



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane Mira - Bejaïa

Faculté de la Technologie

Département de Génie Electrique

MEMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de **MASTER**

Spécialité : Electrotechnique.

Option : Energies Renouvelables.

Présenté Par

Mr. ZIDANE Ammar



Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz.

Promotion Juin 2012.

Devant le jury composé de :

Président : Mr. Tounsi. M

UAM - Béjaïa

Examineur : Mr. Berrah. S

UAM - Béjaïa

Rapporteur : Mr. Alkama. R

UAM - Béjaïa

Année universitaire 2011/2012

Remerciements

Mes remerciements au bon Dieu qui m'a donné la force et la volonté de poursuivre ce travail j'usqu'au bout.

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué à Tiguentourine au sein du projet d'IN Amenas(IAP) en Algérie.

J'adresse mes vifs remerciements à mon encadreur monsieur R.ALKAMA, Maître de Conférences à l'Université du BEJAIA, pour l'appui scientifique, son orientation et pour sa disponibilité durant cette période du projet. Travailler à ses cotés est un plaisir.

Je tiens à remercier tout particulièrement Mr Mokhtari Directeur du site de Tiguentourine et Monsieur T.Saada, chef de service maintenance, de m'avoir accueilli au sein de l'entreprise.

J'adresse aussi mes remerciements à Mr M.Tounsi pour son attention permanente et son encouragement constant de même qu'à Mr S. Berrah pour avoir accepté de juger ce travail.

Ainsi, qu'à tous ceux qui m'ont aidé durant l'étude de mon travail, surtout un grand merci à F.Touloun pour m'avoir permis de finir mon mémoire.

Il me serait impardonnable d'oublier de remercier mes camarades.

J'espère au moins, que ce travail apportera une part d'information, d'orientation pour les futurs étudiants.

A.Zidane.

Dédicaces

Personne ne peut prétendre avoir acquis les connaissances qui lui ont permis d'arriver au plus haut niveau d'étude, sans le soutien incontestable de sa famille, de tous ceux qui lui ont, de près ou de loin, prêté un instant d'attention.

En somme, je tiens à dédier ce modeste travail :

A mes parents, à qui je dois beaucoup ;

A ma petite sœur ;

A ma femme.

A.Zidane.

Nomenclature**Liste des figures****Liste des tableaux****Introduction générale.....1****Chapitre I : Généralité sur l'énergie solaire**

I.1. Introduction.....	3
I.2. Géométrie terre-soleil	3
I.3. Le rayonnement solaire.....	5
I.3.1. Rayonnement extraterrestre.....	6
I.3.2. Les différents composants du rayonnement solaire.....	6
I.3.3. Spectre solaire.....	8
I.4. Générateur PV.....	9
I.4.1. Principe	9
I.4.2. Le fonctionnement d'une cellule PV.....	11
I.4.3. Schéma équivalent.....	11
I.5. Les différentes technologies/les cellules.....	11
I.6. Spécification du générateur photovoltaïque.....	14
I.7. Facteur de forme.....	15
I.8. Calcul du rendement.....	15
I.9. Association des modules.....	16
I.10. Le rendement des cellules.....	16
I.11. Conclusion.....	17

Chapitre II : Générateur PV : modélisation et simulation.

II.1. Introduction.....	18
II.2. Calcul de la puissance à la sortie du module.....	18
a) Première approche.....	18
b) Deuxième approche.....	19
c) Troisième approche.....	19

II.3. Modèle d'une cellule solaire.....	20
II.3-1. Modélisation de la cellule solaire.....	22
II.3.2. Simulation du panneau PV.....	25
II.3.3. Caractéristiques simulés du panneau PV, type BP-Solar 375.....	25
II.6. Conclusion.....	30

Chapitre III : Système photovoltaïque

III.1. Introduction.....	31
III.2. Types de système photovoltaïque.....	32
III.2.1. Système au fil du soleil.....	32
III.2.2. Système connecté au réseau.....	32
III.2.3. Système autonome	33
III.3. Spécification de conception de l'installation PV.....	33
III.4. Installation	40
III.4.1. Le champ de modules photovoltaïques.....	41
III.5. Domaines d'application.....	47
III.6. Avantages et Inconvénients.....	47
III.7. Conclusion.....	44

Chapitre IV : Dimensionnement de l'installation PV

IV-1 Introduction	49
IV.2. Problématique des puits de gaz	49
IV-2.1. Présentation du site.....	49
IV.2.2. Description des puits de gaz.....	50
IV.2.3. Emplacements des puits.....	51
IV.2.4. Le contrôle.....	52
IV.2.5. Débits potentiels maximaux des puits.....	53
IV.2.6. Composition des fluides des puits producteurs.....	54
IV.2.7. Présentation de L'installation photovoltaïque.....	54
IV.2.8. Exposition du problème.....	55
IV.3. Proposition d'une solution photovoltaïque.....	57
IV.3.1. Estimation du besoin énergétique.....	57

IV.3.2. Calcul de l'énergie à produire.....	59
IV.3.3. Dimensionnement des différents composants du système.....	60
IV.3.3.1. Choix de la méthode de dimensionnement.....	60
IV.3.3.2. Dimensionnement du champ photovoltaïque par la méthode annuelle... ..	61
IV.3.3.3. Dimensionnement du champ photovoltaïque par la méthode du mois le plus défavorable.....	66
IV.3.3.4. Dimensionnement des batteries.....	68
IV.3.3.5. Dimensionnement du régulateur.....	69
IV.3.3.6. Dimensionnement des câbles.....	70
IV.4. Le cout du système photovoltaïque.....	72
IV.5. Conclusion	73

Conclusion général.....	74
--------------------------------	-----------

Bibliographie

Annexes

Liste des figures

Chapitre I : Généralité sur l'énergie solaire

Figure (I.1). Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné.....	3
Figure (I.2). Représentation de la déclinaison et de l'azimut.....	4
Figure (I.3). Représentation de la masse d'aire.....	6
Figure (I.4). Les différents composants du rayonnement solaire.....	6
Figure (I.5). Ensoleillement en Afrique.....	7
Figure (I.6). Spectre solaire hors atmosphère.....	8
Figure (I.7). Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux.....	10
Figure (I.8). Production d'électricité par la séparation électron-trou.....	11
Figure (I.9). Silicium monocristallin.....	12
Figure (I.10). Silicium Polycristallin.....	13
Figure (I.11). La structure du silicium cristallin	13
Figure (I.12). Silicium amorphe.....	14
Figure (I.13). Structure en coupe, module couche mince.....	14
Figure (I.14). Les différentes zones de la caractéristique.....	15
Figure (I.15). Association des modules.....	16

Chapitre II : Générateur PV : Modélisation et Simulation

Figure (II.1). Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle.....	20
Figure (II.2). Courbe courant – tension d'un photogénérateur.....	22
Figure (II.3). Schéma bloc de simulation du panneau PV, type BP-Solar 375.....	25
Figure (II.4). Caractéristique Courant-Tension simulée pour $G = 1000 \text{ W / m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$...	25
Figure (II.5). Caractéristique Puissance-Tension simulée, $G = 1000 \text{ W / m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$	26
Figure (II.6). Caractéristiques Courant-Tension simulés du panneau PV pour différent niveau d'irradiation ($G = 400, 600, 800, 1000 \text{ W / m}^2$) et $T_c = 25^\circ\text{C}$	26
Figure (II.7). Caractéristiques Puissance-Tension, simulés du panneau PV pour différent niveau d'irradiation ($G = 400, 600, 800, 1000 \text{ W / m}^2$) et $T_c = 25^\circ\text{C}$	27

Figure (II.8). Caractéristique Courant-Tension simulés du panneau PV pour une variation de température ($T_c = 0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) et $G = 1000 \text{ W / m}^2$	27
Figure (II.9). Caractéristique Puissance-Tension simulés du panneau PV pour une variation de température ($T_c = 0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) et $G = 1000 \text{ W / m}^2$	28
Figure (II.10). Caractéristiques de groupement du panneau PV en parallèle.....	29
Figure (II.11). Caractéristiques de groupement du panneau PV en série.....	29

Chapitre III : Système photovoltaïque

Figure (III.1). L'installation photovoltaïque.....	34
Figure (III.2). Panneaux solaire de type BP-Solar 375.....	36
Figure (III.3). Banc des batteries de type NI-Cd.....	37
Figure (III.4). 02 Banc des batteries de type NI-Cd.....	36
Figure (III.5). Contrôleur / régulateur de charge des batteries.....	38
Figure (III.6). Détecteur de surtension (OVL).....	39
Figure (III.7). Boites de protection et de distribution.....	39
Figure (III.8). Implantation du champ de modules photovoltaïques.....	41
Figure (III.9). La boite de raccordement.....	43
Figure (III.10). Installation des batteries.....	44
Figure (III.11). Câblage des batteries.....	45
Figure (III.12). Protection des câbles.....	45
Figure (III.13). Appareils de gestion et de conversion d'énergie.....	46

Chapitre IV : Dimensionnement photovoltaïque

Figure (IV.1). Tête de puit.....	51
Figure (IV.2). RTU.....	52
Figure (IV.3). Système pilote local de commande des vannes.....	52
Figure (IV.4). Système d'injection d'inhibiteur de corrosion.....	53
Figure (IV.5). Bilan (production / consommation) ..	56
Figure (IV.6). Balance batterie.....	57
Figure (IV.7). Irradiation solaire.....	64

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité sur l'énergie solaire

Tableau (I.1). Rayonnements solaires.....	8
Tableau (I.2). Le rendement des cellules.....	16

Chapitre II : Générateur PV : Modélisation et Simulation

Tableau (II.1). Paramètres d'un panneau solaire BP Solar 375.....	24
--	----

Chapitre IV : Dimensionnement photovoltaïque

Tableau (IV.1). Bilan de puissance.....	58
Tableau (IV.2). Bilan d'énergie.....	59
Tableau (IV.3). Choix de l'inclinaison.....	62
Tableau (IV.4). L'irradiation mensuelle dans l'année.....	63
Tableau (IV.5). Les tensions recommandées pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leurs Puissances.....	65
Tableau (IV.6). Tableau récapitulatif.....	72
Tableau (IV.7). Les prix estimatifs des différents composants du système PV.....	72

Nomenclature

Symboles	Définition	Unité
		SI
E	L'énergie de gap.	eV
F	Fréquence.	Hz
P_m	Puissance maximale produite.	W
T_c	Température de la cellule PV.	°C
T_a	Température nominale de fonctionnement de la cellule.	°C
S	Surface du module photovoltaïque.	m ²
r_{sh}	Résistance shunt.	Ω
r_s	Résistance série.	Ω
V_t	Tension thermique.	V
I_{ph}	Courant photo-courant.	A
I_d	Courant de polarisation de la jonction PN.	A
I_{rsh}	Courant traversant la résistance shunt.	A
I_{mpp}	Courant optimum.	A
V_{mpp}	Tension optimum.	V
I_{sc}	Courant de court-circuit.	A
V_{oc}	Tension en circuit-ouvert.	V
$C_{bat, tot}$	Capacité total de la batterie.	Ah
I	Inclination.	Degré
R	résistance du câble.	Ω
R_b	le rendement de la batterie.	%
P_{DD}	la profondeur de décharge de la batterie.	%

Symboles Grec

λ	Longueur d'onde.	μm
α	Azimut.	rad
β_{oc}	coefficient d'incrémentation de la tension V_{oc} .	mV
ρ	Résistivité du câble.	m. Ω
α_{oc}	Coefficient d'incrémentation du courant I_{sc} .	mA

φ	Latitude.	rad
δ	Déclinaison.	rad
ω	L'angle horaire du soleil.	rad
ω_s	L angle horaire du soleil à son coucher.	rad
η	Rendement de référence STC	%

Constantes

H	Constante de Planck	
C	Célérité de la lumière	m/S
K	Constante de Boltzmann	
e	Charge d'électron	C
m	Facteur idéal =1	//

Abréviations

STC	Standard Test Condition.
OVL	Détecteur de surtension.
RTU	Remote Terminal Unit.
UCP	unité de couplage parallèle.
CPF	installations centrales de traitement.
WHCP	Tableau de commande de tête de puit.
JV	la compagnie Sonatrach-BP-Statoil.

