'exprime comme suit :

$$\eta_c = 1 - \exp\left(\frac{a_1}{\frac{I}{I_{10}} + a_2}\right) \cdot (SOC - 1) \quad (2.57)$$

Où les valeurs des constants de recharges  $a_1$  et  $a_2$  sont égales respectivement à 20.73 et 0.55.

#### 2.5.1.b Caractéristiques de décharge

La relation tension – courant d'un élément batterie dans ce cas est donnée par :

$$V_{bat-d} = [2.085 - 0.12(1 - SOC)] + I \cdot \left[ \left( \frac{1 - 0.00\Delta T}{C_{10}} \right) \left[ \frac{4}{1 + |I|^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02 \right] \right] \quad (2.58)$$

Où le courant  $I$  est supposé négatif. Le premier terme de l'équation 2.58 représente la variation de la tension du circuit ouvert avec l'état de charge alors que le second terme désigne la variation de la tension due aux changements de la résistance interne décrite comme une somme de résistances en séries associés aux phénomènes de polarisation, de diffusion,....etc.

Ainsi, un programme sous simulink a été établi dont nous donnons le diagramme représentatif ci dessous :

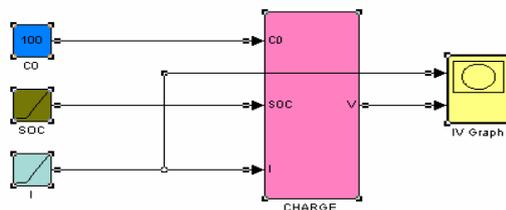


Figure 2.18: Diagramme sous simulink de la modélisation de la caractéristique de la décharge

Nous avons présenté sur les figures ci-dessous les différentes courbes obtenues par le diagramme précédent.

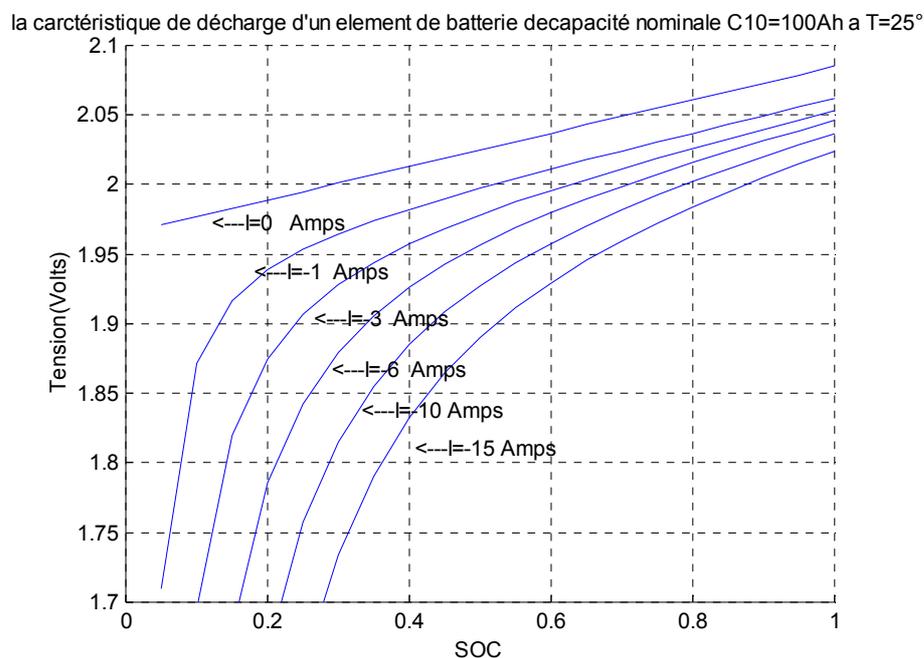


Figure 2.19: Caractéristique de décharge d'un élément de batterie de capacité nominale=100Ah à  $T=25^\circ\text{C}$

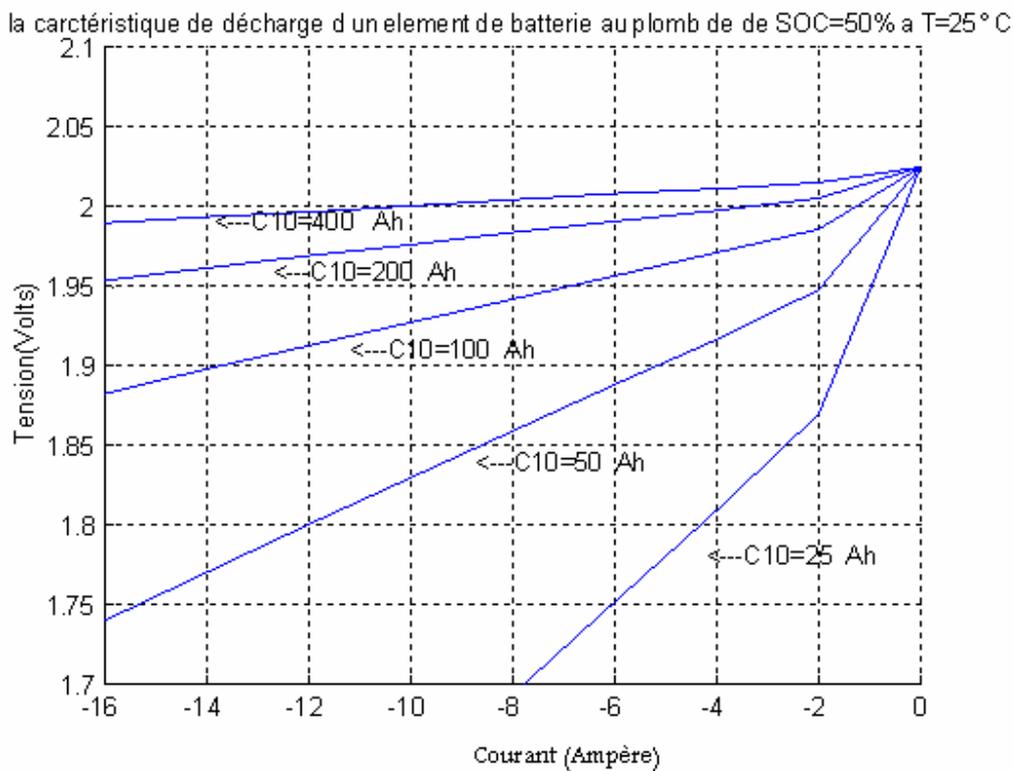


Figure 2.20 : Caractéristique de décharge d'un élément de batterie de SOC =50% à T=25°C

La Figure 2.19 présente les caractéristiques tension/courant –SOC à la température de référence et pour une capacité nominale de 100 Ah.

Il est à noter qu'il est possible d'estimer et/ou de contrôler l'état de charge de la batterie à partir de la connaissance de la valeur instantanée du couple (I, V) en raison de la diminution de la tension avec le SOC et le courant de décharge. Pour maintenir le SOC supérieure à 50%, il suffit d'assurer la condition suivante :

$$V > 2.025 + \left( \frac{1 - 0.007 \cdot \Delta T}{C_{10}} \right) \left( \frac{4}{1 + (-I)^{1.3}} + 0.7837 \right) \cdot I \quad (2.59)$$

La figure 2.20 décrit l'influence de la capacité nominale sur les caractéristiques tension -courant d'un élément de batterie au plomb chargé à 50% à la température de

référence. Cette figure appelle deux remarques principales. D'abord, la tension est une fonction croissante de la capacité nominale. Ensuite, les caractéristiques tension – courant sont quasiment linéaires notamment pour des courants de décharges supérieurs en valeur absolue à 2 Ampères ; en simplifiant la conditions 2.59 peut donc être approchée par la condition suivante :

$$V > 2.025 + \left( \frac{1 - 0.007 \cdot \Delta T}{C_{10}} \right) \cdot (0.7343I - 2.4324). \quad (2.60)$$

Le deuxième terme de l'équation 2.58 montre bien l'influence de la température sur la résistance interne. Dans notre étude, la température de la batterie n'est pas considérée.

Ce terme nous montre que la résistance interne est directement liée à l'état de charge de la batterie. Lorsque la batterie est chargée, la résistance interne est faible et elle devient importante pour un état de charge proche de 0, ce qui dégradera fortement le rendement en décharge dans cette zone de fonctionnement. La Figure 2.21 montre l'évolution de la résistance interne pour un seul élément.

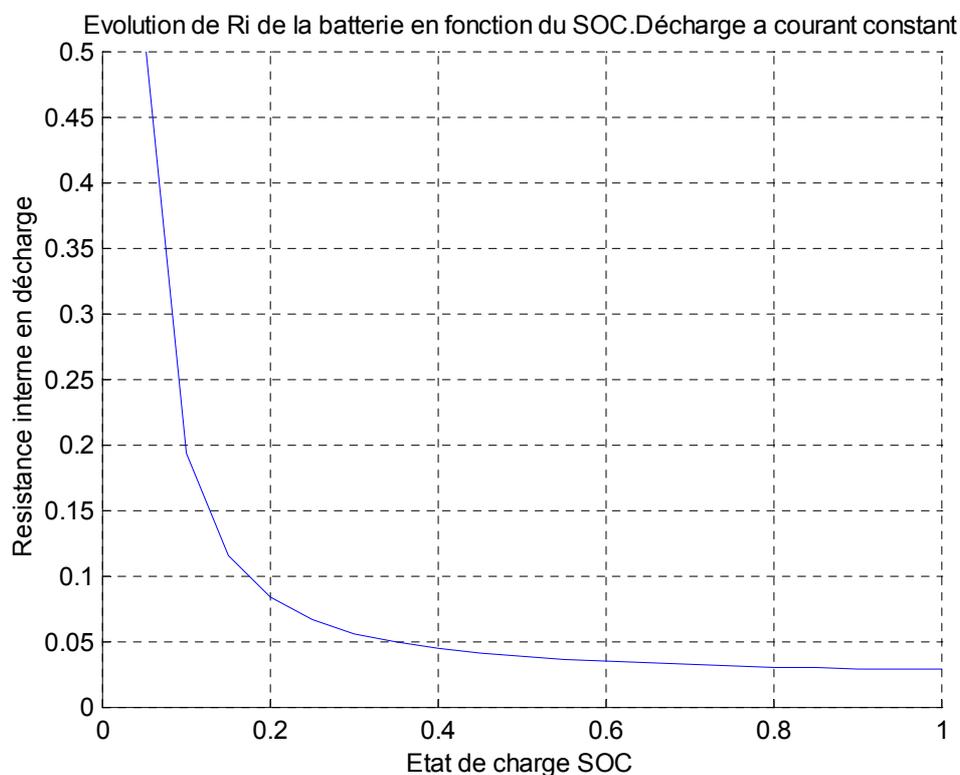


Figure 2.21: Evolution de la résistance interne de la batterie en fonction du SOC

### 2.5.1.c Caractéristiques de charge

Le modèle de Copetti relatif à la tension de charge d'un élément de batterie au plomb est décrit par l'équation :

$$V_{bat-c} = [2 - 0.16.SOC] + \left( \frac{1 - 0.025\Delta T}{C_{10}} \right) \left[ \frac{6}{1 + (I)^{0.86}} + \frac{0.27}{(1 - SOC)^{1.2}} + 0.036 \right] \cdot I \quad (2.61)$$

Où le courant de charge est cette fois-ci positif.

Ainsi, un programme sous simulink a été établi dont nous donnons le diagramme représentatif ci dessous

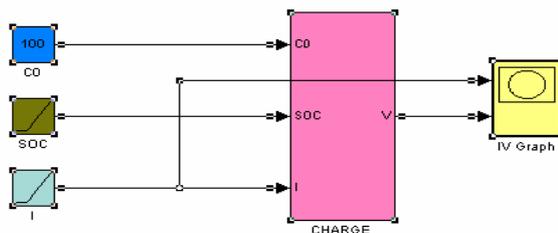


Figure 2.22: Diagramme sous simulink de la modélisation de la caractéristique de la charge

Nous avons présenté sur les Figures ci-dessous les différentes courbes obtenues par la modélisation précédente.

La Figure 2.23 présente les caractéristiques tension – courant à la température de référence et pour une capacité nominale de 100Ah. A l'inverse du modèle de décharge, la valeur du couple (I, V) observé pendant la charge ne correspond pas nécessairement à une valeur unique du SOC. Ceci est dû à notre sens, au passage de la courbe de tension par un minimum lorsque le SOC augmente de 0 à 100%.

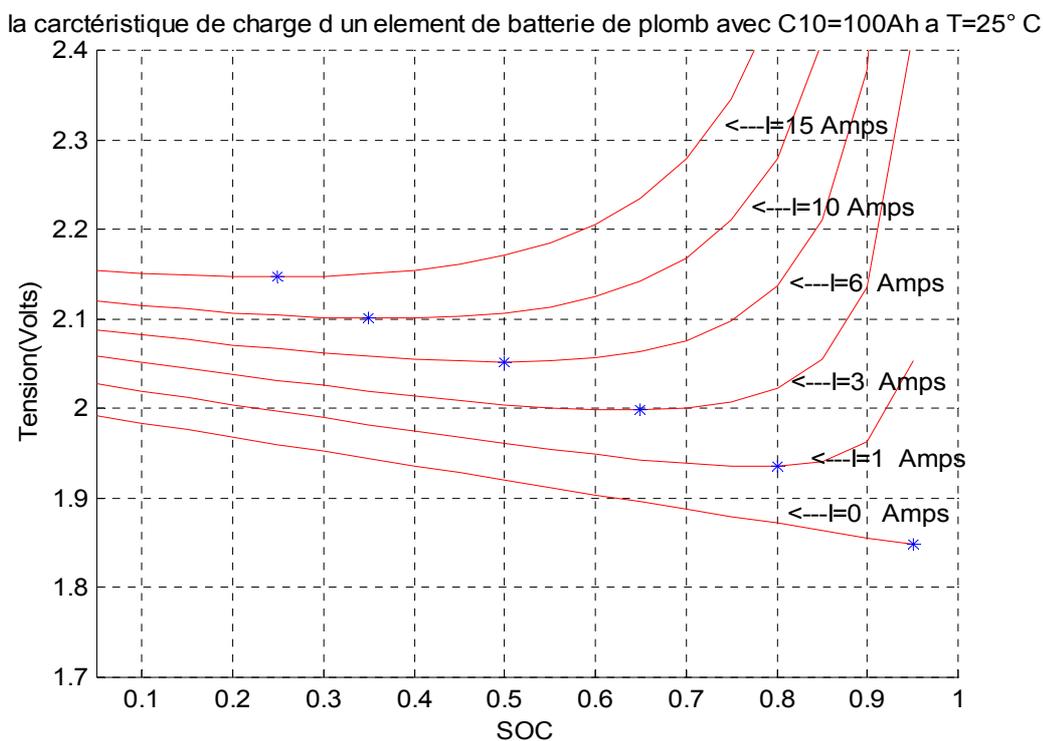


Figure 2.23: Caractéristique de charge d'un élément de batterie de plomb  $c=100\text{Ah}$  à  $T=25^\circ\text{C}$

La diminution du courant de charge et l'augmentation de la capacité nominale font déplacer le point minimum vers les valeurs élevées du SOC Figure 2.21 et 2.23.

$$SOC_{opt} = 1 - \left[ \frac{3.6}{C_{10}(1 - .025\Delta T)I} \right]^{1/2.2} \quad (2.62)$$

La valeur minimale de tension s'obtient facilement en combinant les équations 2.61 et 2.62:

$$V_m = [1.84 + 0.1733(1 - soc)] + \left[ \frac{1.667}{1 + I^{0.86}} + 0.036 \right] (1 - soc)^{2.2} \quad (2.63)$$

Il est à remarquer que les courbes développées des points minimums se rejoignent lorsque le SOC atteint des valeurs suffisamment élevées.

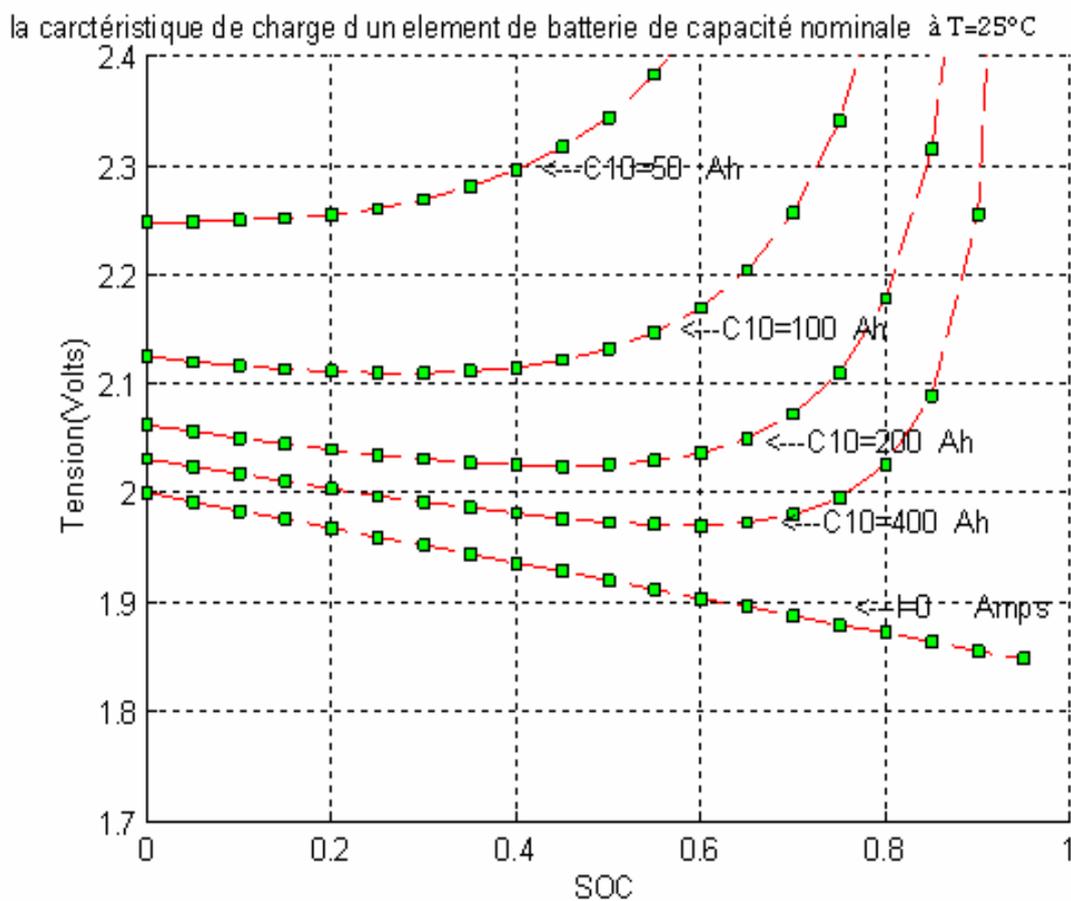


Figure 2.24: Caractéristique de la charge d'un élément de batterie à 25°C

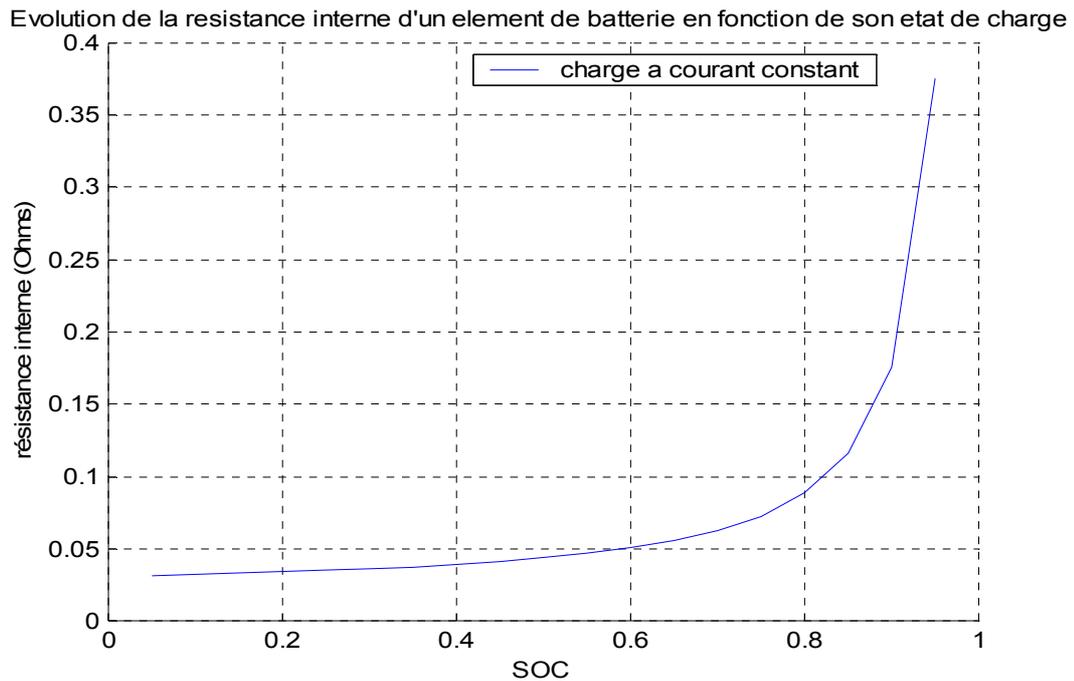


Figure 2.25 : Evolution de la résistance interne d'un élément de batterie en fonction de son état de charge

En charge, la résistance interne dépend encore de l'état de charge de la batterie. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous nous approchons de la pleine charge. Il est à noter que pour un courant de charge constant, il y'aura plus de pertes au fur et à mesure qu'on se rapproche de l'état final de charge. Figure 2.25

### 2.5.1 c Tensions de début de surcharge et de fin de charge

Le phénomène de surcharge apparaît lorsque la tension de la cellule dépasse la tension de dégagement gazeux dont l'expression est donnée par:

$$V_g = \left[ 2.24 + 1.97 \ln \left[ 1 + \frac{I}{C_{10}} \right] \right] \cdot (1 - 0.002 \Delta T) \quad (2.64)$$

La Figure 2.27 présente les courbes de la tension du dégagement gazeux en fonction du courant de charge et de la capacité nominale à la température de référence (courbe en trait discontinu) ainsi que leurs approximations linéaires:

$$V_g = \left[ 2.24 + 1.97 \left( \frac{I}{C_{10}} \right) \right] \cdot (1 - 0.002 \Delta T) \quad (2.65)$$

Ainsi, un programme de la modélisation du dégagement gazeux a été établi sous simulink dont nous donnons le diagramme représentatif ci dessous

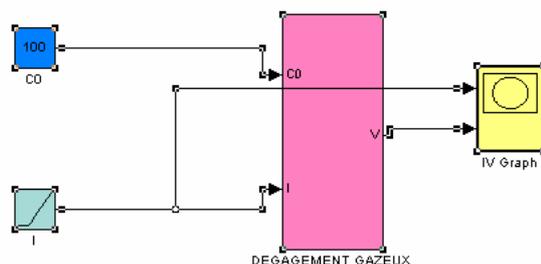


Figure 2.26 : Diagramme en simulink de la modélisation de l'évolution de la tension du dégagement gazeux

L'évolution de la tension de dégagement gazeux en fonction du courant de charge et de la capacité nominale est présentée sur la figure ci-dessous.

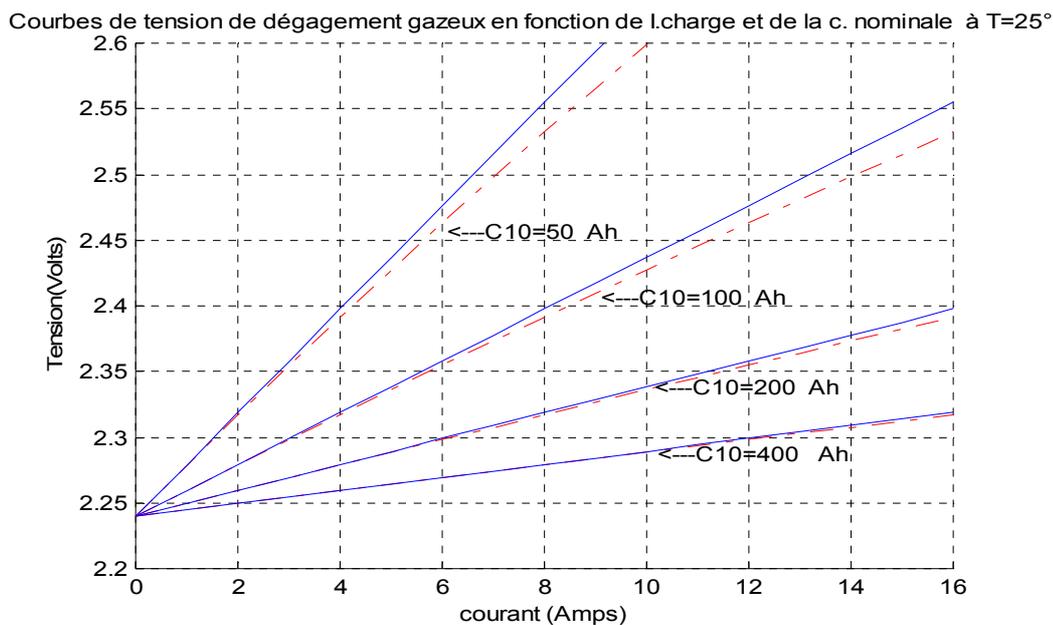


Figure 2.27: Evolution de la tension de dégagement gazeux en fonction du courant de charge et de la capacité nominale à T=25°C

Si le processus de charge reste actif Figure 2.27, la tension de la cellule atteint une valeur maximale de fin de charge calculée comme sui

$$V_{fg} = \left[ 2.24 + 2.011 \ln \left[ 1 + \frac{I}{C_{10}} \right] \right] (1 - 0.002 \cdot \Delta T) \tag{2.66}$$

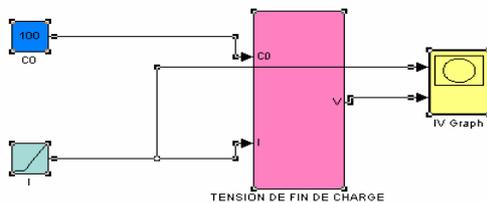


Figure 2.28: Diagramme en simulink de la modélisation de la tension de la fin de charge

Nous présentons sur les figures ci-dessous la courbe de la tension de la fin de charge pour différents courants et différentes capacités nominales, obtenue par la modélisation précédente.

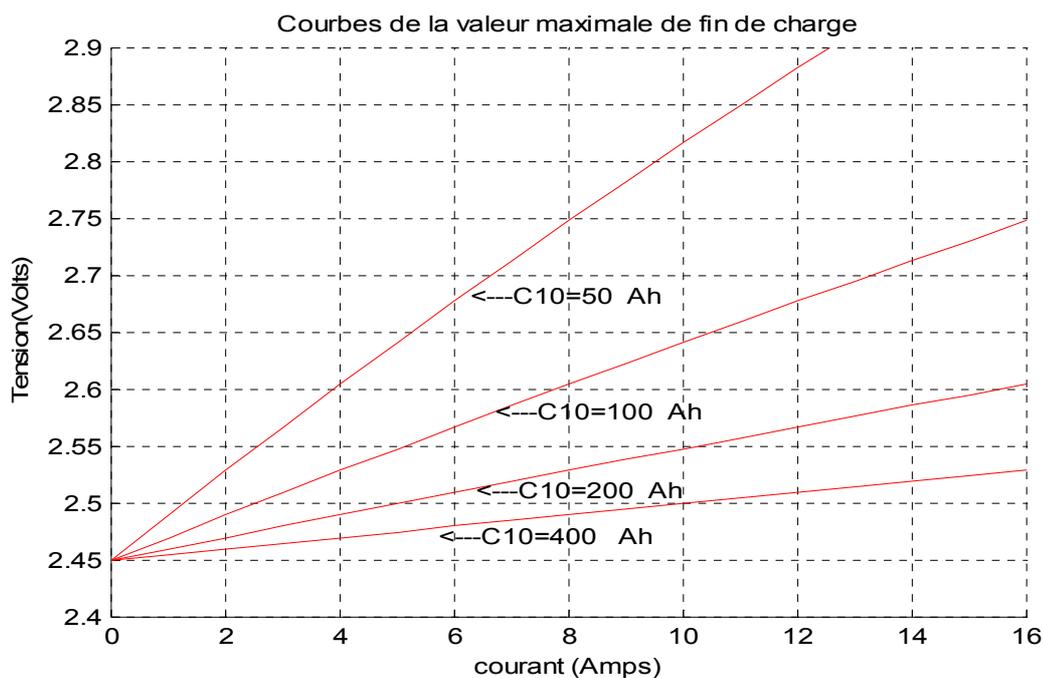


Figure 2.29: Evolution de la valeur maximale de la fin de charge

Nous constatons que la tension de fin de charge suit une évolution linéaire en fonction du courant de charge et la pente de cette droite diminue en fonction inverse de la capacité nominale de la batterie considérée.

## CHAPITRE 3 APPLICATION DES MODELES

Après avoir choisi les modèles des différentes parties constituant le système hybride, nous présentons dans ce chapitre, les sites d'implantations et leur caractéristiques climatiques, les caractéristiques de la maison choisie, le bilan énergétique ainsi que la consommation énergétique.

Pour le calcul des besoins en électricité nous avons utilisé la méthode développée par Michel Radot et Al [14], (Voir annexe H)

### 3.1 Calcul des charges

#### 3.1.1 Les sites d'implantations :

Les sites que nous avons choisis devraient appartenir aux différentes zones climatiques Algériennes.

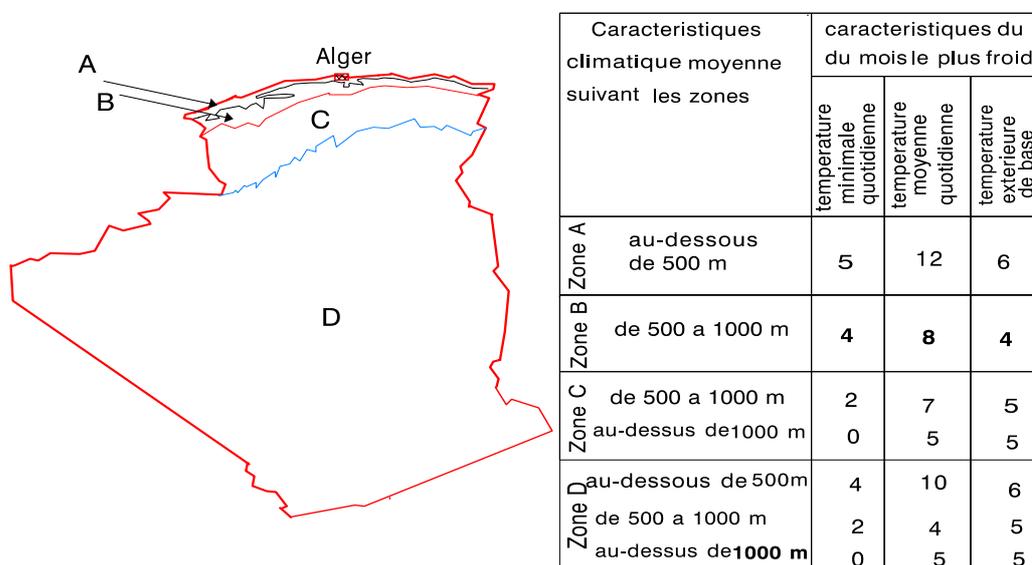


Figure 3.1: Zones climatique Algériennes

Dans notre cas nous avons choisis les sites suivants :

- le site de Bouzaréah sur la zone A : zone qui comprend le rivage de la mer et une partie du versant Nord des chaînes côtières,

- le site de Batna et El Oued (proche) sur la zone C, qui comprend les Hauts Plateaux situés entre l'Atlas Tellien et l'Atlas Saharien,
- Le site Ghardaïa, Adrar, Tamanrasset sur la zone D, qui comprend le Sahara, au delà de l'Atlas Saharien.

Les différentes coordonnées géographiques des sites choisis pour notre étude sont présentées sur le tableau ci dessous :

Tableau 3.1: Coordonnées géographiques des six sites choisis

Site\caractéristique	Latitude	Longitude	Altitude
Adrar	27.82°N	00.18°W	263.8m
Batna	35.55°N	6.18°E	1051.9m
Bouzaréah	36.80°N	3.20°E	345m
Tamanrasset	22.78°N	5.52°E	1377.0m
Ghardaïa	32.40°N	03.80°E	468.4m
El oued	33.50°N	6.18°E	62m

Le choix de ces sites a été basé sur la disponibilité des données météorologiques [16], [17]. Alors nous donnons dans les diagrammes ci-dessous L'évolution annuelle des principales caractéristiques climatiques de chacun de ces sites est représentée sur les figures suivantes :

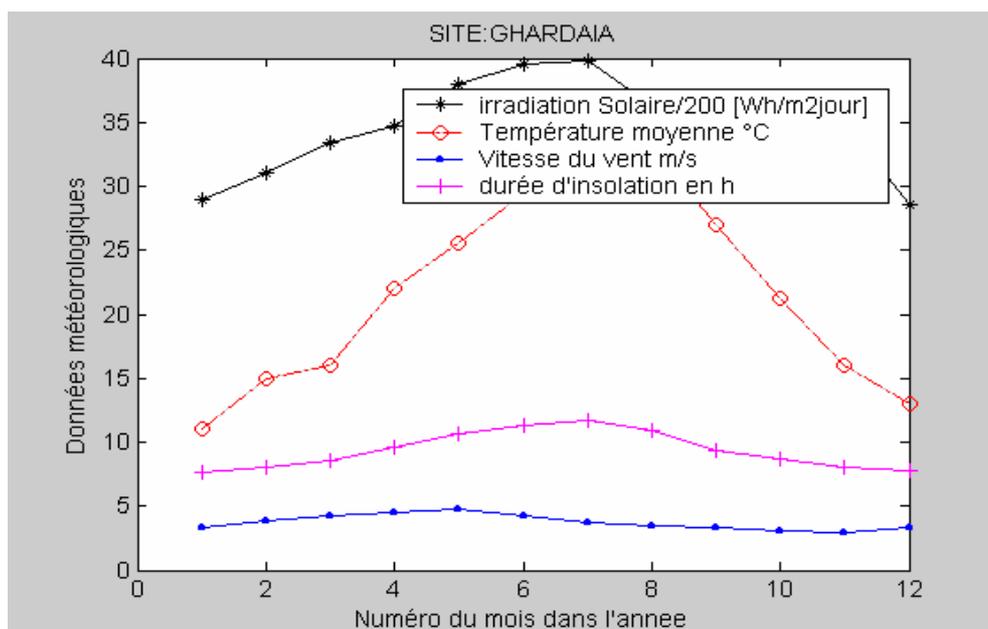


Figure 3.2.a: Caractéristiques climatiques du site de Ghardaïa

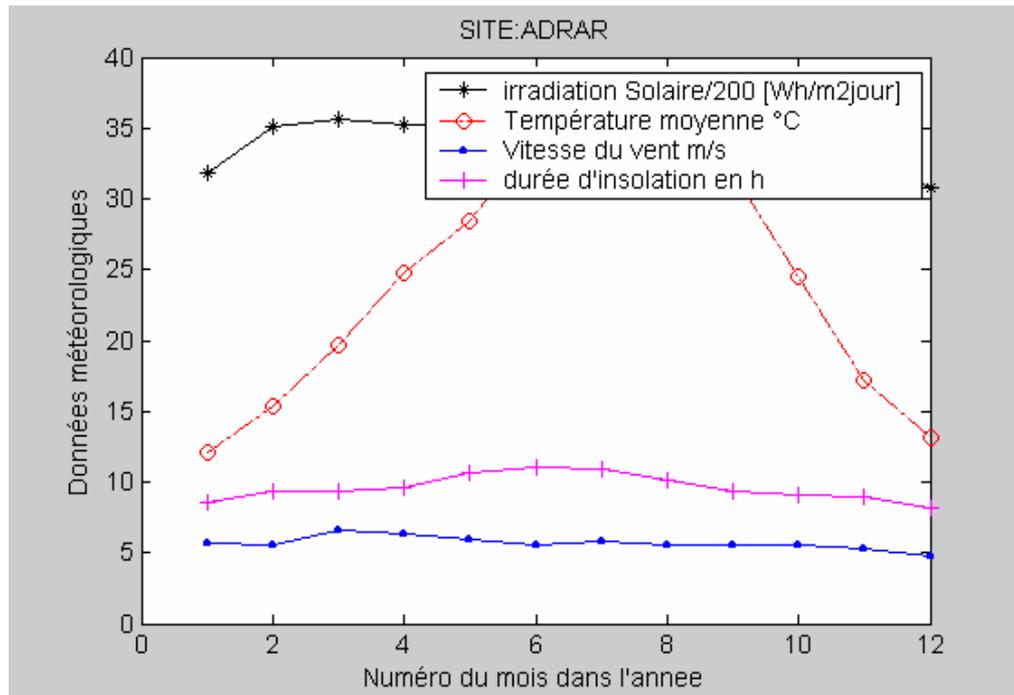


Figure 3.2.b: Caractéristiques climatiques du site d'Adrar

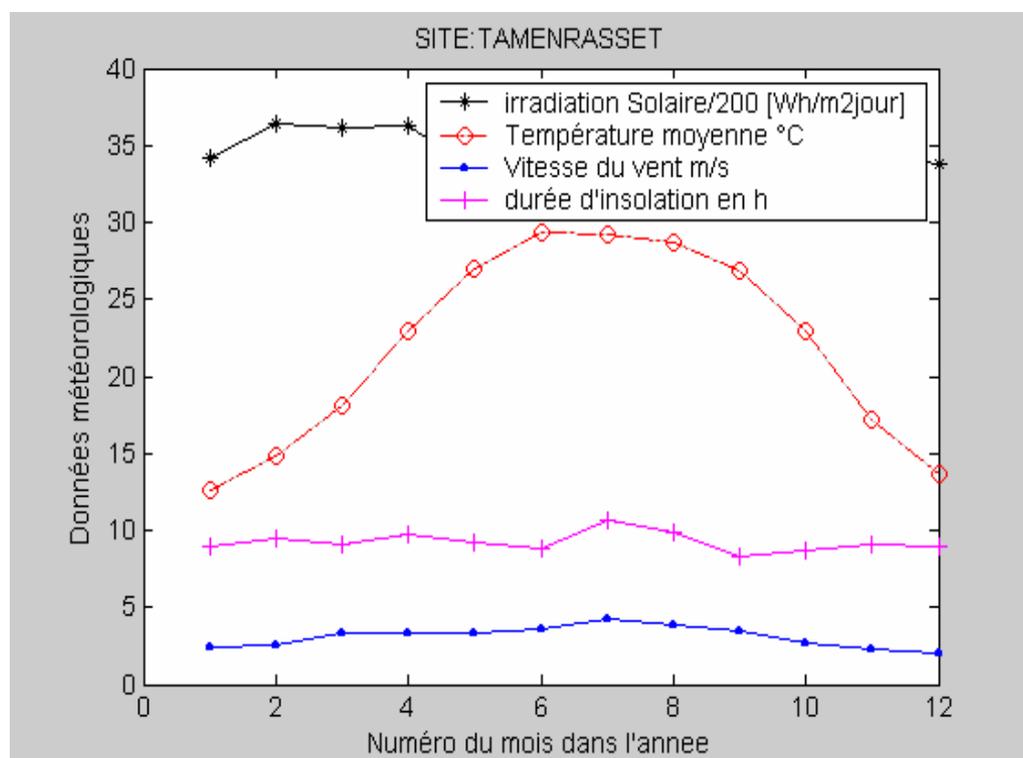


Figure 3.2.c: Caractéristiques climatiques du site de Tamanrasset

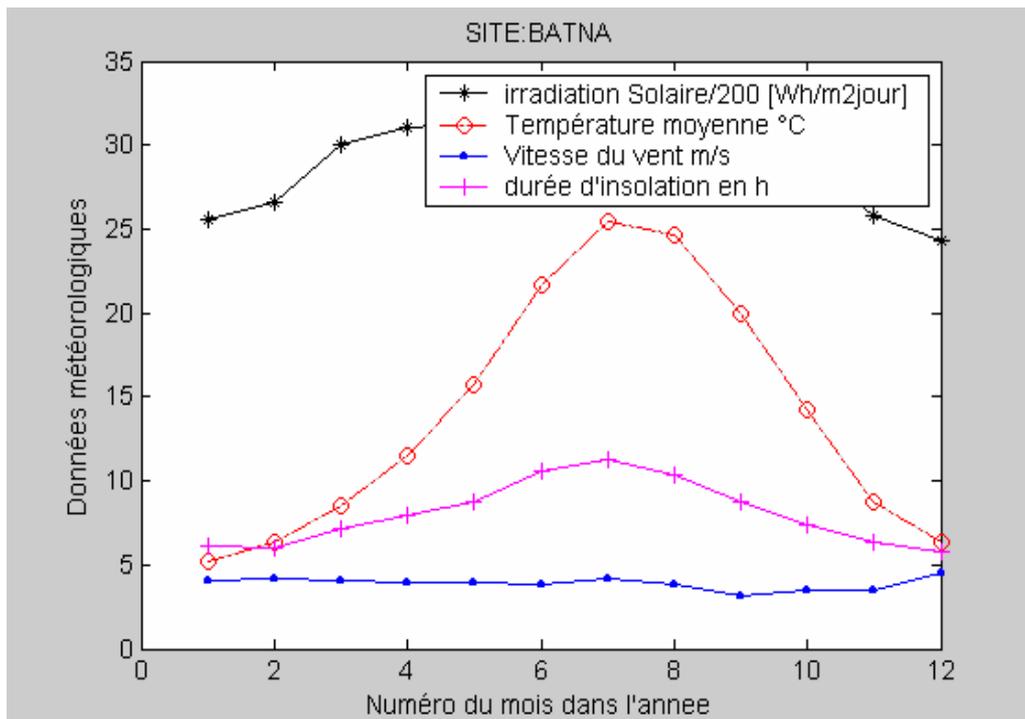


Figure 3.2.d Caractéristiques climatiques du site de Batna

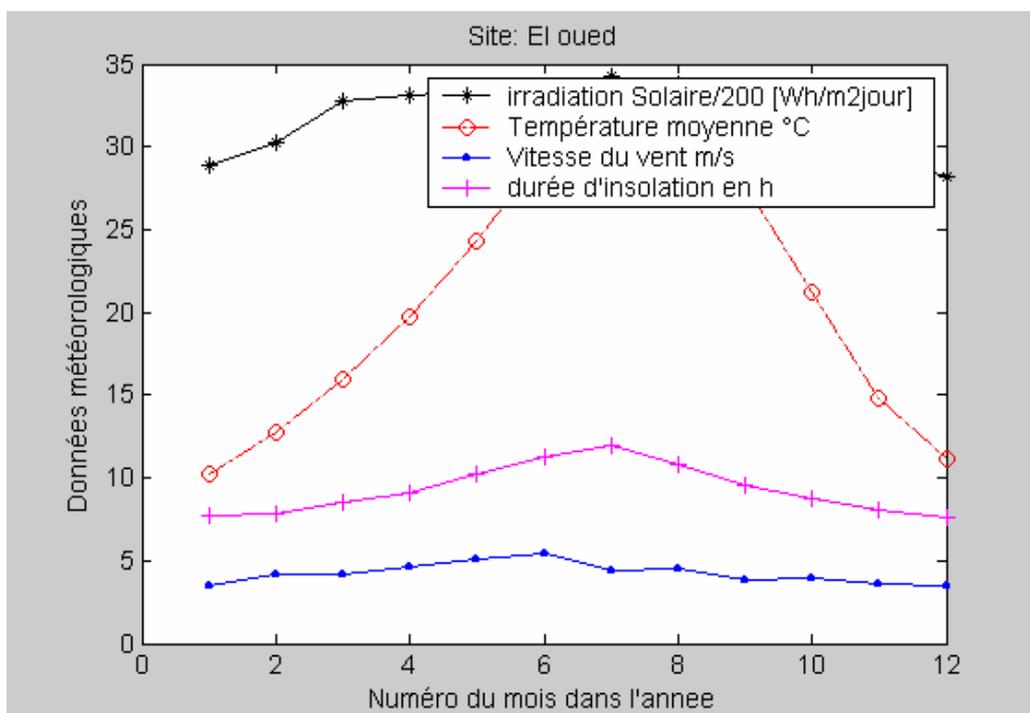


Figure 3.2.e: Caractéristiques climatiques du site d' El oued

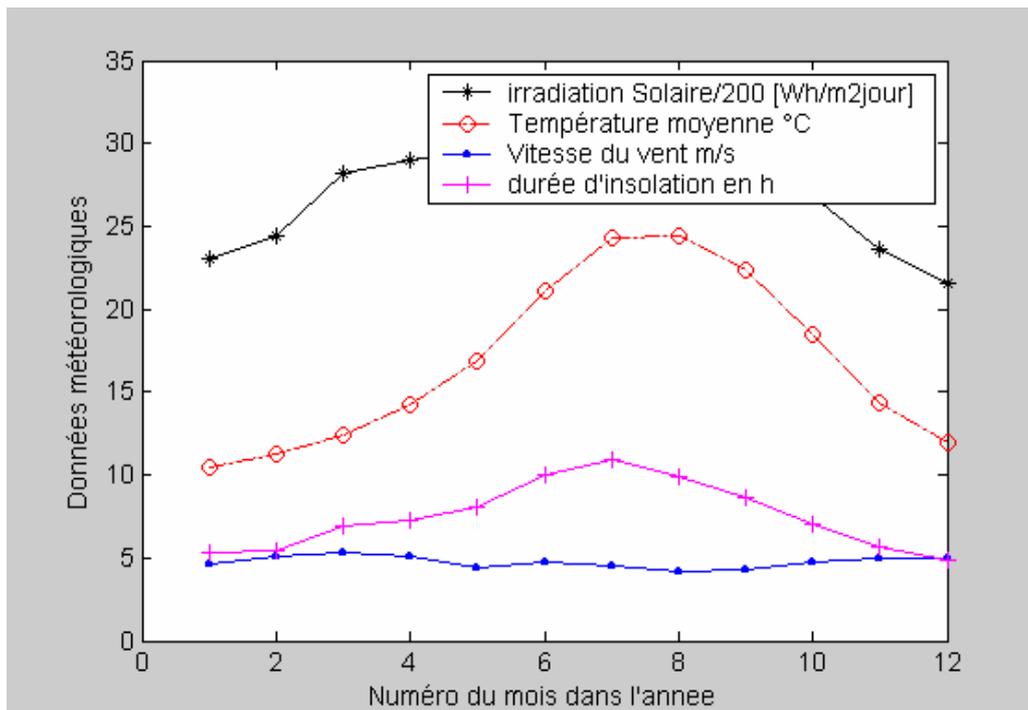


Figure 3.2.f: Caractéristiques climatiques du site de Bouzaréah

### 3.1.2 Caractéristiques de la maison choisie

Dans notre étude nous avons choisi une maison type non raccordé au réseau de distribution d'énergie classique et équipée de l'ensemble des appareils permettant de fournir le confort aux occupants. Par ailleurs dans notre cas nous supposons que l'habitation sera occupée en permanence durant toute l'année et que Les équipements domestiques fonctionnent sous une tension standard 220V-50Hz (tension secteur)

Les caractéristiques de la maison choisie sont données ci-dessous [17],[18] :

Type : individuelle ;

Nombre de pièces : 03 pièces+couloir+ salle de bains ;

Eclairage → Lampes fluorescentes →

- chambres
- cuisine
- toilette
- salle de bain
- couloir

Équipements électroménagers : - Réfrigérateur ;  
- Téléviseur couleur ;

- Chaîne HI-FI ;
- mixeur;
- Lave linge ;
- Ventilateur.

### 3.1.3 Bilan énergétique

Sur le tableau ci dessous nous présentons l'estimation des besoins énergétique journalier en Wh/j.

Tableau 3.2: Estimation des besoins énergétiques journalier

		Puissance (W)	Durée d'utilisation (heures)	Consommation journalière (Wh)
<b>Eclairage</b>	Chambre d'adultes	11	4	44
	Chambre d'enfants	22	5	110
	Salle de séjour	22	6	132
	Couloir	22	2	44
	Salle de bain	22	2	44
	Toilette	11	1	11
	Cuisine	11	7	77
<b>S/total (A)</b>				<b>462</b>
<b>Equipements</b>	Réfrigérateur	120	8 (hiver)/12 (été)	960/1440
	Téléviseur	75	7	525
	Ventilateur	100	4	400
	Divers	100	2	200
<b>S/total (B)</b>				<b>2085/2565</b>
<b>Total Ecj =S/total(A)+S/total (B)</b>				<b>2547/3027</b>

### 3.1.4 Détermination de la consommation énergétique

Dans notre cas, pour le calcul de la consommation énergétique nous avons considéré les hypothèses suivantes :

#### 3.1.4.a L'éclairage :

Les heures du lever et du coucher du soleil sont calculées par la relation (B.8.a), (B.8.b)(voir annexe B) et corrigées pour qu'elles soient en heures locales.

Concernant, l'heure du lever et du coucher de la famille est supposée respectivement à 7heures et à 23 heures. Ainsi, l'éclairage ne sera solliciter qu'au lever de la famille jusqu'à 8heures et de 17 heures jusqu'à 23 heures.

### 3.1.4.b Le réfrigérateur

Le nombre d'heures de fonctionnement dépend de la température ambiante dans laquelle se trouve ce dernier. Ainsi, dans notre cas nous supposons qu'il fonctionne 8h/24h durant la période hivernale et 12h/24h durant la période estivale.

### 3.1.4.c Le ventilateur

Nous supposons qu'il n'est sollicité que durant la période estivale (mai –septembre). Nous présentons sur les figures ci dessous les diagrammes relatifs au lever et au coucher du soleil en heure locale. Sur ces diagrammes nous constatons que ces paramètres varient d'une saison à l'autre. Ainsi, connaissant les heures du lever et du coucher de la famille, nous pouvons déterminer facilement le nombre d'heures de consommation relatif à l'éclairage d'une maison quelconque sur le lieu considéré.

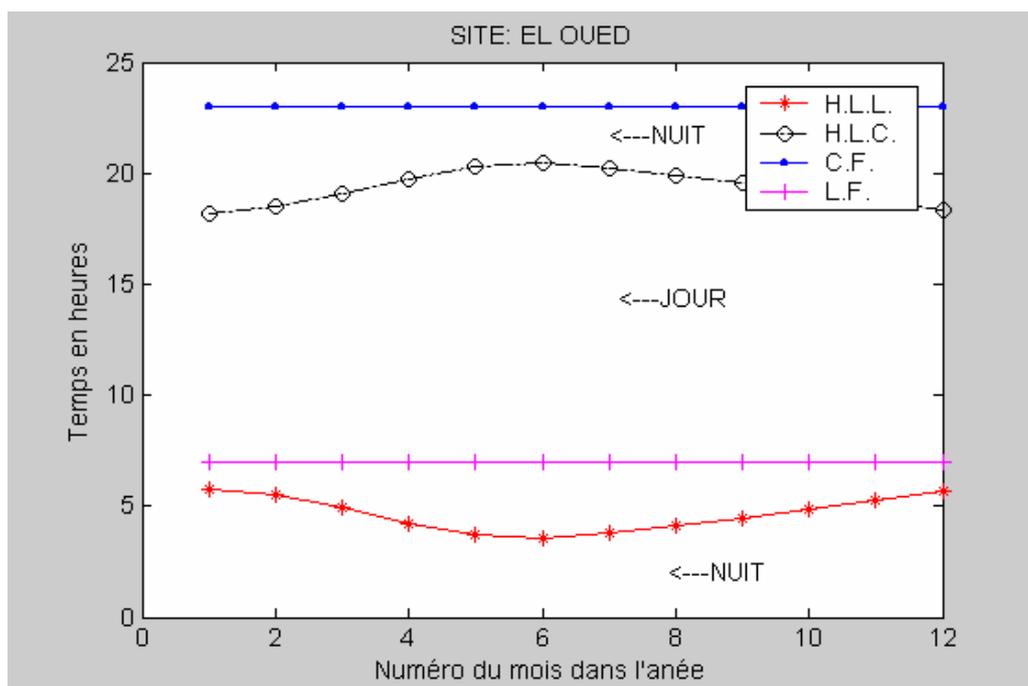


Figure 3.3.a : Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site d'El oued

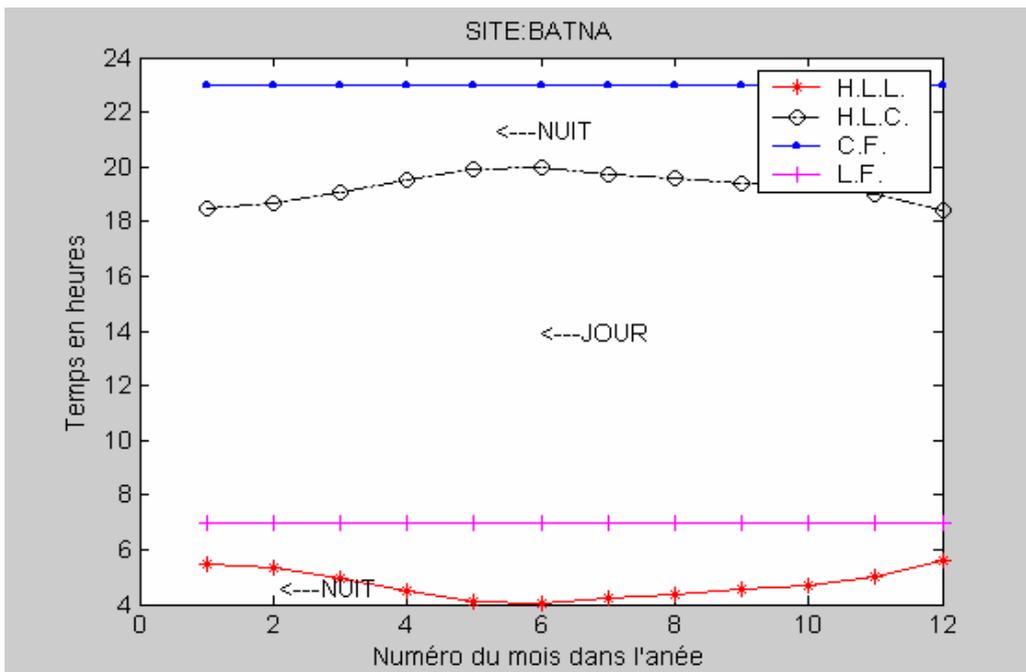


Figure 3.3.b: Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Batna

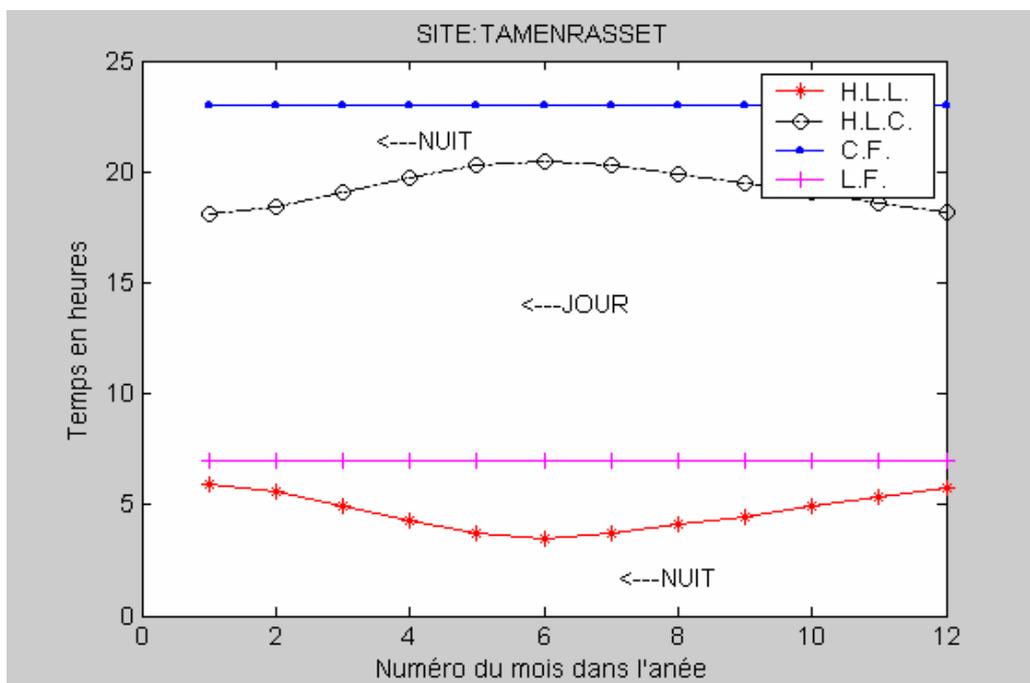


Figure 3.3.c: Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Tamanrasset

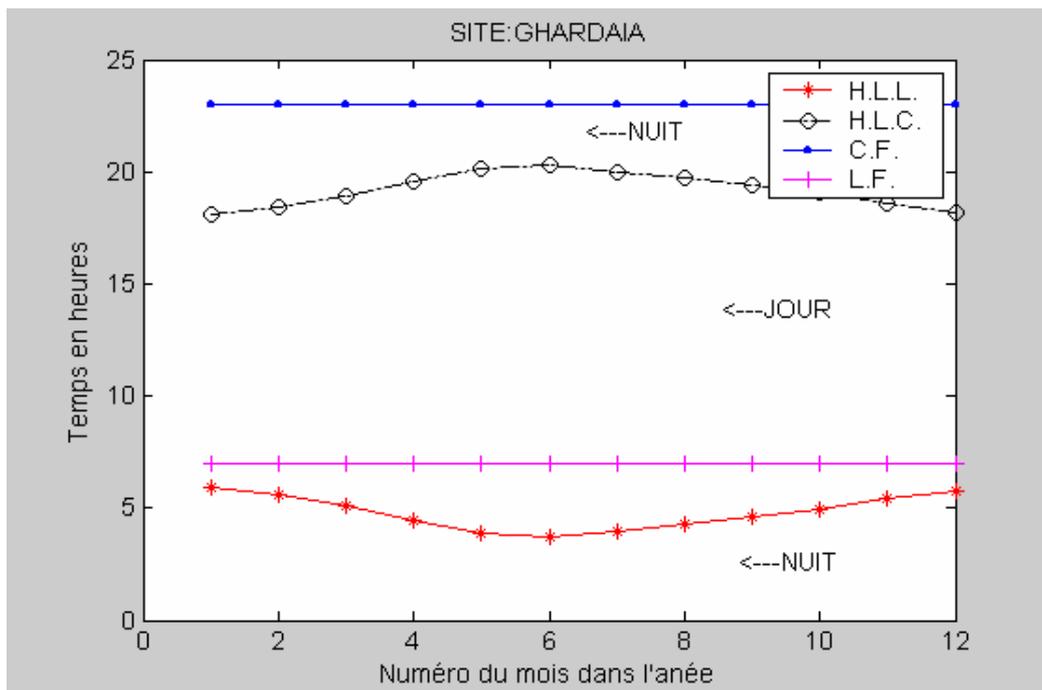


Figure 3.3.d: Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Ghardaïa

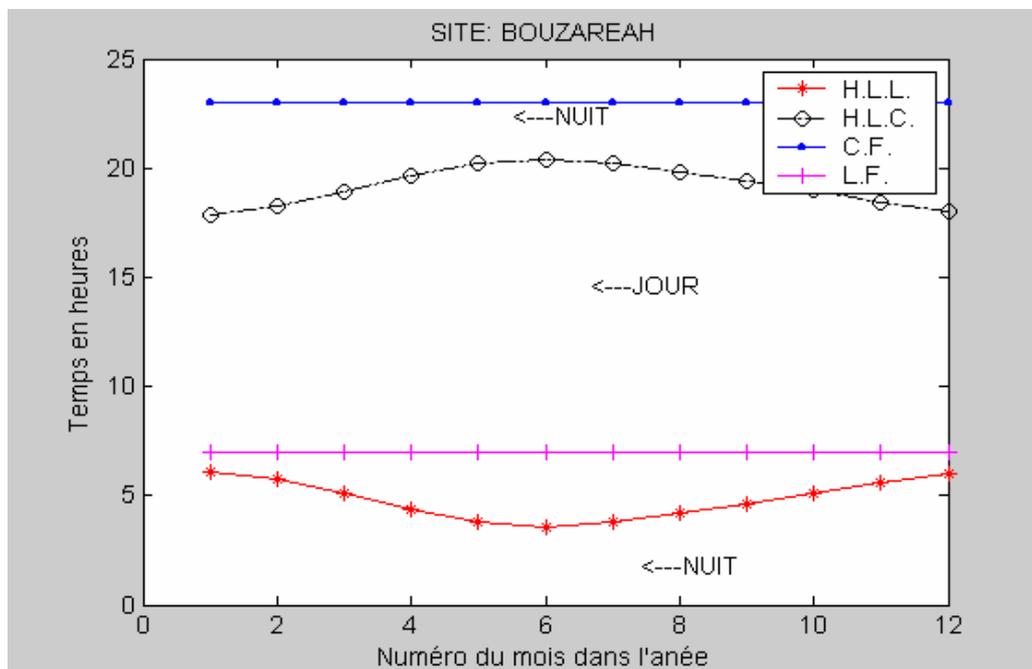


Figure 3.3.e: Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour le site de Bouzaréah

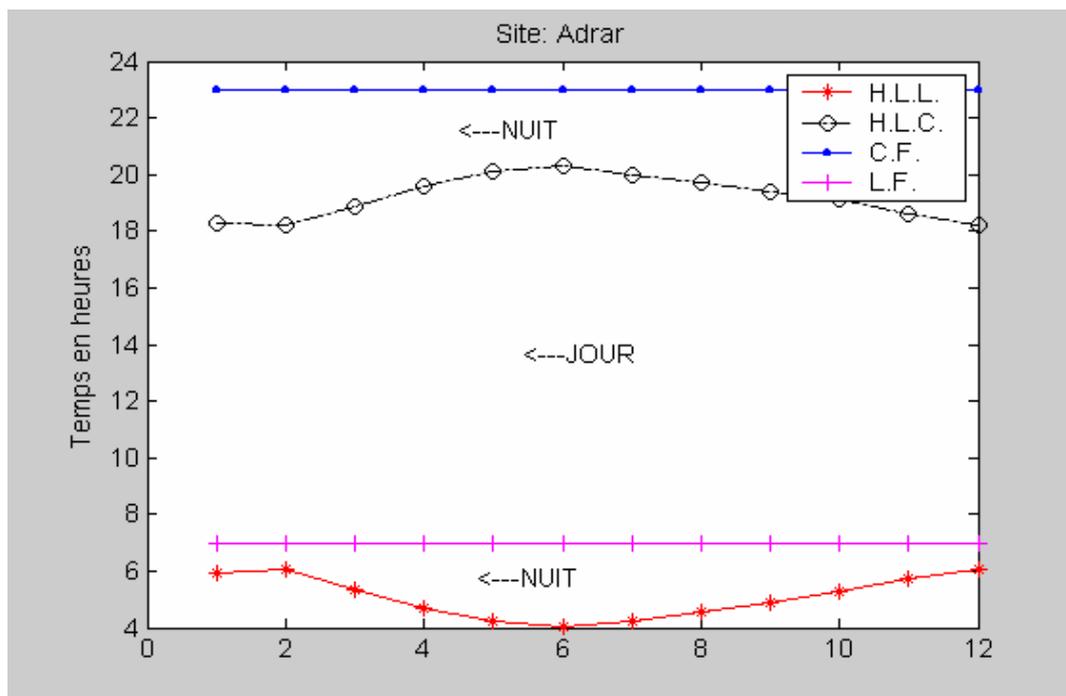


Figure 3.3.f: Diagramme de calcul du nombre d'heure de consommation pour site d'Adrar

### 3.2 Résultat du dimensionnement

#### 3.2.1 Système photovoltaïque

Nous donnons respectivement sur les tableaux qui suivent le nombre de modules nécessaire pour notre charge, le système de stockage ainsi que le nombre de branches sachant que la tension nominale choisie est de 48V.

Tableau 3.3: Détermination du nombre total des modules

Mois/Sites	Adrar	Ghardaia	Bouzareah	Batna	El oued	Tamenrasset
Janvier	28	36	36	56	36	24
Février	24	32	36	64	36	24
Mars	24	28	28	40	28	24
Avril	24	20	24	32	24	20
Mai	20	20	20	28	20	28
Juin	20	20	16	20	16	28
Juillet	20	16	16	16	16	20
Août	24	20	20	20	20	24
Septembre	24	24	20	24	20	32
Octobre	24	28	28	36	28	28
Novembre	24	36	32	52	32	24
Décembre	32	32	40	64	36	24

Tableau 3.4 : Détermination du nombre de branche

Mois/Sites	Adrar	Ghardaia	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
Janvier	7	9	9	14	9	6
Février	6	8	9	16	9	6
Mars	6	7	6	10	7	6
Avril	6	5	5	8	6	5
Mai	5	5	6	7	5	7
Juin	5	5	4	5	4	7
Juillet	5	4	3	4	4	5
Août	6	5	4	5	5	6
Septembre	6	6	4	6	5	8
Octobre	6	7	6	9	7	7
Novembre	6	9	8	13	8	6
Décembre	8	8	10	16	9	6

### 3.2.2 Système éolien

Pour notre application, notre choix a porté sur sept types d'aérogénérateurs (voir annexe F). On notera que les constructeurs de machines de petites puissances ne sont pas nombreux dans le monde. Les aérogénérateurs que nous avons choisis sont présentés sur le tableau ci-dessous :

Tableau 3.5: Les différents types d'aérogénérateurs utilisés dans le calcul

Constructeur	Type	Puissance nominale [kW]	Pays d'origine	Prix en kDA [20]
Bergey	BWC1000	1	USA	155.663
	BWC EXCEL	7.5		1506.268
Bornay	INCLIN 6000	6	Espagne	865.699
Fortis	MONTANA	4	Pays Bas	800.949
Southwest Windpower	Whisper 175	3	USA	360.406
Vergnet	GEV 5/5	5	France	715.850
	GEV 7/10	10		1.789.625

Pour le calcul de la puissance débiteur par chacun des aérogénérateurs et pour chacun des sites nous avons utilisé la moyenne mensuelle de la vitesse du vent comme paramètre d'entrée et pour des raisons de manque de valeurs de facteurs de forme  $k$ , du modèle de Weibull, nous avons utilisé le modèle de Rayleigh pour les sites de Ghardaïa, Tamanrasset, Adrar et Batna

qui n'est autre que le modèle de Weibull avec comme valeur du facteur de forme  $k=2$ . Pour les sites de Bouzaréah [11] et El oued [9] nous avons utilisé la distribution de Weibull.

Ainsi, nous présentons sur les figures ci-dessous la distribution de la charge et la production énergétique mensuelle de chacun des aérogénérateurs.

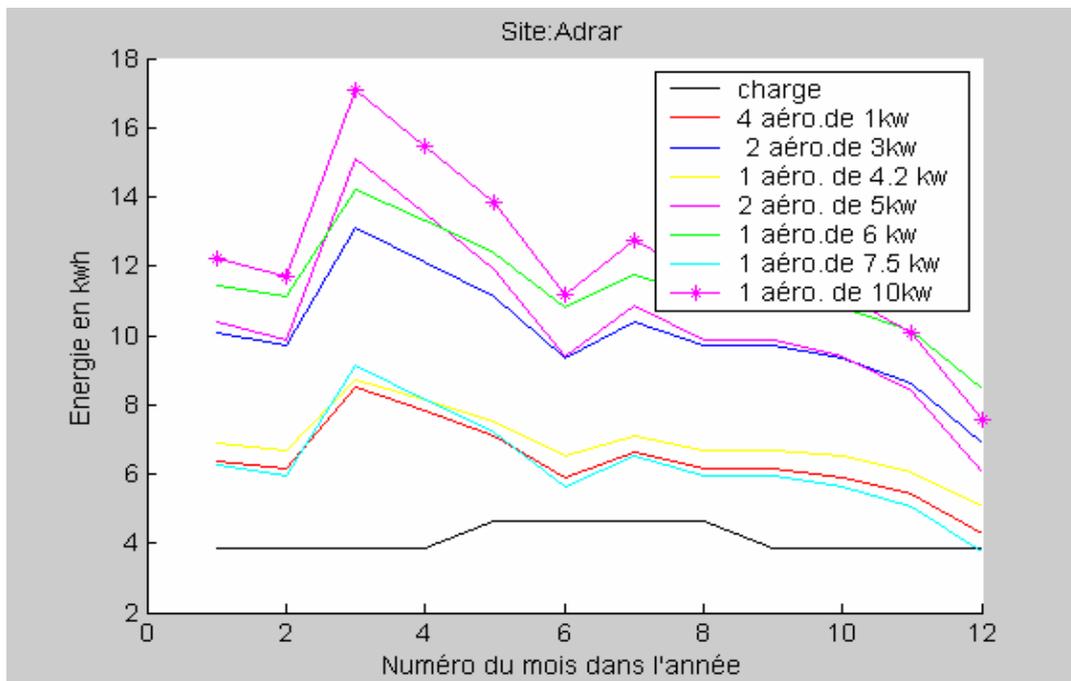


Figure 3.4.a: Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site d'Adrar

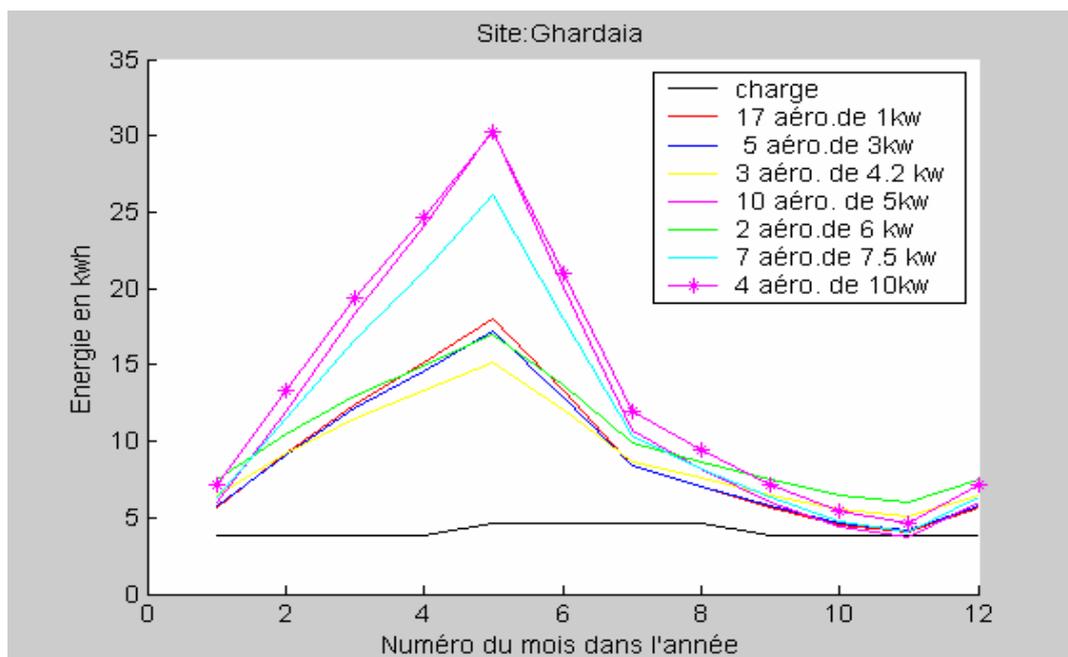


Figure 3.4.b : Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Ghardaïa

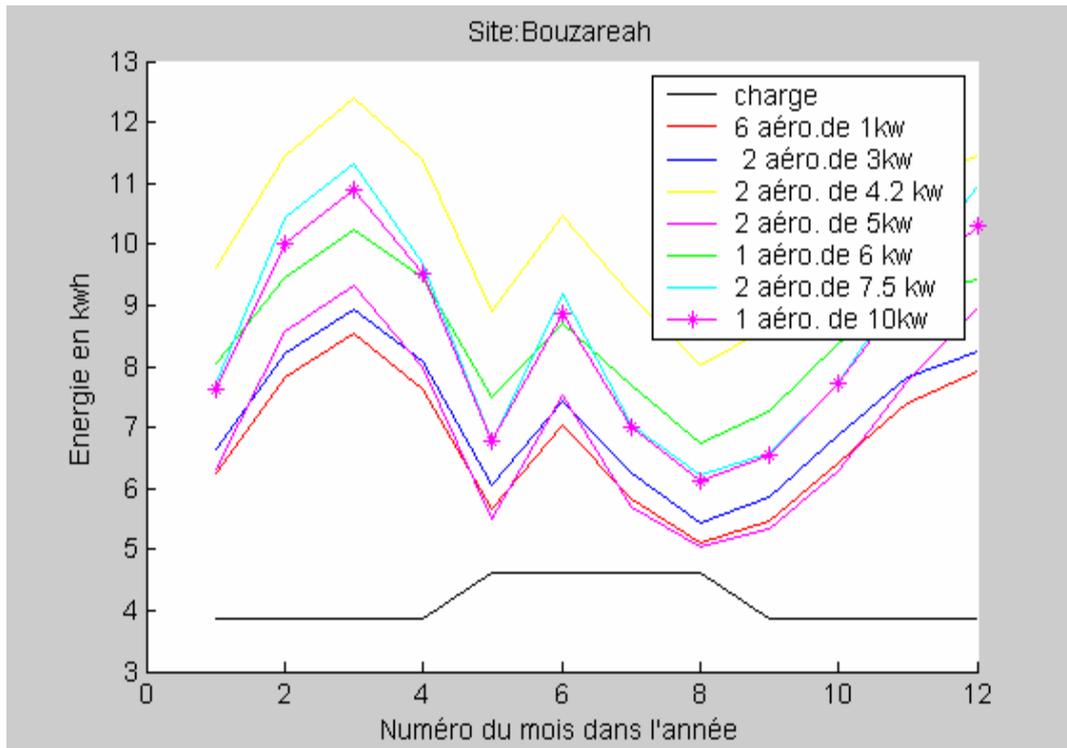


Figure 3.4.c: Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Bouzaréah

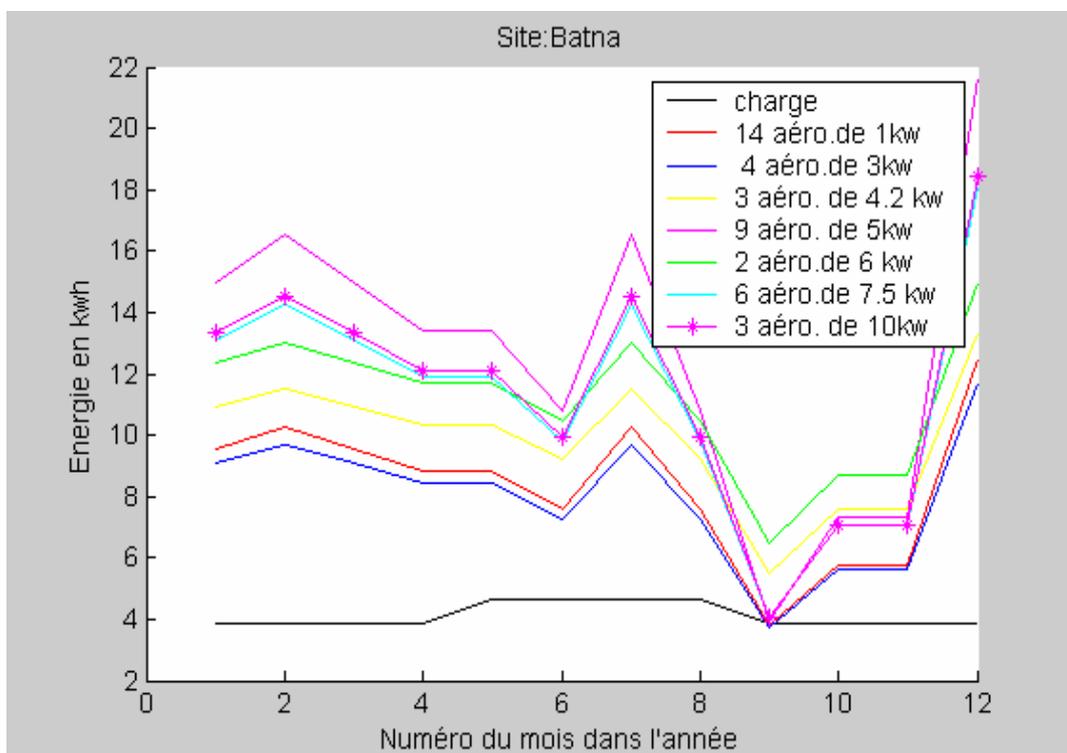


Figure 3.4.d: Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Batna

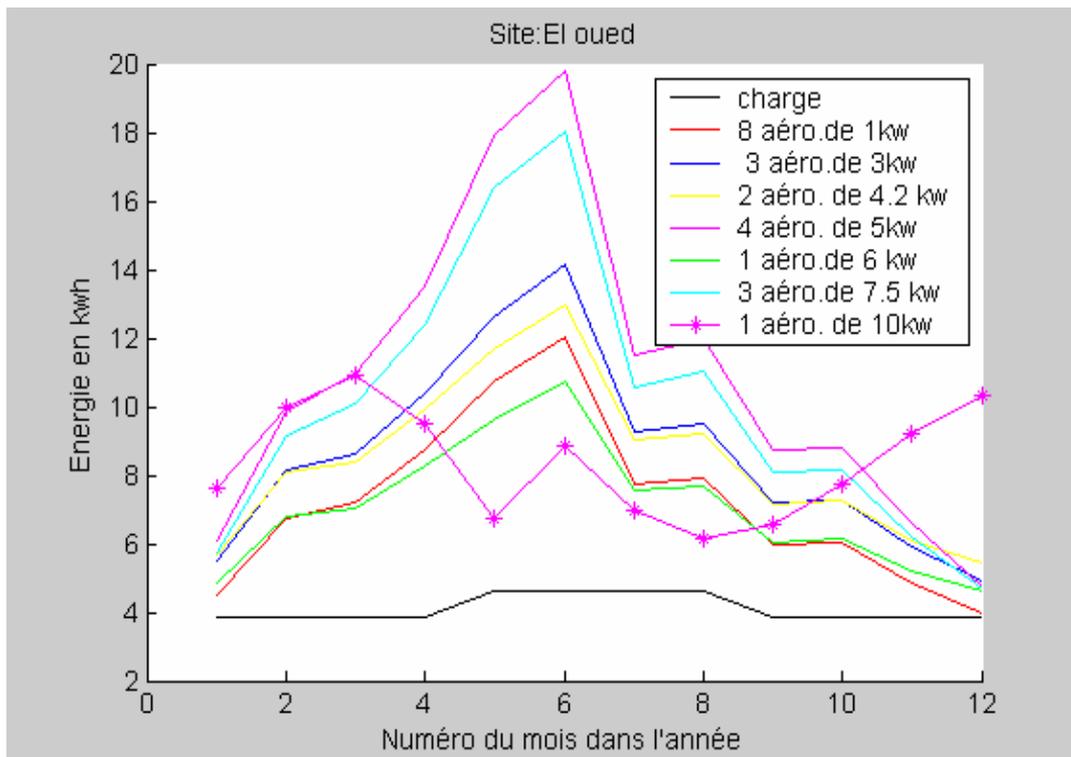


Figure 3.4.e: Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site d'ELoued

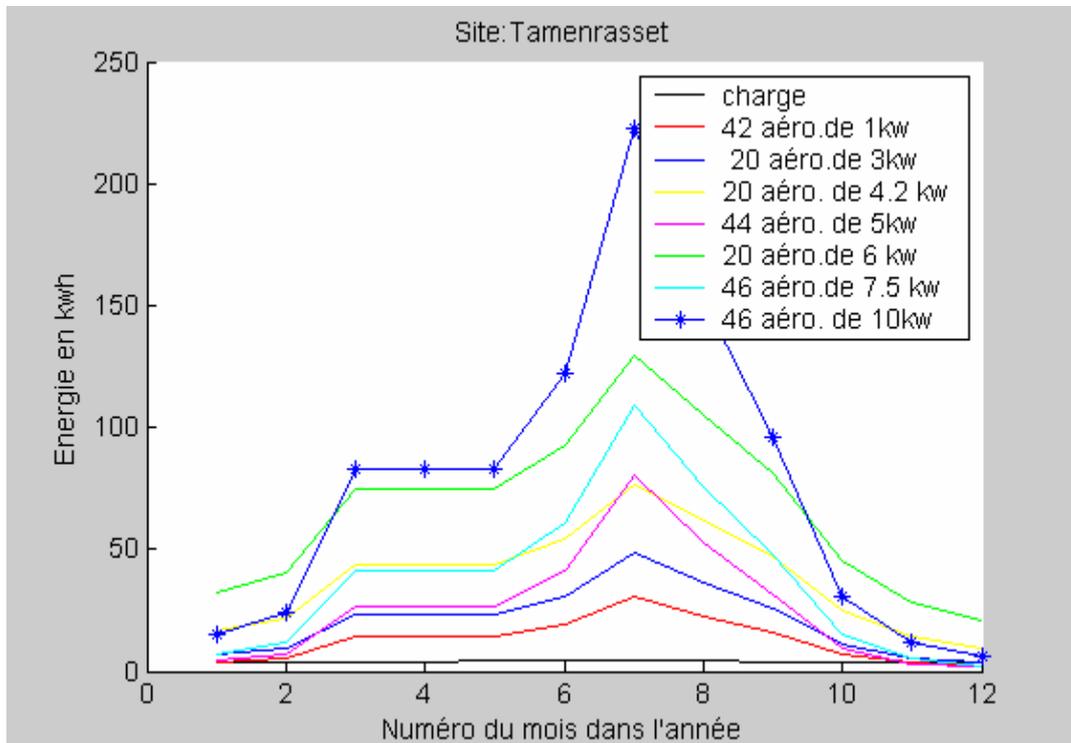


Figure 3.4.f: Distribution de la charge et des puissances produites par les différents aérogénérateurs pour le site de Tamenrasset

Les Figures 3.4.a, 3.4.b, 3.4.c, 3.4.d, 3.4.e, 3.4.f représentent la production énergétique mensuelle des sept aérogénérateurs et la distribution mensuelle de la charge. A partir de ces figures nous constatons que la charge présente une évolution quasi-stable avec présence de quelques faibles fluctuations. Ces dernières sont dues à la variation saisonnière du nombre d'heures de consommations relative à chacun des équipements. Les deux pics présentés sur ces diagrammes sont relatifs à la période chaude la où nous avons prévu une ventilation. Concernant la couverture des aérogénérateurs, nous constatons que tous dépend de la puissance nominale de l'aérogénérateur et de la vitesse du vent du site concerné. Nous remarquons pour les sites où le potentiel éolien est faible, tel que le site de Tamanrasset, le nombre de machine pour couvrir la demande énergétique est très important quelques soient leurs puissances nominales. Pour les sites ayant des vitesses de vent allant de 3m/s à 4 m/s, tel que Ghardaïa et Batna, nous remarquons que pour les aérogénérateurs de faibles puissances nominales(  $P_n < 6kW$ ), le nombre de machine pour couvrir la demande énergétique est important. Néanmoins, ce nombre diminue considérablement pour les aérogénérateurs de plus de 6 kW. Concernant les sites de Adrar, Bouzaréah et El oued, qui ont une moyenne de vitesse de vent supérieure à 5m/s, nous remarquons que la couverture est satisfaite avec un nombre moyen pour les aérogénérateurs de puissance nominale inférieure à 6 kW et pour les aérogénérateurs de puissance nominale supérieur à 6kW, comme nous l'avons constaté pour Vergnet GEV 7/10 et INCLIN 6000, une seule unité peut couvrir la demande.