Introduction Générale

L'énergie est au centre de l'économie pour tous les pays, elle est à la base de toute activité humaine. Ses sources se sont diversifiées au cours du temps afin de satisfaire une demande toujours croissante. Les pays développés sont ainsi passés du bois au charbon, à des hydrocarbures plus avancés, l'hydroélectricité puis, enfin, au nucléaire. Cependant, les réserves de combustibles fossiles et nucléaires sont limitées. De plus, l'utilisation des combustibles fossiles est responsable des pluies acides et du réchauffement de la planète et l'exploitation de l'énergie nucléaire présente des risques d'accidents graves sans parler de ceux induits par la gestion des déchets résultants dont la dangerosité radioactive peut durer plusieurs milliers d'années.

Les énergies renouvelables constituent une solution de substitution. Elles peuvent provenir du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressources illimitée et à différentes filières technologiques. La filière étudiée dans ce mémoire est l'énergie solaire photovoltaïque.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule photovoltaïque. L'association de plusieurs cellules en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque qui a une caractéristique courant-tension non linéaire présentant un point de puissance maximale.

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.

- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- **1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- **1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

Notre travail a pour but, de refaire l'étude et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome au niveau d'un puit de gaz de SONATRACH et afin de remédier à certains problèmes d'arrêt de production dans la zone de TIGUENTOURINE à IN-AMENAS.

Nous devons d'abord présenter quelques notions sur le rayonnement solaire et l'énergie solaire photovoltaïque. C'est l'objet du premier chapitre.

Le deuxième chapitre est consacré aux générateur PV : modélisation, simulation et caractéristiques électrique.

Le troisième chapitre traite les systèmes photovoltaïques.

Le dimensionnement de notre installation, est bien détaillé dans le dernier chapitre.

I.1. Introduction

L'énergie solaire est une énergie inépuisable et gratuite. L'exploitation de l'énergie solaire a peu d'impacts sur l'environnement et entre donc dans la panoplie des solutions pour lutter contre le changement climatique. Les techniques pour capter directement une partie de cette énergie sont disponibles et en constante amélioration. Deux formes d'exploitations sont intéressantes : le solaire photovoltaïque pour créer de l'électricité et le solaire thermique pour chauffer l'eau.

I.2. Géométrie terre-soleil

➤ Latitude φ

C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre à l'hémisphère sud.

➤ Longitude

C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et négative à l'est du méridien origine.

➤ Méridien

Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude ; le méridien pris pour origine (0°) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles; sa trace au sol est parfois dénommée méridienne [1].

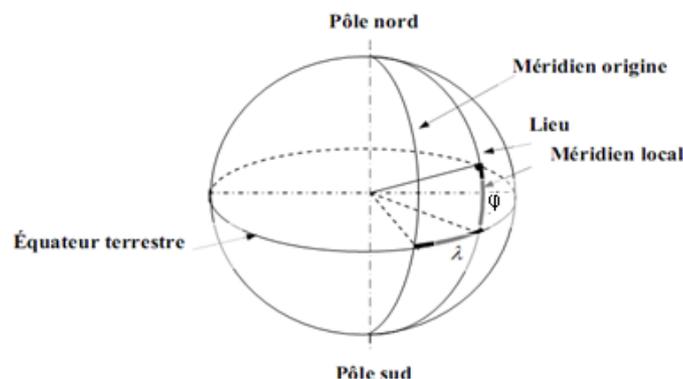


Figure (I.1). Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [2].

➤ Déclinaison

C'est l'angle formé par le vecteur Soleil-Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre $-23,27^\circ$ et $+23,27^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes de printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), et maximale aux solstices d'été (22 juin) et d'hiver (22 décembre).

La variation journalière de la déclinaison δ est d'environ de $0,5^\circ$. Elle est calculée par une équation simple approximative [3]:

$$\delta = 23.45 \times \sin[(360 \times (284 + N))/365] \quad (\text{I-1})$$

N ; est le nombre de jours de l'année comptés à partir du 1er janvier, il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.

➤ Azimut α

C'est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil, l'azimut nul ne correspond à la direction sud dans l'hémisphère nord et la direction nord dans l'hémisphère sud. L'orientation Est correspond à l'azimut $\alpha = -90^\circ$, et l'orientation Ouest à $\alpha = +90^\circ$.

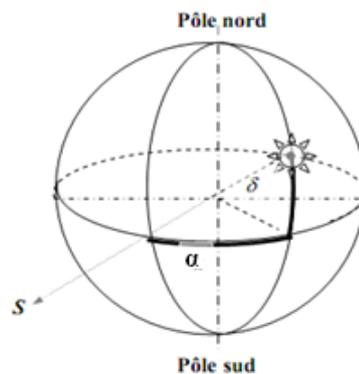


Figure (I.2) .Représentation de la déclinaison et de l'azimut [2].

➤ La hauteur angulaire du soleil h

C'est l'angle formé par le plan horizontal du lieu d'observation avec la direction du soleil. Cette hauteur durant le jour peut varier de 0° (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

La hauteur angulaire du soleil h est alors donnée par la formule [4] :

$$\sin h = \sin(\varphi) \times \sin(\delta) + \cos(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) \quad (\text{I.2})$$

Où :

φ : Latitude du lieu ;

δ : La déclinaison du soleil ;

ω : L'angle horaire du soleil.

➤ Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher

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

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire solaire correspondant à l'heure où le soleil se couche. Il est donné par l'équation suivante :

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan(\varphi) \times \tan(\delta)) \quad (\text{I.3})$$

I.3. Le rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tout les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène-hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions de tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à

la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [5].

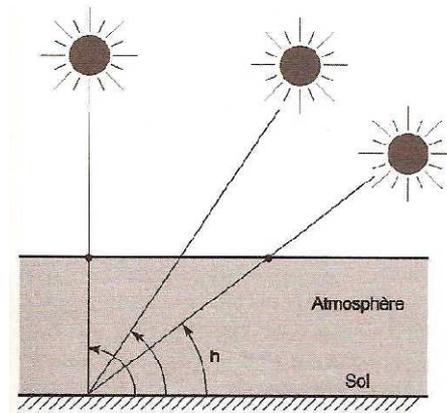


Figure (I.3). Représentation de la masse d'air [6].

I.3.1. Rayonnement extraterrestre

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère terrestre et les nuages.

I.3.2. Les différents composants du rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol on distingue plusieurs composantes :

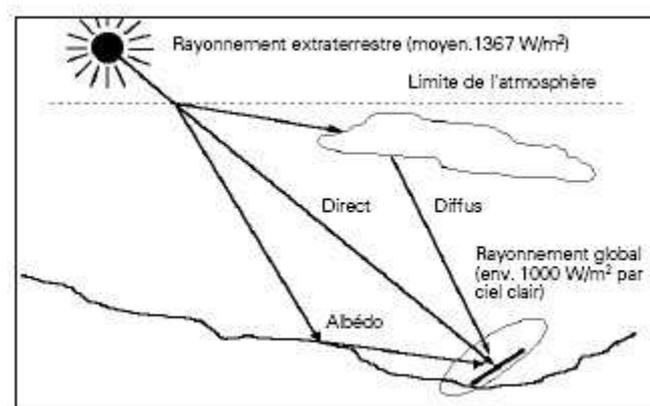


Figure (I.4). Les différents composants du rayonnement solaire [7].

- **Le rayonnement solaire direct :** C'est le rayonnement reçu directement du soleil, sans diffusion.
- **Le rayonnement diffus :** Il est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols).
- **L'albédo :** C'est la partie réfléchiée par le sol. Il est déterminé à l'aide d'un appareil albédomètre et dépend de l'environnement du site.
- **Le rayonnement solaire global :** C'est la somme des différents rayonnements, on le mesure avec un pyranomètre.
- **La durée d'insolation :** Le temps pendant lequel le rayonnement solaire direct est supérieur à un seuil de 120W/m^2 ; elle est exprimée en dixième d'heure [3].

La figure (I.5), représente l'ensoleillement annuel moyen en Afrique.

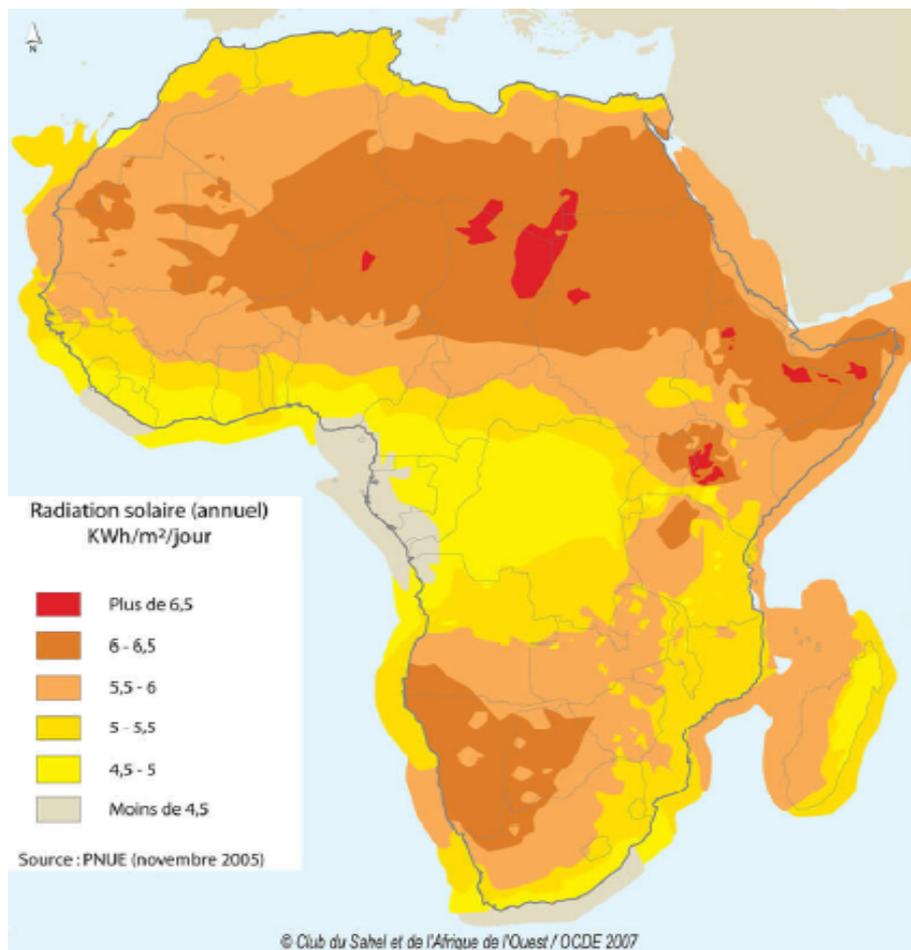


Figure (I.5). Ensoleillement en Afrique.

I.3.3. Spectre solaire

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde par la relation suivante :

$$E = h \times f = h \times \frac{c}{\lambda} \quad (1.4)$$

Où h est la constante de Planck, f est la fréquence, c est la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800 K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM_0 . Sa distribution en énergie est répartie sous dessous [6,8].

Tableau (I.1). Rayonnements solaire.

Ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38 \text{ mm}$	6.4%
Visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \text{ mm}$	48.0%
Infrarouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \text{ mm}$	45.6%

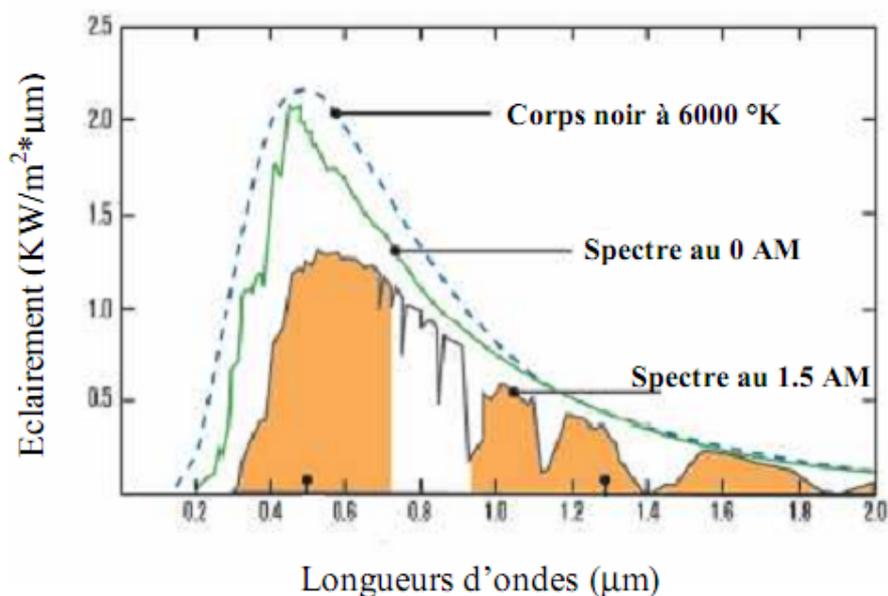


Figure (I.6). Spectre solaire hors atmosphère [6,8].

I.4. Générateur PV

I.4.1. Principe

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est l'élément constitutif des modules photovoltaïques, elle est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque (une conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique) qui consiste à engendrer une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V à 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que la température de la cellule et du vieillissement de la cellule. L'effet photovoltaïque est une des propriétés électriques des semi-conducteurs.

I.4.1.1. Jonction PN

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneur d'électron) et d'un semi-conducteur dopé P (donneur de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle **une jonction**.

Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il existe trois configurations de jonctions :

- Une jonction PN (homo jonction ; les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas).
- Une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents).
- Une jonction métal-semi-conducteur.

Dans ces trois configurations, les phénomènes physiques intervenant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques sont similaires.

Les électrons de la jonction se déplacent vers la région P et les trous vers la région N. il ne reste que des atomes ionisés fixes. Cette zone (dite de déplétion) de porteurs libres est appelée (zone de charge d'espace) créant un champ électrique. En dehors, le champ électrique est nul.

Dans une homo-jonction à l'équilibre thermodynamique, à la frontière des deux régions, il s'est formé pendant le processus de déplétion, une barrière de potentiel V_D (tension de diffusion).

$$V_D = \frac{1}{q} \times K \times T \times \ln \left(\left(\frac{N_D \times N_A}{n_i^2} \right) \right) \quad (I.5)$$

Avec :

V_D (V) : tension de diffusion sur une jonction.

T (K°) : température absolue du cristal.

N_D (Cm⁻³) : concentration des donneurs.

N_A (Cm⁻³) : concentration des trous.

n_i^2 (Cm⁻³) : concentration intrinsèque.

$Q = 1.602 \cdot 10^{-19}$ C : charge élémentaire.

$K = 1.380662 \cdot 10^{-23}$ J.K⁻¹ : constante de Boltzmann.

I.4.1.2. Cellule PV

Les cellules solaires photovoltaïques sont souvent des jonctions dissymétriques, c'est-à-dire qu'un dopage est plus fort que l'autre. Dans ce cas, la zone de charge d'espace se trouve pratiquement dans la région la plus faiblement dopé.

I.4.1.3 Production d'électricité

La cellule solaire est le lieu où la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique se produit. La puissance électrique résultant de cette conversion dépend du flux et de la répartition spectrale de l'énergie spectrale.

Dans une cellule photovoltaïque basée sur une jonction PN une excitation lumineuse crée, aux alentours de la jonction, des paires électrons-trou qui se déplacent sous l'influence du champ électrique de la jonction.

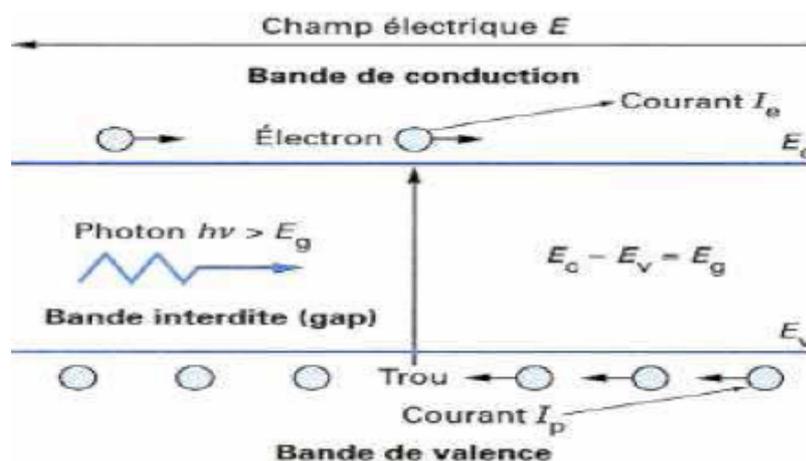


Figure (I.7). Principe de la conversion photon-électron, système à deux niveaux d'énergie [9].

I.4.2. Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La naissance d'une différence de potentiel lorsque les porteurs de charges sont créés dans les environs de la jonction par excitation lumineuse, permet à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique quand les deux faces de la cellule sont électriquement reliées à une charge.

I.4.3. Schéma équivalent

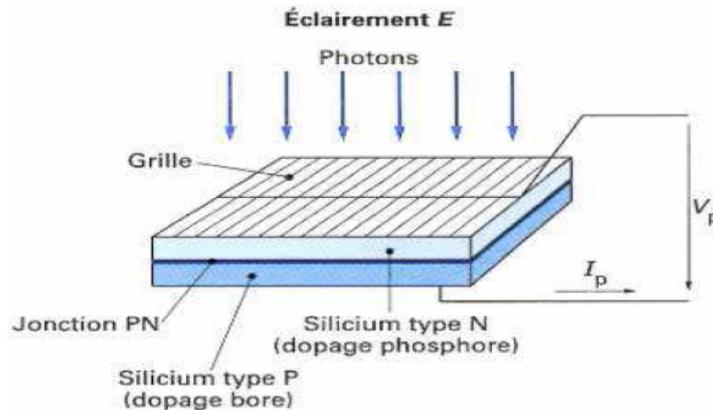


Figure (I.8). Production d'électricité par la séparation électron-trou [9,10].

I.5. Les différentes technologies des cellules

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. La grande majorité est encore en phase de recherche. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont :

- Le silicium cristallin.
- Le silicium en couche mince.

I.5.1. Le silicium cristallin

Il existe deux types de cellule à base de silicium cristallin ;

a) Les cellules de type Mono-cristallin

Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un mono-cristal.

Un **wafer** (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs) le **wafer** devient cellule.

BP Solar fabrique ses cellules mono-cristallines à partir d'une technologie innovante appelée SATURN. Le principe consiste à intégrer les grilles de collecte d'électron dans l'épaisseur de la cellule (gravure laser).

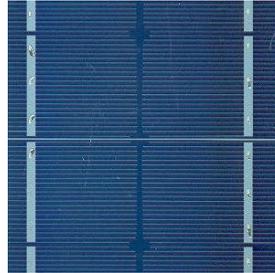


Figure (I.9). Silicium monocristallin [10].

Avantage

- Bon ratio Wc/m^2 (environ $150 Wc/m^2$).
- Nombre de fabricants élevé.

Inconvénient

- Coût élevé.
- Rendement faible sous un faible éclairage.

b) Les cellules de type poly-cristallines

Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline.

Avantage

- Cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Silicium monocristallin).
- Permettant un meilleur foisonnement dans un module.
- Moins chère qu'une cellule monocristalline.

Inconvénient

- Ratio Wc/m^2 moins bon que pour le monocristallin (environ $100 Wc/m^2$).
- rendement faible sous un faible éclairage.

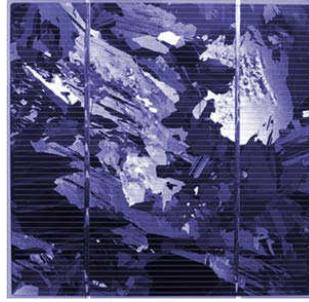


Figure (I.10). Silicium Polycristallin [10].

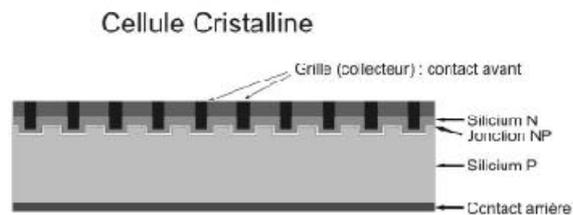


Figure (I.11). La structure du silicium cristallin [11].

I.5.2. Le silicium en couche mince

La technologie (couche mince) désigne un type de cellules (ou module) obtenu par diffusion d'une couche mince de silicium amorphe sur un substrat (verre).

Plusieurs technologies (fonction de l'alliage utilisé) sont industrialisées à ce jour.

Avantage

- Fonctionne avec un éclaircissement faible ou diffus (même par temps couvert).
- Un peu moins chère que les autres technologies.
- Intégration sur supports souples ou rigides.

Inconvénient

- Nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio Wc/m^2 plus faible, environ $60 Wc/m^2$).
- performances qui diminuent avec le temps (environ 7%).

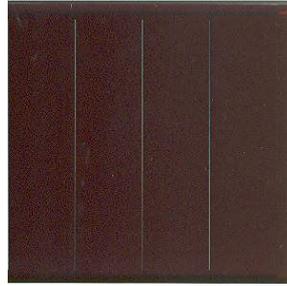


Figure (I.12). Silicium amorphe[10].

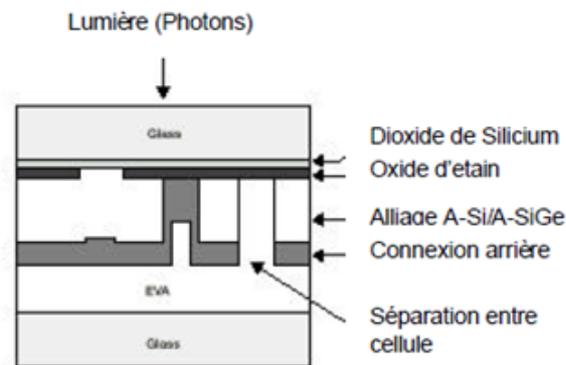


Figure (I.13). Structure en coupe, module couche mince [11].