### 3.2.3 Système de stockage

Pour une autonomie de trois jours, pour tous les sites choisis, le nombre de batterie de stockage pour chacun des mois est donné sur le tableau ci-dessous :

Tableau 3.6: Détermination du nombre de batterie

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Nombre de batterie	4	4	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4

## 2.4 Choix de l'onduleur

### 3.2.4.a Profil de charge (journalier)

La Figure 3.5 donne l'évolution de la puissance appelée journalière. Nous constatons qu'un appel de puissance de l'ordre de 1150 watts a lieu entre le coucher du soleil et le coucher des membres de la famille.

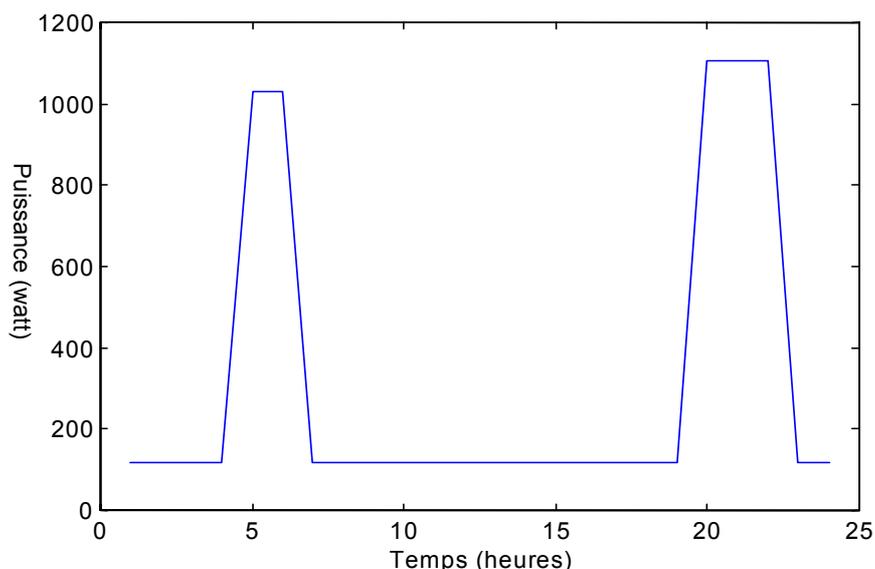


Figure 3.5 : Evolution de la puissance appelée

#### 3.2.4.b Puissance nominale

Ainsi, d'après le paragraphe précédent, le convertisseur devra donc avoir une puissance nominale d'au moins 1150 watts. Mais par mesure de sécurité, nous prendrons 30% de marge supplémentaire et ce convertisseur devra être en mesure de délivrer une puissance supérieure.

#### 3.2.4.c Rendement

Le profil moyen de la consommation montre que la demande d'énergie électrique varie beaucoup au cours de la journée. Ceci revient à dire que l'onduleur ne va pas travailler sous une puissance fixe. L'idéal est d'installer un onduleur dont le rendement serait satisfaisant sur la plus grande plage de puissance possible.

#### 3.2.4.d Consommation à vide

L'onduleur prévu dans cette application devra être équipé soit d'un système de mise en veille, et ce serait l'idéal, ou bien avoir une consommation à vide pratiquement nulle (de l'ordre de 100mA).

#### 3.2.4.e Stabilité en tension et en fréquence

En général, les équipements électroménagers fonctionnant sous une tension secteur (220V AC), ces équipements peuvent supporter les fluctuations de la tension de l'alimentation.

### 3.2.4.f Protections

Le convertisseur doit être muni de certaines protections nécessaires qui sont :

- Protection contre les surcharges.
- Protection contre les court circuits.
- Protection contre les élévations de température.

### 3.2.5 Choix du régulateur de charge

#### 3.2.5.a Puissance nominale

Sur la Figure 3.5, nous constatons que la puissance maximale que l'onduleur doit délivrer est de 1150W. Si on considère que le rendement de celui-ci est de 80%, alors la puissance appelée  $P_u$  sera de 1438W.

$$P_{nrég.} = \frac{P_u}{\eta_{rég.}} = \frac{1438}{0.95} = 1513W \quad (3.1)$$

$$P_{nrég.} = 1513W \quad (3.1.a)$$

Avec:  $P_{nrég}$  et  $\eta_{rég}$  : sont respectivement la puissance nominale du régulateur et son rendement.

#### 3.2.5.b Tension nominale

La tension nominale du régulateur est conditionnée par la tension de service du convertisseur.

Afin de minimiser le courant de consommation, et réduire la capacité de la batterie nous avons opté pour une tension de service de 48V. De la, la tension nominale du régulateur sera donc de 48V.

### 3.2.6 Dimensionnement du câblage :

#### 3.2.6.a Câble reliant le panneau photovoltaïque au régulateur de charge :

Comme il s'agit d'une maison individuelle, donc il est recommandé de placer le panneau photovoltaïque sur le toit de cette dernière. Le régulateur de charge choisi, travaillera. Avec trois entrées. Seulement deux (P1 et P2) de ces trois entrées, sont identiques

et régulées et la troisième sera de plus petite surface et non régulée servira à assurer le courant de maintien de la batterie.

Les résultats obtenus sont donnés dans le Tableau 3.7 ci-dessous:

Tableau 3.7 : Le nombre de modules constituant les sous panneaux P1, P2 et P3

Panneaux/Sites	Adrar	Ghardaia	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
P1	3	4	4	7	4	3
P2	3	4	4	7	4	3
P3	2	1	2	2	1	2

### 3.2.6.b Calcul des sections de câble utilisé :

Pour le calcul des sections des câbles nous considérons les hypothèses suivantes :

- Distance entre le panneau photovoltaïque et le régulateur..... $d_1=4$  m
- Distance entre le régulateur et la batterie..... $d_2=2$  m
- Distance entre le régulateur et la charge..... $d_3=3$  m
- Chute de tension maximale permise dans les câbles..... $\Delta U_{max}=0.03V$
- Courant d'utilisation maximum..... $I_{umax}=21A$

Nous résumons sur le tableau ci dessous les différents courants maximums pour notre installation, relatifs à chacun des sites :

Tableau 3.8: Courants maximum débités par chaque sous panneau

I (A)/Sites	Adrar	Ghardaia	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
IP1	9	12	12	21	12	9
IP2	9	12	12	21	12	9
IP3	6	3	6	6	3	6

Tableau 3.9: Courant maximal débité dans la batterie

(A)/Sites	Adrar	Ghardaia	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
I <sub>b</sub>	24	27	30	48	27	24

Pour le calcul de la Section de câble nous avons utilisé la formule suivante :

$$S = \frac{I_{\max}}{\Delta U_{\max}} \times \rho_c \times l \quad (3.2)$$

Avec:  $\rho_c$  résistivité du cuivre égale a  $1.8 \cdot 10^{-8} \Omega/m$ .

Les résultats des différentes sections des câbles constituant notre système se résume sur le tableau ci dessous:

Tableau 3.10: Différentes sections des câbles constituant le système hybride

Section(mm <sup>2</sup> )/Sites	Adrar	Ghardaia	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
S1 reliant P1 et P2 au régulateur	13	17	17	30	17	13
S2 reliant P3 au régulateur	9	4	9	9	4	9
S3 reliant la batterie au rég.	17	19	22	35	19	17
S4 reliant la batterie à la charge	23	23	23	23	23	23

### 3.3 Présentation des résultats

Dans les paragraphes précédents, nous avons dimensionné chacun des systèmes photovoltaïque et éolien. Ainsi, le nombre de panneaux photovoltaïque où le nombre d'aérogénérateurs représente, le nombre d'équipements de productions électriques qui permettent de couvrir la charge pour chacun des mois de l'année.

Pour chacun des sites considérés, nous avons présentés sur les Figures 3.6.a, 3.6.b, 3.6.c, 3.6.d, 3.6.e et 3.6.f l'évolution de la moyenne mensuelle par jour de la charge, de la puissance délivrée par le système photovoltaïque et le système éolien.

Sur ces figures, nous observons que la charge présente une évolution quasi stable avec présence de quelques faibles fluctuations. Ces dernières sont dues à notre sens à la variation

saisonnaire du nombre d'heures de consommation. Le palier présenté sur ces diagrammes est relatif à la période chaude la où nous avons prévu une ventilation.

Concernant la couverture éolienne, nous constatons que la puissance délivrée par les aérogénérateurs choisis permet de couvrir la charge pour Adrar, Ghardaïa, Bouzaréah, Batna et El oued alors que pour le site de Tamanrasset le potentiel éolien reste toujours sous le seuil pour pouvoir satisfaire cette couverture. Notons que pour le calcul des puissances produites par les aérogénérateurs, nous avons pris en considération un facteur de charge de 23% et cela pour prendre en compte des cas où la vitesse du vent serait inférieure à la vitesse de démarrage de l'aérogénérateur.

Pour la couverture photovoltaïque, le maximum de modules cités précédemment sont obtenus respectivement pour les mois suivants : décembre, novembre, décembre, décembre, décembre et septembre pour chacun des sites. Ce nombre de modules permet de couvrir facilement la charge. Pour ce qui est du site de Batna Le nombre de modules étant relativement très élevé. Ceci est du au faible potentiel énergétique solaire durant la période hivernale.

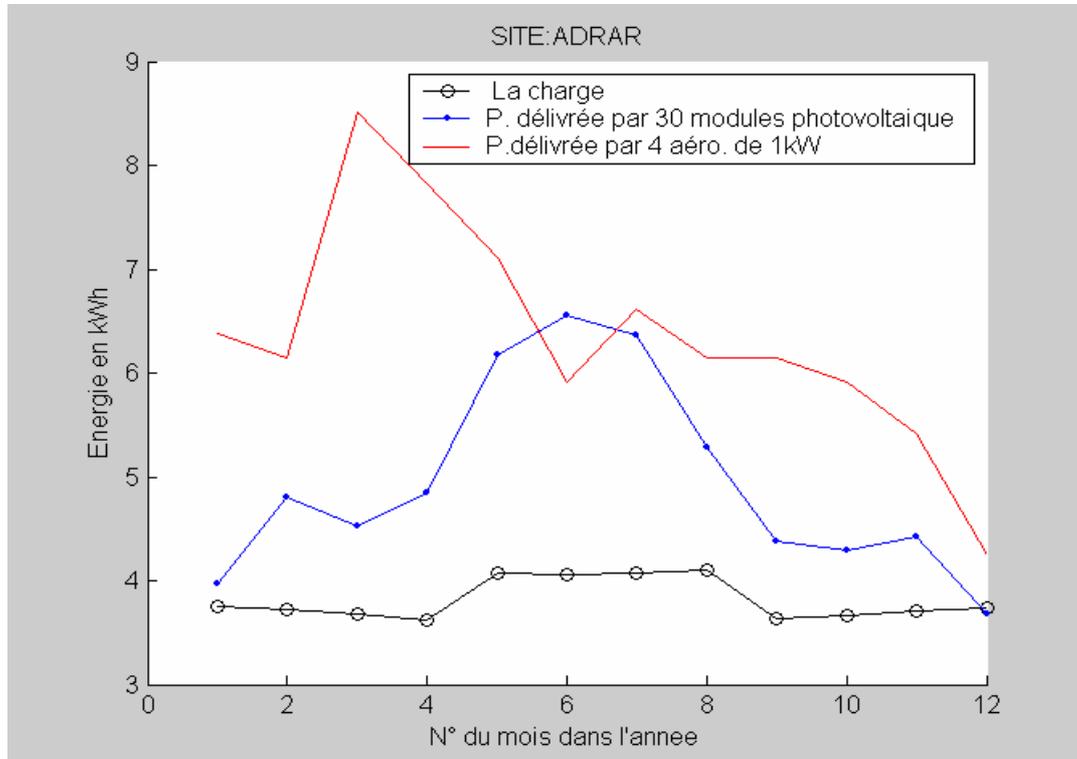


Figure 3.6.a: Distribution de la charge et des puissances produites (Site : Adrar)

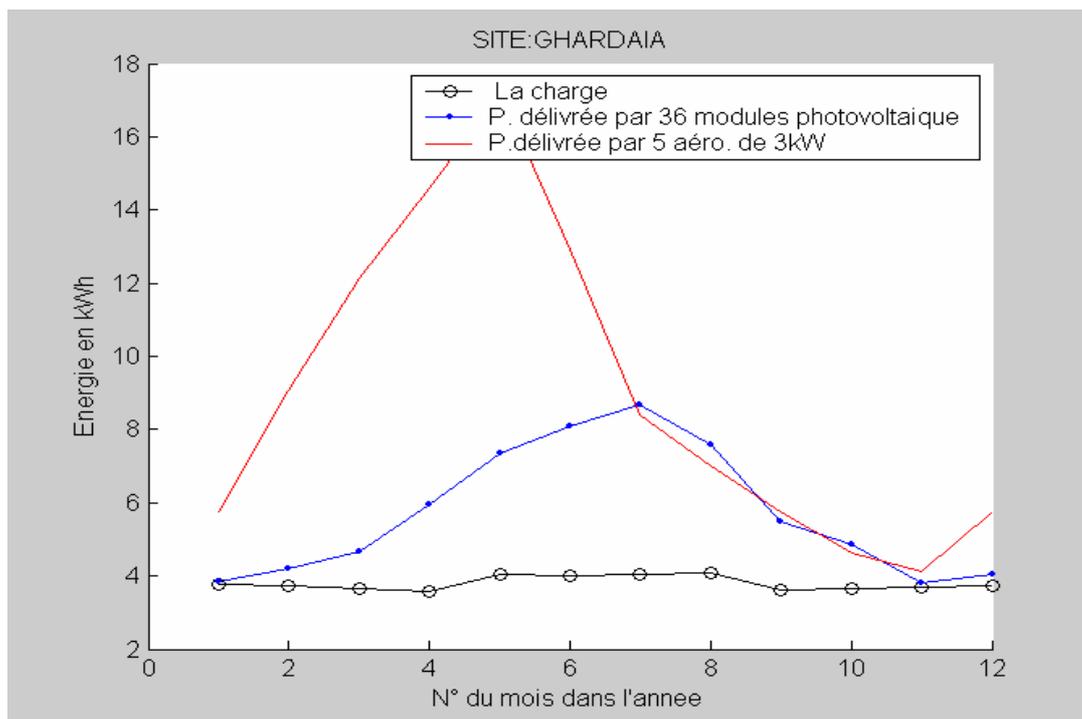


Figure 3.6.b: Distribution de la charge et des puissances produites (Site :Ghardaïa)

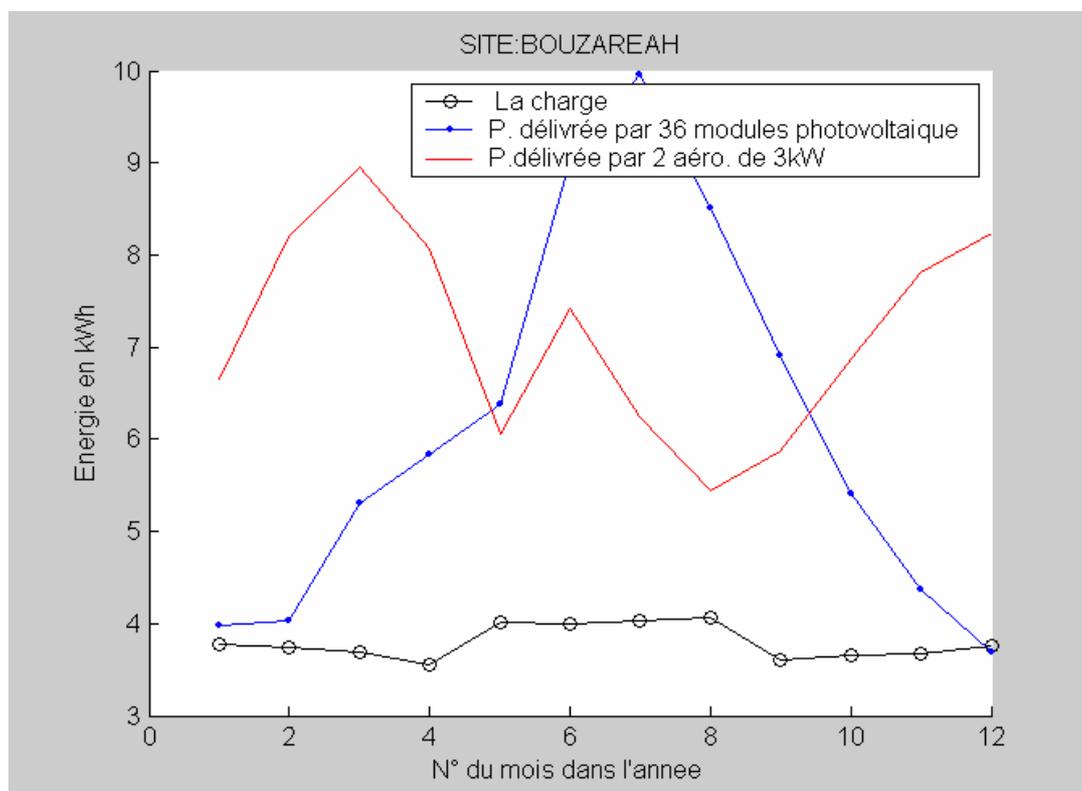


Figure 3.6.c: Distribution de la charge et des puissances produites (Site :Bouzareah)

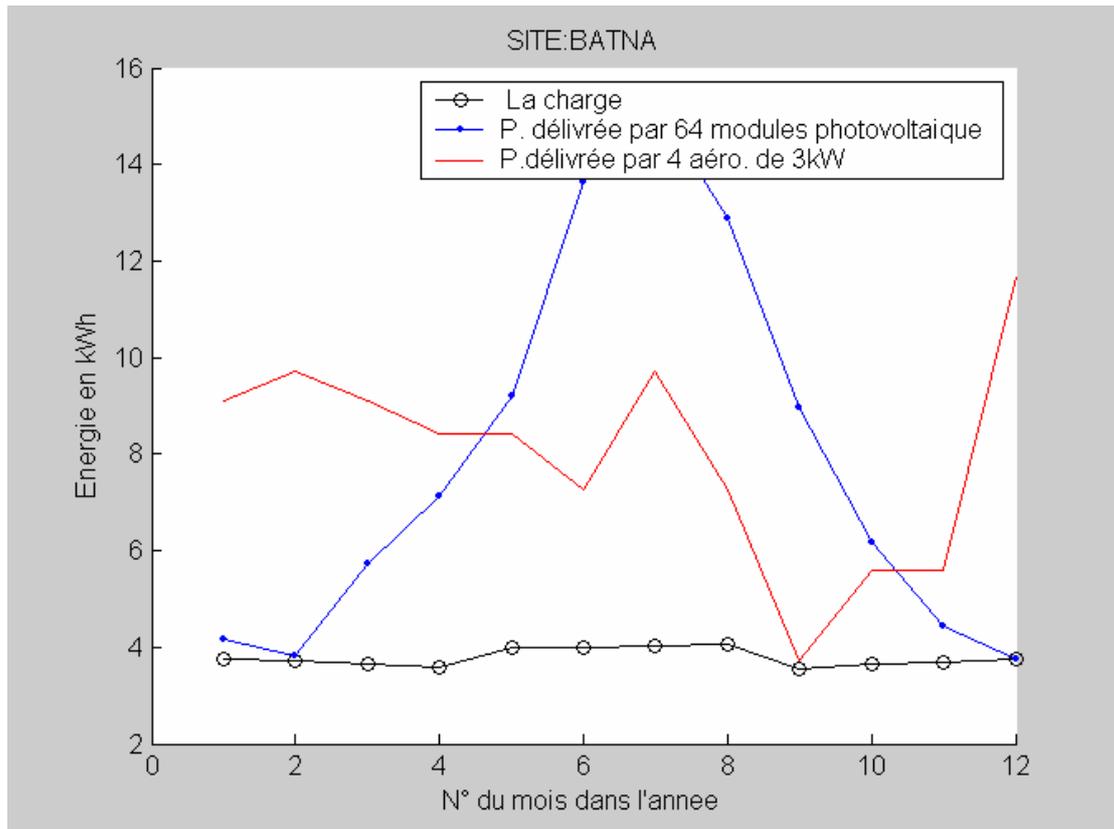


Figure 3.6.d: Distribution de la charge et des puissances produites (Site : Batna)

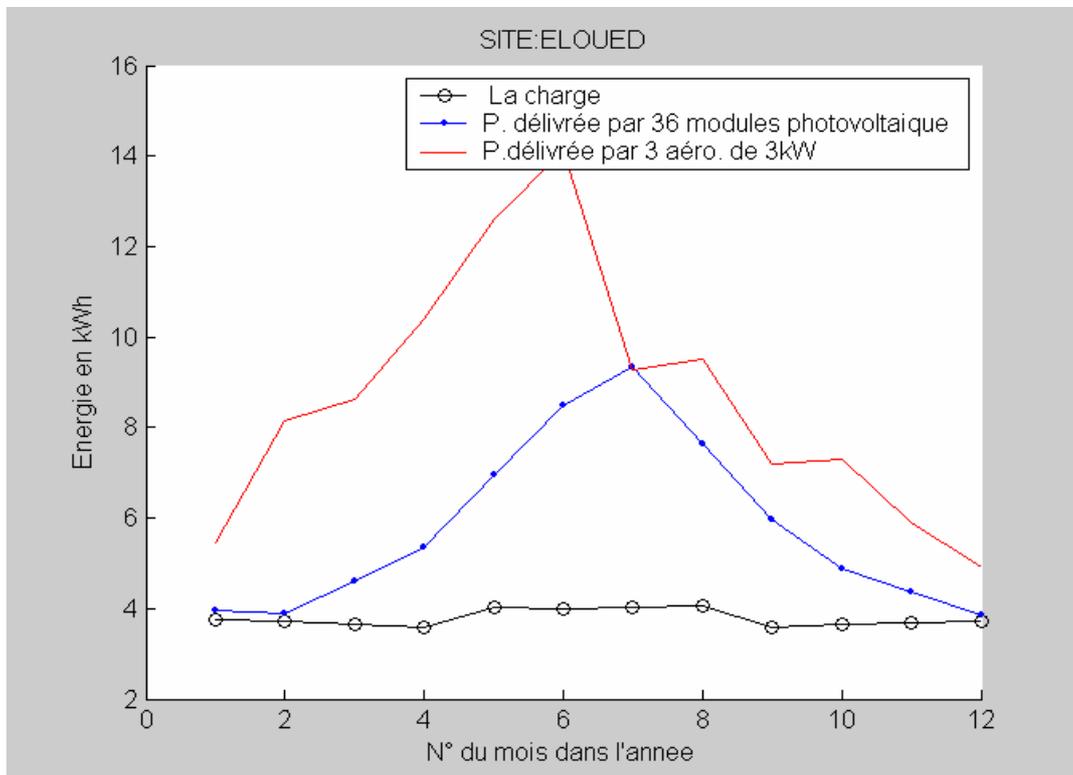


Figure 3.6.e: Distribution de la charge et des puissances produites (Site :Eloued)

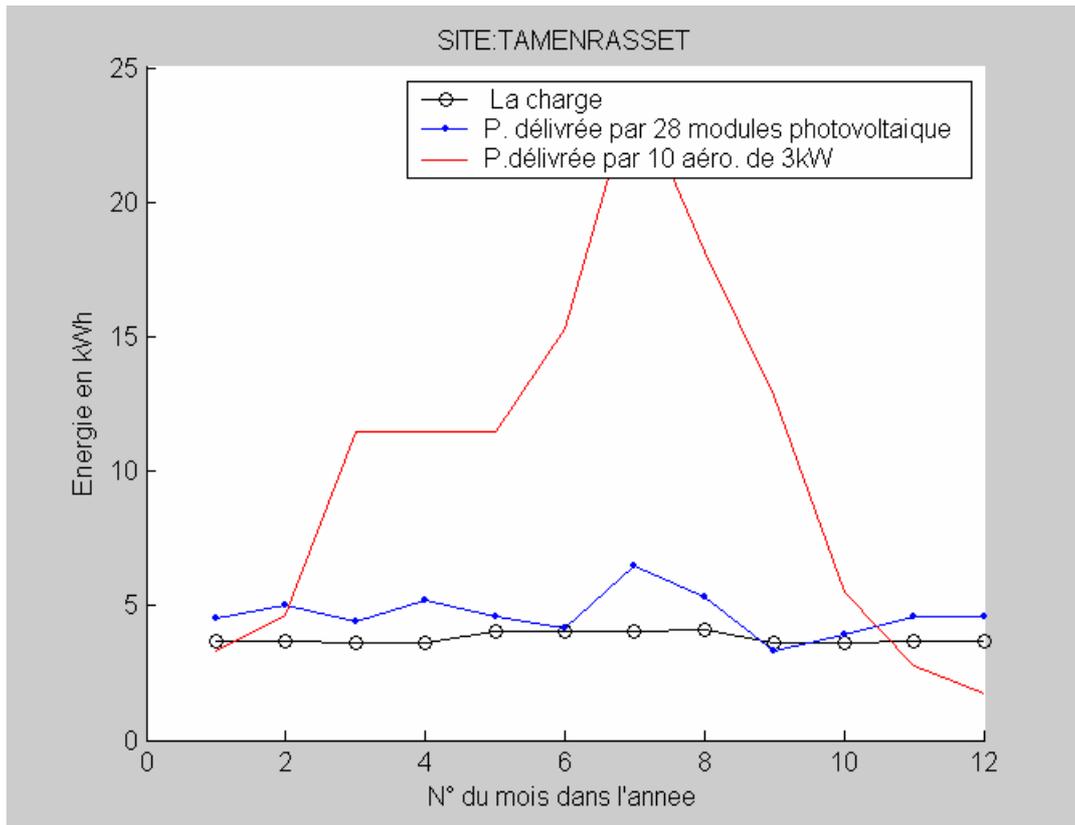


Figure 3.6.f: Distribution de la charge et des puissances produites  
(Site : Tamanrasset)

### 3.4 Couplage et gestion du système

#### 3.4.1 Description du système couplé et son fonctionnement

Nous présentons sur la figure 3.7 le diagramme relatif au programme simulink, du système hybride. Dans ce système la charge électrique relative aux équipements est alimentée par les batteries à travers un convertisseur. Ces batteries sont chargées par le courant dériver par chacun des systèmes, le contrôle de leur charge est assuré par un régulateur de charge. Par ailleurs, dans le cas où il n'y a ni énergie solaire ni énergie éolienne et que la durée de pénurie dépasse la durée d'autonomie du système, Ce dernier aura recours au groupe électrogène. Dans le cas où même ce dernier tombe en panne, la charge sera coupée automatiquement.

Des lectures de l'état du système et des sorties peuvent être prises n'importe où dans les modèles avec des oscilloscopes simulink qui affichent ou enregistrent les résultats dans les fichiers de données afin de pouvoir les utiliser dans d'autres outils de simulation où d'affichage.

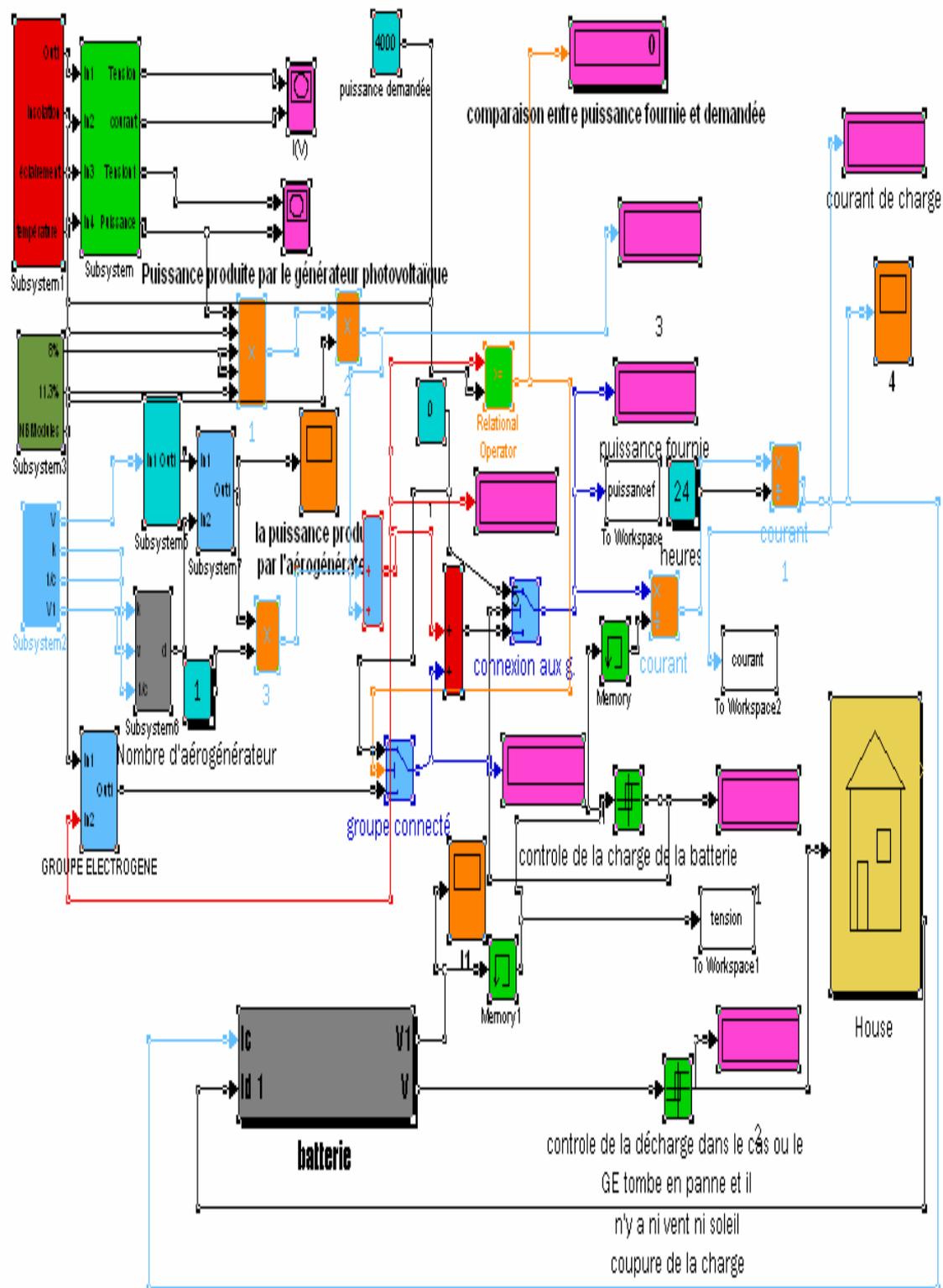


Figure3.7: Modélisation et gestion du système hybride

### 3.4.2 Application aux différents sites choisis et discussion des résultats

Nous donnons sur les Figures 3.8.a, 3.8.b, 3.8.c, 3.8.d, 3.8.e, 3.8.f qui suivent les résultats de simulation obtenus pour un système hybride éolien, photovoltaïque et comme appoint le groupe électrogène.

Nous constatons que pour les sites de Adrar, Ghardaïa, Bouzaréah, El oued et Batna la charge est complètement couverte respectivement par 7 modules et 2 aérogénérateurs de 1kW, 12 modules et 2 aérogénérateurs de 3 kW, 6 modules et 1 aérogénérateur de 1 kW, 18 modules et 1 aérogénérateurs de 1 kW et 9 modules et 2 aérogénérateur de 3kW. Pour les quelques mois exceptionnels où la couverture de cette charge représente un faible déficit. Ceci sera couvert par le groupe électrogène au lieu d'un ensemble supplémentaire de modules ou d'aérogénérateurs dont les prix de revient sont relativement important.

Pour le site de Tamanrasset, le potentiel éolien étant très faible alors que le potentiel solaire semble plus satisfaisant, ainsi nous proposons que la couverture de la charge sera assurée par 24 modules Photovoltaïques. A cette couverture, nous devons associer un groupe électrogène pour pouvoir remédier au déficit représenté par le système photovoltaïque durant les mois de septembre et juin.

Par ailleurs, nous constatons que non seulement la charge est largement couverte mais un surplus de production d'énergie entre les mois de mars et juillet, février et août, février et

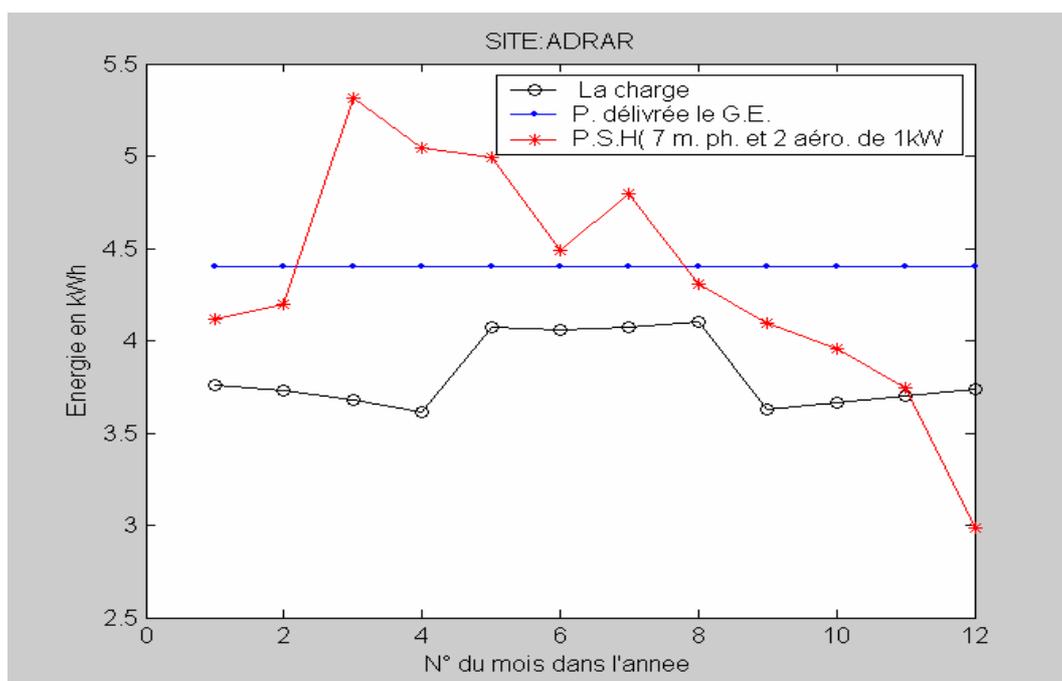


Figure 3.8.a: Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (Site : Adrar) avril, janvier et août, février et octobre et juillet et août, respectivement pour les sites d'Adrar, Ghardaïa, Bouzaréah, Batna, el Oued et Tamanrasset. Ainsi nous proposons que pour chacun des sites, cette énergie sera exploitée dans d'autre fin.