I.6. Spécification du générateur photovoltaïque

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe (I.14) est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque.

La figure (I.14), représente les trois zones essentielles ;

La zone (1) ; ou le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

La zone (2) ; correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, ou le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

La zone (3) ; qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

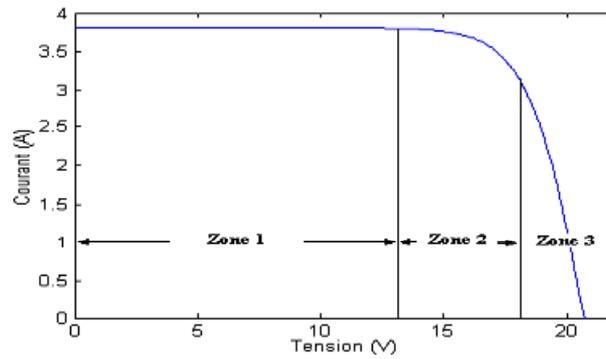


Figure (I.14). Les différentes zones de la caractéristique.

I.7. Le facteur de forme

$$FF = \frac{P_m}{V_{co}I_{cc}} \quad (1.6)$$

Avec :

P_m : La puissance électrique maximale ;

V_{co} : Tension en circuit-ouvert ;

I_{cc} : Courant de court-circuit.

I.8. Calcul du rendement

Le rendement énergétique d'une cellule est défini par le rapport entre la puissance électrique maximale et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule photovoltaïque.

$$\eta = \frac{P_m}{E.S_a} \quad (1.7)$$

Avec :

E : Eclairement (W/m^2) ;

S_a : surface active de la cellule (m^2) ;

P_m : puissance maximale mesurée dans les conditions de référence (STC : *Standard Test Condition*), c'est-à-dire sous l'ensoleillement de $1\,000\,W/m^2$, spectre AM 1.5 et à la température de $25^\circ C$.

I.9. Association des modules

Exemple de câblage des boîtes de jonction [12];

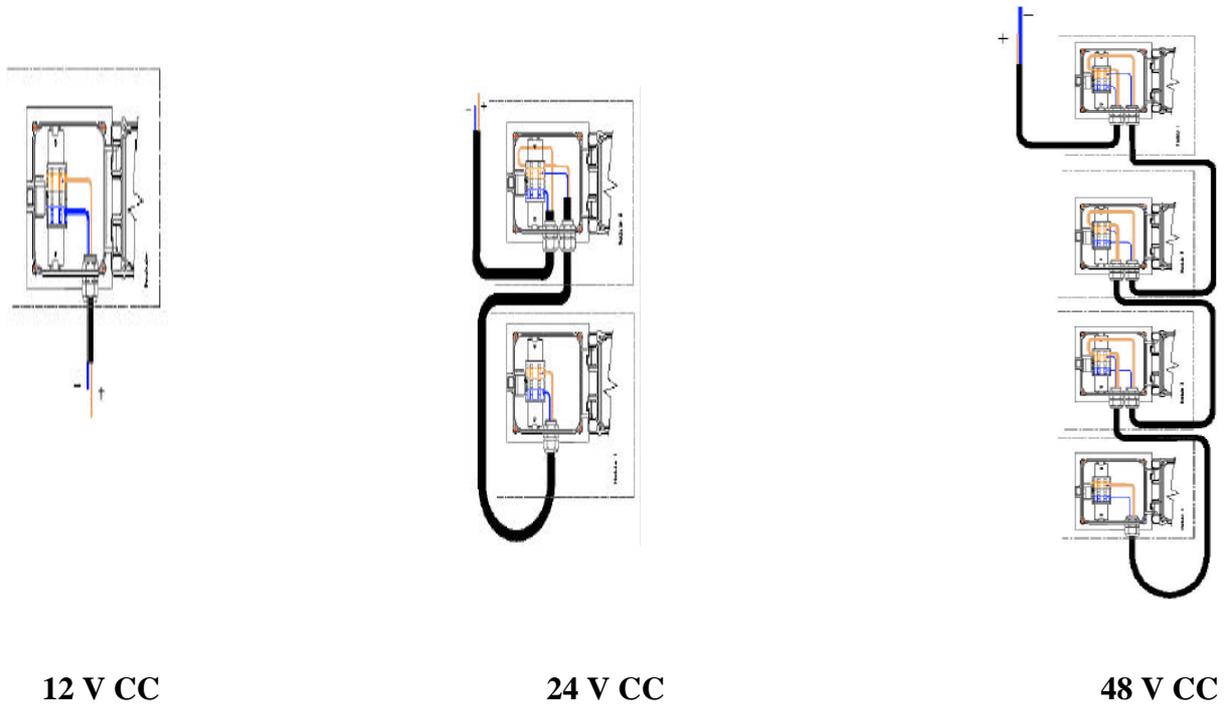


Figure (I.15). Association des modules [12].

I.10. Le rendement des cellules

Tableau (I.2). Le rendement des cellules [11].

Technologie	Rendement typique	Rendement maximum obtenu (laboratoire)
Mono-cristallin	12-15%	24%
Polycristallin	11-14%	18.6%
Couche mince	6-7%	12.7%

I.11. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques notions sur le rayonnement solaire et les différents paramètres intervenant dans les calculs. Nous avons décrit le principe de fonctionnement d'une cellule PV et les technologies de fabrication utilisées. Nous avons abordé la constitution du générateur photovoltaïque BP-375, dont la modélisation sera présentée dans le deuxième chapitre.

II.1. Introduction

Le mot (photovoltaïque) vient du mot grec (photos) qui signifie lumière et de (volta) du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est le savant français Antoine Becquerel, en 1839 à mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie : La variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière.

II.2. Calcul de la puissance à la sortie du module

a) Première approche

Le modèle d'essai présenté ci-dessous permet de calculer la puissance maximale fournie par le module, en utilisant la température et l'éclairement solaire incident. Ce modèle a été élaboré et validé expérimentalement par Lu Lin en 2004 [8,13].

$$P_m = -(a \times G + b) \times T_c + C \times G + d \quad (\text{II.1})$$

Avec :

P_m : Puissance maximale produite (W);

a, **b**, **c** et **d** sont des constantes positives qui peuvent être connues expérimentalement;

T_c : Température de la cellule, qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, selon la relation linéaire suivante **(II.2)**.

$$T_c = T_a + \left(\frac{Noct-20}{800} \right) \quad (\text{II.2})$$

Avec :

T_a : Température ambiante (K);

NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (**Nominal Operating Cell Temperature**). Elle est définie comme étant la température de la cellule, si le module est soumis sous certaines conditions comme l'éclairement solaire (800 W/m^2), la distribution spectrale (**AM 1.5**), la température ambiante (20 °C) et la vitesse de vent ($> 1 \text{ m/s}$);

G : Eclairement solaire incident sur un plan incliné (W/m^2).

b) Deuxième approche

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculée à partir de l'équation suivante [13,14]:

$$P = \eta \times S \times N \times G \quad (\text{II.3})$$

Avec :

S : Surface du module photovoltaïque,

G : Eclairement solaire sur plan incliné (W/m^2),

N : Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par la relation suivante [13,14]:

$$\eta = \eta_r \times (1 - \gamma \times (T_C - T_0)) \quad (\text{II.4})$$

Avec :

η : Rendement de référence du module sous les conditions standards.

Sachant que **T** = 25 °C, **G** = 1000 W/m^2 et AM1.5

γ : Coefficient de température (°C) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1 °C de la température de la cellule. Les valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 °C [13].

L'intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données par le constructeur dans les conditions standard (la puissance totale **P**, la tension en circuit ouvert **V_{co}**, le courant de court circuit **I_{cc}** et la surface du panneau).

c) Troisième approche

Ce modèle a été développé par Borowy et Salameh en 1996. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent à une diode. Figure (II.1). Ce modèle fait usage des spécifications des modules photovoltaïques données par les fabricants. Donc il offre une façon très simple de connaître la puissance produite par les modules photovoltaïques [8,13].

II.3. Modèle d'une cellule solaire

Dans ce travail on choisit le modèle à une diode, le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN. Mais le schéma équivalent réel tient compte de l'effet résistif parasite dû à la fabrication, il est représenté sur le schéma équivalent par deux résistances. **Figure (II.1).**

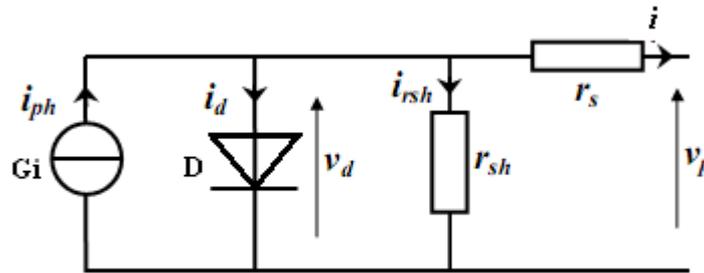


Figure (II.1). Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle [3,15].

Avec :

- Gi** : Source de courant parfaite ;
- D** : Diode qui modélise la jonction PN ;
- r_{sh}** : Résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui intervient entre grille collectrice et le courant arrière des cellules ;
- r_s** : Résistance série qui est due essentiellement à la résistance de contact des grilles collectrices avec la surface des cellules et la résistance du matériau constituant les cellules.

Une cellule solaire est caractérisée par les paramètres fondamentaux suivants [16] :

- ✓ Courant de court circuit (I_{sc}) : c'est la grande valeur du courant générée par une cellule pour une tension nulle ($V_{pv} = 0$).
- ✓ Tension en circuit ouvert (V_{oc}) : Représente la tension aux bornes de la diode quand elle est traversée par le photo-courant I_{ph} ($I_d = I_{ph}$) quand ($I_{pv} = 0$). Elle reflète la tension de la cellule en absence de lumière, elle est exprimée mathématiquement par :

$$V_{OC} = \left(\frac{m \times K \times T_C}{e} \right) \times \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} \right) = V_t \times \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad (II.5)$$

Ou:

$$V_t = m k T_c / e$$

Avec:

V_t : La tension thermique ;

T_c : La température absolue ;

m : Facteur d'idéalité, il est égal à 1 ;

K : Constante de Boltzmann ($k = 1.38 \cdot 10^{23} \text{ J / K}$) ;

e : Charge de l'électron ($e = 1.6 \cdot 10^{-19}$).

- ✓ Point de puissance maximale (P_{\max}) : est le point M ($V_{\text{opt}}, I_{\text{opt}}$) de la figure (II.2) ou la puissance dissipée dans la charge est maximale.

$$P_{\max} = V_{\text{opt}} \times I_{\text{opt}} \quad (\text{II.6})$$

- ✓ Rendement maximum : est le rapport entre la puissance maximale et la puissance à l'entrée de la cellule solaire.

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_m} = \frac{V_{\text{opt}} \times I_{\text{opt}}}{A \times G} \quad (\text{II.7})$$

Ou :

G : L'irradiation qui représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface (W / m^2) ;

A : Surface effective des cellules.

Les conditions normalisées de test des panneaux solaires sont caractérisées par un rayonnement instantané de $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ d'une température ambiante de 25° C et d'un spectre AM de 1.5. AM représente l'air masse qui est l'épaisseur de l'atmosphère que la lumière doit pénétrer [16]. Ces conditions sont appelées **STC** (Standard Test Conditions) cela correspond à un ensoleillement assez fort.

La figure (II.2), présente la courbe courant-tension d'un photogénérateur avec les points importants qui le caractérise.

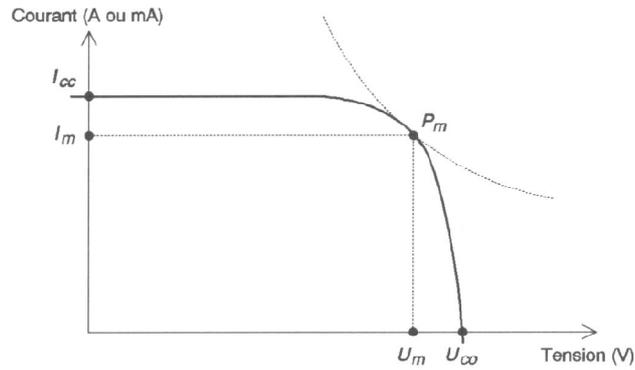


Figure (II.2). Courbe courant – tension d’un photogénérateur [6].

II.3.1. Modélisation de la cellule solaire

De nombreux modèles mathématiques de générateur PV, qui ont été développés, dont le but est l’obtention de la caractéristique courant-tension pour l’analyse et l’évaluation des performances des systèmes PV. Ces modèles diffèrent entre eux par le nombre de paramètres pris en compte. Nous avons choisi un modèle simplifié avec cinq paramètres (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , r_s), qui tient compte de la variation du courant et de la tension du panneau PV en fonction des conditions climatiques.

Le courant (I_{pv}) de la cellule PV sous les conditions standard de fonctionnement est donné par (II.8) :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (II.8)$$

Avec:

I_{ph} : Représente le photo-courant, il dépend de l’irradiation et de la température ;

I_d : Courant de polarisation de la jonction PN ;

I_{rsh} : Courant traversant la résistance shunt.

L’expression du courant de la cellule solaire est donné par :

$$I_{PV} = I_{SC} \times (1 - K_1 \times (\exp(K_2) \times V_{PV}^m - 1)) \quad (II.9)$$

Tel que : $k_1 = 0.01175$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{OC}^m} \quad (\text{II.10})$$

$$K_3 = \frac{\ln((I_{SC} \times (1 + K_1)) - I_{mpp})}{K_1 \times I_{SC}} \quad (\text{II.11})$$

$$K_4 = \ln\left(\frac{1 + K_1}{K_1}\right) \quad (\text{II.12})$$

$$m = \frac{\ln\left(\frac{K_3}{K_4}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mpp}}{V_{OC}}\right)} \quad (\text{II.13})$$

Avec:

I_{mpp} : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum ;

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimum ;

I_{sc} : Courant de court-circuit ;

V_{oc} : Tension en circuit-ouvert.

Il est à noter que l'équation (II.9) n'est applicable que pour un niveau d'insolation G et de température particuliers ($G = 1000 \text{ W / m}^2$, $T = 25^\circ\text{C}$), relatif aux conditions standards de fonctionnement. Quant l'insolation et la température varient, les paramètres du tableau (II.1) changent suivant les équations suivantes :

$$\Delta T_C = T_C - T_{STC} \quad (\text{II.13})$$

$$\Delta I = \alpha_{SC} \times \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) \times \Delta T_C + \left(\frac{G}{G_{STC}-1}\right) \times I_{SC,STC} \quad (\text{II.14})$$

$$\Delta V = -\beta_{OC} \times \Delta T_C - r_{se} \times \Delta I \quad (\text{II.15})$$

Avec :

G_{stc} et G : Représente respectivement, le niveau d'insolation dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques ;

T_{stc} et T_c : Représente respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconque ;

ΔT_c : Représente la variation de la température ;

ΔI : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température ;

ΔV : Représente la variation par rapport à l'insolation et à la température ;

α_{sc} : Représente un coefficient d'incrémentatation du courant I_{sc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A / ^\circ C$), (sous les conditions standards de fonctionnement) ;

β_{oc} : Représente un coefficient d'incrémentatation de la tension V_{oc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A / ^\circ C$), (sous les conditions standards de fonctionnement).

α_{sc} et β_{oc} sont appelés coefficients de température.

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant PV sont données par :

$$V_{\text{nouv}} = V_{\text{STC}} + \Delta V \quad (\text{II.16})$$

$$I_{\text{nouv}} = I_{\text{STC}} + \Delta I \quad (\text{II.17})$$

Les constructeurs des panneaux PV fournissent les paramètres du panneau (I_{mpp} , V_{mpp} , I_{sc} , V_{oc}) sous les conditions standard de fonctionnement, une insolation de $1000 \text{ W} / \text{m}^2$ et une température de 25°C , AM 1.5). Le tableau (II-1) montre les données d'un panneau solaire de type **BP Solar 375**[17], qui sont utilisés pour la simulation du panneau PV.

Tableau (II.1). Paramètres d'un panneau solaire BP Solar 375 [17].

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau (P_{mpp})	75W
Courant au point de puissance maximale (I_{mpp})	4.35A
Tension au point de puissance maximale (V_{mpp})	17.3V
Courant de court-circuit (I_{sc})	4.75 A
Tension en circuit-ouvert (V_{oc})	21.8 V
Coefficient d'incrémentatation du courant I_{sc} (α_{sc})	3.8 mA / K
Coefficient d'incrémentatation de la tension V_{oc} (β_{oc})	-90 m V / K

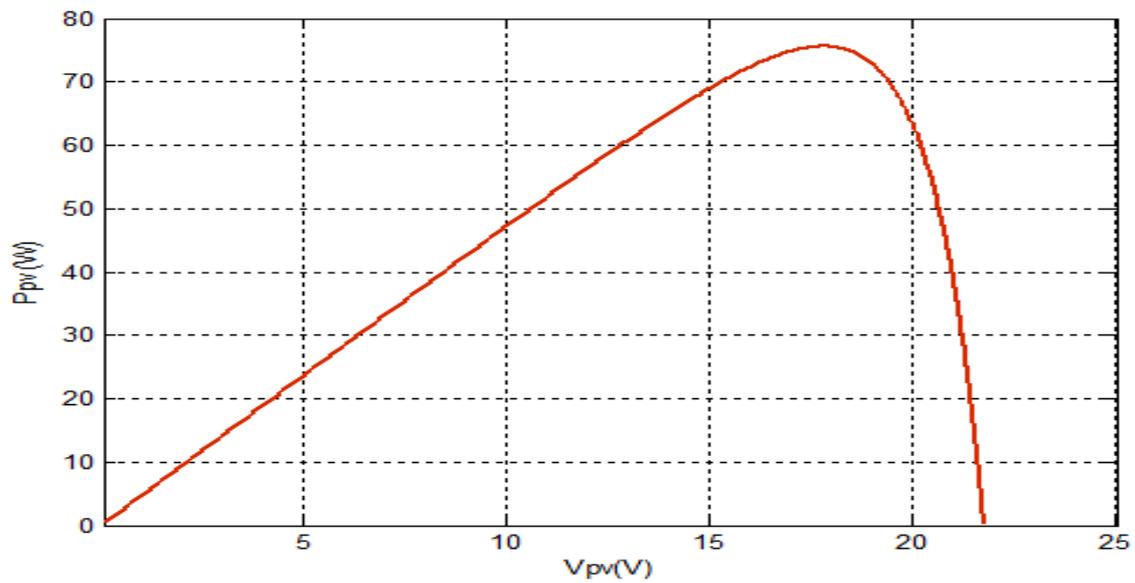


Figure (II.5). Caractéristique Puissance-Tension simulée, $G = 1000 \text{ W / m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$.

a) Influence de la variation d'éclairement :

Les caractéristiques électrique de **la figure (II.6) et (II.7)**, montrent bien la variation du courant du panneau **PV** ainsi que la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement.

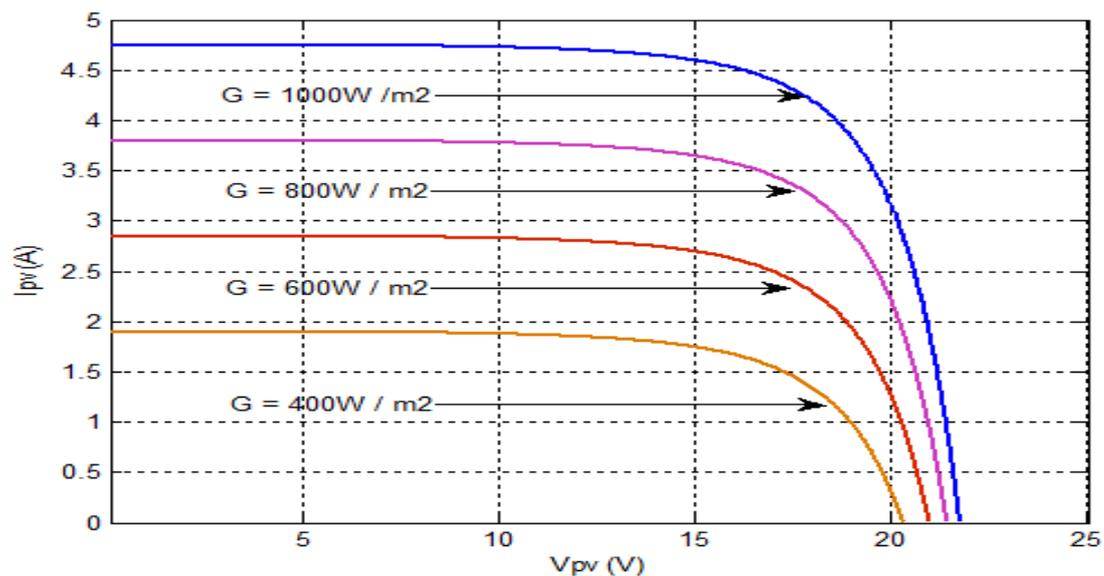


Figure (II.6). Caractéristiques Courant-Tension simulées du panneau PV pour différents niveaux d'irradiation ($G = 400, 600, 800, 1000 \text{ W / m}^2$) et $T_c = 25^\circ\text{C}$.