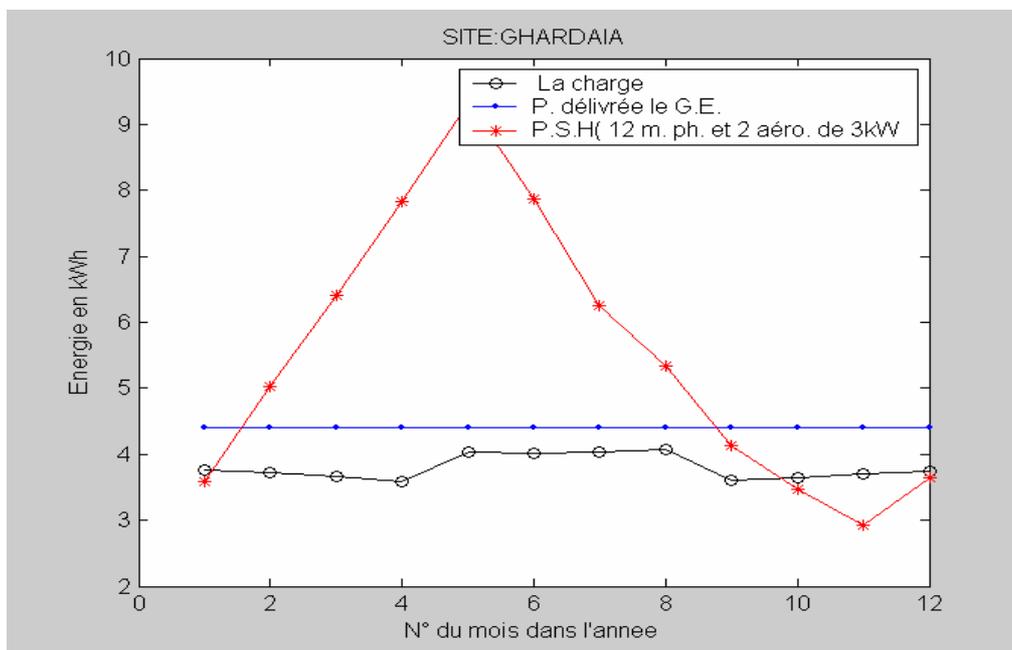


Figure 3.8.b: Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride (site : ghardaïa)

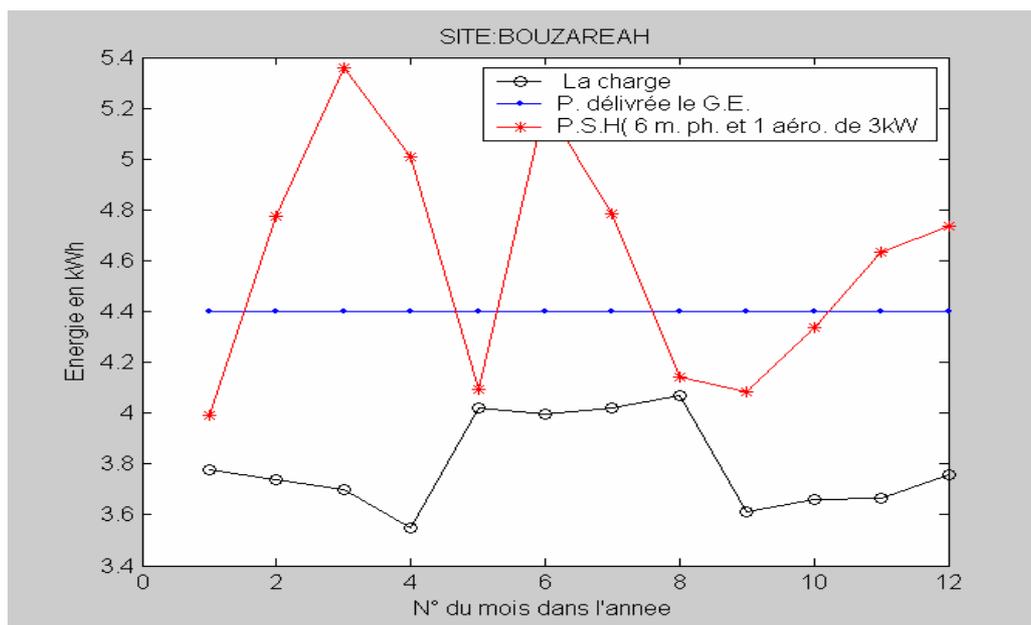


Figure 3.8.c : Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride  
(site : Bouzaréah)

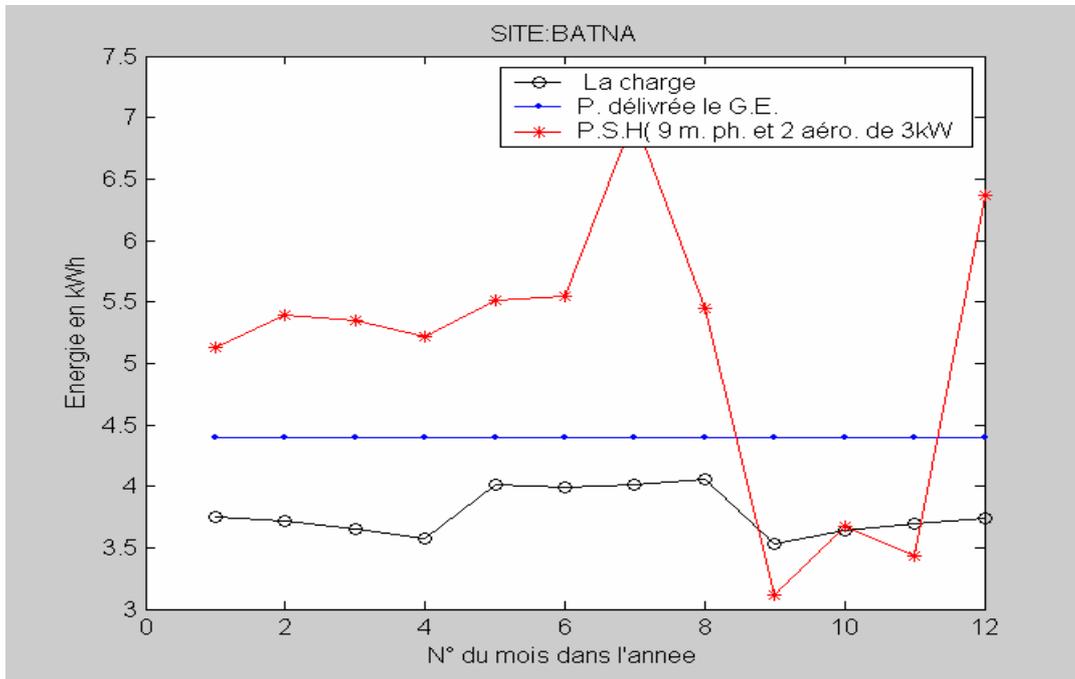


Figure 3.8.d: Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride  
(site : Batna)

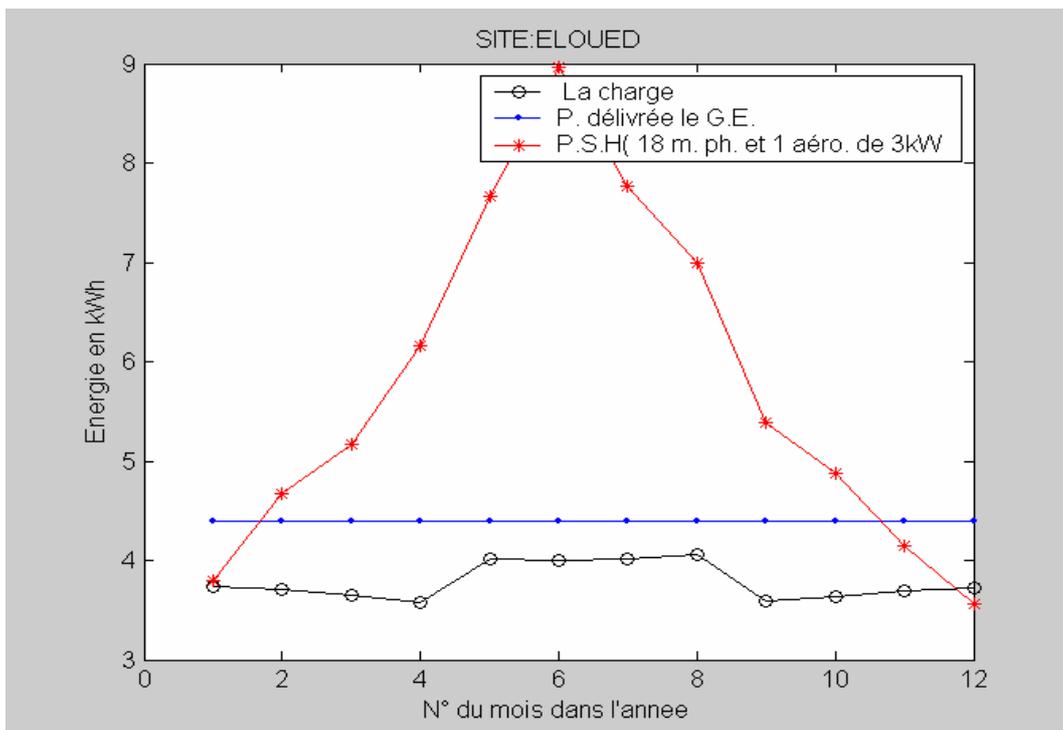


Figure 3.8.e: Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride  
(site : Eloued)

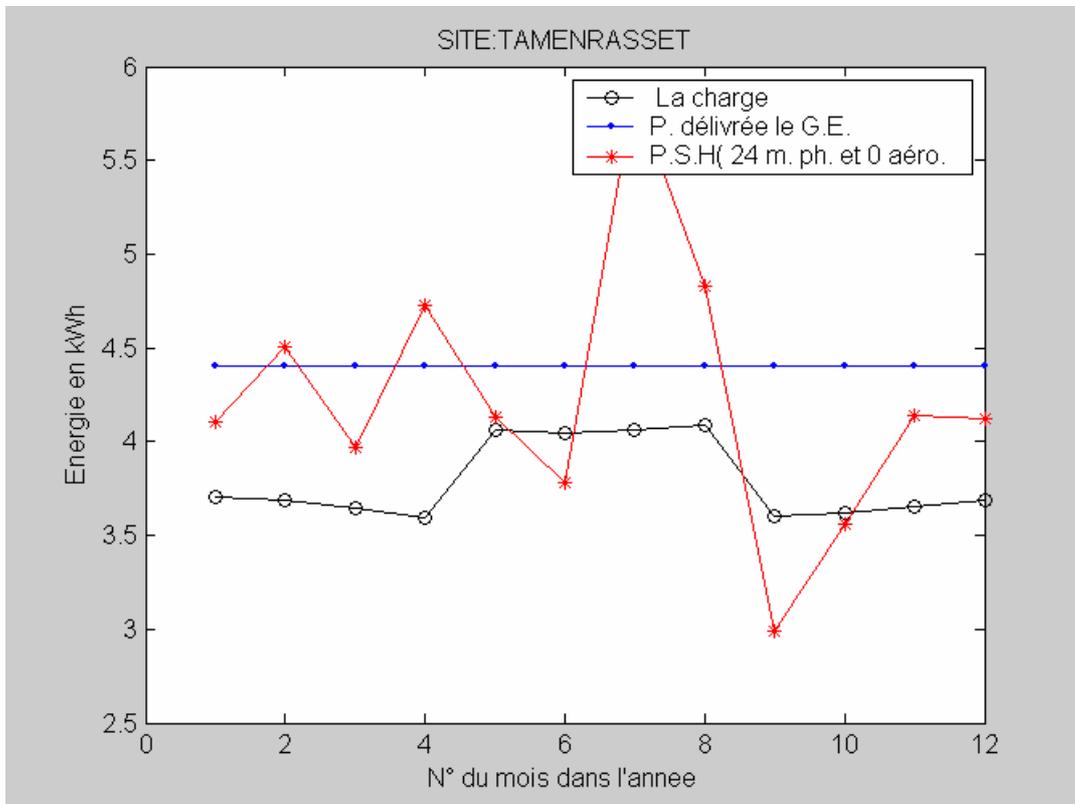


Figure 3.8.f: Distribution de la charge et de la puissance produite par un système hybride  
(site : Tamanrasset)

## **CHAPITRE 4**

### **ETUDE ECONOMIQUE COMPARATIVE DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS**

Toute étude de dimensionnement d'installations photovoltaïque, éolienne ou hybride (photovoltaïque, éolienne et diesel) doit être menée de manière à approcher au mieux la solution optimale du compromis : coût - satisfaction du besoin. C'est dans cette optique que nous avons développé cette étude économique. Elle permet pour un site et des besoins donnés, de comparer entre les trois architectures du système et d'en évaluer les performances. Rappelons dans ce qui suit quelques définitions relatives à l'étude économique.

#### 4.1 Investissement

L'investissement est définie comme étant le prix de tous les moyens de production et de réalisation de l'installation a savoir :

- Etudes ;
- Matériels et équipements ;
- Transport ;
- Terrains ;
- Réalisation.

#### 4.2 Prix total installé

Le prix total installé est définie comme étant la somme de tous les investissements.

#### 4.3 Amortissement annuel

L'amortissement représente une somme équivalente à la dépréciation du capital fixe sur une période donnée.

Les batteries ayant une durée de vie dépendant directement de leur condition d'utilisation, leur amortissement est calculé à part du reste du système.

Les calculs sont effectués pour 3 hypothèses différentes de taux d'intérêts et de durée de vie de l'installation.

Durée de vie = 10, 15 et 20 ans

Taux d'intérêt=5,10 et 15 %

Le choix respectif des trois durées de vie et des trois taux d'intérêt nous a permis éventuellement de situer un cas particulier par interpolation entre ces valeurs.

L'amortissement est exprimé de la façon suivante :

$$a = \frac{TI * CI}{1 - (1 + TI)^{-n}} \quad (4.1)$$

Avec:

**CI** : Coût d'investissement

**TI** : Taux d'intérêt

**n** : durée de vie du système

#### 4.4 Coût total annuel

Le coût total annuel est défini par la somme de tous les amortissements annuels (batteries comprises) et du coût d'entretien et de mains d'œuvre annuels. Rappelons que le coût d'entretien et mains d'œuvre annuels sont égaux à 3% de l'investissement initial.

Calculé avec les mêmes séries d'hypothèses que précédemment, le coût total annuel est donné par :

$$\begin{aligned} \mathbf{Cta} = & \mathbf{amortissement\ annuels\ (Batteries} \\ & \mathbf{Comprises)} + \mathbf{Coût\ d'entretien\ +} \\ & \mathbf{Main\ d'œuvres\ annuels} \end{aligned} \quad (4.2)$$

#### 4.5 Le coût total actualisé

Ce calcul économique consiste à convertir des valeurs futures en unités monétaires d'aujourd'hui. C'est une opération nécessaire pour rendre comparable deux valeurs actuelles et futures. Il est donné par l'expression suivante :

$$C_a = \frac{Cta}{F_a} \quad (4.3)$$

Avec :

$$F_a = \frac{1 - (1 + a)^{-n}}{a} \quad (4.4)$$

Où :

**a** : amortissement annuel ;

**F<sub>a</sub>** est le facteur d'actualisation [19] donné ci-dessous pour trois durées de vies et trois taux d'actualisations choisis.

Tableau 4.1: Facteur d'actualisation

<b>Durée de vie</b>	<b>Taux d'actualisation</b>		
	<b>5%</b>	<b>10%</b>	<b>15%</b>
<b>10 ans</b>	<b>7.722</b>	<b>6.145</b>	<b>5.019</b>
<b>15 ans</b>	<b>10.38</b>	<b>7.606</b>	<b>5.847</b>
<b>20 ans</b>	<b>12.462</b>	<b>8.514</b>	<b>6.259</b>

#### 4.6 Le coût du kWh consommé

Le coût du kilowattheure consommé par rapport à la consommation annuelle est donné par la relation suivante :

$$\text{coût}(DA/kWh) = \frac{Cta - profits}{\text{consommation} \cdot \text{annuelle}} \quad (4.5)$$

Avec: Cta étant coût total actualisé.

#### 4.7 Résultats de l'évaluation économique

##### 4.7.1 Taille des trois systèmes

Tableau 4.2: Taille des générateurs et du système de stockage pour chacun des  
Systèmes

Site	Adrar	Ghardaïa	Bouzaréah	Batna	El oued	Tamenrasset
Taille du générateur photovoltaïque(Wc)	1530	1836	1836	3264	1836	1428
Taille du générateur éolien (Wc)	4000	15000	6000	12000	9000	0
Taille du système hybride (Wc)						
Photovoltaïque	357	621	204	459	948	1224
Eolien	2000	6000	3000	6000	3000	0
Taille du stockage (Ah)	525	525	525	525	525	525

#### Remarque :

D'après le tableau précédent, nous constatons que la taille du stockage est la même pour chacun des sites cela est dû au fait que le modèle utilisé ne fait intervenir que la charge journalière pour la Détermination de la capacité des accumulateurs (voir annexe G).

#### 4.7.2 Production annuelle

Tableau 4.3: La production annuelle des trois systèmes

Production (kWh/an)\Site	Adrar	Ghardaïa	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
Générateur photovoltaïque	2102	2456	2645	3823	2503	2134
Générateur éolien	2368	3327	2661	2964	3207	0
Système hybride	1636	2074	1583	1918	2148	1909

#### 4.7.3 Consommation annuelle

Tableau 4.4: La consommation annuelle pour chaque site

Site	Adrar	Ghardaïa	Bouzareah	Batna	El oued	Tamanrasset
Consommation annuelle (kwh/an)	1420	1413	1412	1406	1408	1409

#### Remarque :

La valeur 0 a été attribuée pour la taille et la production annuelle éolienne relative au site de Tamanrasset, et ceci par le fait que les données dont nous disposons indiquent que le potentiel éolien sur ce site n'est pas important. Ainsi, il ne sera pas suffisant pour les applications éoliennes.

#### 4.7.4 Prix de quelques moyens de productions (en kDA) [20],[29]

moyens	Module UDTS	Aéro. 1kW	Aéro.3kW	Groupe électrogène	Batteries
Prix (kDA)	34.326	155.663	360.406	272.000	73.70

#### 4.7.5 Prix total installé [20], [29]

Sur la figure 4.1, nous avons présenté le prix total installé de chacun des systèmes à savoir :

- le système photovoltaïque ;
- le système éolien ;
- le système hybride.

Nous constatons que le système éolien (aérogénérateurs) représente l'investissement le plus élevé relativement au système hybride et au système photovoltaïque. Par ailleurs, le système photovoltaïque représente la solution économique la plus meilleure pour tous les sites à l'exception du site de Batna, cette solution semble plus coûteuse par le faite que ce site représente un potentiel énergétique solaire très modérés durant la période hivernale. Par contre, la solution photovoltaïque représente un déficit durant la période hivernale pour la majorité des sites choisis. Ainsi, l'utilisation d'un système hybride peut remédier à la lacune vu que notre principe pour le paramètre d'optimisation n'est pas le coût de production mais plutôt celui du service rendu.

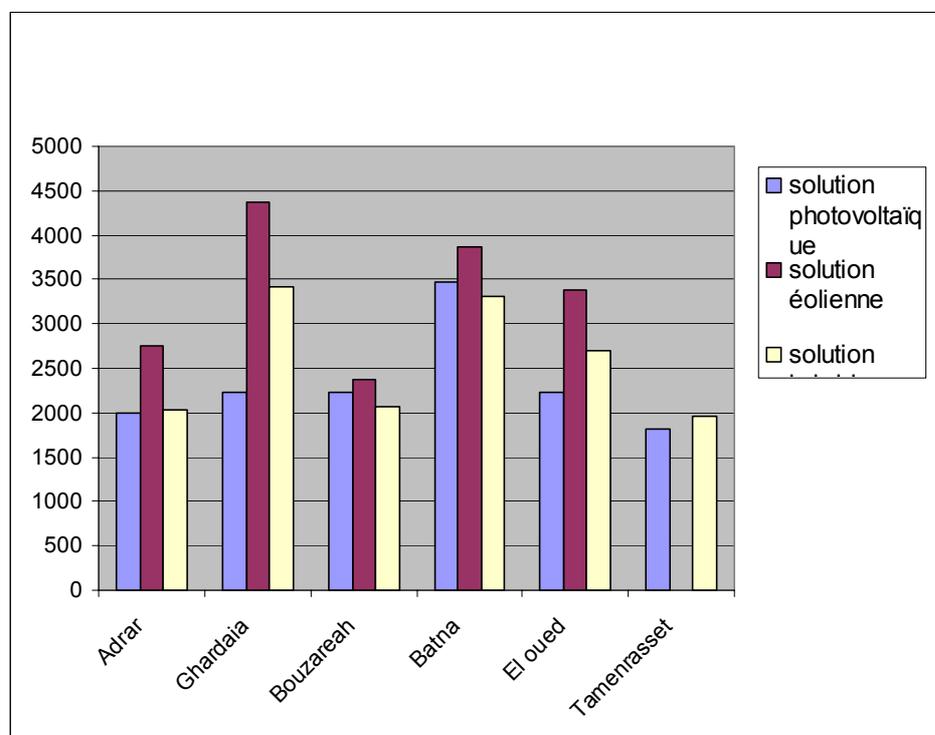


Figure 4.1: Présentation du prix total installé (kDA) pour chacun des systèmes

#### 4.7.6 Amortissements annuels (kDA)

Nous donnons ci dessous l'amortissement annuel en kDA pour chacune des solutions, divers sites et diverse durée de vie et taux d'intérêts. Ainsi, nous constatons d'une part que plus la durée de vie est importante plus l'amortissements annuels diminue que se soit pour l'installation en hors batteries ou pour les batteries. Alors que pour des taux d'intérêts plus élevé l'amortissement annuel augmente ceci étant tout simplement lié au prix de revient de l'installation, de la fluctuation des prix de chacun des composants du système.

Tableau 4.5: Amortissements annuels pour les trois systèmes hors batteries

Amortissements annuels (kDA) pour la solution solaire hors batterie																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	211	157	131	240	179	149	241	179	149	403	299	249	241	179	149	194	144	120
10%	265	214	191	302	244	218	302	244	218	506	409	365	302	244	218	244	197	176
15%	324	278	260	370	317	297	370	317	297	619	532	497	370	318	297	299	256	240
Amortissements annuels (kDA) pour la solution éolienne hors batterie																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	309	230	192	517	384	320	260	194	161	453	337	280	389	289	241	0	0	0
10%	388	314	281	650	525	469	327	264	236	569	460	411	489	395	353	0	0	0
15%	475	408	381	795	683	638	401	344	321	697	598	559	599	514	480	0	0	0
Amortissements annuels (kDA) pour la solution hybride hors batterie																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	214	159	133	396	294	245	221	164	137	379	282	235	302	225	187	206	153	127
10%	269	217	194	498	402	359	278	224	200	477	385	344	380	307	274	259	209	187
15%	330	283	264	609	523	488	340	292	272	584	501	468	465	399	373	317	272	254

Tableau 4.6: Amortissements annuels des batteries

Amortissements annuels des batteries (kDA) pour la solution solaire, éolienne et hybride pour chacun des sites			
Taux d'intérêt	Durée de vie de l'installation		
	10 ans	15 ans	20 ans
5%	47	35	29
10%	59	48	43
15%	73	63	58

#### 4.7.7 Coût total annuel

Pour ce qui est du coût total annuel les mêmes remarques cités pour l'amortissement annuels restent valables ceci est liés justement à l'amortissement de l'installation.

Tableau 4.7 : Coût total annuel pour les trois systèmes

Coût total annuel (kDA) pour la solution solaire																		
Site	Adrar			Ghardaia			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	318	252	220	354	281	245	354	281	245	554	439	383	355	281	245	297	236	205
10%	384	322	294	428	359	328	428	359	328	670	561	512	429	359	328	360	301	275
15%	457	401	378	510	447	422	510	447	422	797	698	659	510	447	422	428	375	354
Coût total annuel (kDA) pour la solution éolienne																		
Site	Adrar			Ghardaia			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	439	348	303	695	551	480	380	301	262	617	488	426	538	426	372	0	0	0
10%	531	445	406	840	704	643	459	384	351	745	624	570	650	545	497	0	0	0
15%	632	554	523	1000	877	827	546	479	452	887	777	734	773	678	640	0	0	0
Coût total annuel (kDA) pour la solution hybride																		
Site	Adrar			Ghardaia			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	323	255	223	546	433	378	331	262	228	526	417	364	431	341	298	312	247	216
10%	390	327	298	660	553	505	400	335	306	636	533	486	521	436	399	378	316	289
15%	464	407	384	786	689	650	476	417	394	756	663	626	620	543	513	449	394	372

#### 4.7.8 Coût du kWh (DA/kWh)

Sur le tableau ci dessous nous donnons :

- le prix du kWh photovoltaïque ;
- le prix du kWh éolien ;
- le prix du kWh hybride.

Les prix portés sur ce document et relatifs à une installation d'alimentation en électricité d'une maison individuelle, semblent très élevés par rapport a une installation conventionnelle. Ainsi, dans cet ordre de grandeurs, il sera très loin d'être compétitifs au système conventionnel. Mais ceci est du à notre sens aux raisons suivantes :

- à nos jours, nous ne nous disposons pas de technologie d'acquisitions des équipements qui coûte excessivement cher. Ce qui conduit à un prix d'investissement initial très élevé y compris le transport.

- le problème d'inflation dans notre pays a fait que le prix de chacun des équipements sera très élevé.

- le faible rendement des différents équipements conduit a une quantité considérable de chacun des équipements de conversion qu'il soit éolien où photovoltaïque.

Par contre, il s'agit d'une énergie propre et gratuite, chose dont ne dispose pas l'énergie conventionnelle. Par ailleurs d'un point de vue comparatif, nous constatons que d'après ces résultats que la solution photovoltaïque l'emporte sur les deux systèmes. Ceci est nettement plus apparent pour le système hybride. Pour ce qui est du système éolien, cette différence s'explique par le faite que ceci est lié directement à la disponibilité des deux potentiels solaire et éolien , dont le potentiel solaire est plus abondant sur tous les sites Algériens ce qui réduit considérablement les dimensions du système photovoltaïque. D'autre part tout en incluant le prix d'un aérogénérateur et la relation liant sa puissance - espace occupé et les contraintes de fonctionnement.

Par ailleurs, nous constatons que le système photovoltaïque représente une solution plus compétitive que le système hybride pour les sites de : Adrar, Ghardaïa, El oued et Tamanrasset. Ceci s'explique par le fait que le potentiel solaire est très abondant sur ces sujets durant la quasi totalité de l'année. Ainsi installer quelques éoliennes en plus pour combler le manque d'un mois où deux de l'année, ne fait que augmenter le prix du kWh de l'installation hybride.

D'autre part, pour le site de Batna et Bouzaréah, c'est le système hybride qui l'emporte, par le fait que le potentiel d'énergie solaire est très faible sur ces deux sites en période hivernale.

Ce qui conduit au recours du système hybride, qui pourra combler cette lacune en remplaçant une partie du système photovoltaïque par quelques éoliennes dont le potentiel est suffisant pour couvrir ces déficits.

Tableau 4.8: Coût du kWh pour les trois systèmes

Prix du kWh photovoltaïque (DA/kWh)																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	146	115	100	193	151	132	129	101	88	140	110	95	137	107	93	97	76	66
10%	178	148	135	234	195	178	157	131	119	170	142	129	166	139	126	119	99	90
15%	212	186	175	279	244	230	188	164	155	204	178	168	199	174	164	142	123	116
Prix du kWh éolien (DA/kWh)																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	181	142	123	204	161	140	138	108	94	203	160	139	163	128	111	X	X	X
10%	219	183	166	248	207	188	168	140	127	246	206	187	198	165	150	X	X	X
15%	262	229	216	296	259	244	200	175	165	294	257	243	236	207	195	X	X	X
Prix du kWh hybride (DA/kWh)																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Int.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	192	151	132	258	203	177	204	161	140	269	212	184	196	154	134	159	125	108
10%	234	195	178	313	261	238	248	207	188	326	272	248	238	198	181	193	161	147
15%	279	244	230	374	327	308	300	259	244	389	341	321	284	248	234	231	202	190

#### 4.7.9 Coût total actualisé

En ce qui concerne le coût total actualisé les mêmes conclusions tirées pour le prix total installé restent valables.

Tableau 4.9: Coût total actualisé pour les trois systèmes

Coût total actualisé photovoltaïque (kDA)																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Act.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	2457	2617	2741	2739	2917	3056	2741	2919	3057	4281	4559	4776	2741	2919	3057	2300	2449	2565
10%	2364	2451	2505	2560	2732	2793	2636	2733	2794	4118	4270	4365	2636	2733	2794	2212	2294	2345
15%	2296	2345	2370	2560	2615	2642	2561	2616	2643	4000	4086	4129	2561	2616	2643	2149	2195	2218
Coût total actualisé éolien (kDA)																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Act.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	3394	3615	3787	5372	5721	5993	2934	3125	3273	4765	5075	5315	4157	4427	4637	0	0	0
10%	3265	3386	3461	5167	5358	5477	2822	2926	2991	4583	4753	4858	3998	4146	4238	0	0	0
15%	3172	3240	3274	5020	5128	5182	2741	2800	2830	4452	4548	4596	3884	3967	4009	0	0	0
Coût total actualisé hybride (kDA)																		
Site	Adrar			Ghardaïa			Bouzareah			Batna			El oued			Tamanrasset		
Taux Act.	Durée de vie de l'installation																	
	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans	10 ans	15 ans	20 ans
5%	2494	2656	2782	4222	4496	4710	2557	2723	2853	4066	4330	4535	3332	3548	3717	2415	2573	2695
10%	2399	2488	2543	4061	4211	4305	2460	2550	2607	3910	4055	4145	3205	3323	3397	2323	2409	2463
15%	2331	2381	2406	3945	4030	4072	2389	2441	2466	3799	3880	3921	3113	3180	3213	2257	2306	2330

## CONCLUSION

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent les systèmes de production d'électricité d'un fonctionnement autonome. Ces dispositifs semblent amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement.

D'un point de vue économique, ces dispositifs ne sont pas encore compétitifs et nous pouvons penser qu'ils le seront difficilement à court terme. Cependant, la sûreté élevée qu'ils offrent, grâce à la présence de dispositifs de stockage d'énergie et à leur autonomie, conjugué à une volonté publique, liée aux nécessités des régions isolées et du développement durable, peut faire infléchir cette tendance et rendre, à moyen termes, ces dispositifs économiquement viables.

C'est dans cet objectif de diminution du coût par un dimensionnement optimal du système et une gestion adéquate de l'énergie que ces travaux s'inscrivent. Nos travaux ont donc porté sur la modélisation et la simulation d'un système hybride combinant deux sources d'énergies renouvelables qui sont l'éolien et le solaire et comme appoint le groupe électrogène.

Un programme de simulation a été mis au point pour prédire le comportement du système en entier. L'exemple de simulation a été appliqué à six sites algériens où les données météorologiques (rayonnement, vitesse du vent, la température ambiante et la durée d'insolation) sont disponibles.

D'après l'analyse faite sur les résultats, la combinaison des deux sources d'énergies reliées à un système d'appoint (groupe électrogène) engendre un profit énergétique considérable (présence quotidienne de l'alimentation).

Les filières concernant les systèmes hybrides d'exploitation des énergies renouvelables est relativement neuve sur le plan mondial. Son champ d'application est très vaste et nécessite l'apport de tous les spécialistes travaillant indépendamment sur les différentes parties du système.

Nous espérons par ce travail avoir donné un aperçu concernant la dynamique de la conception des systèmes hybrides et avoir apporté un plus à cette filière. Notre souhait est de réaliser ce système pour pouvoir comparer les résultats théoriques aux résultats réels.

**APPENDICE A**  
**LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS**

a	: Amortissement
A	: Facteur d'idéalité de la jonction
$A_z$	: Azimut du soleil [°]
C	: Capacité utile totale de la batterie [Ah]
C	: Facteur d'échelle [m/s]
$C_{10}$	: Capacité nominale [Ah]
CDTS	: Variation distance terre – soleil
CI	: Coût d'investissement [kDA]
$B_H$	: Irradiation directe sur un plan horizontal [Wh/m <sup>2</sup> ]
$B_n$	: Irradiation directe sur un plan normal [Wh/m <sup>2</sup> ]
$D_a$	: Irradiation diffuse issue de la diffusion par les aérosols [Wh/m <sup>2</sup> ]
$D_A$	: Coefficient d'extinction du rayonnement solaire par les aérosols
$D_H$	: Irradiation diffuse sur un plan horizontal [Wh/m <sup>2</sup> ]
$D_m$	: Irradiation diffuse issue de la diffusion de la multireflexion terre_ atmosphère [Wh/m <sup>2</sup> ]
$D_R$	: Coefficient d'extinction du rayonnement solaire par diffusion moléculaire
$D_r$	: Irradiation diffuse issue de la diffusion moléculaire [Wh/m <sup>2</sup> ]
e	: Charge élémentaire [C]
$e_1$	: Tension maximale de la vapeur d'eau [mb]
$E_c$	: Energie cinétique d'une masse d'air [joule]
$E_s$	: Eclairement global incident sur la cellule [W/m <sup>2</sup> ]
ET	: Equation du temps [mn]
Fa	: Facteur d'actualisation
f(v)	: Densité de probabilité
F(v)	: Distribution de fréquence
$G_H$	: Irradiation globale sur un plan horizontal [Wh/m <sup>2</sup> ]
h	: La hauteur du soleil [degré]
$h_c$	: Heure du coucher du soleil [heure]

$h_l$	: Heure du lever du soleil [heure]
$h_{\max}$	: Hauteur du soleil maximale [degré]
$H_o$	: Irradiation journalière sur un plan horizontal [Wh /m <sup>2</sup> ]
$H_{oi}$	: Irradiation journalière sur un plan incliné [Wh /m <sup>2</sup> ]
$I$	: Courant de charge ou de décharge de la batterie [A]
$I_{10}$	: Courant nominale [A]
$I_{ch}$	: Courant de charge [A]
$I_{di}$	: Irradiation diffuse sur un plan incliné [ Wh /m <sup>2</sup> ]
$I_G$	: Courant fourni par le groupe de panneaux photovoltaïque [A]
$I_{gi}$	: Irradiation globale sur un plan incliné [Wh/m <sup>2</sup> ]
$I_m$	: Courant optimal [A]
$I_{\max}$	: Courant maximal [A]
$I_{ni}$	: Irradiation directe sur un plan incliné [Wh /m <sup>2</sup> ]
$I_{ri}$	: Irradiation réfléchie sur un plan incliné [Wh/m <sup>2</sup> ]
INT	: La valeur entière de la constante considérée
$I_0$	: Constante solaire [W/m <sup>2</sup> ]
$I_{0h}$	: Eclairement solaire extraterrestre sur un plan horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$I_{0i}$	: Eclairement solaire extraterrestre sur un plan incliné [W/m <sup>2</sup> ]
$I_{0j}$	: Flux extraterrestre [W/m <sup>2</sup> ]
$I_p$	: Courant délivré par le générateur [A]
$I_{sc}$	: Courant de court circuit [A]
$I_{sc}^{st}$	: Courant de court circuit pour différents éclairements et températures [A]
$J$	: Numéro du jour dans l'année
$k$	: Facteur de forme
$K_b$	: Constante de Boltzmann [J/K]
$m_a$	: Masse d'air [kg]
$n$	: Durée de vie du système [ans]
$n_b$	: Nombre d'éléments d'une batterie
$n_p$	: Nombre de cellules photovoltaïques en parallèle
$n_s$	: Nombre de cellules photovoltaïques en série
$P$	: Puissance moyenne produite par l'aérogénérateur [w]
$P_{\text{amer}}$	: Pression atmosphérique niveau de la mer [mb]
$P_{az}$	: Pression atmosphérique à une altitude $z$ [mb]
$P_m$	: Puissance maximale débitée [w]

$P_i$	: Puissance incidente sur la surface de la cellule [w]
$P_e$	: Puissance éolienne instantanée [w]
$P_1$	: Pression avant les pales d'aérogénérateur [mb]
$P_2$	: Pression après les pales d'aérogénérateur [mb]
$P^{st}$	: Puissance produite par l'aérogénérateur pour différents éclairagements et Températures [W]
$P_s$	: Pression partielle de la vapeur d'eau [mb]
$P_u$	: Puissance appelée [W]
$R_i$	: Résistance interne de la batterie [ $\Omega$ ]
$S$	: Surface [ m <sup>2</sup> ]
SOC	: Etat de charge de la batterie [%]
$SS_0$	: Durée astronomique du jour [heure]
$T$	: Température ambiante [ $^{\circ}$ K]
$T_a'$	: Température de l'air sous abri [ $^{\circ}$ K]
TI	: Taux d'intérêt [%]
$T_j$	: Température de jonction de la cellule [ $^{\circ}$ C]
TL	: Temps légal [heure]
TSM	: Temps solaire moyen [heure]
TSV	: Temps solaire vrai [heure]
TU	: Temps universel [heure]
$U_{bat}$	: Tension au borne de la batterie [V]
$U_z$	: Tension au borne de la diode zener [V]
$\bar{V}$	: Vitesse moyenne du vent [m/s]
$V_G$	: Tension aux bornes du groupe de panneaux photovoltaïque [V]
$V_g$	: Tension du dégagement gazeux [V]
$V_i$	: Vitesse instantanée du vent [m/s]
$V_{in}$	: Vitesse de début de production d'électricité [m/s]
$V_{oc}$	: Tension en circuit ouvert [V]
$V_{out}$	: Vitesse de fin de production d'électricité [m/s]
$V_{sc}^{st}$	: Tension de court circuit pour différents éclairagements et températures [V]
$V_m$	: Tension maximale de la cellule [V]
W	: Hauteur d'eau condensable [m]

$Z$	: Altitude [m]
$\alpha_w$	: Coefficient d'absorption par l' $H_2O$
$\alpha_0$	: Coefficient d'absorption par l'ozone
$\beta$	: Inclinaison du capteur [ $^\circ$ ]
$\beta_1$	: Caractéristiques du type de panneaux utilisés
$\beta_a$	: Coefficient de trouble d'Angstrom
$\delta$	: La déclinaison [degré]
$\Delta T$	: L'écart entre le temps solaire moyen et l'heure légale [heure]
$\Delta t$	: Ecart des températures de l'électrolyte
$\Delta U_{max}$	: Chute de tension maximale permise dans les câbles [V]
$\varphi$	: La latitude du lieu [degré]
$\phi_r$	: Humidité relative [%]
$\gamma$	: Caractéristiques du type de panneaux utilisés
$\Omega$	: Vitesse angulaire de rotation de la turbine [rad/s]
$\lambda$	: La longitude [degré]
$\eta$	: Efficacité [%]
$\omega$	: Angle horaire [degré]
$\omega_0$	: Angle horaire du soleil à son lever [degré]
$\rho$	: Masse volumique de l'air [ $kg/m^3$ ]
$\rho_c$	: Résistivité du cuivre [ $\Omega/m$ ]
$\rho_g$	: Albédo du sol considéré
$\rho_a'$	: Albédo du ciel clair
$\theta_z$	: Distance zénithal [degré]
$\theta_i$	: Angle d'incidence [degré]
$\tau$	: Coefficient de transmission globale du rayonnement solaire
$\tau_a$	: Coefficient de transmission après diffusion par les aérosols
$\tau_g$	: Coefficient de transmission après diffusion par les gaz uniformes
$\tau_o$	: Coefficient de transmission après absorption par l'ozone
$\tau_r$	: Coefficient de transmission après diffusion de Rayleigh
$\tau_R$	: Coefficient de transmission après diffusion moléculaire

## APPENDICE B

### GISEMENT SOLAIRE

#### 1. Mouvement apparent du soleil

En vertu de la loi de Kepler, le centre de gravité de la terre décrit une trajectoire elliptique ayant le soleil comme foyer, dans un plan appelé plan de l'elliptique. Par ailleurs, la terre tourne autour de l'axe des pôles, et le plan équatorial qui lui est perpendiculaire est incliné de 23 degrés et 27 minutes par rapport au plan de l'elliptique.

#### 1.1 Sphère céleste

On appelle sphère céleste, une sphère imaginaire, de rayon arbitraire (OP) et de centre (O) un point quelconque de l'espace (M), qui porte à sa surface les positions du soleil telles qu'on les voit à un instant donné à partir du centre considéré.

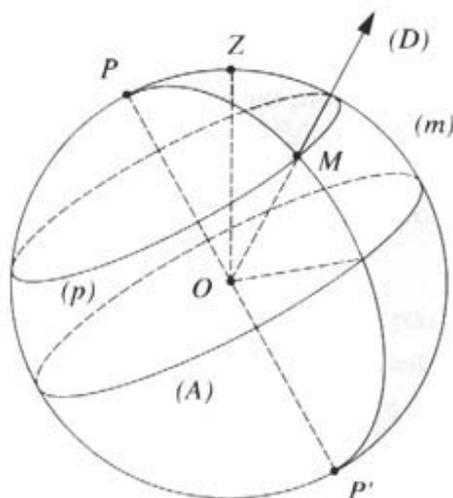


Figure B.1 : La sphère céleste équatoriale définie par l'équateur (A) et le pôle céleste (P)

## 1.2 Repérage d'un point de la surface de la terre

Tout point de la surface terrestre est repéré par ces coordonnées géographiques : longitude et la latitude, ainsi que par son altitude.

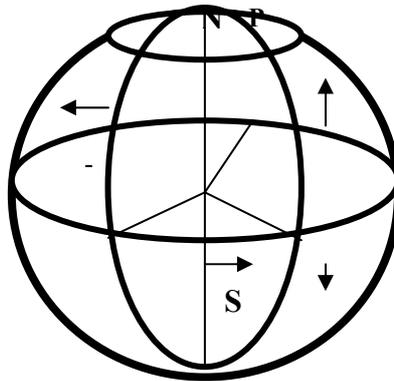


Figure B.2 : coordonnées terrestres

### 1.2.a La latitude $\varphi$

La latitude d'un lieu correspond à l'angle formé par le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à  $0^\circ$ , le pôle Nord par la latitude  $+90^\circ$  et le pôle Sud par la latitude  $-90^\circ$ .

Cette convention de signe affecte le signe  $+$  à tous les lieux de l'hémisphère Nord et le signe  $-$  à tous les lieux de l'hémisphère Sud. La latitude sera désignée dans notre travail par  $\varphi$ . La latitude d'un lieu peut ainsi être comprise entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

### 1.2.b La longitude $\lambda$

La longitude d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par le lieu considéré et un plan passant par le méridien retenu comme origine. Ce dernier correspond au méridien origine  $0^\circ$ , celui passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention, on affecte du signe  $+$  les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe  $-$  les méridiens situés à son Ouest. Dans notre travail La longitude sera désignés par la lettre  $\lambda$ .

### 1.2.c L'altitude

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique, le niveau moyen de la mer. On l'exprime généralement en mètres.

### 1.3 Repérage du soleil par rapport à un point de la surface de la terre

Pour positionner le soleil à partir d'un point de la surface de la terre, deux repères sont utilisés : le repère horizontal et le repère équatorial.

#### 1.3.1 Repère équatorial

Le repère équatorial est basé sur le plan équatorial comme plan de référence et a comme coordonnées la déclinaison et l'angle horaire.

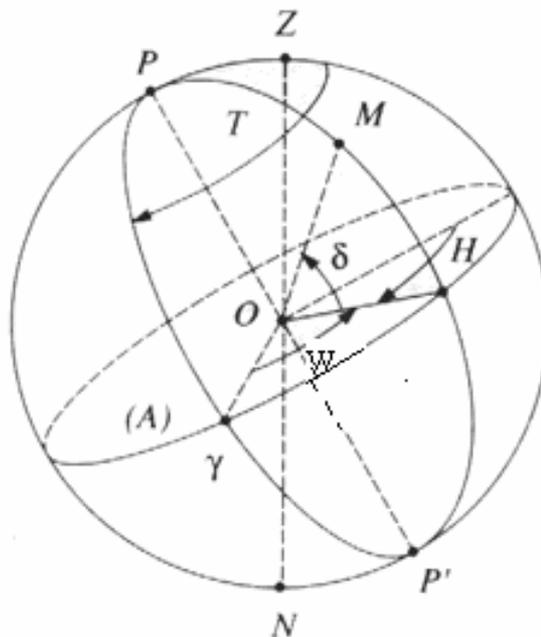


Figure B.3 : Les coordonnées équatoriales : angle horaire  $\omega$  et déclinaison  $\delta$

### 1.3.1.a La déclinaison solaire

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. La déclinaison du soleil  $\delta$  varie, tout au long de l'année, entre ses deux valeurs extrêmes :

-23.45° et +23.45° atteinte respectivement aux solstices d'hiver (21 décembre) et d'été (21 juillet). Elle passe par la valeur 0° aux moments des équinoxes ( le 21 mars et le 21 septembre).

La déclinaison est calculée par l'expression de :

- Copper [2] comme suit :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin(360 \cdot (284 + j) / 365) \quad (\text{B.1.a})$$

Où j est le numéro du jour dans l'année ( j varie de 1 à 365)

- B.Bourges [3] par l'expression suivante :

$$\delta = 0.3723 + 23.2567 \cdot \sin w t_0 + 0.1149 \cdot \sin 2 w t_0 - 0.1712 \cdot \sin 3 w t_0$$

$$- 0.7580 \cdot \cos w t_0 + 0.3656 \cdot \cos(2 w t_0) + 0.0201 \cdot \cos 3 w t_0 \quad (\text{B.1.b})$$

où

$$w = \frac{360}{365.2422} \quad (\text{B.1.b'})$$

$$t_0 = 78.801 + 0.2422 * (\text{année} - 1969) - \text{INT}(0.25 * (\text{année} - 1969)) \quad (\text{B.1.b''})$$

Avec INT caractérise la partie entière de la valeur considérée.

La déclinaison varie assez rapidement aux voisinages des équinoxes ( $0.4^\circ$  par jour), alors qu'elle est pratiquement stationnaire durant les trois semaines qui encadrent les solstices d'été et d'hiver.

A partir de ces relations nous constatons que la déclinaison ne dépend que du numéro du jour dans l'année. Sa variation au cours de l'année est donnée sur le diagramme suivant :

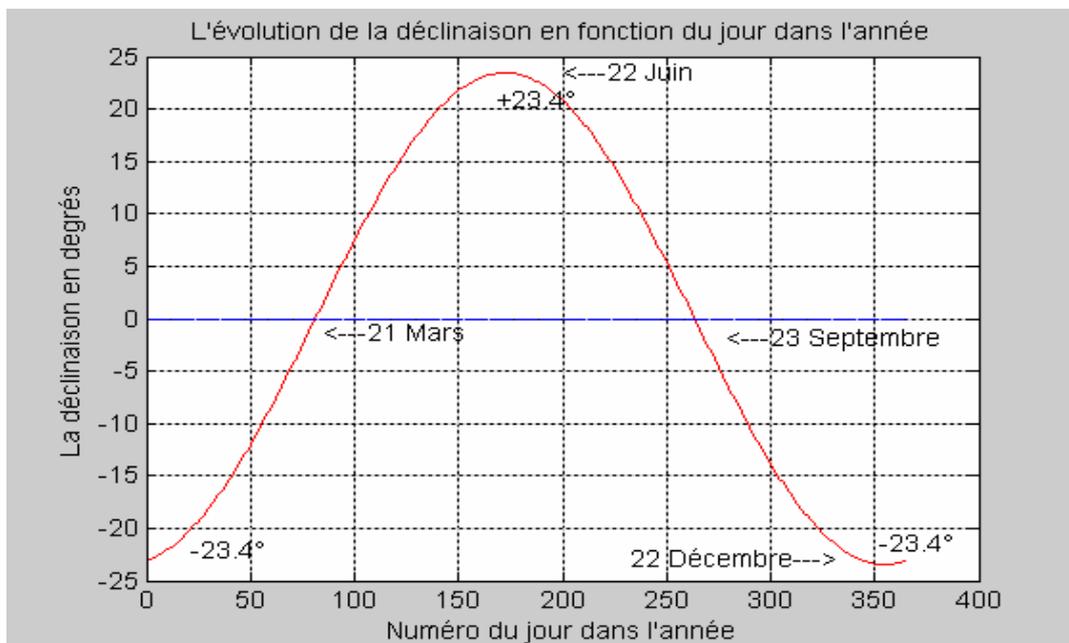


Figure B.4 : Evolution annuelle de la déclinaison

### 1.3.1.b L'angle horaire

L'angle horaire  $\omega$  est l'angle formé par l'axe Nord –Sud du repère équatorial et la projection de la direction de l'astre sur le plan de l'équateur.

$$\omega = 15 * (TSV - 12) \quad (B.2)$$

TSV étant le temps solaire vrai (pour sa définition voir la suite)

Cette convention de signe affecte le signe + vers l'Est et le signe – vers l'Ouest.

### 1.3.2 Le repère horizontal

Le repère horizontal prend comme plan de référence l'horizon et ses coordonnées sont la hauteur du soleil  $h$  et son azimut  $Az$ .

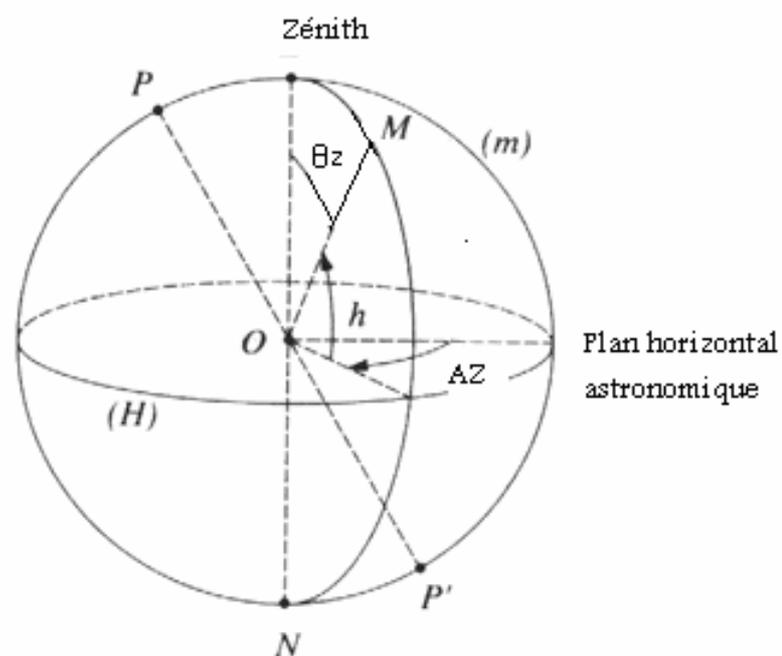


Figure B.5 : La sphère céleste locale définie par le plan horizontal (H) et le zénith (Z)

Les coordonnées locales : azimut  $Az$  et hauteur  $h$

### 1.3.2.a La hauteur du soleil h :

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil. Il est compté de 0 (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

### 1.3.2.b Azimut du soleil Az

C'est l'angle Az formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud de ce repère. Il est compté positivement vers l'Est, négativement vers l'ouest et nul à midi T.S.V. Ces coordonnées (hauteur azimut) dépendent de la déclinaison  $\delta$  et l'angle horaire  $\omega$ .

### 1.3.2.c La distance zénithal $\theta_z$

C'est l'angle formé par direction du soleil et la verticale du lieu considéré. Par définition :

$$\theta_z = 90 - h \quad (\text{B.3})$$

Où h est la hauteur du soleil exprimée en degrés.

### 1.3.3 Relation entre les différents repères

Pour un observateur situé à la surface de la terre, le repère le plus usuel est le repère horizontal. Ainsi, pour travailler sur ce dernier il suffit de superposer les deux repères équatorial et horizontal et de faire une translation et une rotation des coordonnées du repère si équatorial sur repère horizontal. Les relations auxquelles nous aboutissons sont :

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (\text{B.4})$$

Sur les figures ci dessous nous présentons la variation de la hauteur du soleil au cours de l'année pour quatre sites Algériens de différentes latitudes.

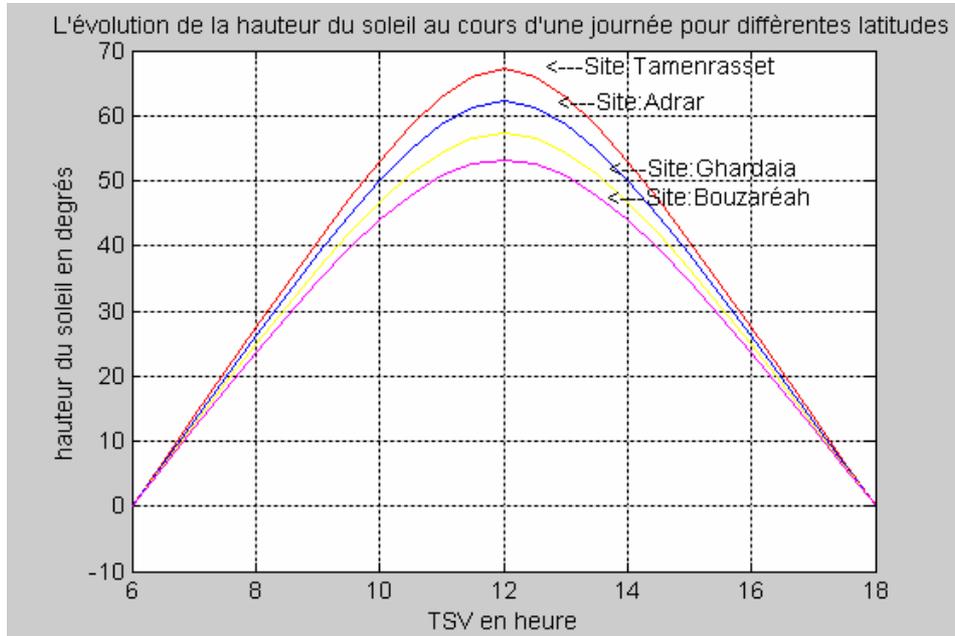


Figure B.6-a : Evolution de la hauteur du soleil au cours du 21 Mars

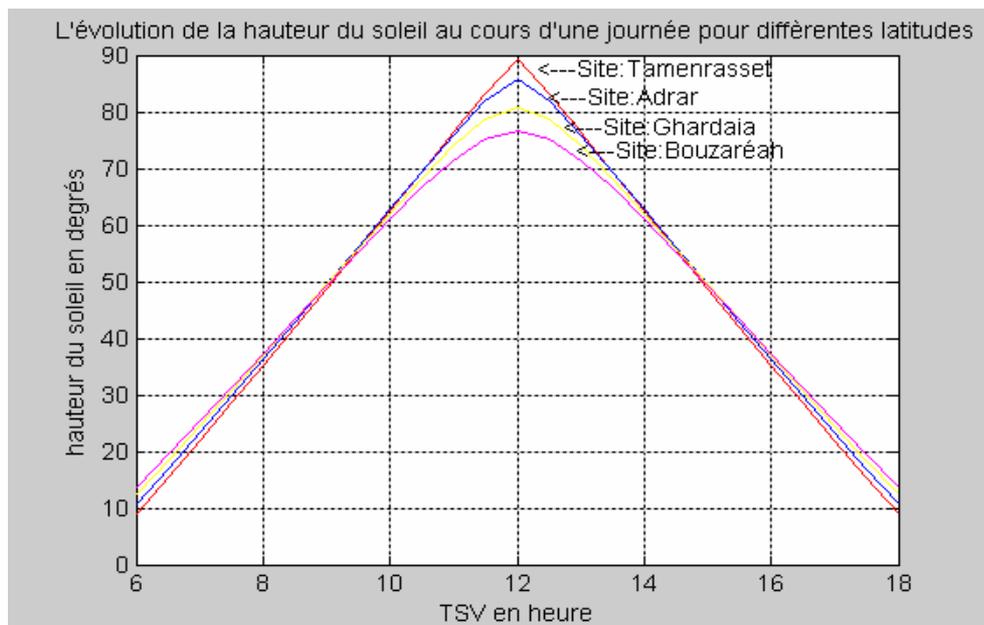


Figure B.6-b : Evolution de la hauteur du soleil au cours du 21 Juin

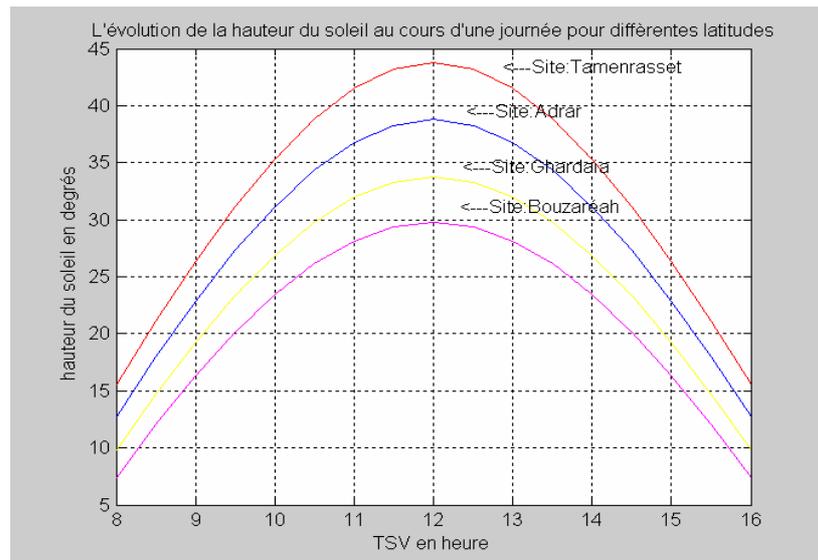


Figure B.6-c : Evolution de la hauteur du soleil au cours du 21 Décembre

$$\cos Az = \frac{(\sinh * \sin \varphi - \sin \delta)}{\cosh * \cos \varphi} \quad (B.6)$$

La variation journalière de l'azimut pour quatre sites Algériens est donnée ci dessous :

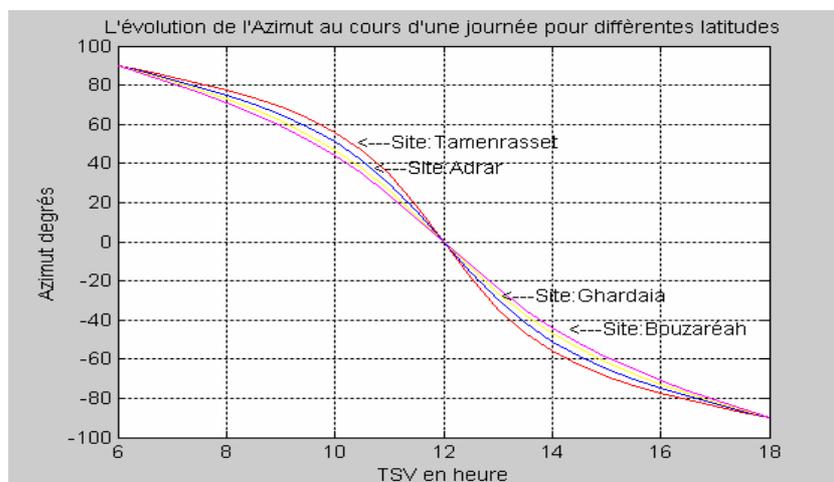


Figure B.7.a : Evolution de l'azimut aux cours du 21 Mars

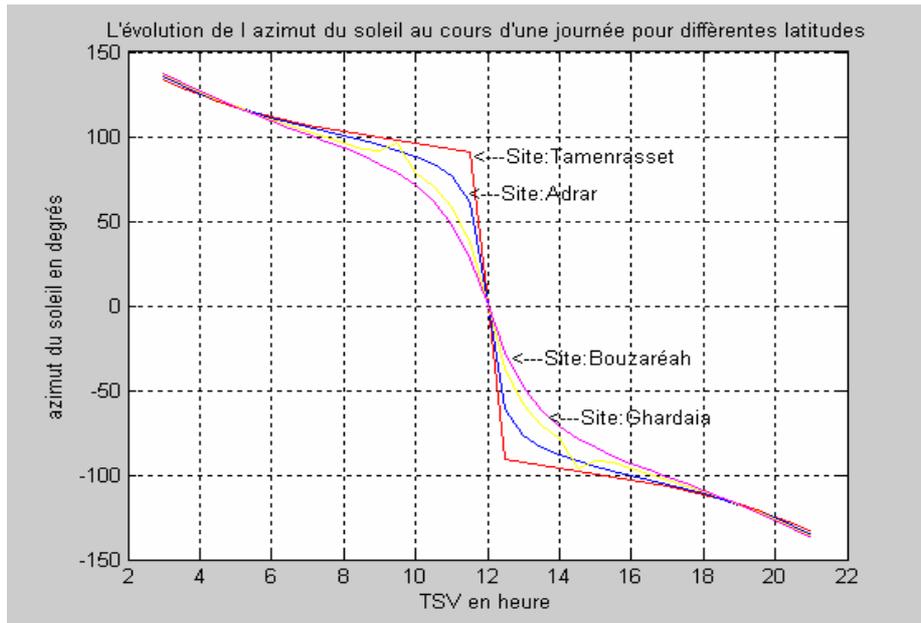


Figure B.7.b Evolution de l'Azimut aux cours du 21 Juin

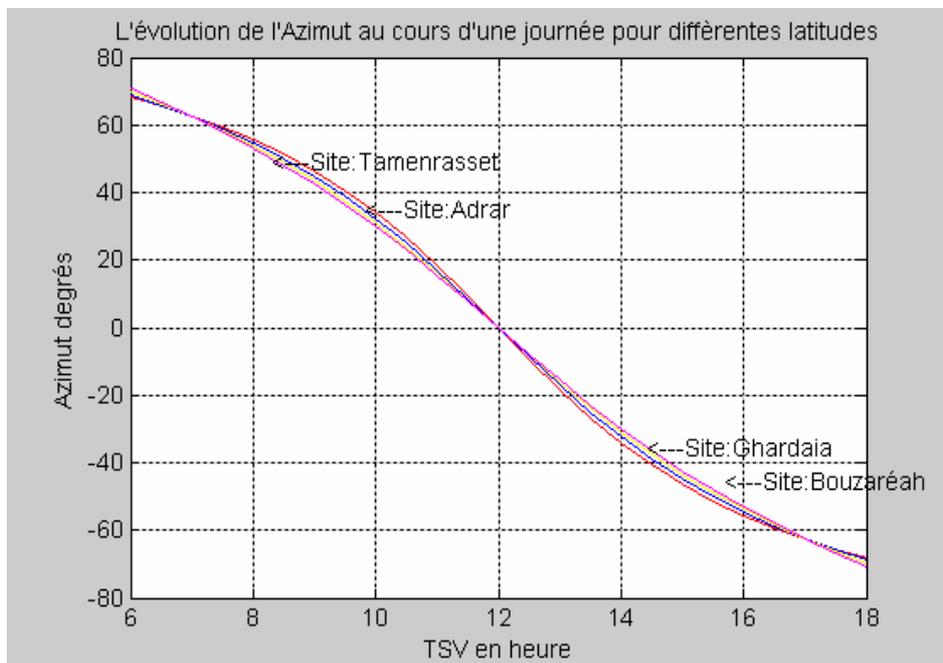


Figure B.7.c : Evolution de l'Azimut aux cours du 21 Décembre

### 1.3.4 Conséquences

#### a. Hauteur du soleil maximale $h_{max}$

La hauteur du soleil est maximale à 12 heures TSV, heure à laquelle selon l'expression B.2, l'angle horaire  $\omega$  est nul. Ce résultat introduit dans B.4 conduit alors à :

$$h_{max} = 90 - (\varphi - \delta) \quad (B.6)$$

Pour les quatre sites Algériens, la variation de la hauteur maximale du soleil au cours d'une année est représentée sur la figure ci dessous :

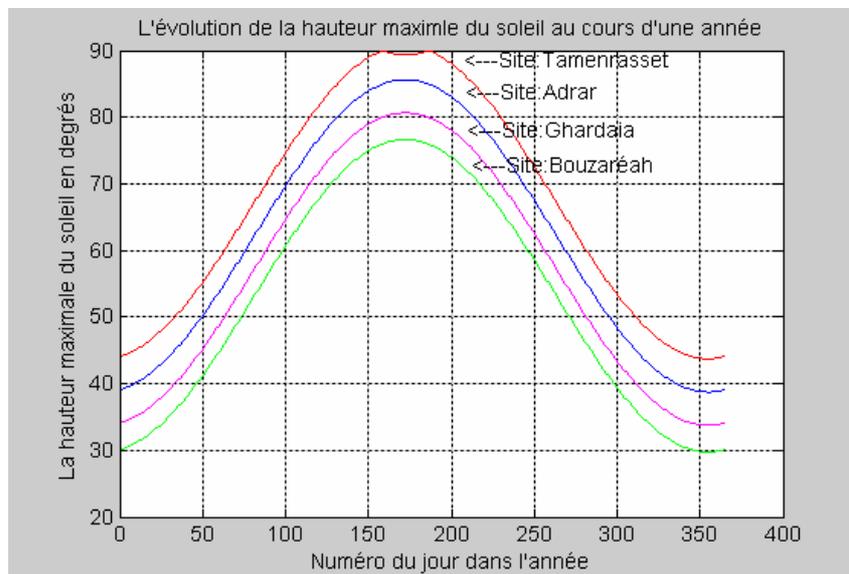


Figure B.8 : Evolution de la hauteur maximale du soleil au cours d'une année

b. Angle horaire du lever et du coucher du soleil

Au lever et au coucher du soleil la hauteur du soleil est nulle. En annulant ainsi  $h$  dans l'expression B.4, en résolvant cette équation par rapport à  $\omega_0$  et on réarrangeant les équations on trouve :

$$\omega_0 = \arccos(-\operatorname{tg}\varphi * \operatorname{tg}\delta) \quad (\text{B.7})$$

Où  $\omega_0$  est l'angle horaire du soleil à son lever ou à son coucher. Elle est précédée d'un signe + au lever, du signe - à son coucher).

C. Détermination de l'heure du lever et du coucher du soleil

L'heure du lever et du coucher du soleil s'obtient en convertissant en heure,  $\omega_0$  exprimée en degrés, selon les formules suivantes :

$$h_L = -\frac{1}{15}(\arccos(-\operatorname{tg}\varphi * \operatorname{tg}\delta)) + 12 \quad (\text{B.8.a})$$

$$h_C = \frac{1}{15}(\arccos(-\operatorname{tg}\varphi * \operatorname{tg}\delta)) + 12 \quad (\text{B.8.b})$$

La variation annuelle de l'heure du lever et du coucher du soleil est donnée respectivement sur les figures ci dessous :

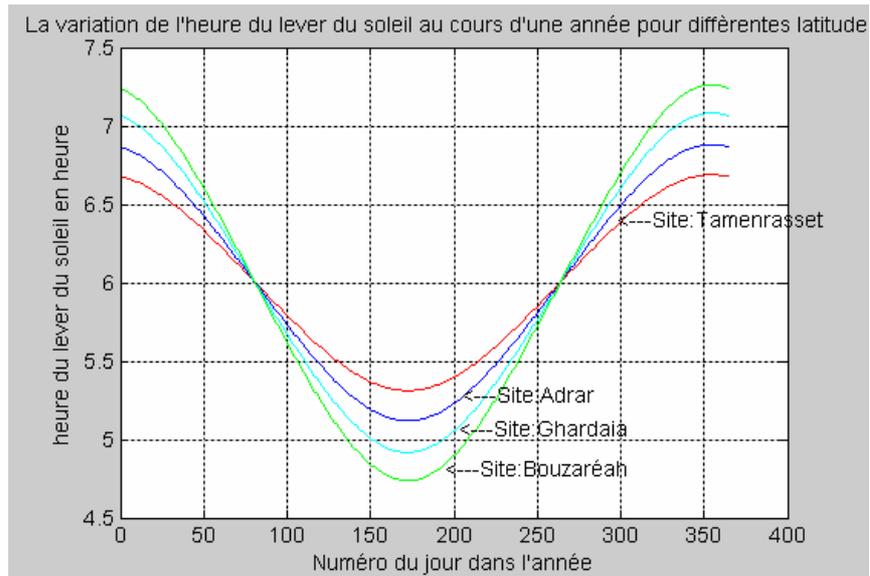


Figure B.9.a : Evolution de l'heure du lever du soleil au cours d'une année  
Pour quatre sites Algériens de différentes latitudes.

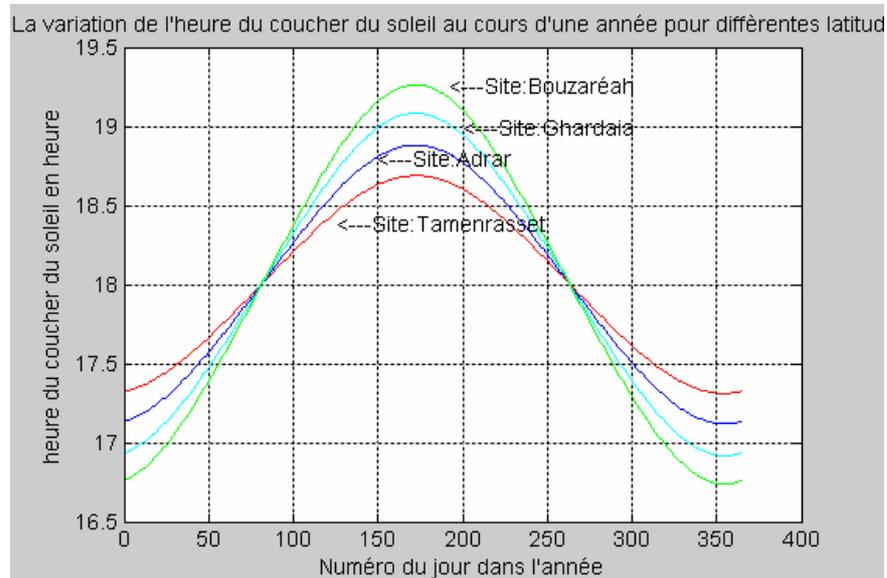


Figure B.9.b : Evolution de l'heure du coucher du soleil au cours d'une année  
Pour quatre sites Algériens de différentes latitudes.

#### D. Détermination de la durée astronomique du jour

La durée astronomique du jour s'obtient aussi aisément en faisant la différence ( $h_c - h_l$ ), elle est donnée par la formule suivante :

$$SS_0 = \frac{2}{15} (\text{acos}(-\text{tg}\varphi * \text{tg}\delta)) \quad (\text{B.9})$$

Cette relation montre que la durée astronomique du jour dépend de la situation géographique du site, caractérisée par la latitude et du numéro du jour, caractérisé par la déclinaison.

La variation annuelle de la durée astronomique du jour en fonction du numéro du jour dans l'année pour quatre sites Algériens de latitudes différentes est donnée sur la figure B.10.

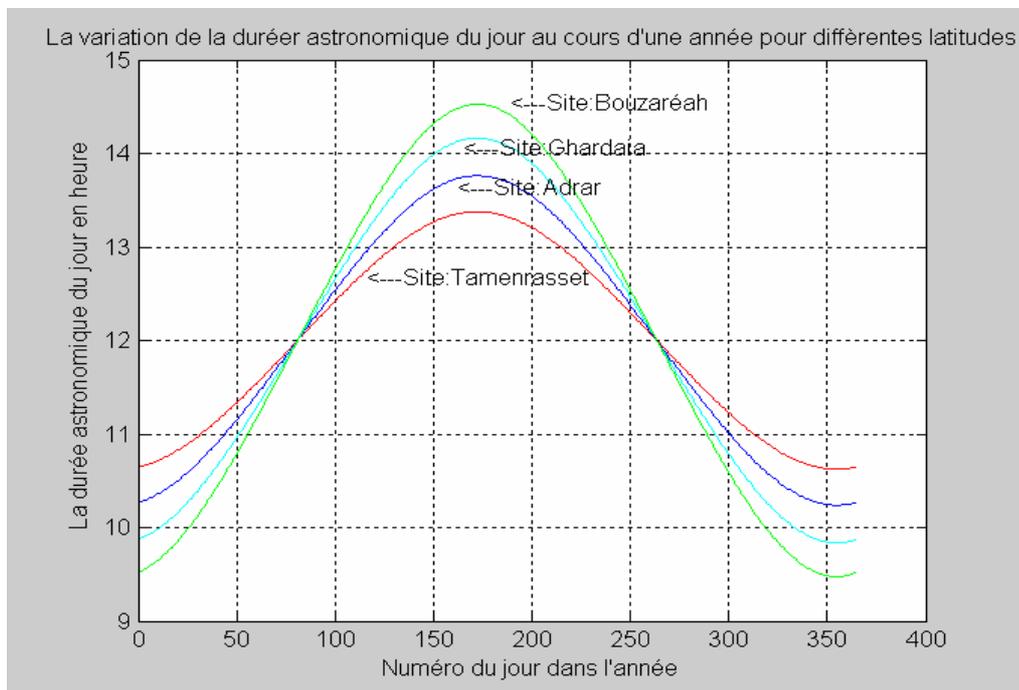


Figure B.10 : variation annuelle de la durée astronomique du jour pour quatre sites Algériens de différentes latitudes

### 1.4 Notions du temps

La durée du jour n'est pas uniforme durant toute l'année. Elle présente des irrégularités qui bien qu'inférieure à la minute par jour, en se cumulant durant de l'année cette variation et Perturbent l'échelle de temps. Elles sont dues d'une part à l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre sur le plan de l'écliptique, d'autre part au fait que la terre à une orbite elliptique dont la vitesse de déplacement n'est pas constante.

Il existe plusieurs échelles de temps à savoir ; temps solaire moyen, temps solaire vrai, temps légal et le temps du fuseau horaire.

#### 1.4.a Temps du fuseau horaire

Un fuseau horaire est une zone de la surface terrestre comprise entre deux méridiens séparé d'un angle de 15° de longitude. En pratique, les limites du fuseau horaires sont souvent déformées pour tenir compte des frontières des états.

Le fuseau horaire d'origine correspond au méridien passant par l'observatoire de Greenwich. Il s'étale entre 7.5° de longitude ouest et 7.5 de longitude. Les fuseaux horaires sont numérotés de 0 à 23 en partant vers l'est.

#### 1.4.b Temps universels :

Le méridien retenu comme origine est celui de Greenwich, et le temps  $t_0$  de ce méridien est le temps universel TU, anciennement appelé GMT (Greenwich mean time), exprimé en heures.

#### 1.4.c Temps solaire moyen :

Le temps solaire moyen d'un lieu de longitude  $\lambda$  correspond à une rotation uniforme de la terre autour du soleil. Ainsi un jour solaire moyen correspond à une de 24 heures. Il est lié au temps universel par la relation ce dessous:

$$TSM = TU - \frac{4\lambda}{60} \quad (\text{B.10})$$

Avec :

$\lambda$  : En degrés

TSM et TU : en heure

#### 1.4.d Temps légal

Le temps légal TL dans un état est en général le temps moyen du fuseau horaire. Mais il peut différer de ce dernier pour des raisons de commodité (heure d'été, heure d'hiver).

Pour l'Algérie on rajoute une heure durant toute l'année, pour la France, on rajoute une heure en été et deux heures en hivers.

#### 1.4.e Temps solaire vrai

Le temps solaire vrai est défini à partir de la rotation de la terre autour d'elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. Il tient compte de la variation de la vitesse de rotation de la terre autour d'elle-même. Ainsi l'intervalle de temps séparent deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu ne correspond pas exactement à 24 heures. Ainsi l'écart par rapport à cette valeur est corrigé par l'équation du temps qui tient compte de la variation de la vitesse de la rotation de la terre au cours de l'année. On dit par ailleurs qu'à midi solaire vrai le soleil est au zénith et il est midi TSV. Cela correspond au passage du soleil par le méridien du lieu.

Le TSV s'exprime par :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (B.11)$$

$\omega$  : en degrés

TSV : en heures

#### 1.4.f Relation entre les différents temps

Les différents temps sont reliés par les équations suivantes :

$$TL = TSM + \Delta T \quad (\text{B.12})$$

$\Delta T$  : est l'écart entre le temps solaire moyen et l'heure légale.

$\Delta T = 1$  pour l'Algérie.

$$TSV = TL + \Delta T + \frac{-4(\lambda) + ET}{60} \quad (\text{B.13})$$

$\lambda$  : Longitude du lieu considéré

ET : est la correction de l'équation du temps.

#### 1.4.g Correction due à l'équation du temps

Cette correction varie au cours de l'année, elle tient compte de la variation de vitesse de rotation de la terre au tour d'elle. Elle varie au cours de l'année entre  $-14.3\text{min}$  et  $16.4\text{min}$ .

Elle peut être calculée par la formule [1] suivante :

$$ET = 9.87 \sin 2JD - 7.53 \cos JD - 1.5 \sin JD \quad (\text{B.14})$$

Où

$$JD = (j - 81) \frac{360}{365} \quad (\text{B.14.a})$$

Avec  $j$  : numéro du jour dans l'année.

L'évolution de l'équation du temps au cours d'une année est donnée par le diagramme ci-dessous :

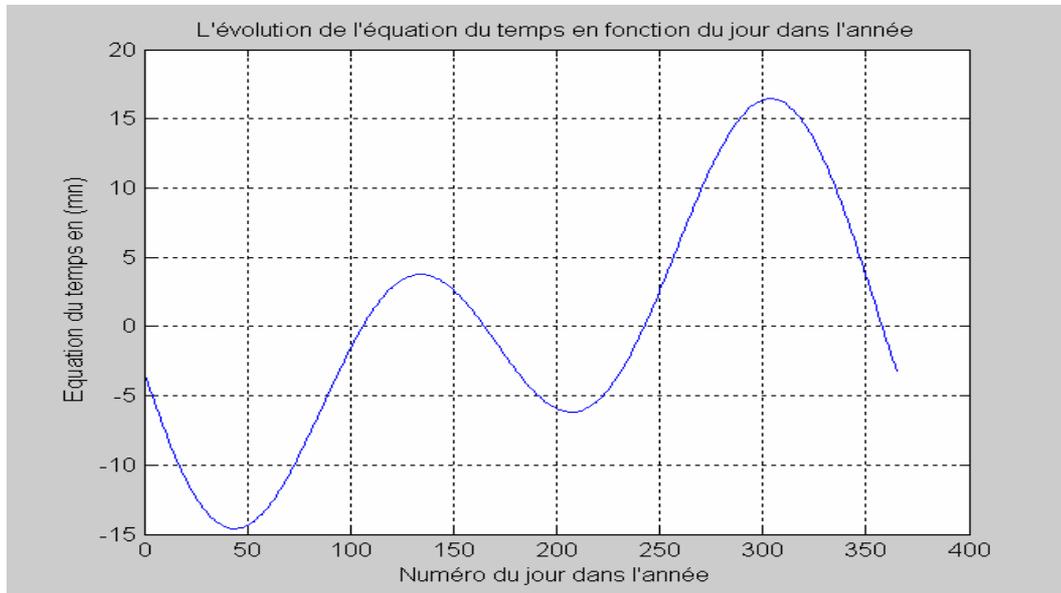


Figure B.11 : Evolution de l'équation du temps au cours de l'année

## 2 Rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère

L'intérieur du soleil étant inaccessible à l'observation, à cet effet on fait recours à des études théoriques pour décrire les phénomènes qui s'y produisent pour décrire sa structure interne. Ces études ont mis en évidence que l'intérieur du soleil est divisé en trois zones : le noyau, la zone radiative et la zone convective. Le noyau est la partie dans laquelle l'énergie du soleil est créée grâce à des réactions nucléaires. La température y est extrêmement élevée, environ 15 millions de kelvins. Cette région représente environ 25% du diamètre du soleil et, du fait de sa grande densité, contient près de 60% de la masse totale du soleil.

Autour du noyau vient ensuite la zone radiative qui représente 55% du rayon du soleil. Dans cette région, l'énergie créée dans le noyau est transportée vers l'extérieur par des photons. Ce mode de transport est très lent car les photons sont constamment absorbés puis réémis par toutes les particules présentes. On estime que le temps mis par un photon pour sortir du soleil

est de plusieurs centaines de milliers d'années, alors qu'il suffirait de quelques secondes s'il n'y avait pas d'obstacles en chemin.

Finalement, on arrive à la couche extérieure, la zone convective, qui représente 30% du diamètre solaire et où la température descend sous le million de kelvins. Dans cette couche, le transport d'énergie se fait par convection, c'est à dire par des mouvements d'ensemble de la matière présente. Le gaz chaud des profondeurs remonte ainsi vers la surface, libère de l'énergie en se refroidissant, puis replonge vers l'intérieur et ainsi de suite.

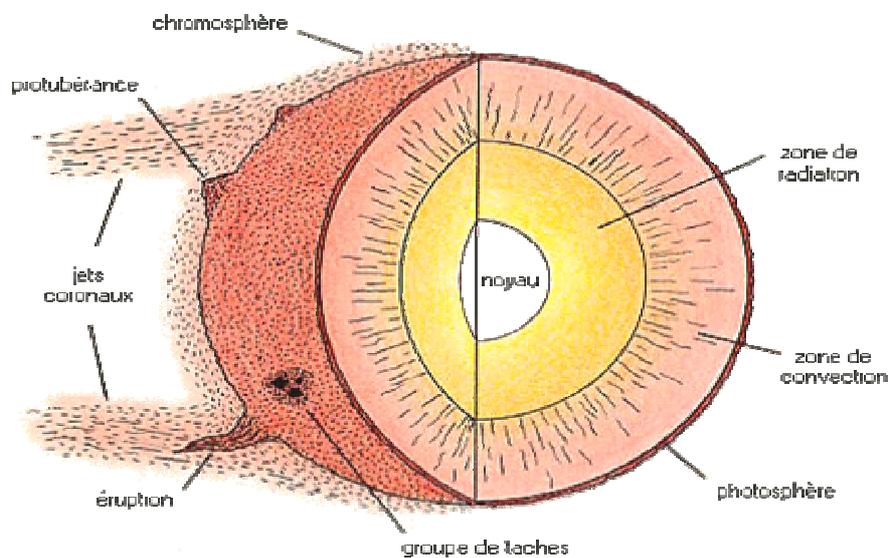


Figure B.12 : Anatomie du soleil

### 2.1. Nature du rayonnement solaire

Le soleil est composé de 80% d'hydrogène et 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Il est généralement accepté que la source d'énergie du soleil est une réaction thermonucléaire hydrogène – hélium ; les détails de cette réaction sont peu connus et jamais encore observés en laboratoire. Mais en ce qui concerne, le soleil rayonne à peu de chose près comme s'il s'agissait d'un corps noir ayant un diamètre de  $1.3.9 \cdot 10^6$  Km et porté à une température de 5762°k.

Cette température dite apparente du soleil ne correspond pas à la réalité physique, car on estime en effet, que dans les couches gazeuses internes, les températures peuvent atteindre 10 à 20  $10^6$ °K. Cependant, l'observation de l'intensité du flux solaire et sa distribution spectrale conduit à la définition de la température apparente.

La puissance est donc à peu près égal à  $\pi \cdot D^2 \cdot \sigma \cdot T^4$  soit  $3.7910^{26}$ . Seule une puissance de l'ordre de  $1.7 \cdot 10^{17}$ W est interceptée par la terre ; 30% de ce flux est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et réémis vers l'espace sous forme de rayonnement infrarouge, 23% sert de source d'énergie au cycle d'évaporation et de précipitation de l'atmosphère et 0.5% se trouve sous forme de photosynthèse dans les plantes.

## 2.2. Rayonnement :

Le transfert de chaleur par rayonnement a lieu lorsque le transfert d'énergie sera sous forme d'onde électromagnétique émise par une surface et absorbée par une autre. Cette énergie est appelée énergie thermique lorsque les longueurs d'ondes  $\lambda$  mises en jeu sont comprises entre 0.1 et 100 $\mu$ m.

## 2.3. Corps noir :

C'est un corps ou une surface qui a une température donnée, émettrait le maximum du flux par rayonnement. Un corps noir est une abstraction dont on peut s'approcher plus ou moins en pratique.

## 2.4. La constante solaire

Le flux solaire moyen ( $I_0$ ) reçu sur un plan perpendiculaire à la direction des rayons et placé en dehors de l'atmosphère terrestre est appelé constante solaire et est notée  $I_0$ .

Etant mesurée par divers moyens. La valeur de la constante solaire la plus probable et qui est actuellement retenues est de 1367 W/m<sup>2</sup>.