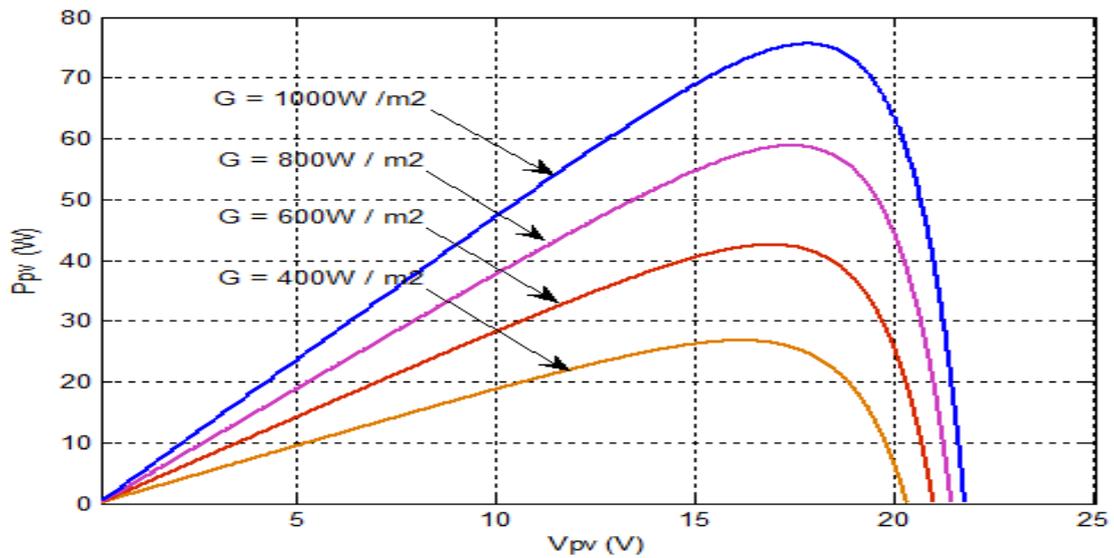


Figure (II.7). Caractéristiques Puissance-Tension, simulées du panneau PV pour différents niveaux d'irradiation ($G = 400, 600, 800, 1000 \text{ W / m}^2$) et $T_c = 25^\circ\text{C}$.

b) Influence de la variation de la température

Pour voir l'influence de la température, nous avons tracé les caractéristiques Courant-Tension et Puissance-Tension pour différentes valeurs de température pour un éclairement solaire constant.

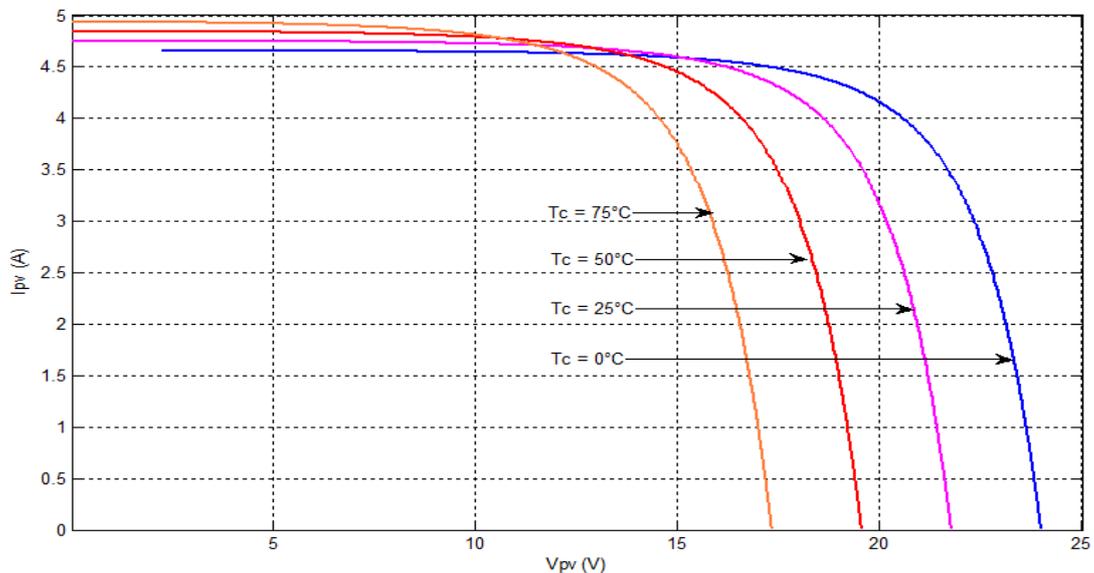


Figure (II.8). Caractéristique Courant-Tension simulées du panneau PV pour une variation de température ($T_c = 0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) et $G = 1000 \text{ W / m}^2$.

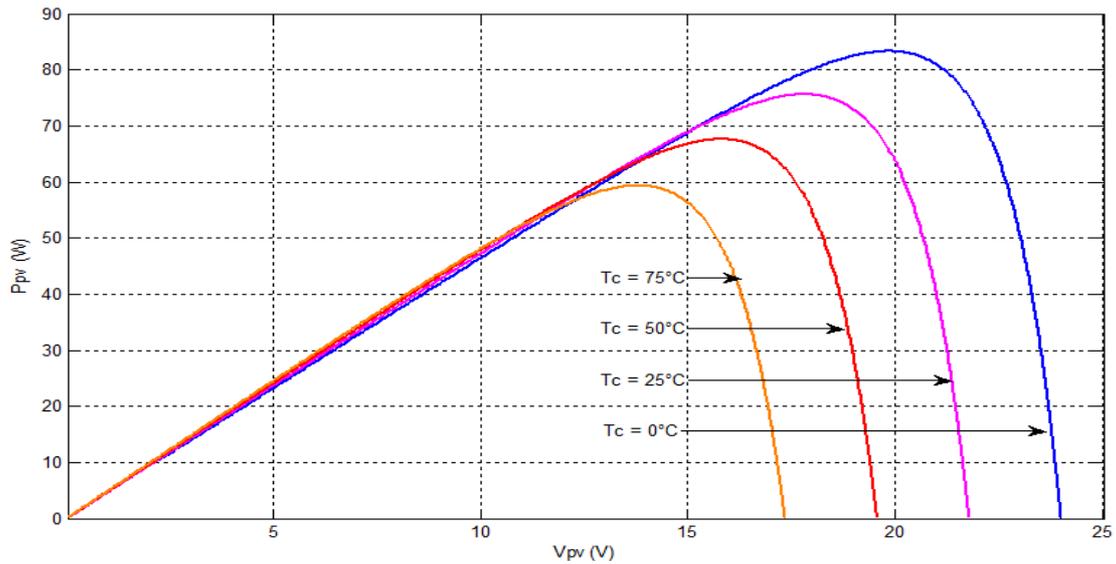


Figure (II.9). Caractéristique Puissance-Tension simulées du panneau PV pour une variation de température ($T_c = 0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) et $G = 1000 \text{ W} / \text{m}^2$.

c) Groupements des panneaux PV

Dans un groupement de panneaux connectés en parallèle, les panneaux sont soumis à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure (II.6.a), montre la caractéristique résultante obtenue en associant en parallèle $N_p = 02$ panneaux de 75W afin d'obtenir une puissance de 150 W . La caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure (II.6.b), montre la caractéristique résultante obtenue en associant en série $N_s = 02$ panneaux identiques.

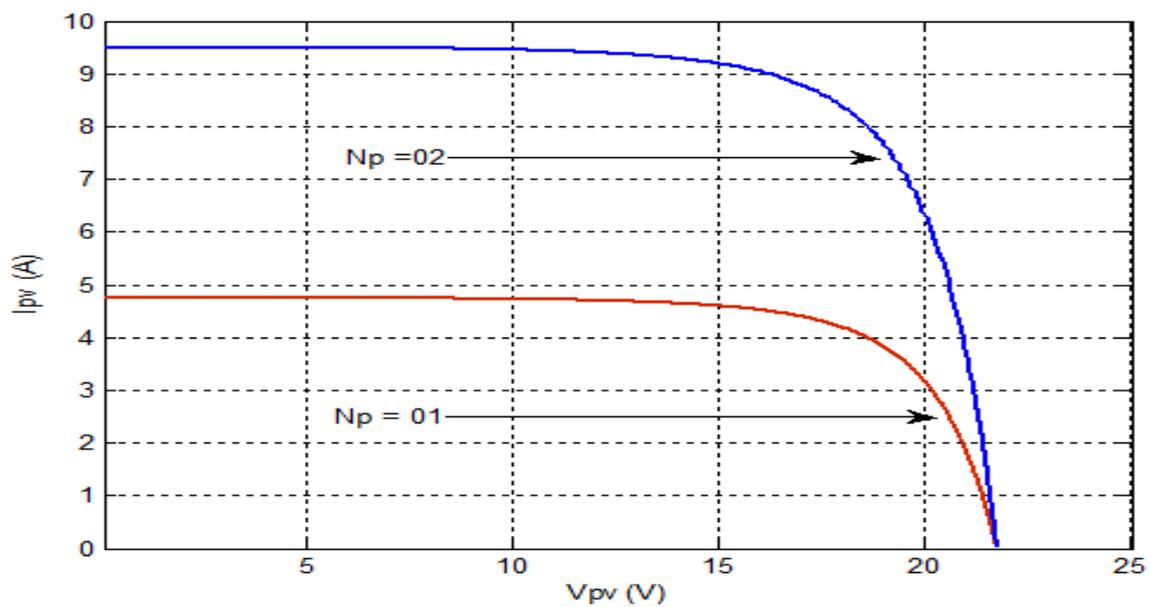


Figure (II.10). Caractéristiques simulées de groupement du panneau PV en parallèle.

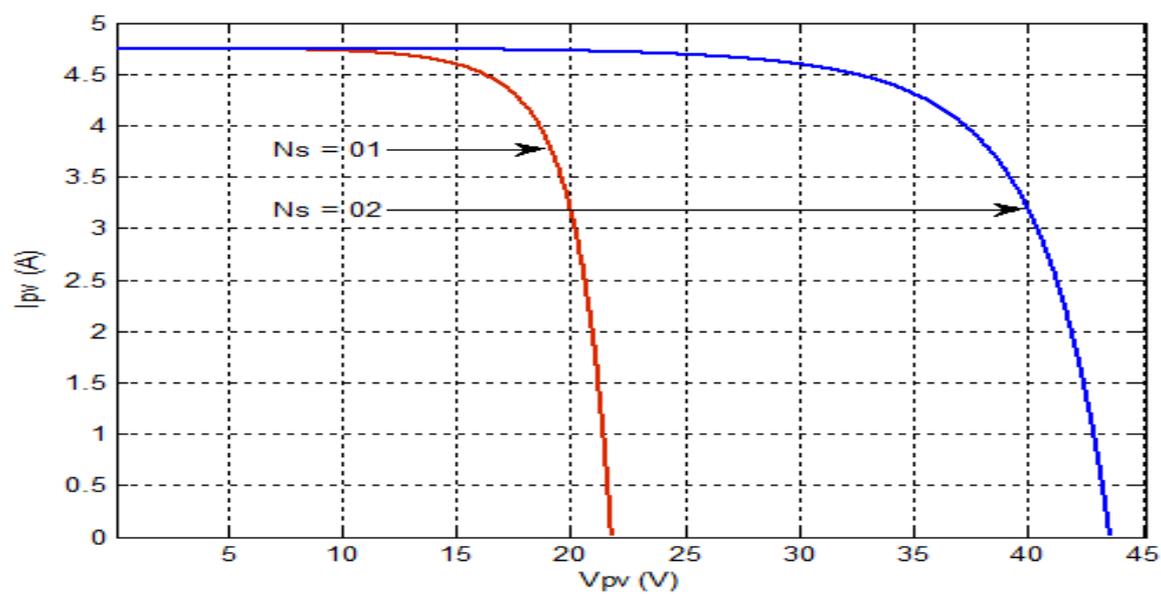


Figure (II.11). Caractéristiques simulées de groupement du panneau PV en série.

II.4. Conclusion :

A partir du modèle à une diode de la cellule photovoltaïque, le panneau solaire BP-Solar type 375 a été modélisé.

Les influences de l'éclairement et de la température sur la puissance pouvant être délivrée par un panneau PV sont importantes. Lorsque l'éclairement varie pour une température donnée, le courant de court-circuit varie proportionnellement à l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert varie très peu. Par contre, si la température croît à éclairement constant, la tension de circuit ouvert décroît alors que le courant de court circuit croît légèrement. Ces influences ont été vérifiées par simulation.