$I_0$  est déterminé par l'intégration du spectre solaire, donner sur la figure suivante :

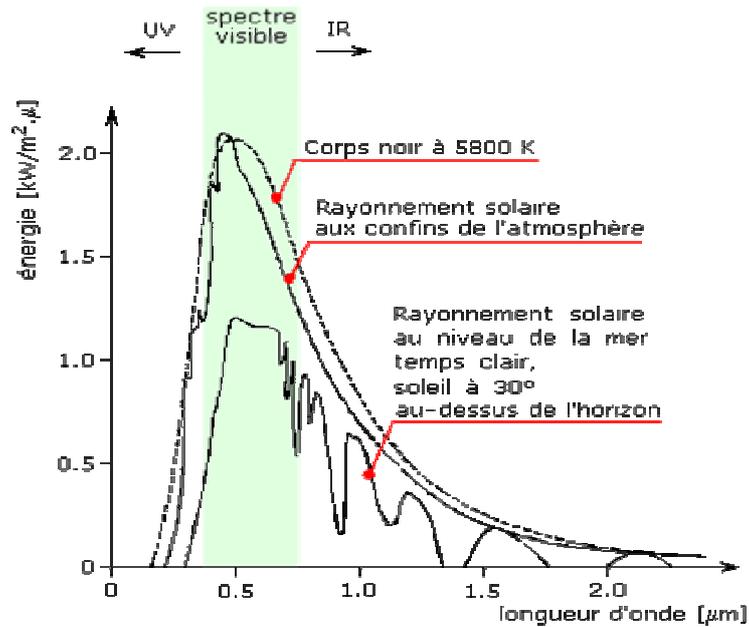


Figure B.13 : Spectre énergétique du rayonnement solaire

C'est la valeur moyenne sur l'année du flux extra-terrestre. En effet la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de  $\pm 1.6\%$  de la distance terre soleil et donc une variation de ce flux. Cette variation est due à l'excentricité de la trajectoire de la terre autour du soleil.

La correction de la constante solaire dû à la variation de la distance terre-soleil se calcule par les expressions suivantes :

$$CDTS = 1 + \cos\left(\frac{360}{365} * j\right) \quad (B.15)$$

Ainsi la constante solaire corrigée est donnée par :

$$I_{oj} = I_0 * CDTS \quad (B.15.a)$$

La variation annuelle de  $I_{oj}$  est donnée sur la figure B.14.

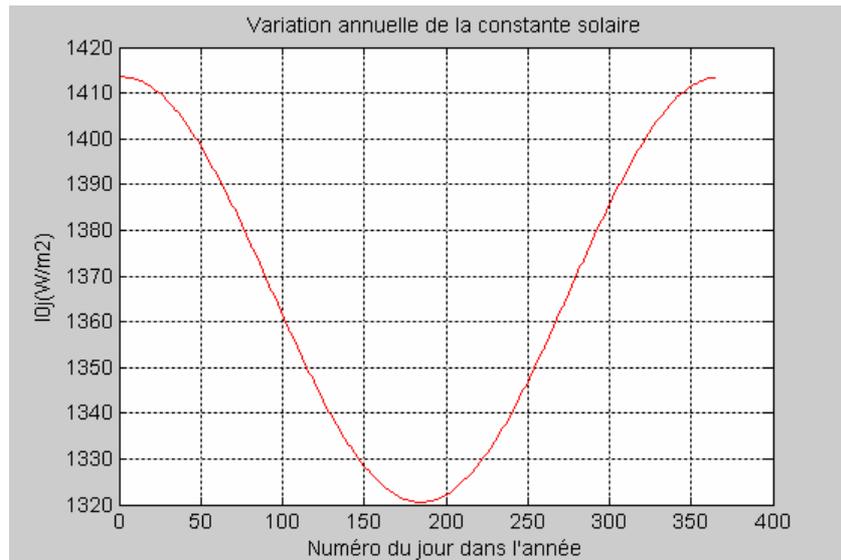


Figure B.14 : Variation annuelle de la constante solaire

### 2.5 Eclairement solaire extraterrestre sur un plan horizontal

L'éclairement solaire incident sur un plan horizontal est la composante du flux solaire perpendiculaire à la surface considérée

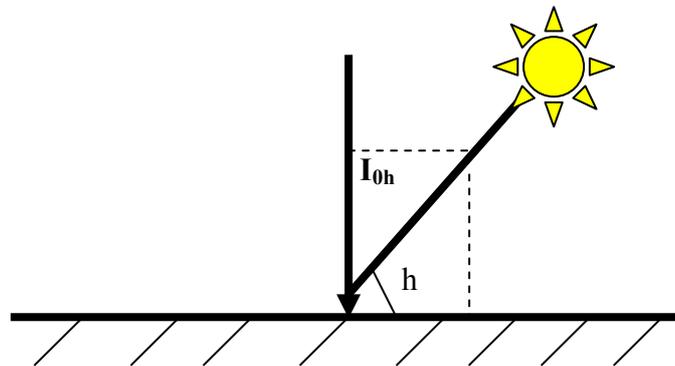


Figure B.15 : Représentation de l'éclairement solaire extraterrestre sur un plan horizontal

Son expression est la suivante :

$$I_{0h} = I_0 * CDTS * \sin h \quad (B.16)$$

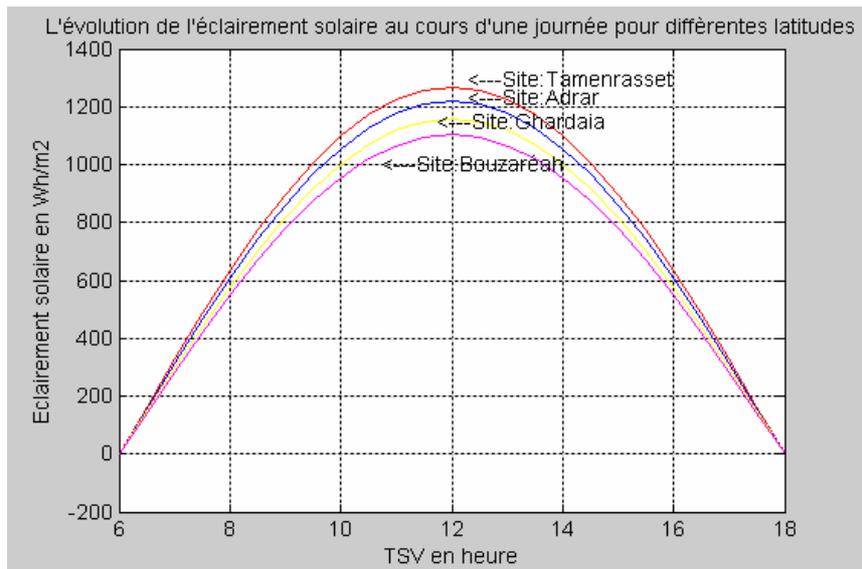


Figure B.16.a : variation de l'éclairement solaire sur un plan horizontal pour différentes latitudes (la journée choisie 21 mars)

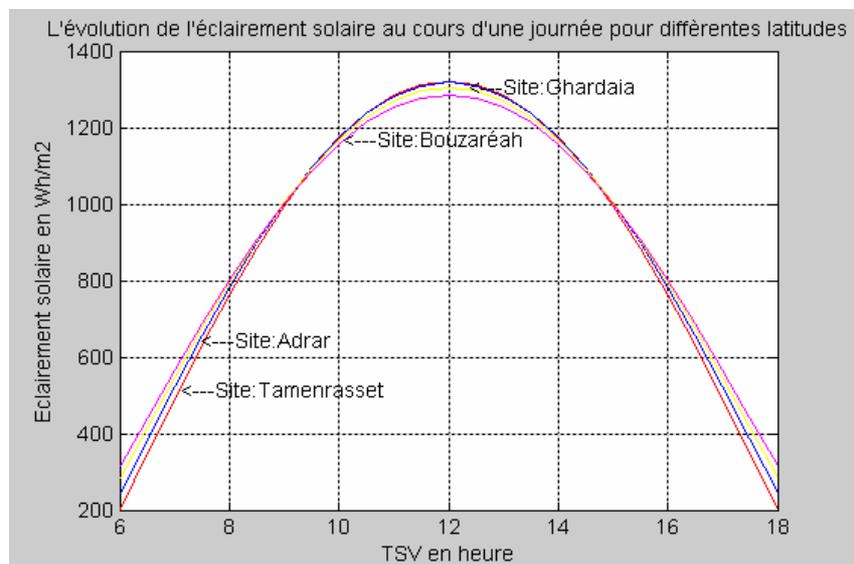


Figure B.16.b : variation de l'éclairement solaire sur un plan horizontal pour différentes latitudes (la journée choisie 21 juin)

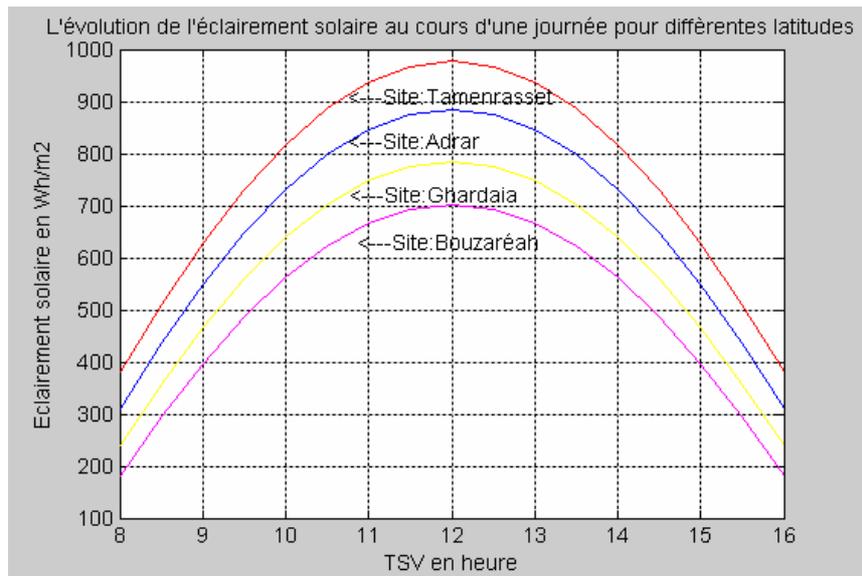


Figure B.16.c : variation de l'éclairement solaire sur un plan horizontal pour différentes latitudes (la journée choisie 21 décembre)

## 2.6 Eclairement solaire extraterrestre sur un plan incliné

L'éclairement solaire incident sur un plan incliné est la composante parallèle à la normale du plan considéré.

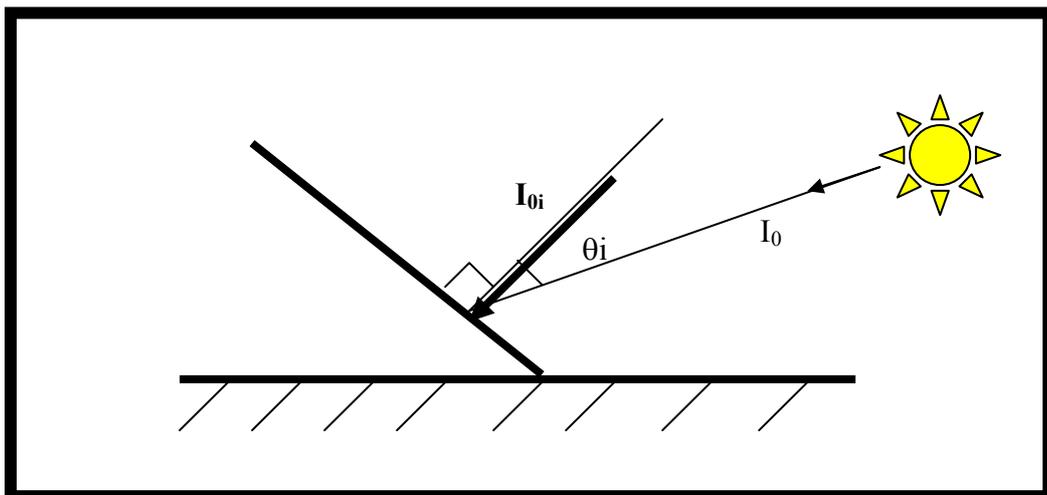


Figure B.17 : Représentation de l'éclairement solaire sur un plan horizontal

$$I_{oi} = I_0 \cos(\theta_i) \quad (\text{B.17.a})$$

Avec  $\theta_i$  l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur un plan incliné. Il est donné par la relation suivante :

$$\begin{aligned} \cos\theta_i = & (\sin\varphi \cdot \cos\beta - \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma) \cdot \sin\delta + (\cos\varphi \cdot \cos\beta + \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma) \\ & \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\omega \end{aligned} \quad (\text{B.17.b})$$

Et en tenant compte de la variation distance terre soleil l'éclairement extraterrestre sur un plan incliné se calcul par la relation suivante :

$$I_{oi} = I_0 \cdot CDTs \cdot \cos \theta_i \quad (\text{B.18})$$

L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa, pour différentes inclinaisons et différentes orientations est donnée sur les figures suivantes :

a) Pour une inclinaison  $\beta=42.8^\circ$  et pour les numéros du jour dans l'année respectifs suivants :

- 81 (équinoxe correspondant au 21 mars)
- 172 (solstice d'été correspondant au 21 juin)
- 264 (équinoxe correspondant au 21 septembre)
- 354 (solstice d'hiver correspondant au 21 décembre)

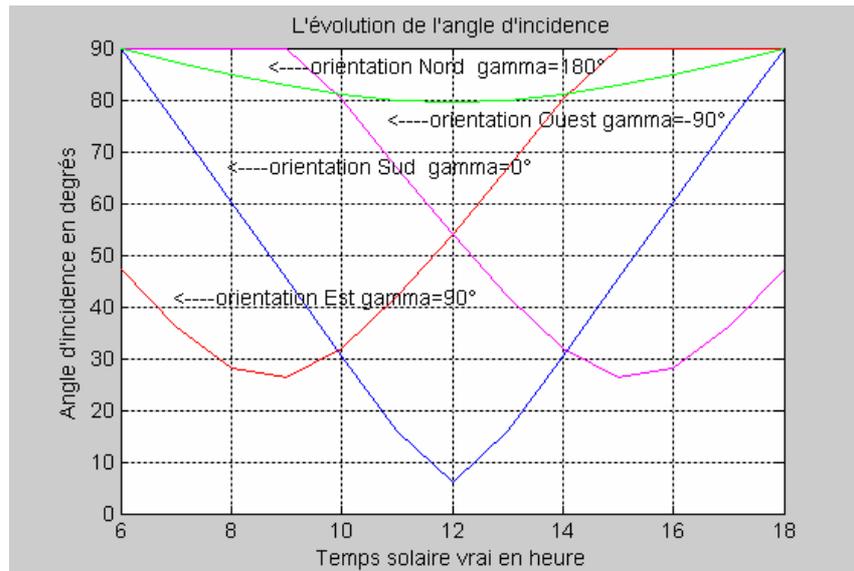


Figure B.18.a : L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa au 21 mars

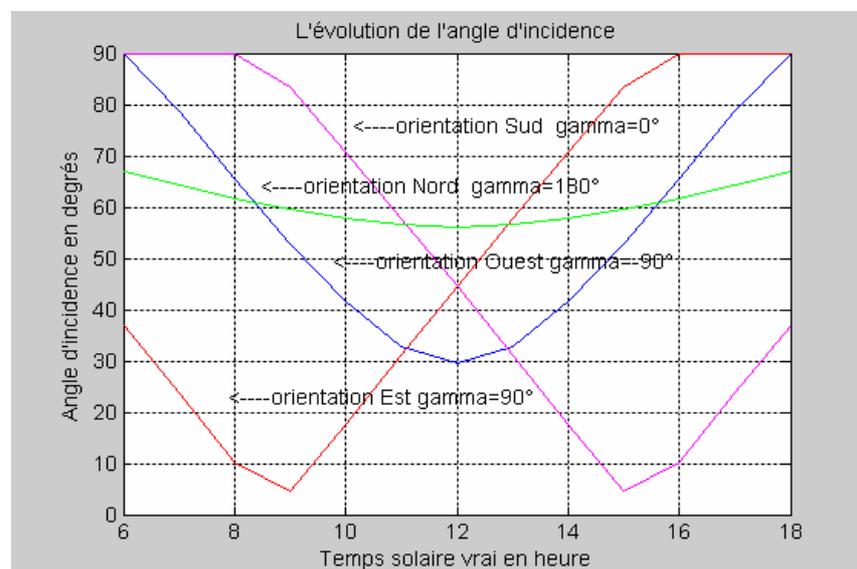


Figure B.18.b : L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa au 21 juin

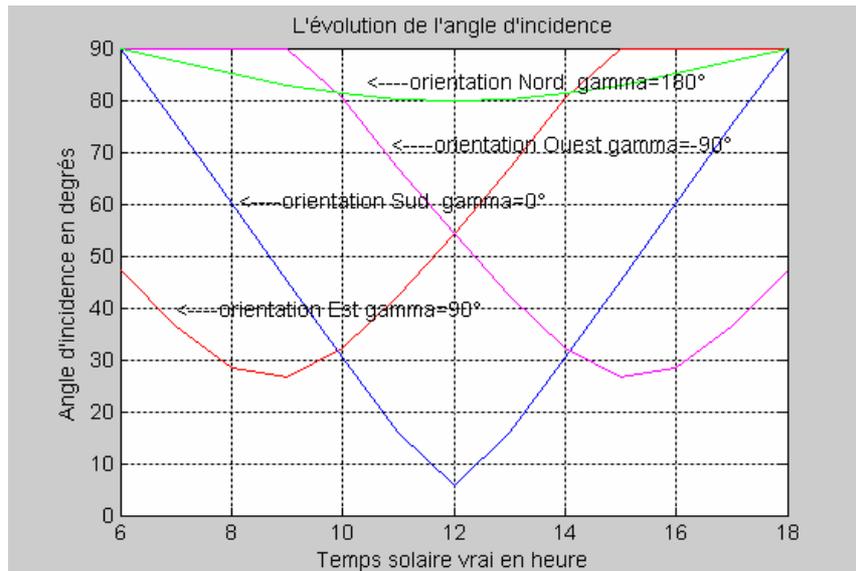


Figure B.18.c : L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa au 21 septembre

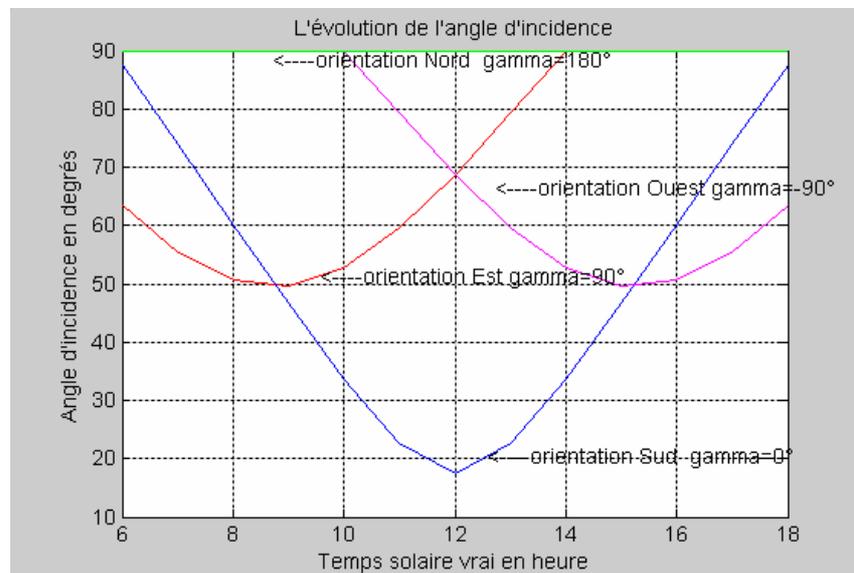


Figure B.18.d : L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa au 21 décembre

b) Pour le site de Ghardaïa avec une inclinaison  $\beta=32.8^\circ$  et pour différents numéros du jour dans l'année:

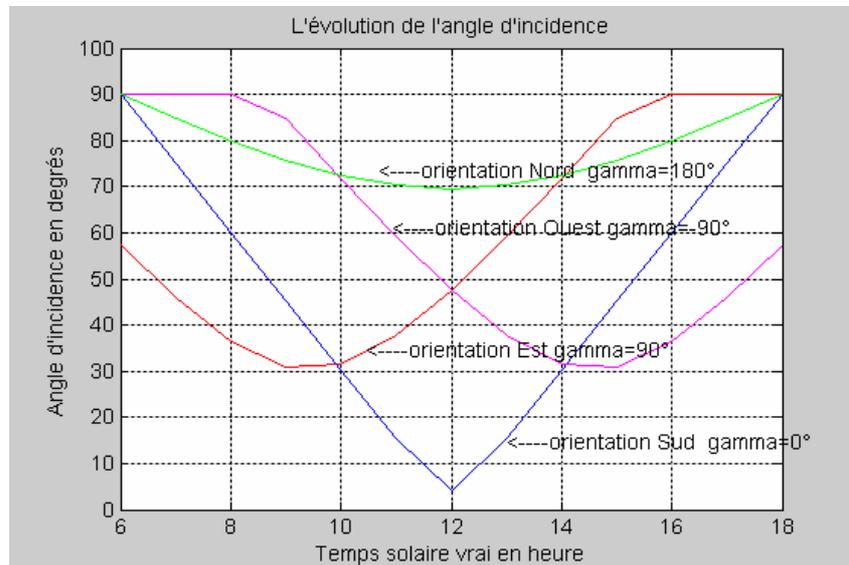


Figure B.19.a : L'évolution de  $\theta_i = f(\text{TSV})$  pour le site de Ghardaïa au cours du 21 mars

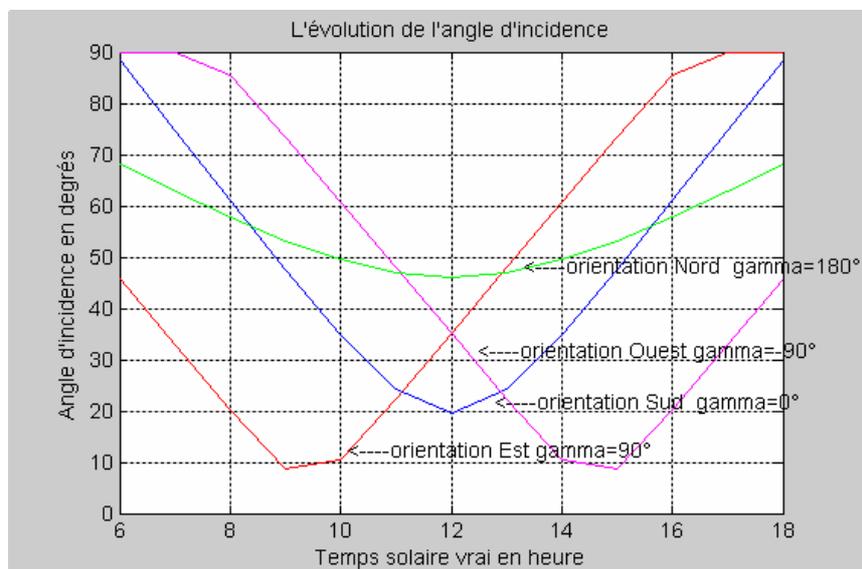


Figure B.19.b : L'évolution de  $\theta_i = f(\text{TSV})$  pour le site de Ghardaïa au 21 juin

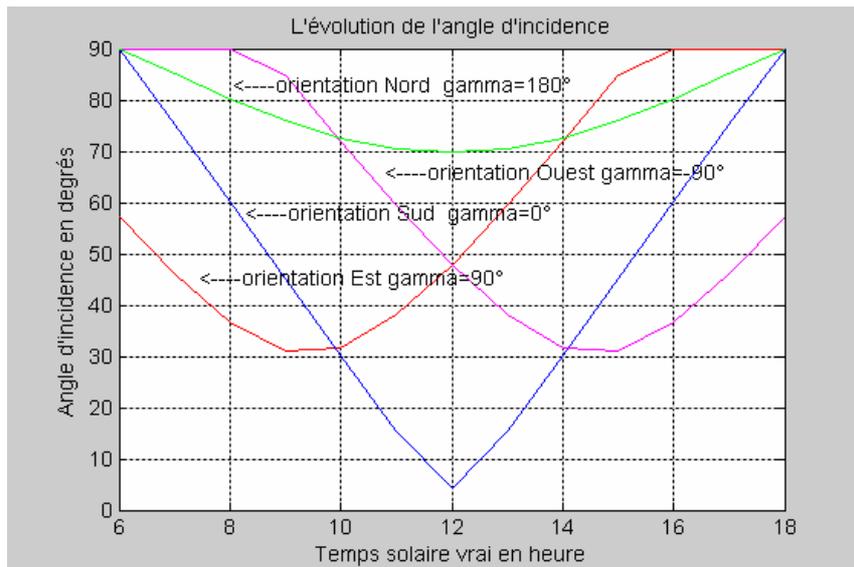


Figure B.19.c : L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa au cours du 21 septembre

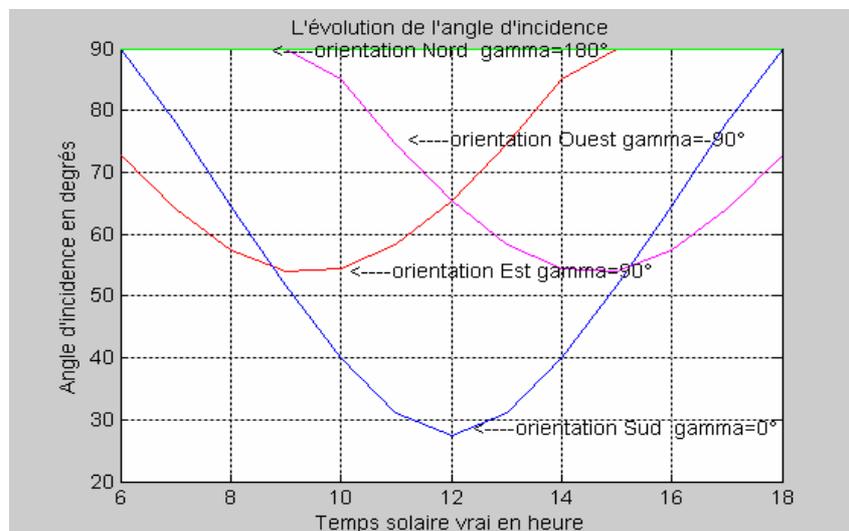


Figure B.19.d : L'évolution de  $\theta_i$  l'angle d'incidence en fonction de TSV pour le site de Ghardaïa au cours du 21 décembre

C) Pour une inclinaison  $\beta=22.8^\circ$  et pour les numéros d'ordre du jour dans l'année Respectifs suivants :81 (équinoxe correspondant au 21 mars) ; 172 (solstice d'été

correspondant au 21 juin) ; 264 (équinoxe correspondant au 21 septembre) ; 354 (solstice d'hiver correspondant au 21 décembre).

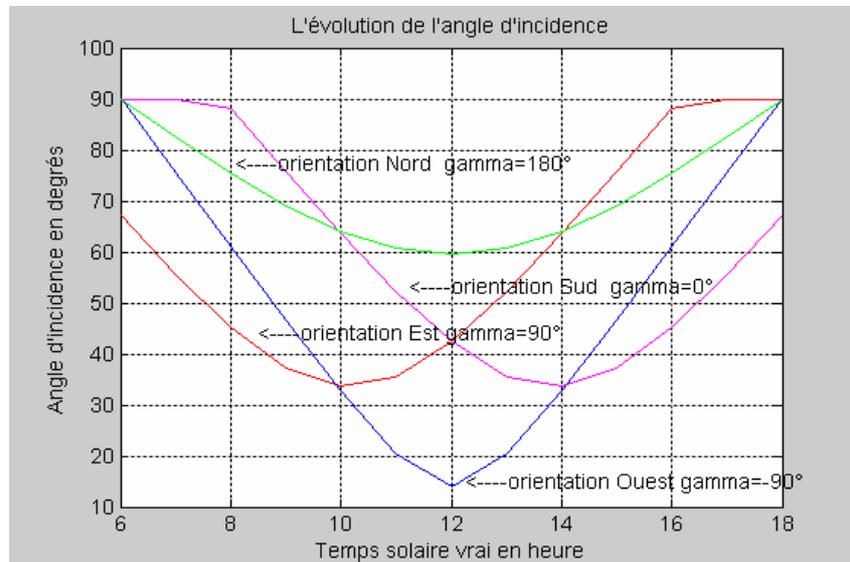


Figure B.20.a : Evolution de l'angle d'incidence en fonction de TSV pour différentes inclinaisons, orientations et pour les équinoxes (21 mars)

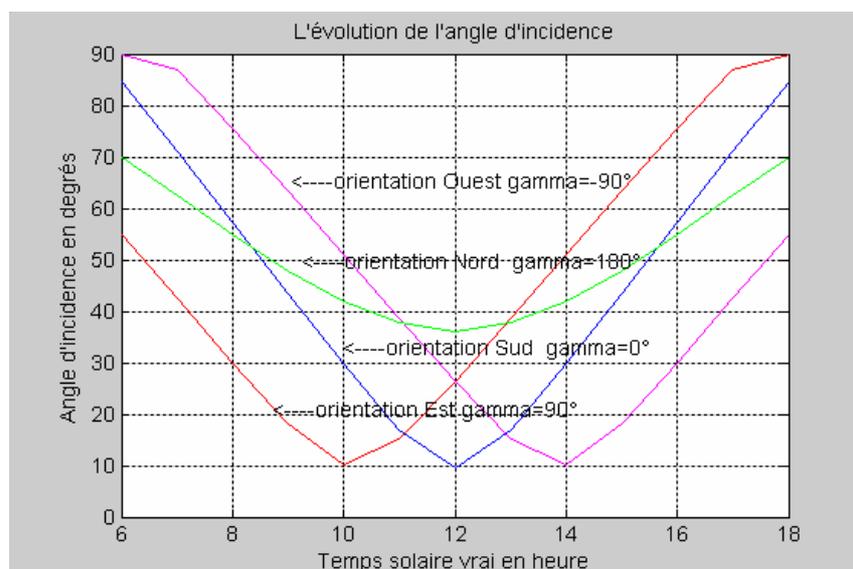


Figure B.20.b : Evolution de l'angle d'incidence en fonction de TSV pour différentes inclinaisons, orientations et au solstice d'été

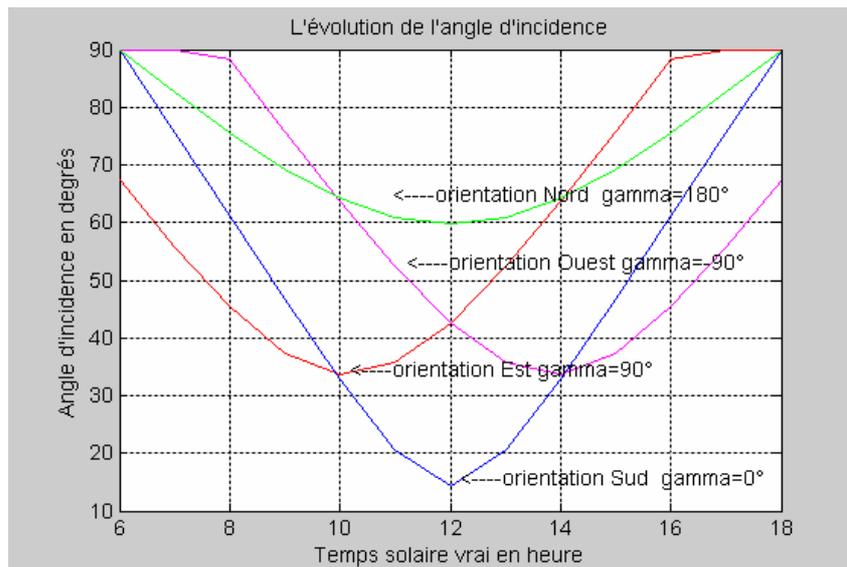


Figure B.20.c : Evolution de l'angle d'incidence en fonction de TSV pour différentes inclinaisons, orientations et aux équinoxes (21 septembre)

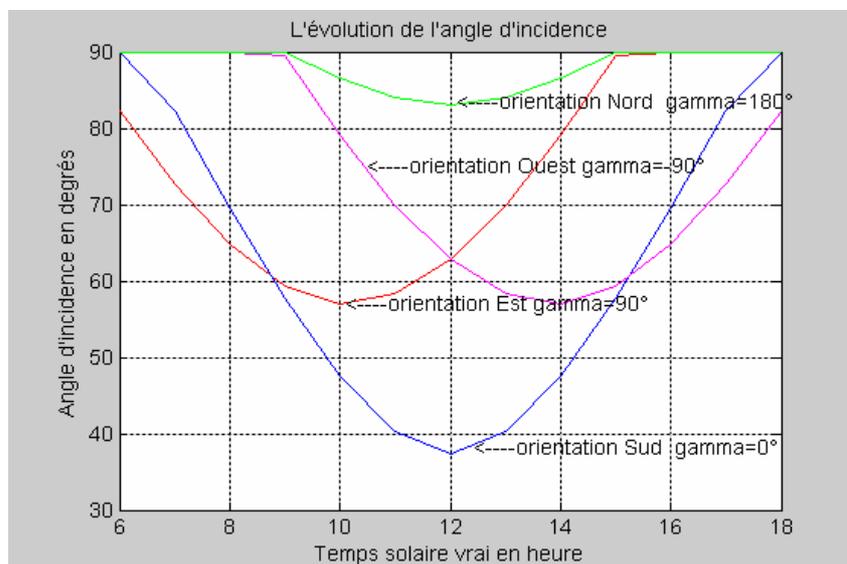


Figure B.20.d : Evolution de l'angle d'incidence en fonction de TSV pour différentes inclinaisons, orientations et au solstice d'hiver

## 2.7 Irradiation extraterrestre journalière sur un plan horizontal

L'irradiation extraterrestre durant une journée est l'intégrale de la composante de la constante solaire sur un plan horizontal entre le lever et le coucher du soleil :

$$H_0(j) = \int_{\omega_l}^{\omega_c} I_0 * CDTS * \sinh d\omega \quad (\text{B.19})$$

Ce qui entraîne :

$$H_0(j) = \frac{24}{\Pi} * I_0 * CDTS * (\cos \varphi * \cos \delta * \sin \omega_s + \sin \varphi * \sin \delta) \quad (\text{B.19.a})$$

où  $\omega_s$ , donnée cette fois en degrés, est définie par

$$\omega_s = \text{Arccos}(-\text{tg} \varphi * \text{tg} \delta) \quad (\text{B.19.b})$$

L'évolution de l'irradiation extraterrestre journalière sur un plan horizontal, pour différentes latitudes, en fonction du numéro du jour dans l'année est représentée sur les diagrammes suivants :

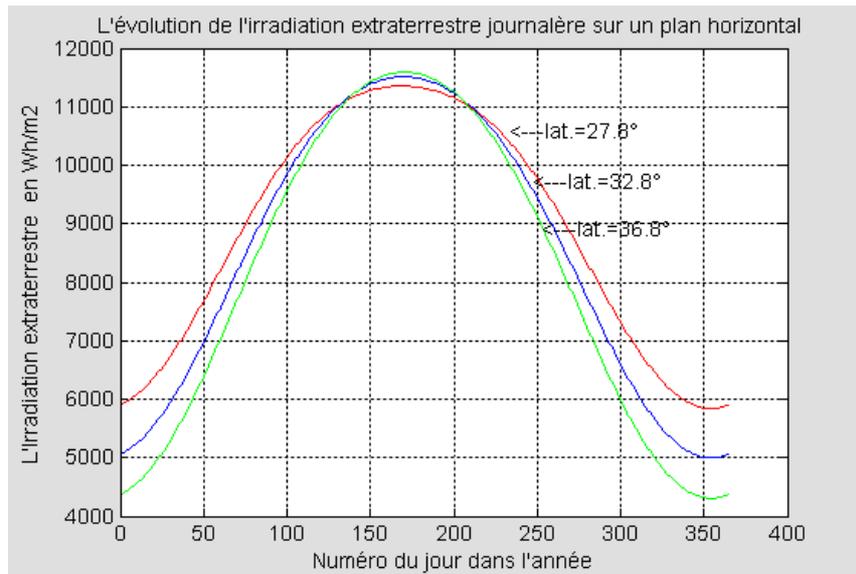


Figure B.21 : Evolution de l'irradiation extraterrestre sur un plan horizontal

En conclusion, Il apparaît que dans ce cas, la puissance et l'énergie solaires recueillies par la surface horizontale sont régies par des lois astronomiques et géométriques faisant intervenir :

- La latitude du lieu ;
- La déclinaison.

## 2.8 Irradiation extraterrestre journalière sur un plan incliné orienté plein sud

Dans le cas d'un plan orienté plein sud et incliné d'un certain angle  $\beta$ , on trouve :

$$H_{0i} = \frac{24}{\pi} * CDTs * \left[ \cos(\varphi - \beta) * \cos \delta * \sin \omega_s + \omega_s * \frac{\pi}{180} * \sin(\varphi - \beta) * \sin \delta \right] \quad (B.20)$$

où  $\omega_s$  définie par :

$$\omega_s = \min(\omega_s, \omega'_s) \quad (B.20.a)$$

Avec  $\omega_s$  définie par :

$$\omega_s = \text{Arccos}(-\text{tg}(\varphi - \beta) * \text{tg}\delta) \quad (\text{B.20.b})$$

Le tracé de l'évolution  $H_{0i}$ , pour diverses inclinaisons et latitudes et orientés vers le sud, sont données ci dessous :

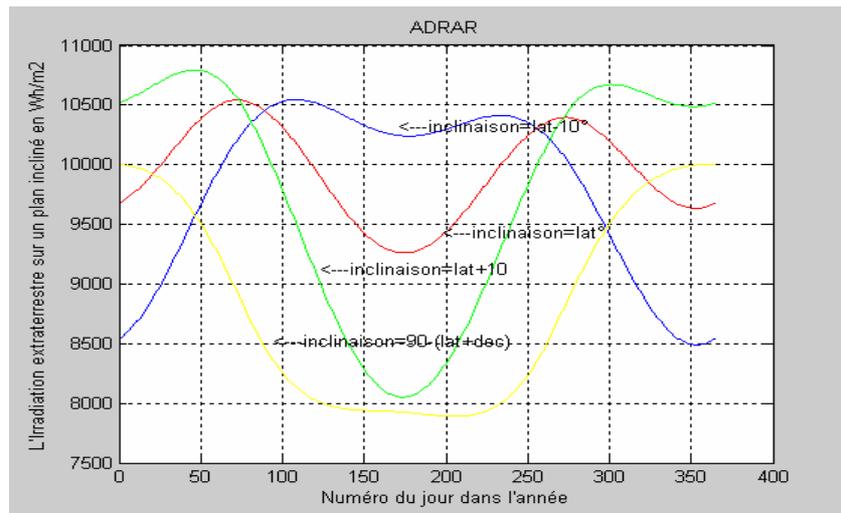


Figure B.22.a : Evolution de  $H_{0i}$  orienté plein sud (site : Adrar, latitude :  $27.8^\circ$ )

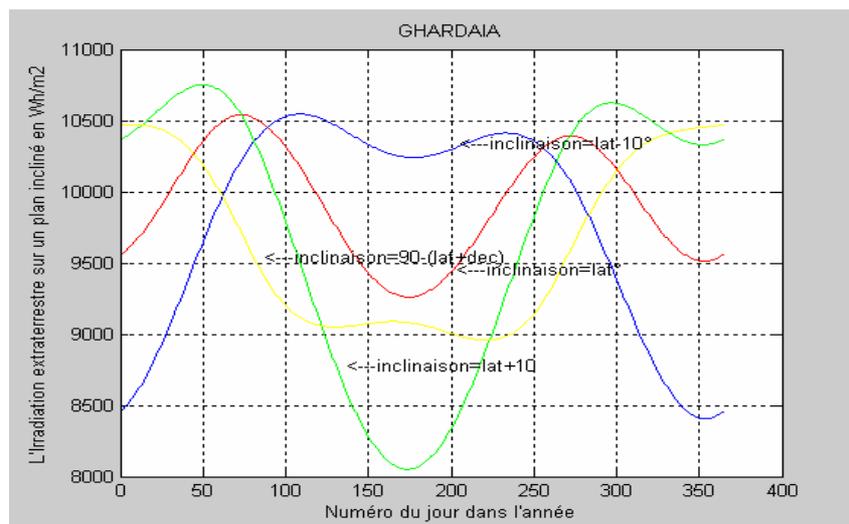


Figure B.22.b : Evolution de  $H_{0ei}$  orienté plein sud (site:Ghardaïa, lat. :  $32.4^\circ$ )

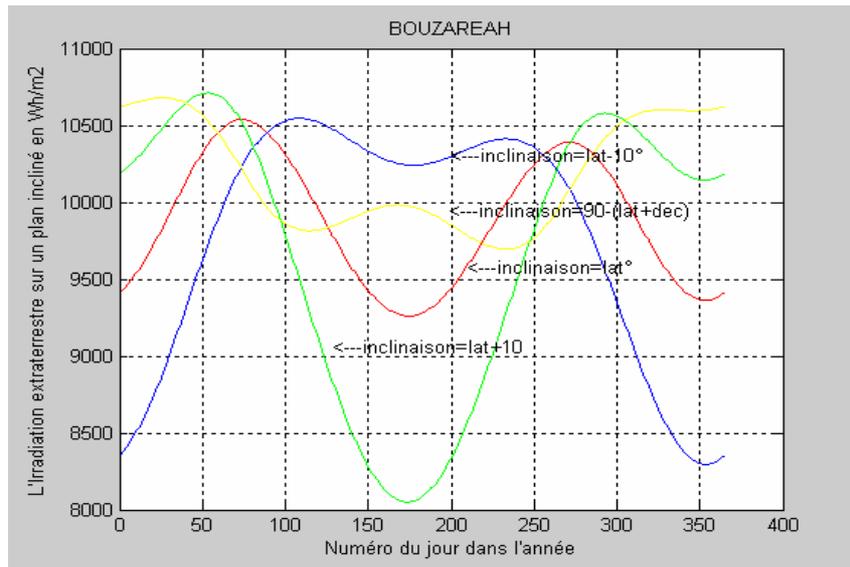


Figure B.22.c : Evolution de  $H_{0i}$  orienté plein sud (site : Bouzaréah, lat.:  $36.8^\circ$ )

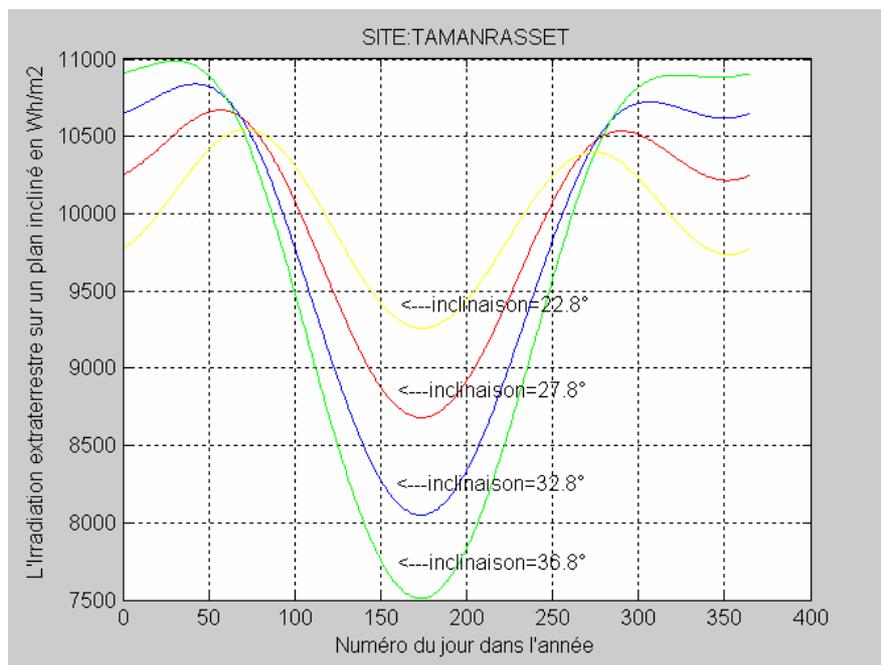


Figure B.22.d : Evolution de  $H_{0i}$  orienté plein sud (site : Tamanrasset, lat. :  $22.78^\circ$ )

### 3. Atténuation du rayonnement solaire par les constituants de l'atmosphère

Au cours de sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation, par absorption et diffusion par les différents constituants de l'atmosphère.

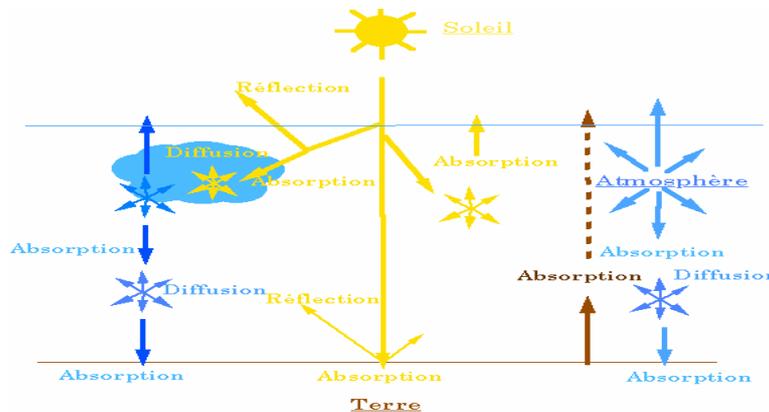


Figure B.23 : Processus de transferts d'énergie entre le soleil, l'atmosphère et la surface terrestre

#### 3.1 Absorption du rayonnement solaire par les différents constituants de l'atmosphère

L'atmosphère gazeuse est composée principalement d'azote, d'oxygène et divers autres composants dont le gaz carbonique, l'oxygène ( $O_2$ ), des gaz rares, de la vapeur d'eau ( $H_2O$ ), d'ozone ( $O_3$ ) et les aérosols (particules en suspension).

Chaque constituant a des propriétés absorbantes plus ou moins prononcées et qui dépendent de la longueur d'onde (voir figure B.24).

La couche d'ozone est située dans les hautes altitudes de l'atmosphère. Ramenée au niveau du sol, elle représente en moyenne une couche d'environ deux à cinq millimètres d'épaisseur.

Cette couche absorbe la totalité le rayonnement solaire de longueur d'onde inférieure à  $0.3\mu m$  (l'ultra violet), mais l'absorption est faible pour les longueurs d'ondes comprise  $0.3\mu m$  et  $0.7\mu m$  (visible)

La vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère est caractérisée par la hauteur d'eau condensable définie comme étant l'épaisseur de la couche d'eau liquide qui se formerait après condensation de toutes la vapeur d'eau contenu dans l'atmosphère située au dessus du lieu considéré.

Elle peut être quantifiée par la relation de Hann [4], [5] valable uniquement pour les moyennes mensuelles :

$$W = 0.20.e_1 \quad (\text{B.21})$$

$e_1$  étant la tension maximale de vapeur d'eau donnée par la relation de Goff & Gratch [5] :

$$\begin{aligned} \log(e_1) = & 10.79574 \left( 1 - \frac{T_{a1}'}{T_a'} \right) - 5.02800 \cdot \log \left( \frac{T_a'}{T_{a1}'} \right) + 1.50475 \left( 1 - 10^{-8.2969 \left( \left( \frac{T_a'}{T_{a1}'} \right) - 1 \right)} \right) \\ & + 0.42873 \left( 10^{4.76955 \left( 1 - \left( \frac{T_a'}{T_{a1}'} \right) \right)} \right) \cdot 10^{-3} + 0.78614 \end{aligned} \quad (\text{B.21.a})$$

Où  $e_1$  est exprimé en millibars et  $T_{a1}'$  est la température de l'air sous abri exprimée en degrés kelvin.

L'oxygène et le gaz carbonique possèdent des bandes d'absorption étroite réparties à travers le spectre solaire.

Pour l'oxygène, ces étroites bandes sont centrés à  $0.69\mu\text{m}$ .

Le gaz carbonique représente des bandes d'absorption situées dans les grandes longueurs d'ondes. Les bandes faibles et étroite sont centrées à  $1.4\mu\text{m}$  et  $2\mu\text{m}$ , alors que celles centrées sur  $2.75\mu\text{m}$  sont assez fortes et bien marquées.

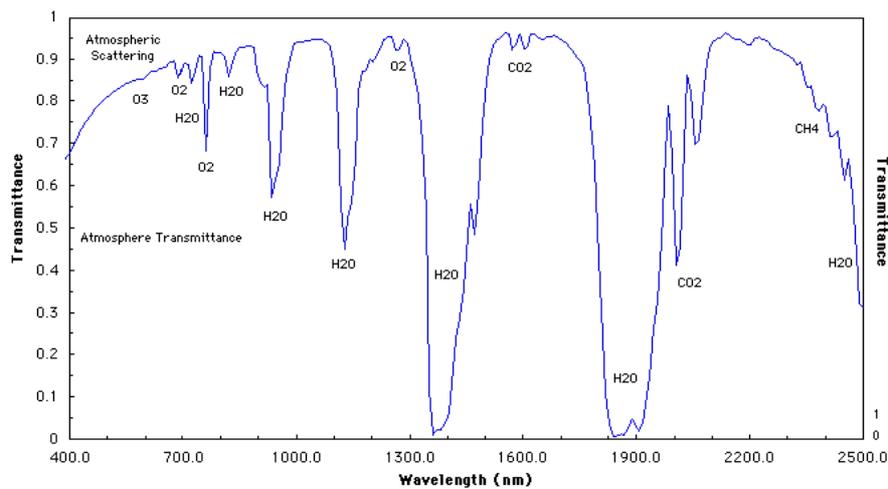


Figure B.24 : *Transmittance spectrale dans l'atmosphère entre 400 nm et 2500 nm*  
Après absorption par les différents constituants de l'atmosphère

### 3.2 Diffusion du rayonnement solaire par les différents constituants de l'atmosphère

La diffusion du rayonnement solaire est due à la diffraction et la réflexion du rayonnement solaires par les molécules gazeuses et les aérosols rencontrés dans leurs trajets optiques.

Le rayonnement solaire est ainsi diffusé et dispersé pour être redistribué dans toutes les directions de l'espace, et ne disparaît pas en totalité comme c'est le cas la partie absorbé par les molécules gazeuses.

#### 3.2.a Diffusion moléculaire (Rayleigh)

La diffusion du rayonnement électromagnétique par les molécules gazeuses est d'autant plus importante que la longueur d'onde est petite.

Selon la taille et les caractéristiques thermo physiques des particules gazeuses, le rayonnement solaire est plus au moins diffusé.

Le coefficient d'extinction du rayonnement solaire par diffusion moléculaire  $DR(\lambda)$  peut être calculé par la relation suivante proposée par [5] :

$$DR(\lambda) = 0.085\lambda^{-4.09} \quad (\text{B.22})$$

Le coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion moléculaire s'écrit d'après [5] :

$$\tau_R(\lambda) = \exp(-DR(\lambda).ma) \quad (\text{B.23})$$

.ù  $ma$  : la masse d'air, définie si après

Cette loi implique qu'une extinction du rayonnement solaire sera plus forte dans les courtes longueurs d'ondes que dans les grandes longueurs d'ondes.

### 3.2.b Diffusion par les aérosols

Outre les molécules gazeuses, l'atmosphère comporte des particules en suspension tels que des grains de sable, des grains de pollen, des débris de météorites, etc. Leurs dimensions sont sensiblement supérieures à celles des molécules, et varient de quelques microns à quelques dixièmes de millimètres.

Le coefficient d'extinction dû à la diffusion par les aérosols, d'après [5] est donnée par :

$$DA(\lambda) = \beta a \lambda^{-p} \quad (\text{B.24})$$

L'exposant  $p$  varie selon les dimensions des particules et reste compris entre 4 (pour la diffusion moléculaire) et 0 (pour les grosses particules).

Pour les régions tempérées, la valeur  $p=1.3$  a été proposée par Angström (d'après [5]), après examen de plusieurs mesures pyréliométriques.

$\beta a$  est appelé coefficient de trouble d'Angström et caractérise la quantité d'aérosols contenue à la verticale du lieu considéré.

Le coefficient de transmission après diffusion par les aérosols  $\tau_A(\lambda)$  est donnée par la relation :

$$\tau_A(\lambda) = \exp(-DA(\lambda)ma) \quad (\text{B.25})$$

### 3.2.c Notion de masse d'air $ma$

La masse d'air est le trajet optique parcouru par les particules énergétiques solaires lors de leur traversée de la couche atmosphérique.

Le trajet unité ( $ma=1$ ) correspond à une traversée verticale de l'atmosphère ce qui correspond à la position du soleil au zénith d'un lieu situé au niveau de la mer.

En supposant que l'atmosphère est représentée par un empilement de couches horizontales et homogènes (c.a.d. en négligeant la courbure de l'écorce terrestre), la masse atmosphérique ne dépend que de la hauteur du soleil  $h$  au dessus de l'horizon, soit :

$$ma = \frac{1}{\sinh} \quad (\text{B.26.a})$$

Lorsque le lieu considéré n'est pas situé au niveau de la mer, il y a lieu d'apporter une correction. En suppose que la pression diminue de 10% tous les 1000 mètres, alors à une altitude  $z$  (d'après [5]), l'expression (B.26.a) s'écrit :

$$ma = \frac{1 - 0.1z}{\sinh} \quad (\text{B.26.b})$$

Mais cette expression manque quelque peu de précision car la pression atmosphérique dépend aussi de la température et de la densité de l'air environnant le lieu considéré, ce qui peut être pris en compte par l'expression suivante :

$$ma = \frac{P_{az}}{P_{amer} \cdot \sinh} \quad (\text{B.26.c})$$

Où  $P_{az}$  est la pression atmosphérique à une altitude  $z$  et  $p_{amer}$  la pression atmosphérique au niveau de la mer.

Cette expression n'est valable que pour les grandes valeurs de la hauteur du soleil, pour les faibles valeurs de cette dernière on peut utiliser l'expression suivante [5] :

$$ma = \frac{P_{az}}{P_{amer} \cdot \sinh + 0.15(h + 3.885)^{-1.253}} \quad (\text{B.26.d})$$

#### 4. Rayonnement solaire au sol

Après avoir traversé la couche atmosphérique le rayonnement solaire fini par atteindre le sol sous forme :

- D'éclairement dû au rayonnement direct ;
- D'éclairement dû au rayonnement diffus ;
- D'éclairement dû au rayonnement global.

Nous donnons ainsi ci-dessous respectivement un exemple d'enregistrement de ces trois éclairements pour une journée claire et une journée partiellement claire. Il est à noter que ces enregistrements ont été fait sur le site de Bouzaréah.

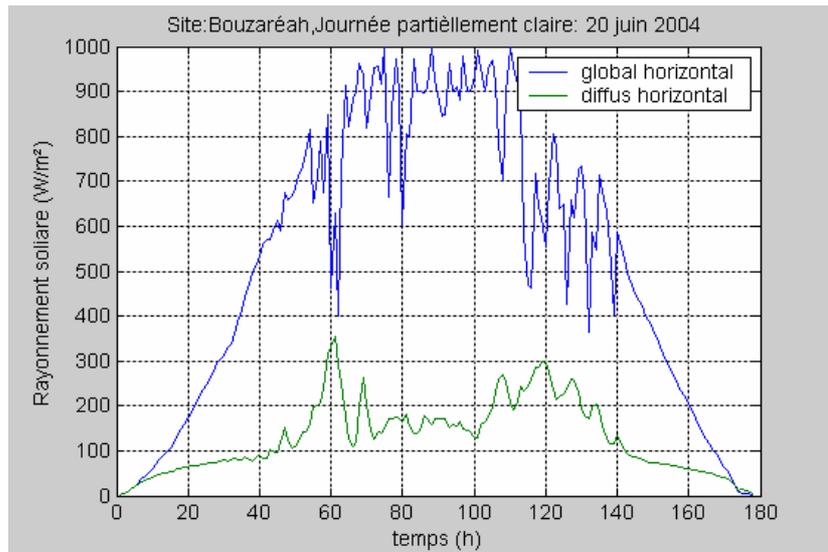


Figure B.25 : variation du rayonnement solaire durant une journée partiellement claire

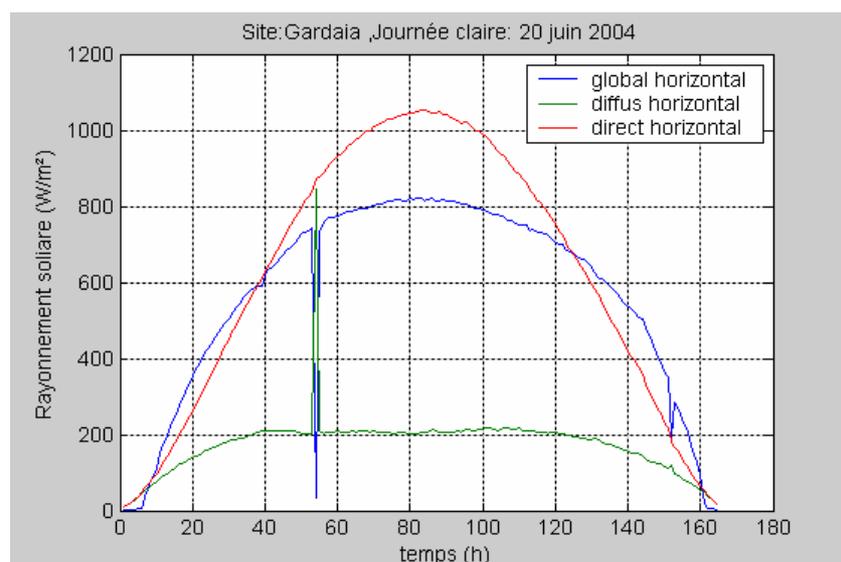


Figure B.26 : variation du rayonnement solaire durant une journée claire

## APPENDICE C

### DOCUMENTATION HELIOGRAPHE ET PYRANOMETRE

#### Mesure de l'insolation

#### L'héliographe

La durée d'insolation est mesurée à l'aide d'héliographes en dixièmes d'heures. On distingue les héliographes classiques et automatiques.

#### Héliographe Campbell & stockes

Il se compose essentiellement d'une sphère de verre de 0,10 m de diamètre fixée concentriquement sur un support de forme circulaire. Celui-ci est muni de trois paires de rainures dans lesquelles une bande de carton spécial peut être passée. Elles permettent d'installer la bande de carton à différents niveaux en fonction de la saison.

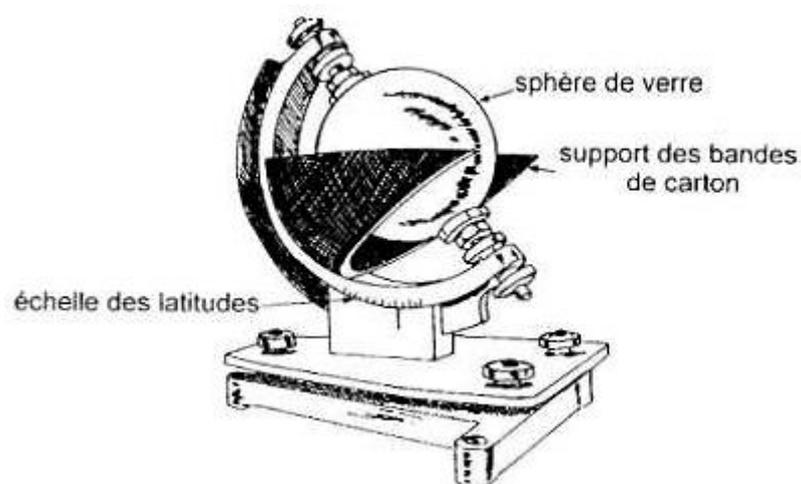


Figure C.1 : Schéma d'un héliographe

Source : Guyot, 1997

Lorsque le soleil brille, son image se forme sur la bande de carton qui est carbonisée à cet emplacement. Comme la Terre tourne, il n'y a pas besoin de mécanique : la lumière qui passe par une fente se déplace régulièrement et quand il n'y a pas de soleil, la feuille reste vierge. Les bandes sont graduées en heures et le dépouillement des données consiste à mesurer la longueur des traces et à les convertir en temps. Ce type de mesure est relativement imprécis car la combustion du carton est possible à différents degrés et loin d'être toujours évidente à discerner.

### Le pyranomètre

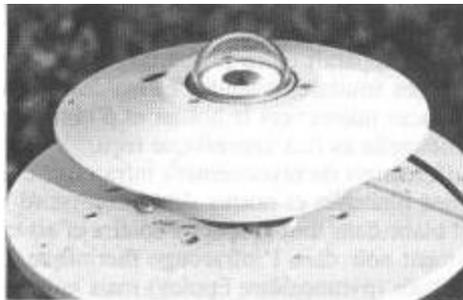


Figure (C.2) Exemple de pyranomètre (in Guyot, 1997)

Les pyranomètres sont des instruments permettant de mesurer le rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale pour un domaine spectral allant de 0.3 à 3  $\mu\text{m}$  à l'aide de thermopiles. Il existe deux grands types de thermopiles utilisées dans ces pyranomètres :

- Les thermopiles à échanges thermiques "verticaux" qui mesurent l'écart thermique entre une surface réceptrice noire et le boîtier du pyranomètre.
- Les thermopiles à échanges thermiques "horizontaux" qui mesurent l'écart thermique entre une surface noire et une surface blanche situées dans le même plan et exposées au soleil.

## **APPENDICE D**

### **GISEMENT EOLIEN**

#### 1. Caractéristiques de la source éolienne

L'énergie éolienne peut être considérée comme une forme d'énergie solaire dans la mesure où le phénomène du vent est dû aux différences de réchauffement solaire existant entre des zones contiguës de la surface terrestre

Le rayonnement solaire est absorbé de façons très différentes aux pôles et à l'équateur du fait de la rotondité de la terre. L'énergie absorbée à l'équateur est donc très supérieure à celle absorbée aux pôles. Ces variations de température provoquent des différences de densité de masse d'air entraînant leur déplacement d'une latitude à une autre. Ce déplacement s'effectue des zones où la densité de l'air (pression atmosphérique) est élevée vers celle où elle est faible. Il s'établit ainsi un certain équilibre par transfert d'énergie vers les zones à température extrêmes ; qui sans cela ne serait pas vivables. Ces déplacements sont considérablement influencés par la force de CORIOLIS [30] qui s'exerce perpendiculairement à la direction du mouvement vers la droite dans l'hémisphère nord, vers la gauche dans l'hémisphère sud. Ces lois définissent les mouvements généraux de déplacement des masses d'air, donc du vent.

Ce phénomène, également influencé par d'autres facteurs, se présente sous divers aspect : à coté de zones où soufflent des vents constants, il en existe d'autres où les vents présentent des caractéristiques plus irrégulières tant du point de vue de la vitesse ; que de celui de la direction, et ceci si l'on peut observer des cycles s'étalant sur plusieurs années.

#### 2. Variation cyclique de la vitesse du vent :

##### 2.a Variation saisonnière

Par suite de déplacement à la surface de la terre des zones de hautes pression, la vitesse et la direction du vent varient en général au cours de l'année étant donné que

la position des aires cycloniques et anticycloniques est liée à la position du soleil par rapport à l'équateur, on observe une variation annuelle plus ou moins cyclique du vent en intensité et en direction.

En effet, la vitesse du vent est plus importante en hiver que pendant les mois d'été. Ceci constitue un facteur favorable, les besoins énergétiques étant plus important pendant cette saison.

### 2.b Variation journalière

La chaleur spécifique du sol étant inférieure à celle de l'eau, la terre s'échauffe plus rapidement que la mer sous l'effet du rayonnement solaire il se crée de ce fait, lorsque le temps est beau sur les continents, des mouvements convectifs. Il en résulte qu'au cours de la journée, un appel d'air au voisinage du sol orienté de la mer vers la terre ; c'est la brise de mer [27]. Le soir, le phénomène s'inverse, la terre se refroidissant plus vite que la mer, la brise de terre [27] souffle alors de la terre à la mer. Ces effets se font sentir jusqu'à 50 Km des côtes et autour des grands lacs.

De même en montagnes, on observe des brises. Dans la journée à partir de 10 heures, le vent dans la vallée va d'aval en amont car les sommets sont réchauffés avant les vallées. Le soir le courant s'inverse. La brise s'établit dans le sens amont- aval [28].

L'énergie des vents est donc présente dans toutes les zones de la terre et présente l'avantage, par rapport à l'énergie géothermique et solaire d'être immédiatement sous forme mécanique. Le calcul de cette énergie pouvant être partiellement exploitée est une opération très difficile et très complexe. Parce que la production d'une installation éolienne dépend fortement des caractéristiques anémologiques, et en particulier de l'évolution de la vitesse du vent, de l'endroit où elle est située. Dans les zones les plus aérées, on peut avoir des flux moyens de puissance des « courants d'air » de 400 à 600W/m<sup>2</sup> de surface interceptées.

### 3. mesure du potentiel éolien

L'objectif d'une mesure de potentiel éolien est de donner avec la plus grande précision possible l'énergie éolienne récupérable sur le site de mesure. Compte tenu des caractéristiques des éoliennes, la plage de mesure s'étend de 3m/s à 25m/s. Les caractéristiques principales mesurées sont :

- La vitesse moyenne sur 10 minutes ;
- La vitesse maximale sur les dix minutes.

### 3.a Les capteurs de mesure

Il existe de nombreux types de capteurs pour la vitesse du vent (anémomètres), La partie sensible de l'anémomètre usuelle est un ensemble de trois coupelles qui sous l'action du vent entraîne une génératrice. Le signal de sortie est une tension. Le réétalonnage des capteurs se fait tous les ans au minimum.

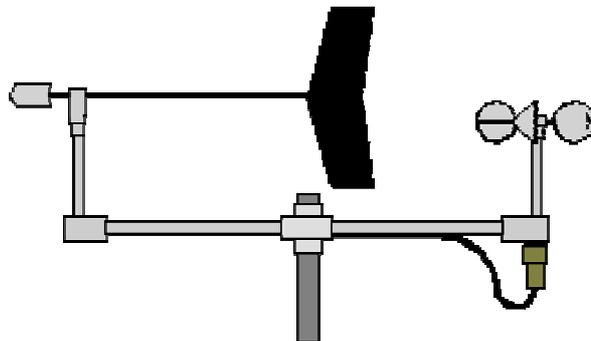


Figure D.1 : Anémomètre

Pour la direction du vent, le capteur (girouette) est un potentiomètre qui grâce à son drapeau s'oriente en fonction de la direction du vent.

### 3.b Les mâts de mesures

Les capteurs sont installés sur un mât. En général, on utilise un mât de 10 mètres de hauteur ; parfois, pour une analyse plus détaillée, ce seront des mâts de 40 ou 60 mètres avec les capteurs à différentes hauteurs pour déterminer le profil vertical de la vitesse du vent.

## Documentation Anémomètre et Girouette

 A photograph of a yellow anemometer with three white cups, mounted on a black arm against a blue sky background.	<p style="text-align: center;"><b>Anémomètre</b></p> <p><u>1) Caractéristique</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Mesure la vitesse du vent, à quelques mètres au-dessus d'un terrain gazonné, mais la valeur est effectivement une moyenne de cette vitesse à l'aide d'un transmetteur équipé d'un moulinet à trois coupelles. Au cours des minutes précédentes.</li><li>• Il est équipé d'un coupleur optoélectronique délivrant des impulsions électriques proportionnelles au nombre de tours.</li></ul> <p><u>2) Structure</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Leur gamme de mesure : 0 à 70 m/s</li><li>• Seuil de mise en rotation : 0.3 m/s</li></ul>
---	---

 A photograph of a white wind vane (girouette) mounted on a vertical pole, with a horizontal arm extending to the left against a blue sky background.	<p style="text-align: center;"><b>Girouette</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• La girouette mesure la direction du vent par un angle exprimé en degrés, compris entre 0 et 360°(degrés par degrés)</li></ul>
--	---

## APPENDICE E

### SYSTEME EOLIEN

#### 1. Transformation de l'énergie du vent en électricité

La densité de puissance moyenne du vent est un facteur bien plus significatif par la qualité éolienne d'une zone donnée, car il correspond à la faculté du vent à faire tourner le rotor d'une éolienne. Cette densité dépend à la fois de la densité de l'air et du cube de la vitesse du vent.

$$P = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \rho_i v_i^3 \quad (\text{E.1})$$

$\rho_i$  est la densité de l'air exprimée en  $[\text{W}/\text{m}^2]$ .

Rappelons que la densité de l'air dépend surtout de la température et de la pression.

#### 2. Energie cinétique éolienne

L'énergie cinétique d'une masse d'air qui se déplace à une vitesse  $v$  est donnée par :

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (\text{E.2})$$

Si cette énergie pouvait être complètement récupérer à l'aide d'un dispositif ayant une surface  $S$  et qui est situé perpendiculairement à la direction du vent, la puissance éolienne instantanée serait alors :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{E.3})$$

Avec  $\rho$  la masse volumique de l'air

En réalité, le système de conversion, rotor d'aérogénérateur ou éolienne récupère une énergie  $P$  inférieure à la puissance disponible autant qu'énergie cinétique éolienne  $P_e$ , car la vitesse des masses d'air derrière le rotor considéré n'est pas nulle.

Ainsi, l'aptitude de conversion de l'énergie éolienne est considérée par le coefficient de puissance défini par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P}{P_e} \quad (\text{E.4})$$

La valeur de  $C_p$  est toujours inférieure à 1.

La définition de ce coefficient est basée sur la théorie de Rankine Fraude d'une hélice ou d'un rotor éolien inséré dans un écoulement de fluide incompressible décrit par le schéma suivant :

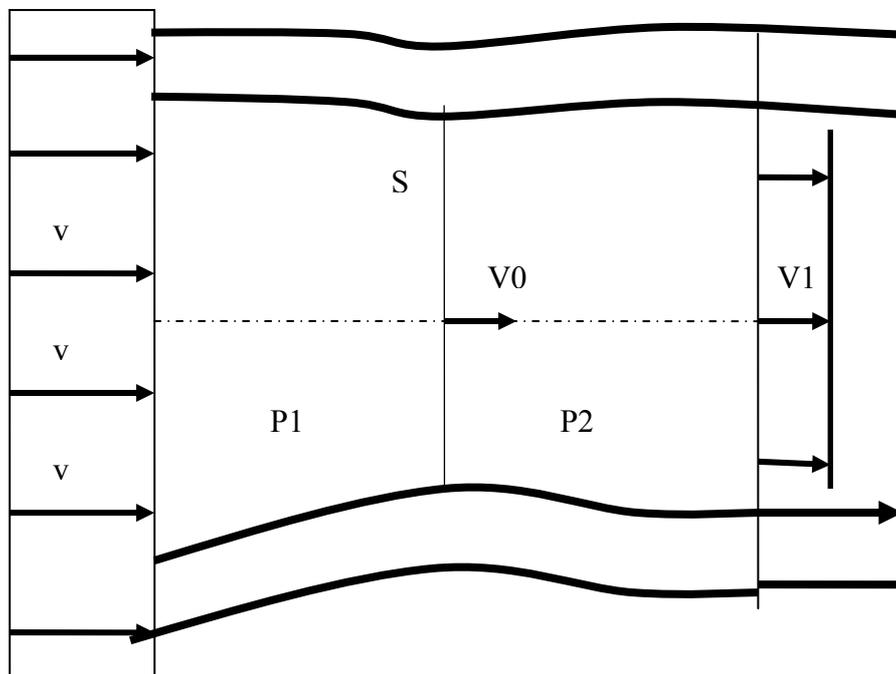


Figure E.1 : Représentation schématique de la surface balayée par écoulement de masse d'air

$P_1$  et  $P_2$  pression avant et après les pales d'aérogénérateur.

$V_0$ ,  $v$  et  $v_1$  sont les vitesses du vent sur l'axe, en amont et en aval de la surface balayée par les pales.

$S$  : la surface balayée par les pales du rotor

La quantité de mouvement ainsi transmise à l'hélice par la masse  $m$  qui traverse la surface de balayage  $S$  produit une force  $T$  qui s'exprime par :

$$T = \frac{\Delta M}{\Delta t} \quad (\text{E.5})$$

Avec

$$M = m(v - v_1) \quad (\text{E.6})$$

Ainsi

$$T = \frac{\Delta M}{\Delta t} = \frac{\Delta m}{\Delta t} (v - v_1) = \rho S v_0 (v - v_1) \quad (\text{E.7})$$

D'un autre côté nous avons :

$$T = S(P_1 - P_2) \quad (\text{E.8})$$

D'après la relation de Bernoulli

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho S (v^2 - v_1^2) \quad (\text{E.9})$$

Ainsi

$$T = \frac{1}{2} \rho S (v^2 - v_1^2) \quad (\text{E.10})$$

En égalisant E.7 et E.10, nous aurons :

$$v_0 = \frac{1}{2} (v + v_1) \quad (\text{E.11})$$

Et

$$v - v_1 = 2(v - v_0) \quad (\text{E.12})$$

Ainsi l'énergie cinétique transmise sera :

$$E_c = \frac{1}{2} m [v^2 - v_1^2] \quad (\text{E.13})$$

Si  $m$  représente la masse d'air qui traverse la surface  $S$  dans l'unité de temps c'est-à-dire  $m = \rho S v_0$ , alors l'expression (E.13) devient comme suit :

$$P = \frac{1}{2} \rho S v_0 (v^2 - v_1^2) \quad (\text{E.14})$$

En exprimant la puissance en fonction d'une variable  $a$  tel que :

$$a = 1 - \frac{v_0}{v} \quad (\text{E.15})$$

Nous aurons

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^2 4a(1-a)^2 \quad (\text{E.16})$$

En tenant compte des relations (E.3) et (E.4) nous aurons :

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (\text{E.17})$$

La fonction  $C_p(a)$  a un maximum pour  $a=1/3$  et il en résulte que :

$$C_{p \max} = C_p\left(\frac{1}{3}\right) = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (\text{E.18})$$

Cette valeur détermine la puissance maximale récupérable sur l'hélice, valeur dénommée la limite de Betz du coefficient de puissance.

### 3. Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur [12]

Considéré comme une éolienne de conversion de l'énergie provenant des déplacements des masses d'air, l'aérogénérateur transforme cette dernière en énergie électrique.

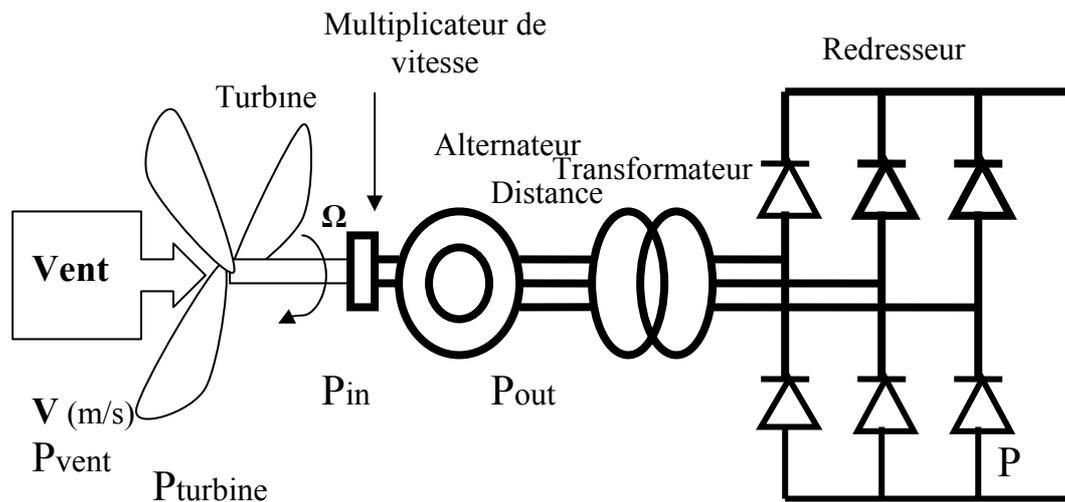


Figure E.2 : Système éolien

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

Ainsi, le couple transmis aux pales de l'aérogénérateur entraîne la rotation d'un multiplicateur de vitesse dont le rôle est de multiplier la vitesse du rotor à une vitesse suffisamment grande pour que la génératrice puisse débiter une tension à sa sortie. suivant le type de la génératrice, la tension et le courant de sortie seront transformés en une tension et un courant continu.

### 4. Différents types d'aérogénérateur

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice.

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



Eoliennes à axe horizontal

Eoliennes à axe vertical

Figure E.3 : Technologies d'éoliennes.

Généralement les aérogénérateurs sont choisis dans les catégories des turbines à axe horizontal.

##### 5. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne:

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale  $P_n$  à partir d'une vitesse de vent nominale  $V_n$ . Pour des vitesses de vents supérieures à  $V_n$ ,

La turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques (rotation des pales où mise en drapeau dans le cas où la vitesse du vent est très importante) afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue.

Il y a d'autres grandeurs dimensionnantes:  $V_D$  la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et  $V_M$  la vitesse maximale du vent au delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sécurité de fonctionnement.

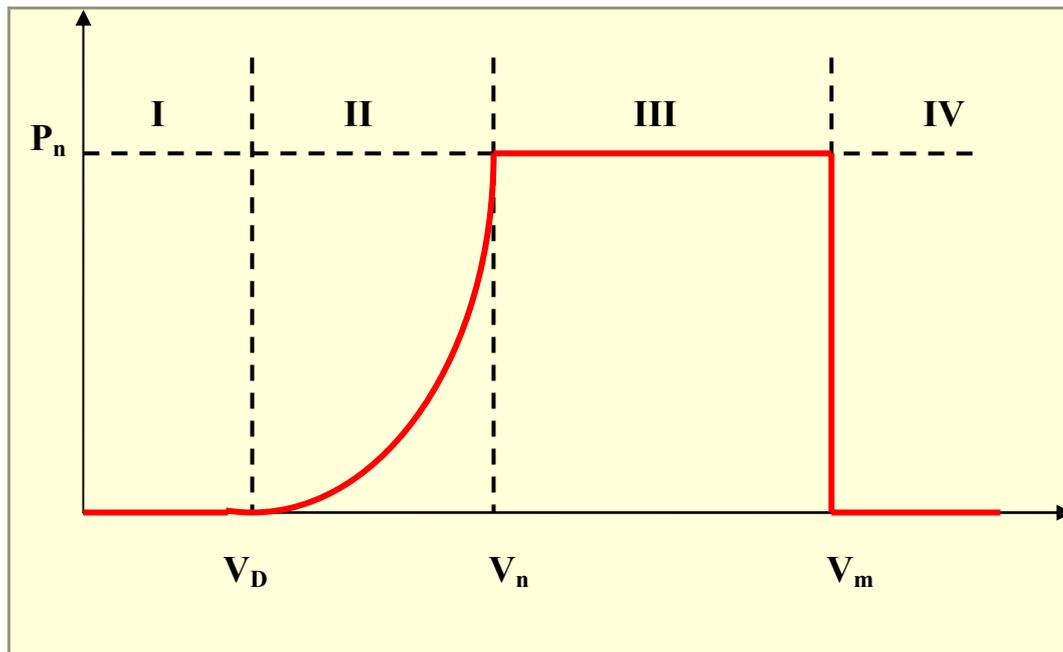


Figure E.4 : Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du Vent

Ainsi, la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones :

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

## APPENDICE F

### SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

#### 1. Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs.

#### 2. Effet photovoltaïque et la jonction PN

L'effet photovoltaïque est le phénomène physique qui permet de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré sur la figure F.1 [int2]. Un photon d'énergie suffisante qui heurte un atome peut arracher un électron et lui communiquer une certaine vitesse.

Ces charges électriques créées ont toute chance de se recombiner. En constituant une jonction de deux zones de types opposés (jonction P N), un champ électrique apparaît au voisinage de cette jonction qui maintient la séparation des charges positives et négatives.

L'électron arraché sera accéléré par le champ électrique et parviendra éventuellement dans la zone de type « N », de même la charge positive acquise par l'atome se propagera vers la zone de type « P ».

Ainsi, une tension électrique apparaît entre les deux phases de la jonction et si elles sont reliées par un circuit extérieur, un courant s'y écoulera. L'énergie des photons est ainsi convertie en énergie électrique.