Après la présentation des caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque, nous nous intéresserons aux systèmes PV dans le prochain chapitre.

III.1. Introduction

Les capteurs solaires photovoltaïques permettent de **transformer la lumière en électricité**. Cette technique fait appel à des phénomènes physiques découverts il y a plus d'un siècle mais qui n'ont été exploités qu'à partir des années 1940, notamment dans le domaine de la recherche spatiale.

Les systèmes photovoltaïques ont d'abord été développés pour fournir de l'électricité à des sites isolés ou non raccordés au réseau de distribution.

III.2. Types de système photovoltaïque

Il existe différents types de générateurs en fonction du service et des applications recherchées ;

III.2.1. Système au fil du soleil

L'énergie électrique produite par les modules solaires est directement utilisée par le récepteur. Il n'y a donc pas de stockage électrochimique.

Généralement les générateurs (au fil du soleil), sont destinés à alimenter des moteurs électriques en courant continu ou alternatif (dans ce cas un appareil de conversion d'énergie est requis).

- **Applications**

Toutes les applications où l'on peut envisager un stockage d'énergie sous une autre forme que l'énergie électrique (par exemple ; stockage d'eau, stockage de froid,...).

Autres applications ; application pour lesquelles le service rendu ne nécessite pas des contraintes spéciales liées à la fourniture d'énergie : aération, ventilation, etc.

III.2.2. Système connecté au réseau

Toute partie de l'énergie produite est injectée dans le réseau de distribution électrique. Il existe principalement deux variantes ;

- ✓ Injection simple : la totalité de l'énergie produite est injectée dans le réseau.
- ✓ Injection secours : avec batterie, permet de fournir de l'énergie de façon autonome en cas d'absence du réseau public (coupure due à des aléas climatiques ou techniques). Ainsi une garantie de service de distribution électrique est assurée.

III.2.3. Système autonome

Le module charge une batterie qui permet d'utiliser l'énergie à convenance. Généralement, la charge et la décharge de batterie sont contrôlées et gérées par un dispositif de gestion d'énergie [11].

Sur certains systèmes un dispositif d'acquisition de données permet de surveiller le fonctionnement du système.

Généralement des appareillages de conversion d'énergie sont également intégrés :

- ✓ Onduleur ; pour fournir à l'utilisateur une tension alternative conventionnelle.
- ✓ Chargeur ; pour apporter une charge complémentaire à partir d'une source auxiliaire, (une autre source ; groupe électrogène,...).

Ce type de système nécessite un dimensionnement de ce dernier, en tenant compte de la localisation, du besoin et de l'autonomie de la batterie.

- **Applications**

Electrification rurale, application professionnelle, c'est le système qu'on va étudier.

III.3. Spécification de conception de l'installation PV

Chaque unité d'alimentation solaire comprendra au minimum les composants suivants :

- ✓ Panneau solaire (générateur photovoltaïque).
- ✓ Batteries d'accumulateurs au nickel-cadmium de type ventilé (ouvertes).
- ✓ Régulateur de charge de batterie.
- ✓ Régulateur ou contrôleur de tension.
- ✓ Coffret de distribution.
- ✓ Voyants lumineux, appareils de mesure et signalisation.
- ✓ Structure de support.
- ✓ Câbles d'interconnexion des équipements susmentionnés, fournis par le Fournisseur.

a) Conditions de service

Les conditions climatiques suivantes régiront la conception de l'équipement :

- ✓ Température nominale (max. / min.) 45°C / -5°C.
- ✓ Température du sol (max. / min.) 25°C / 15°C.
- ✓ Température du corps noir 85°C.
- ✓ Atmosphère chargée de poussières (tempêtes de sable fréquentes).
- ✓ Humidité relative (max. / min.) 98 % / 30 %.
- ✓ Altitude Moins de 1.000 m au-dessus de niveau moyen de la mer.

- ✓ Vitesse du vent 180 km/h à 10 m.
- ✓ Éclairs Fréquents pendant les tempêtes.

b) Description des unités d'alimentation solaire

Les unités d'alimentation solaire seront installées en zone non dangereuse. Elles constitueront une source d'alimentation modulaire et autonome, capable de fournir l'alimentation correspondant aux charges mentionnées dans le quatrième chapitre.



Figure (III.1). L'installation photovoltaïque **TG:04**.

c) Spécifications de tension continue de sortie

Les unités d'alimentation solaire fourniront une tension de sortie de 24 V CC et le service nominal sera établi sur base des exigences d'alimentation et de la durée de chaque charge reprise dans la liste des charges électriques.

Les batteries d'accumulateurs au nickel-cadmium seront conçues et dimensionnées pour un fonctionnement autonome minimal de cinq (5) jours (sans ensoleillement).

d) Panneau solaire (générateur photovoltaïque)

Les panneaux solaires seront constitués de verre et conçus de manière à minimiser les effets de l'environnement sur leurs performances.

Chaque panneau solaire (cellule) sera fabriqué conformément aux spécifications suivantes :

- ✓ Les cellules solaires seront constituées de silicium cristallin de haute qualité, les cellules seront des jonctions NP.

- ✓ Les panneaux solaires auront un service nominal de 20 années avec une dégradation électrique prévue de moins de 10 % de la puissance nominale au cours de la vie du panneau.
- ✓ Le rendement des modules sera supérieur à 10 %.
- ✓ Le rapport puissance/charge d'un panneau sera au minimum de 1,087 dans les pires

Conditions.

- ✓ Le régime d'isolation d'un module sera au minimum de 600 V CC.
- ✓ Le rayonnement solaire supposé sera de 5,7 kWh/m²/jour à un angle de 35° (valeur à contrôler et à envisager par le fournisseur pour le pire mois de rayonnement solaire).
- ✓ Un facteur de déclassement de 10 % de la puissance maximale sera appliqué afin de prendre en compte les effets de la poussière, le rendement du columbium de la batterie et les pertes dues aux réflexions des unités d'alimentation, un déclassement de 10 % sera prévu pour l'usure.
- ✓ Les panneaux seront dimensionnés pour un rechargement en 23 jours maximum pour des batteries entièrement déchargées et satisferont l'entièreté des besoins d'alimentation.
- ✓ Les boîtiers de dérivation seront étanches, avec un code de protection IP de 65.

Sur la fiche technique d'un module photovoltaïque figurent bien entendu ses caractéristiques physiques ; dimensions, poids, principe de fixation, connexions de sortie, et surtout ses caractéristiques électriques.

Avant cela, rappelons que les modules photovoltaïques sont mesurés et garantis dans des conditions de référence dites ; **STC**, (Standard Test Conditions) qui sont :

- ✓ Rayonnement solaire 1000W / m² ;
- ✓ Spectre solaire AM1.5 ;
- ✓ Température ambiante 25°C.



Figure (III.2). Panneaux solaire de type BP-Solar 375, TG:04.

e) Batteries d'accumulateurs

Toutes les batteries seront du type cycle profond au nickel-cadmium et ventilées (ouvertes). Les batteries utilisées dans le système doivent posséder une conception éprouvée pour les applications d'unités d'alimentation solaires. Les batteries seront conçues pour un service et une durée de vie de vingt (20) années, compte tenu des conditions d'utilisation indiquées dans les présentes spécifications.

Les batteries seront dimensionnées pour une température minimale de 5°C. Les batteries seront dimensionnées pour subvenir aux besoins d'alimentation des charges précisées dans la liste des charges électriques pour un minimum de cinq jours sans ensoleillement (batterie de secours). Au terme de ce cycle, la tension finale des cellules des batteries sera d'au moins 95 % de la tension nominale des cellules de batterie. Les batteries seront dimensionnées de manière à ne pas tomber en-dessous de 20 % de la capacité nominale au cours de leur fonctionnement de service et dimensionnées de manière à fournir une alimentation suffisante au microrupteur prévu sur le circuit de sortie du coffret de distribution en cas de panne positive-négative.

Les bornes du contrôleur de charge permettront le chargement des batteries à l'aide d'un chargeur de batterie portable (mobile). Le fournisseur communiquera les spécifications du chargeur pour le rechargement de batteries entièrement déchargées en huit heures. Le chargeur sera adapté à une utilisation sur tension d'alimentation de 230 V monophasés à 50 Hz. Le chargeur sera dimensionné pour le chargement nominal de tout ensemble de batteries susceptible d'être fourni conformément aux présentes spécifications.

Les batteries seront dotées d'un boîtier ventilé en polyéthylène. Le contenant des cellules de batterie disposera d'un espace inférieur adéquat pour la collecte des saletés afin

d'éviter tout court-circuit des plaques d'accumulateur du fait de leur accumulation. Le contenant sera en outre suffisamment grand pour accueillir un supplément d'électrolyte au-dessus du niveau de la plaque, de manière à garantir que le remplacement de l'électrolyte évaporé ne sera nécessaire que tous les six mois au plus, même à température ambiante maximale.



Figure (III.3). Banc des batteries de type NI-Cd [12].

f) Contrôleur / régulateur de charge des batteries

Toutes les unités d'alimentation solaire seront dotées d'un chargeur de batterie automatique et d'un régulateur / contrôleur faisant partie intégrante de la conception. Le panneau solaire sera subdivisé en deux (2) sous-panneaux. Chaque sous-panneau sera commandé indépendamment de l'autre. Chaque sous-panneau sera protégé contre les courts-circuits et doté d'un sectionneur manuel. Chaque contrôleur du système reposera sur un microprocesseur doté des caractéristiques minimales suivantes :

- ✓ Indicateur de l'état de chargement de la batterie.
- ✓ Vitesse et surveillance du cycle charge / décharge.
- ✓ Charges basse et haute tension de sectionnement.
- ✓ Commandes de charge de batterie afin d'offrir un rendement maximum de charge pour les panneaux solaires.
- ✓ Le contrôleur inclura un appareil de mesure numérique d'une précision de 2 % ou mieux. L'affichage présentera au minimum : la tension de la batterie, le courant du panneau et le courant de charge.
- ✓ Le contrôleur sera protégé des hausses de tension provoquées par la foudre.



Figure (III.5). Contrôleur / régulateur de charge des batteries, TG : 04.

g) Régulateur de tension

Les unités d'alimentation solaire auront une tension nominale de 24 V CC \pm 10% quelques soient les conditions de fonctionnement. Le régulateur de puissance sera automatiquement déconnecté de sa charge lorsque la tension de sortie atteint un point prédéterminé.

Le régulateur maintiendra la tension de sortie à 1 % d'écart maximum de la valeur de la tension de charge « Float and Boost » définie.

h) Détecteur de surtension (OVL)

L'unité sera fournie avec un détecteur de surtension de manière à ce que la tension de la barre collectrice du coffret de distribution ne dépasse pas la valeur définie quelque soit le mode de fonctionnement ou de chargement.



Figure (III.6). Détecteur de surtension (OVL), TG : 04.

i) Coffret de distribution

Le coffret de distribution des charges sera doté du nombre requis de sorties comme indiqué par le schéma unifilaire des unités d'alimentation solaire.

Les unités d'alimentation seront protégées des hausses de tension provoquées par la foudre à l'aide d'un parafoudre directement connecté via la sortie CC de chaque unité.



Figure (III.7). Boites de protection et de distribution, TG : 04.

j) Voyants, mesure et signalisation

Le système sera auto-contrôlé par des voyants lumineux et des appareils de mesure indiquant les défaillances des principaux composants ou modules.