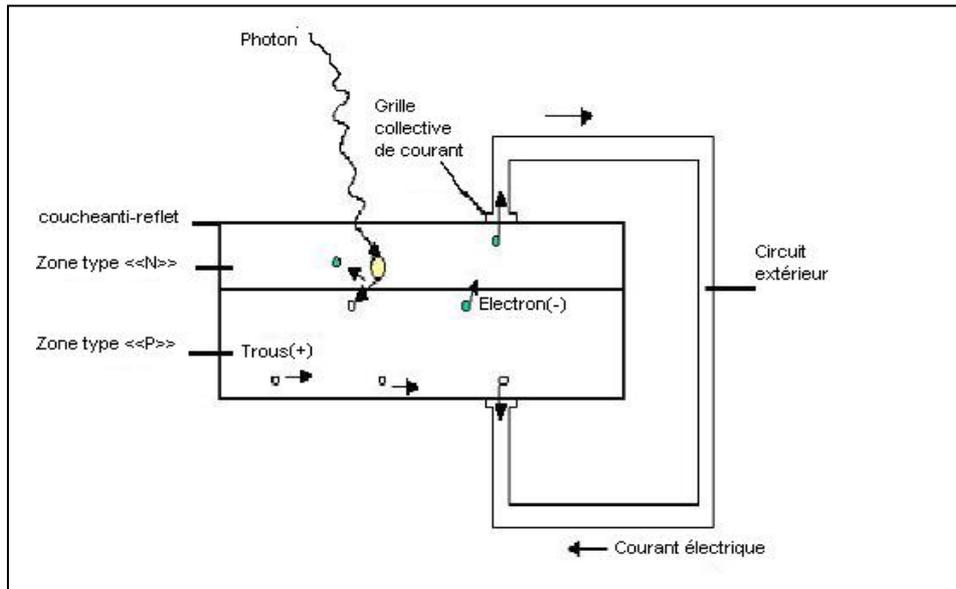


Figure F.1 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

### 3. Courbe caractéristique d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque éclairée par un rayonnement solaire, est décrite par sa courbe caractéristique qui trace la relation entre la tension à ces bornes et l'intensité qu'elle fournit au circuit extérieur.

Les caractéristiques ainsi obtenues sont celles d'une photodiode mais en convention générateur (voir figure F.2)

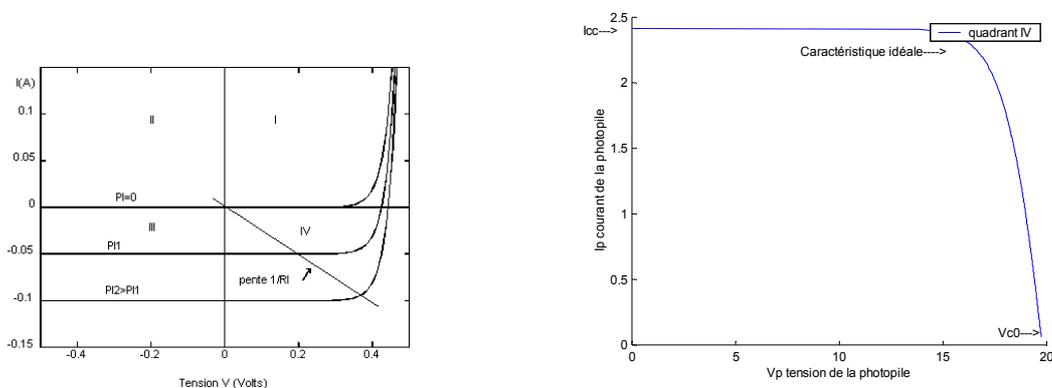


Figure F.2 : A gauche caractéristique d'une photodiode,, à droite caractéristique d'une cellule photovoltaïque.

#### 4. Rendement d'une cellule photovoltaïque

Le rendement de la cellule photovoltaïque est donné par le rapport de la puissance maximum disponible sur la puissance du rayonnement incident.

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} = \frac{I_m V_m}{E_s S} \quad (\text{F.1})$$

Où :

$P_m$  : puissance maximale débitée par la cellule (Watt)

$I_m$  : courant maximal de la cellule (Ampère)

$V_m$  : Tension maximale de la cellule (Volt)

$P_i$  : Puissance incidente sur la surface de la cellule (Watt)

$E_s$  : Eclairage globale incident sur la cellule (W/m<sup>2</sup>)

$S$  : Surface totale de la cellule (m<sup>2</sup>)

#### 5. Générateur photovoltaïque

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2watts sous approximativement 0.5 volts. Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque.

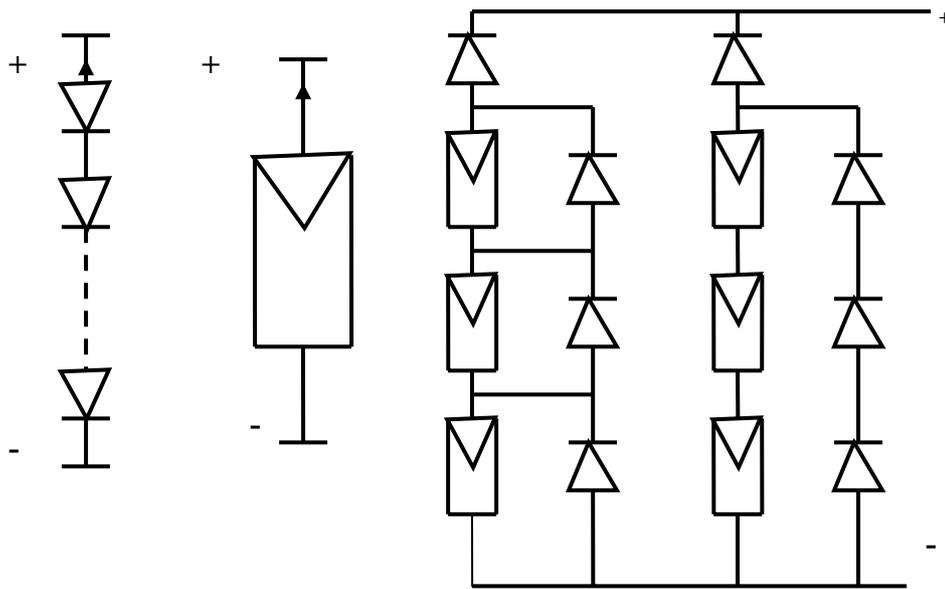


Figure F.3 : Cellules, module et panneau photovoltaïques

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

L'association de  $n_p$  cellules en parallèles et de  $n_s$  en séries, nous donne la caractéristique de la figure (F.4). Celle-ci est homothétique à celle d'une cellule lorsque les diodes de protections n'interviennent pas et que toutes les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairage.

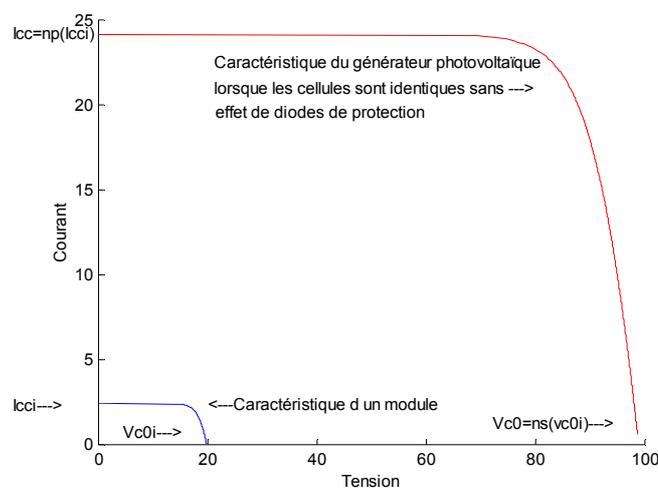


Figure F.4 : Caractéristiques résultantes d'un générateur associant  $n_p$  cellules en parallèles et  $n_s$  cellules en séries

Documentation Panneaux photovoltaïque

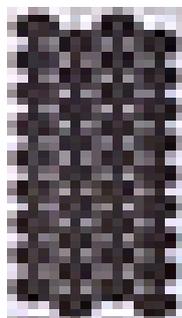


Figure F.5 : module UDTS

Tableau F.1 : Caractéristiques du module UDTS

<i>Type de module</i>	<i>UDTS</i>
Puissance crête par module	51 W
Courant max par modules	2.9 A
Rendement	11.3%
Tension nominale par module	17.5 V
Cellules	36 en 3 rangées de 12 connectées en séries
Face avant par module	Verre trempé anti-réflexion à haute transmission résistance à l'impact
Face arrière par module	Feuille de tedlar résistant aux agents atmosphériques
Agent d'étanchéité du bâti	Caoutchouc siliconé
Bâti	Aluminium anodisé
Protection	Par diode By- pass MR 756 contre les phénomènes d'échauffement
Poids d'un module	5.5kg
Dimension par module	0.426m <sup>2</sup>
Nombre de modules	Selon le site choisi et la charge
Puissance crête du générateur	Selon le site choisi et la charge
Prix par module	34.326 DA

**APPENDICE G**  
**CARACTERISTIQUES DES 7 TYPES D'AEROGENERATEURS**  
**UTILISES**

1-Aérogénérateur

Tableau G.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	Bergey BWC 1000
Puissance crête	1 kW
Vitesse de démarrage	3m/s
Vitesse nominale	11m/s
Nombre de pales	3
Diamètre du rotor	2.5m
Vitesse du début de freinage	13m/s
Prix	155.663 DA



Figure G.1 : Aérogénérateur Bergey BWC 1000

Tableau G.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [W]		
2.5	11.5	11.5	1104
3	21	12	1167
3.5	39.5	12.5	1181.5
4	58	13	1196
4.5	90	13.5	1181.5
5	122	14	1167
5.5	173	14.5	1142.5
6	224	15	1118
6.5	294.5	15.5	1091.5
7	365	16	1065
7.5	440	16.5	1038
8	515	17	1011
8.5	598	17.5	987
9	681	18	963
9.5	768.5	18.5	938.5
10	856	19	914
10.5	948.5	19.5	889.5
11	1041	20	865

2- Aérogénérateur

Tableau G.2.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	Bergey BWC EXCEL
Puissance crête	7.5 kW
Vitesse de démarrage	3.5m/s
Vitesse nominale	14m/s
Nombre de pales	3
Diamètre du rotor	7m
Vitesse d'arrêt	54m/s
Prix	1506.268 DA



Figure G.2 : Aérogénérateur

Bergey BWC EXCEL

Tableau G.2.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent pour l'aérogénérateur Bergey BWC EXCEL

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]		
4	0	10	3.458
4.5	0.125	10.5	4
5	0.25	11	4.58
5.5	0.5	11.5	5.066
6	0.75	12	5.54
6.5	1	12.5	6.25
7	1.33	13	7
7.5	1.625	13.5	7.166
8	2	14	7.41
8.5	2.25	16	8
9	2.583	18	7.78
9.5	3	20	7.368

3- Aérogénérateur

Tableau G.3.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	BORNAY INCLIN 6000
Puissance crête	6 kW
Vitesse de démarrage	3.5m/s
Vitesse nominale	12m/s
Nombre de pales	3
Diamètre du rotor	4m
Vitesse de début de freinage	14m/s
Prix	865.699 DA

Figure G.3.1 : Aérogénérateur  
BORNAY INCLIN 6000

Tableau G.3.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]		
2	0	10	5.577
2.5	0.192	10.5	6
3	0.384	11	6.15
3.5	0.577	11.5	6.25
4	0.865	12	6.34
5	1.44	12.5	6.53
5.5	1.73	13	6
6	2	13.5	5.77
7	2.78	14	5.96
8	3.65	16	6
9	4.327	18	6.15
10	5	20	6.19

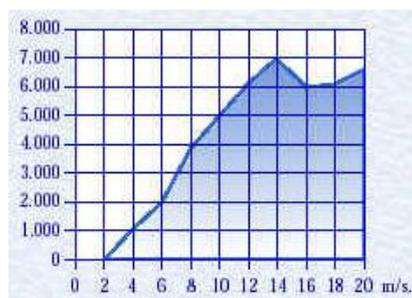


Figure G.3.2 : Puissance de sortie en fonction de la vitesse du vent

4- Aérogénérateur

Tableau G.4.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	<b>BORNAY INCLIN 6000</b>
Puissance crête	4.2 kW
Vitesse de démarrage	3.5m/s
Vitesse nominale	12m/s
Nombre de pales	3
Diamètre du rotor	5m
Vitesse de début de freinage	14m/s
Prix	800.949 DA

Figure G.4 : Aérogénérateur  
FORTIS MONTANATableau G.4.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent pour  
l'aérogénérateur FORTIS MONTANA

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]		
2	0	15	4.09
2.5	0.0681	16.25	4.193
3.75	0.306	17.5	4.193
5	0.681	18.75	4.022
6.25	1.295	20	3.784
6.9	1.67	20.6	3.409
7.5	2.045	21.25	3.054
8.75	2.727	21.87	2.727
10	3.204	22.5	2.522
11.25	3.511	22.6	2.386
12.5	3.784	22.75	2.386
13.75	3.954	25	2.59

5- Aérogénérateur

Tableau G.5.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	Southwest Windpower Whisper 175
Puissance crête	3 kW
Vitesse de démarrage	3.1m/s
Vitesse nominale	10.5m/s
Nombre de pales	2
Diamètre du rotor	4.5m
Vitesse de début de freinage	12m/s
Prix	360.406 DA



Figure G.5 : Aérogénérateur Whisper 175

Tableau G.5.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent pour l'aérogénérateur Whisper 175

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]		
3	0	11.3	3.14
3.4	0.071	11.85	3.28
3.95	0.21	12.95	3.32
4.5	0.35	13.5	3.31
5.65	0.71	14.65	3.25
6.8	1.07	15.8	3.
7.9	1.6	16.9	2.85
9	2.14	18	2.5
9.6	2.428	19.15	2.31
10.7	2.85	20.3	2.

6- Aérogénérateur

Tableau G.6.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	Southwest VERGNET GEV 5/5
Puissance crête	5 kW
Vitesse de démarrage	4.5m/s
Vitesse nominale	15m/s
Nombre de pales	2
Diamètre du rotor	5m
Vitesse d'arrêt	60m/s
Prix	715.850DA

Figure G.6.1 : Aérogénérateur  
VERGNET GEV 5/5

Tableau G.6.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]		
4.5	0	15	3.14
5	0.194	16.25	3.28
6.25	0.73	17.5	3.32
7.5	1.35	18.75	3.31
8.75	2.1	20.	3.25
10.	3.24	21.25	3.
11.25	4.43	22.5	2.85
12.5	5	23.75	2.5
13.75	5.27	25	2.31

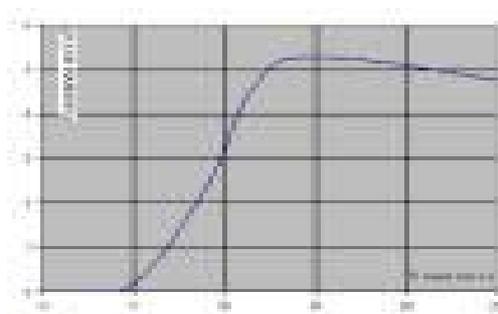
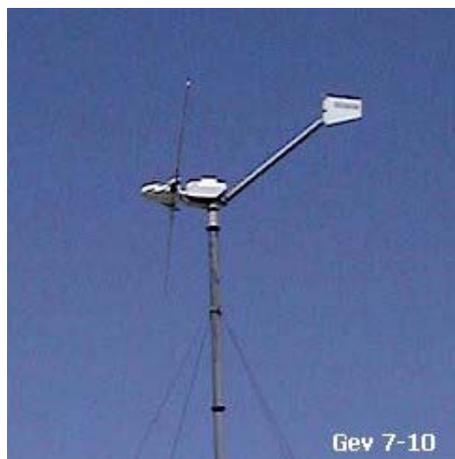


Figure G.6.2 : Puissance de sortie en fonction de la vitesse du vent

## 7- Aérogénérateur

Tableau G.7.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur

Type	Southwest VERGNET GEV 7/10
Puissance crête	10 kW
Vitesse de démarrage	4m/s
Vitesse nominale	12m/s
Nombre de pales	2
Diamètre du rotor	7m
Vitesse maximale de service	80m/s
Prix	1.789.625 DA

Figure G.7 Aérogénérateur  
VERGNET GEV 7/10Tableau G.7.2 : Puissance électrique en fonction de la vitesse du vent pour  
l'aérogénérateur

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]		
4	0	15	10.47
5	0.83	16.25	10.47
6.25	1.85	17.5	10.47
7.5	3.27	18.75	10.47
8.75	5.23	20.	10.47
10.	7.2	21.25	10.36
11.25	9.16	22.5	10.36
12.5	10.14	23.75	10.36
13.75	10.47	25	10.14

## APPENDICE H

### DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

#### Introduction

Pour la détermination de l'énergie que peut fournir un panneau photovoltaïque, nous avons utilisé la méthode développée par Michel Rodot et Al [14]. Nous avons pris comme caractéristiques :

Rendement des accumulateurs : 80% ; Tension nominale : 48V ; Décharge maximale des accumulateurs : 50% ; Nombre de jours de stockage : 3 jours ; Rendement du générateur photovoltaïque : 11.3%.

Ainsi, nous donnons ci-dessous les différentes étapes du dimensionnement.

#### Les différentes étapes du dimensionnement

##### Première étape - Calcul de la charge journalière

Le calcul de la charge journalière se calcule par :

$$\text{Charge journalière} = \text{charge C.C.} + \text{charge C.A. rectifiée} \quad (\text{H.1})$$

Avec

$$\text{Charge C.A. rectifiée} = \text{charge C.A.} / \rho_{\text{ond}} \quad (\text{H.2})$$

### Deuxième étape – Estimation de l'ensoleillement

L'estimation de l'ensoleillement exige la consultation de la carte d'ensoleillement de la région considérée et le choix de la période de l'année la moins ensoleillée.

L'unité de l'ensoleillement est le heure/j.

### Troisième étape - Détermination de la capacité des accumulateurs

$$\text{Capacité des accumulateurs (Ah)} = \frac{\text{Charge journalière} * \text{jours de stockage}}{\text{Tension accumulateur} * \rho_{\text{acc}} * \text{décharge maximale}} \quad (\text{H.3})$$

Avec la décharge maximale = 20% à 80%.

### Quatrième étape - Estimation du champ photovoltaïque requis

$$P_{\text{ch. Pho.}} = \frac{\text{Charge journalière (Wh/j)}}{\text{Ensoleillement} * \rho_{\text{acc}} * \rho_{\text{gen}}} = Wc \quad (\text{H.4})$$

### Cinquième étape – Détermination le courant satisfaisant l'énergie fournie par le Panneau et le nombre de branches.

La tension d'un panneau photovoltaïque ( $V_u$ ) est obtenue en assemblant selon le besoin, un certain nombre de modules en série. Cet ensemble de module formera une branche du panneau photovoltaïque.

Connaissant la tension d'un seul module ( $V$ ) et la puissance que peut fournir un module ( $P_m$ ), nous tirons le courant d'une branche :

$$I_b = \frac{P_m}{V} \quad (\text{H.5})$$

Une fois le courant ( $I_b$ ) et l'estimation du champ photovoltaïque ( $P_{ch.ph.}$ ) déterminés et en fixant la tension d'un panneau photovoltaïque selon l'utilité  $V_u$ , nous tirons le nombre de branches :

$$N_b = \frac{P_{ch.ph.}}{I_b * V_u} \quad (\text{H.6})$$

**APPENDICE I**  
**PROGRAMMES RELATIFS AUX DIFFERENTS SYSTEMES**  
**CONSTITUANT LE SYSTEME HYBRIDE**

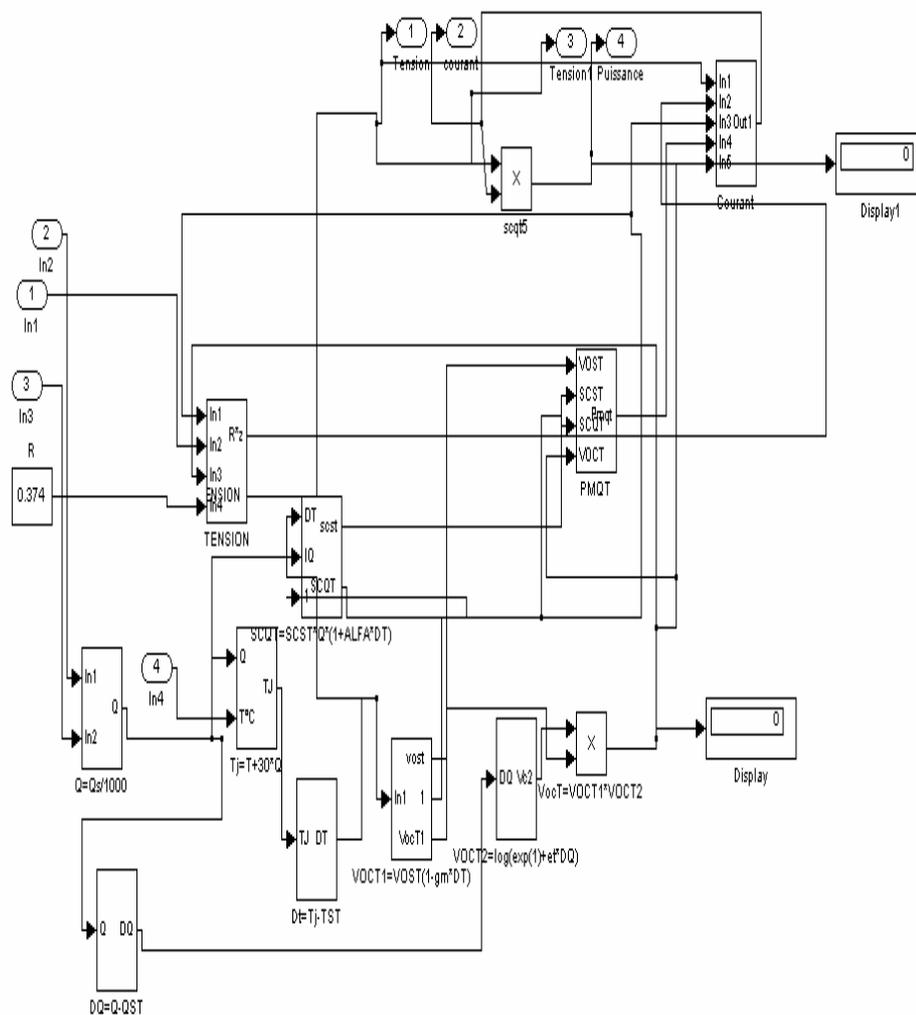


Figure I.1 : Production de puissance par un générateur photovoltaïque

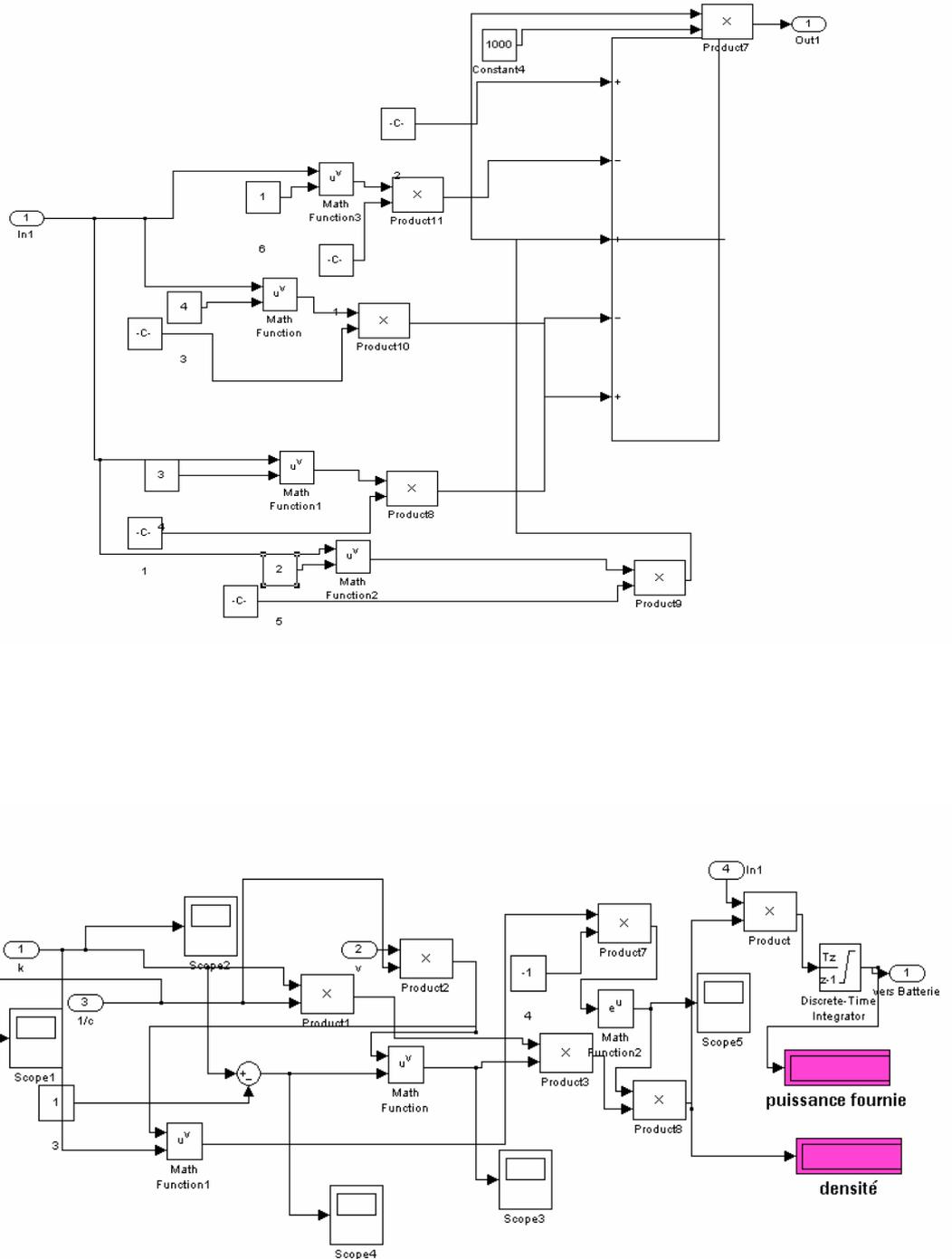


Figure I.2 : Production de puissance par un générateur éolien

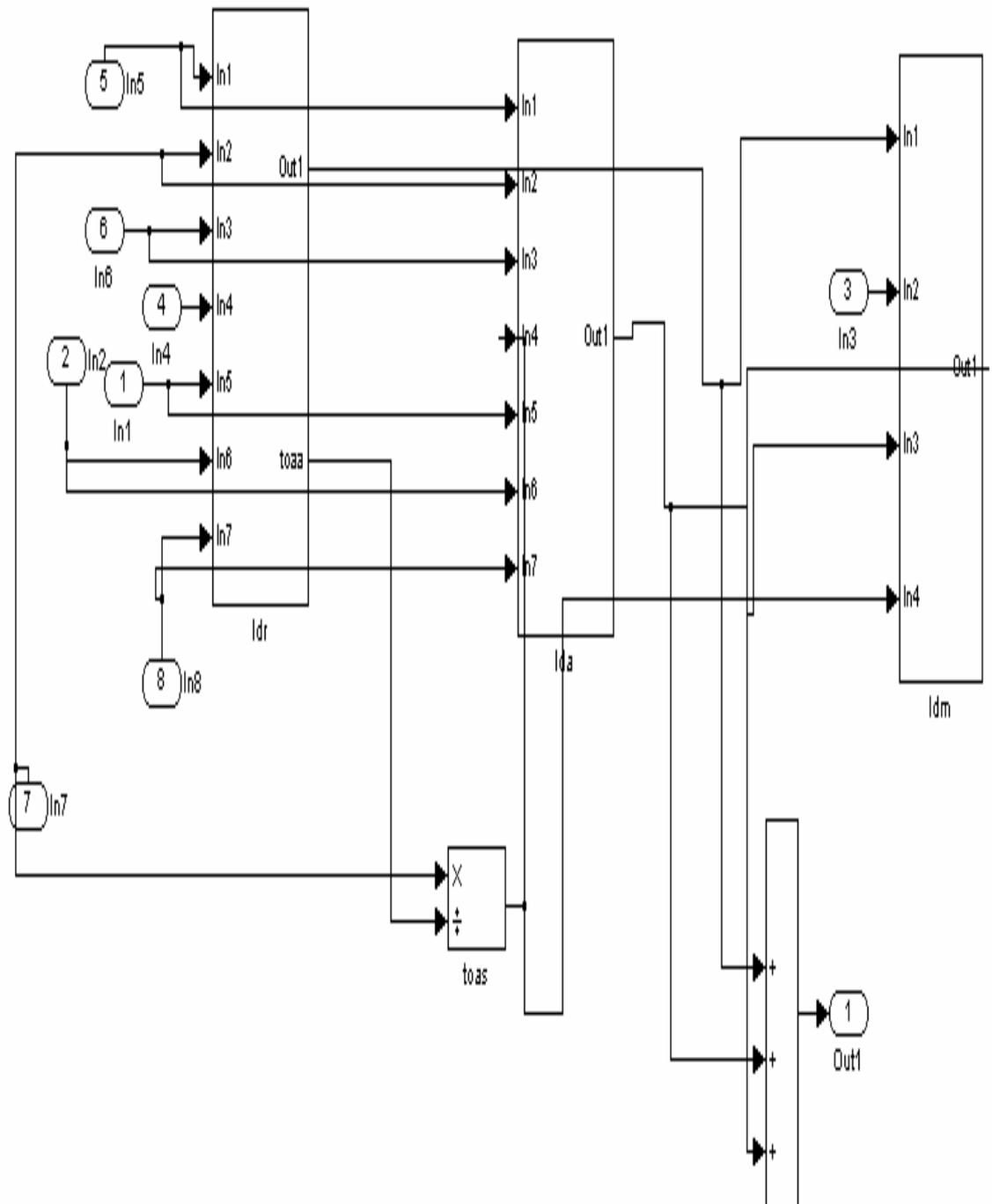


Figure I.3 : Modélisation de la reconstitution de l'éclairement dû au rayonnement diffus un plan horizontal

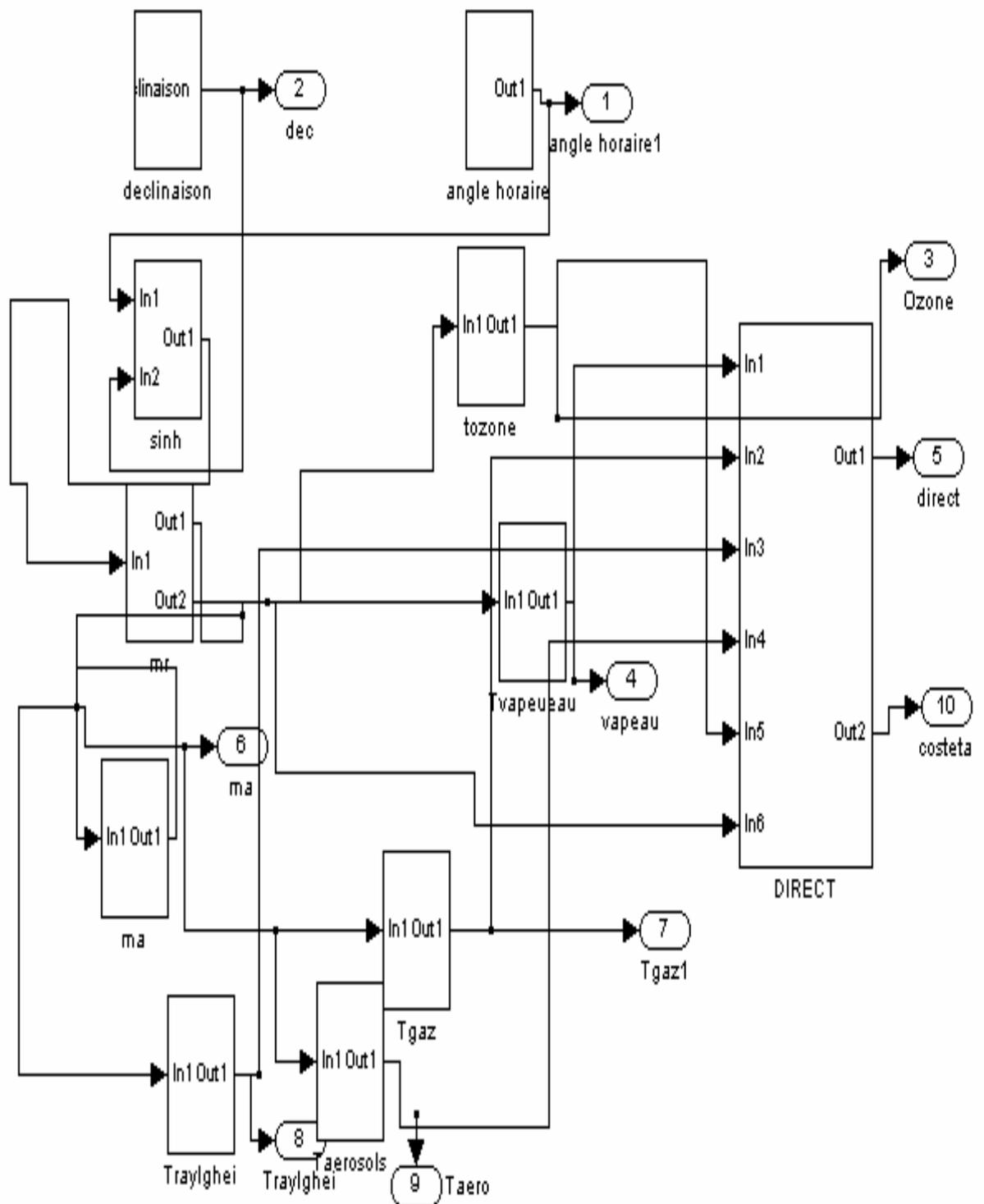


Figure I.4 : Modélisation de la reconstitution de l'éclairement dû au rayonnement direct sur un plan horizontal

Programme qui permet de tracer les puissances produites par le système photovoltaïque, le système éolien et le système hybride

```
clear
```

```
%Adrar
```

```
% PFS=[172.4 188.2 179.2 185.9 212.8 219.9 215.1 192.7 173.7 174.2 181.5 165.3];
```

```
% SS=[8.5 9.4 9.3 9.6 10.7 11.0 10.9 10.1 9.3 9.1 9.0 8.2];
```

```
% %Données Site :Gardaia
```

```
% SS=[7.7 8.1 8.6 9.6 10.7 11.3 11.7 10.9 9.3 8.7 8.1 7.8];
```

```
% PFS=[154.3 159.4 167.3 190.0 210.6 220.3 227.7 214.2 181.3 171.5 144.5 159.8];
```

```
% %site:bouzareah
```

```
SS=[7.7 7.8 8.5 9.1 10.2 11.3 11.9 10.8 9.6 8.7 8.1 7.6];
```

```
PFS=[158.5 158.9 191.9 197.3 192.3 245.3 257.3 242.2 220.9 190.8 165.9 149.2];
```

```
% %Données Site :Batna
```

```
% SS=[6.1 6.0 7.2 7.9 8.8 10.6 11.3 10.4 8.8 7.4 6.3 5.8];
```

```
% PFS=[117.9 110.2 137.5 155.7 180.8 222.3 234.3 214.0 176.4 144.3 122.0 111.4];
```

```
%site:El oued
```

```
% SS=[7.7 7.8 8.5 9.1 10.2 11.3 11.9 10.8 9.6 8.7 8.1 7.6];
```

```
% PFS=[157.3 153.9 166.2 181.3 209.2 231.1 241.2 217.4 191.1 172.7 165.3 155.5];
```

```
%Données Site :Tamenrasset
```

```
% PFS=[180.3 187.5 172.2 190.4 177.4 169.8 216.2 192.8 142.3 161.5 179.6 180.9];
```

```
% SS=[9.00 9.5 9.1 9.8 9.2 8.8 10.7 9.9 8.3 8.7 9.1 9.0];
```

```
% fichiers: pbatna.m, padrar.m, ptame.m,pbouz.m, pgarda.m,poued.m
```

```
%char=[2460 2460 2460 2460 2460 2460 2460 2460 2460 2460 2460 2460]
```

```
char=char/1000;
```

```
fichier=input('donnez le nom du fichier:\n','s')
```

```
fid = fopen(fichier,'r');
```

```
a = fscanf(fid,'%g %g',[7 inf]); % It has five rows now.
```

```
a =a';
```

```
fclose(fid)
```

```
j=0;
```

```
for i=1:12
```

```
j=j+1;
```

```
p1(i)=a(i,1)*0.23;%1kw
```

```

p2(i)=a(i,2)*0.23;%3kw
p3(i)=a(i,3)*0.23;%4.2
p4(i)=a(i,4)*0.23;%5
p5(i)=a(i,5)*0.23;%6
p6(i)=a(i,6)*0.23;%7.5
p7(i)=a(i,7)*0.23;%10
end
fic=input('donnez le nom du site:\n','s')
figure(1)
hold on
y=0;
for l=1:12;
    y=y+1;
    l1(l)=y;
PFS5(l)=PFS(l)/1000;
PFS6(l)=PFS5(l)*SS(l)*0.8*0.113*64;
end
% plot(l1,char,'-ko',l1,p2*4,'r',l1,PFS6,'-b.')
% ylabel('Energie en kWh')
% xlabel('N° du mois dans l"annee')
% title (fic)
% legend(' La charge', 'P. délivrée par 64 modules photovoltaïque','P.délivrée par 4
aéro. de 3kW')
%*****SYSTEME HYBRIDE*****
PG=[4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4 4.4];
%*****SITE: ADRAR*****
% for i=1:12
% PFS1(i)=PFS5(i)*7*SS(i)*0.8*0.113;
% % PFS2(i)=PFS5(i)*14*SS(i)*0.8*0.113;
% p1(i)=p1(i)*2;
% PP(i)=p1(i)+PFS1(i)
% % if PP(i)<char
% % pg(i)=char(i)-PP(i);
% % PP(i)=PP(i)+pg(i);

```

```

% % end
% % PP2(i)=PFS2(i)+p1(i);
% end
%*****SITE: GHARDAIA*****
%for i=1:12
%PFS1(i)=PFS5(i)*12*SS(i)*0.8*0.113;
%PFS2(i)=PFS5(i)*17*SS(i)*0.8*0.113;
%p1(i)=p2(i)*2;
%PP(i)=p1(i)+PFS1(i)
%if PP(i)<char
% pg(i)=char(i)-PP(i);
%PP(i)=PP(i)+pg(i);
%end
%PP2(i)=PFS2(i)+p1(i);
%end
%*****SITE: BOUZAREAH*****
for i=1:12
% PFS1(i)=PFS5(i)*4*SS(i)*0.8*0.113;
PFS2(i)=PFS5(i)*6*SS(i)*0.8*0.113;
p1(i)=p2(i)*1;
PP(i)=p1(i)+PFS2(i);
% if PP(i)<char
% pg(i)=char(i)-PP(i);
% PP(i)=PP(i)+pg(i);
% end
% PP2(i)=PFS2(i)+p1(i);
end
%*****SITE: BATNA*****
% for i=1:12
% PFS1(i)=PFS5(i)*9*SS(i)*0.8*0.113;
% % PFS2(i)=PFS5(i)*12*SS(i)*0.8*0.113;
% p1(i)=p2(i)*2;
% PP(i)=p1(i)+PFS1(i);
% if PP(i)<char

```

```

% pg(i)=char(i)-PP(i);
% PP(i)=PP(i)+pg(i);
%
% end
% PP2(i)=PFS2(i)+p1(i);
%end
%*****SITE: EL OUED*****
% for i=1:12
% PFS1(i)=PFS5(i)*18*SS(i)*0.8*0.113;
% PFS2(i)=PFS5(i)*20*SS(i)*0.8*0.113;
% p1(i)=p2(i)*1;
% PP(i)=p1(i)+PFS1(i);
% if PP(i)<char
% pg(i)=char(i)-PP(i);
% PP(i)=PP(i)+pg(i);
% end
% PP2(i)=PFS2(i)+p1(i);
%end
% %*****SITE: TAMENRASSET*****
%for i=1:12
% PFS2(i)=PFS6(i);
% PF(i)=PFS6(i)/32;
% PIO(i)=PF(i)*24;
% p1(i)=0;
% PP(i)=PFS2(i)+p1(i);
% if PP(i)<char
% pg(i)=char(i)-PP(i);
% PP(i)=PP(i)+pg(i);
% end
%end
figure(2)
plot(l1,char,'-ko',l1,PG,'-b.',l1,PP,'-r*')
ylabel('Energie en kWh')
xlabel('N° du mois dans l'annee')

```

```
title (fic)
legend( ' La charge','P. délivrée le G.E.','P.S.H( 6 m. ph. et 1 aéro. de 3kW)')
for i=1:12
    if i==1|3|5|7|8|10|12
        PPA(i)=PP(i)*31;
        charge(i)=char(i)*31;
    else if i==2
        PPA(i)=PP(i)*29;
        charge(i)=char(i)*29;
    else
        PPA(i)=PP(i)*30;
        charge(i)=char(i)*30;
    end
end
end
soma=charge(1);
som=PPA(1);
for i=1:11
    som=som+PPA(i+1);
    soma=soma+charge(i+1);
end
```