Au minimum, les indications suivantes seront disponibles :

- ✓ Voyants d'alerte de dépassement d'une tension supérieure de sortie prédéfinie ;

- ✓ Voyants indiquant un sectionnement suite au passage sous une certaine tension de sortie ;
- ✓ Tension de batterie faible ;
- ✓ Défaillance du régulateur de charge ;
- ✓ Fonctionnement normal.

Au minimum, les instruments suivants seront fournis :

- ✓ Voltmètre de sortie.
- ✓ Ampèremètre de sortie.

Un contact sans potentiel (normalement fermé) sera fourni et câblé sur les bornes du coffret pour la connexion des signaux suivants à la RTU.

- ✓ Contact **OUVERT** ; alarme de défaillance courante de l'unité d'alimentation solaire.
- ✓ Contact **FERMÉ** ; unité d'alimentation solaire OK [11].

k) Câble d'interconnexion

Tous les câbles d'interconnexion seront des conducteurs de cuivre torsadés 600 / 1.000 V armés de fil d'acier, à isolation XLPE et à gaine interne et externe de PVC (de type ignifuge conformément à la norme CEI 60332, partie 3, catégorie C).

l) Mise à la terre

Les unités d'alimentation solaire 24 V CC doivent être mises à la terre sur base des informations disponibles auprès des fournisseurs de patins d'inhibiteur de corrosion et de vannes.

III.4. Installation

Les propositions d'instructions relatives à l'implantation et à l'installation ;

- ✓ Du champ de modules photovoltaïques.
- ✓ De la batterie d'accumulateurs.
- ✓ Des appareils de gestion et de conversion d'énergie.

Sont bien détaillé ci-dessous ;

III.4.1. Le champ de modules photovoltaïques

a) Implantation du champ de modules photovoltaïques

L'implantation du champ peut être réalisée sur différents types de support :

- ✓ Au sol.
- ✓ En toiture.
- ✓ En façade.

Les panneaux solaires sont posés côte à côte, face avant sur le sol afin de pouvoir les monter et les assembler. Veillez à ce que les boîtes de connexions soient toutes du même côté. Pour la mise en place des structures, il convient d'abord de monter les longerons, c'est à dire la partie de la structure sur laquelle repose le cadre des modules.

Les modules sont fixés à l'aide d'une visserie inoxydable.

Pour éviter le vol, l'utilisation de visserie antivol est conseillée. Dans ce cas il est nécessaire de coller les écrous auto-cassants lors du serrage avec du frein filet.

a.1. Mise en place d'une structure

Quand tous les modules sont interconnectés et fixés aux longerons, on procède au montage des autres éléments de la structure (jambes arrière et avant et triangulations).

L'ensemble obtenu (châssis) est alors retourné et implanté sur son support de fixation.

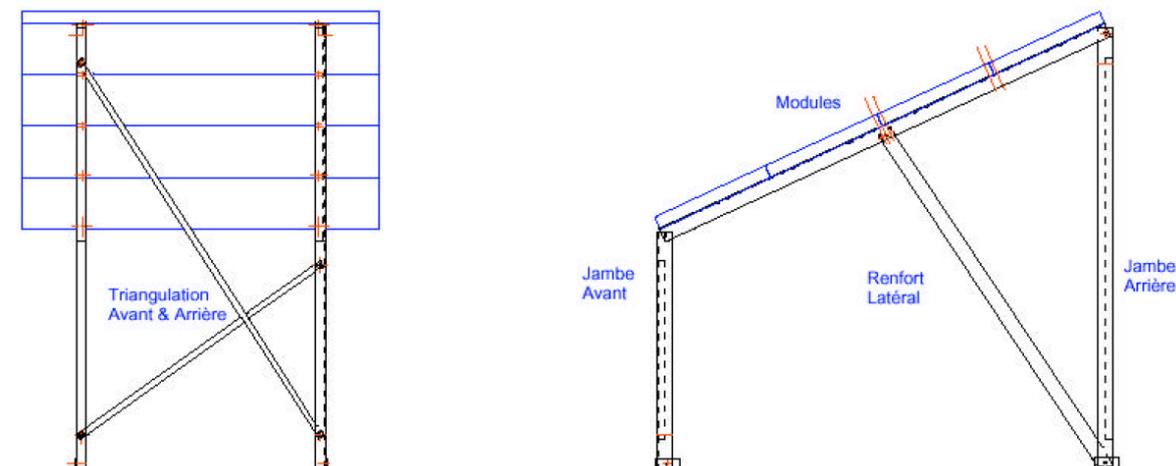


Figure (III.8). Implantation du champ de modules photovoltaïques [12].

a.2. Fixation des panneaux

La fixation des panneaux doit assurer les points suivants ;

- ✓ Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- ✓ Résistance contre les agressions mécaniques.
- ✓ Protection contre les salissures, etc.
- ✓ Ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement.

a.3. L'orientation des panneaux

On appelle orientation le point cardinal vers le quel est tournée la face active du panneau (Sud, Nord,...). Les panneaux sont toujours orientés vers l'équateur ;

- ✓ Orientation, vers le sud dans l'hémisphère Nord.
- ✓ Orientation, vers le nord dans l'hémisphère Sud [6].

Elle indique l'angle que fait le panneau avec l'horizontale, elle se calcule en degrés. Pour que les modules produisent un maximum d'énergie, il faut que leurs surfaces soient perpendiculaires aux rayons solaires.

L'inclinaison des panneaux devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto-nettoyage lors des pluies.

a.4. Câblage des boîtes de jonction

Le premier câblage est réalisé pour interconnecter en série les modules entre eux par branche.

Il conviendra de vérifier que les presses étoupes des boîtes de jonction des modules soient orientées vers le bas. Chaque branche en série sera ultérieurement connectée à l'unité de couplage.

La lutte contre la corrosion doit être une préoccupation constante lors du câblage des modules.

Pour cela, les presses étoupes doivent être correctement serrées pour éviter la pénétration d'eau. Pour assurer leur parfaite étanchéité un gel de silicone peut être appliqué sur les connexions et autour des boîtes de jonction des modules ne présentant pas de joint d'origine.

b) Pose des UCP

Après fixation des panneaux, les UCP (unité de couplage parallèle) sont posées à un endroit accessible et si possible à l'abri du soleil.

Les UCP permettent comme leur nom l'indique de coupler les séries des panneaux en parallèle.

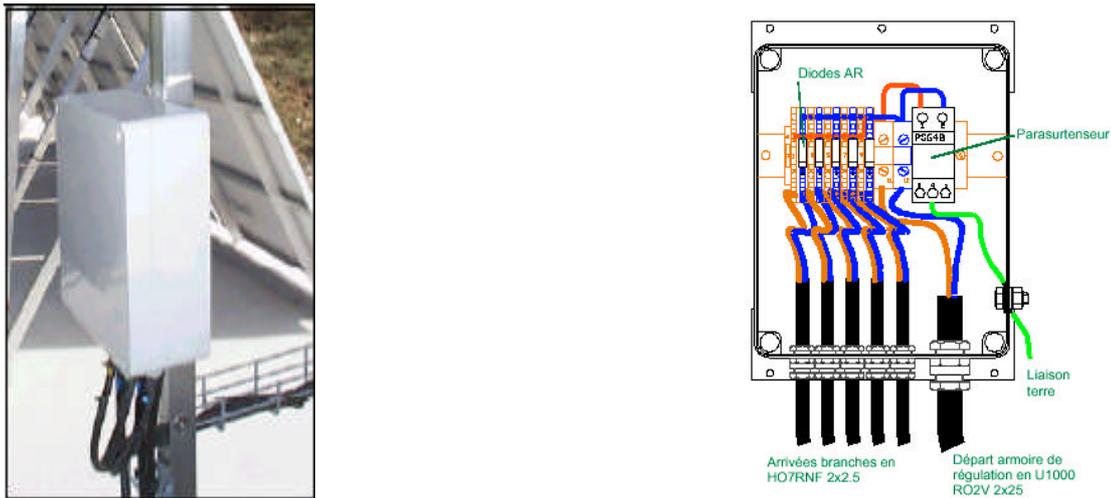


Figure (III-9) : La boîte de raccordement [12].

La liaison électrique entre les différentes UCP et les appareils de gestion et de conversion d'énergie sera réalisée par des câbles de section adaptée et si possible enterrée sous gaine.

Enfin l'ensemble des structures et des parasurtenseur (contenu dans les UCP) doit être connecté à la terre des masses de l'installation via une barrette de coupure.

c) Le câblage électrique

Il sera à l'extérieur, exposé au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections suffisantes.

La première tâche, est d'effectuer le branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil et d'autres. La section sera d'au moins 1.5 mm^2 , 2.5 mm^2 dès que la longueur excède 25 m ou que la puissance du module soit supérieure à 100 W [18].

d) Les batteries d'accumulateurs

Les batteries doivent être placées dans un coffre ou dans un local technique dédié. L'un comme l'autre doivent être conçus pour résister à l'acide et être ventilés pour évacuer les émissions de gaz.

Si un local est choisi, il doit être indépendant et de taille suffisante pour manipuler aisément et en toute sécurité [12].

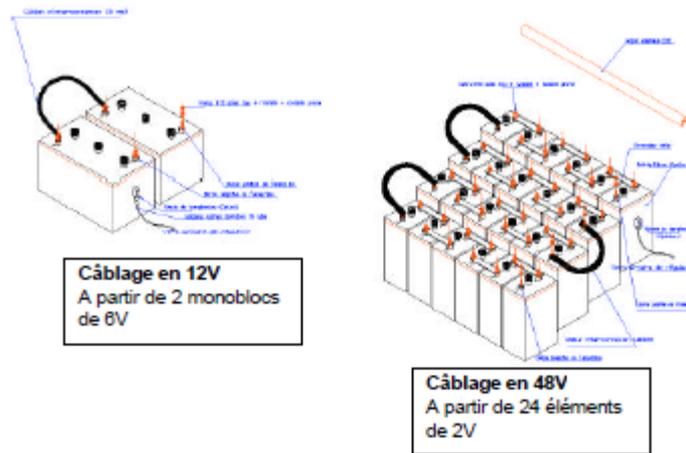


Figure (III.11). Câblage des batteries [12].

e) Protection et accessoires

Un élément de protection des câbles batterie contre les surintensités peut être placé. Dans ce cas, il est recommandé de le positionner au plus près de la batterie.

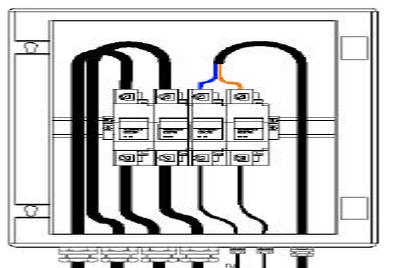


Figure (III.12). Protection des câbles [12].

La double connexion Batterie/Appareil de gestion d'énergie (Mesure et Puissance) sera réalisée avec des câbles adaptés.

Enfin sont mis en place les accessoires d'identification et de protection (capots de protection des bornes, cache cosses, numérotation des éléments, plaque d'identification batterie et plaques de danger).

On pose enfin un panneau signalant les consignes de sécurité - fourni avec la batterie.

f) Les appareils de gestion et de conversion d'énergie

Liste exhaustive des éléments à implanter et à câbler :

- ✓ Armoire de gestion et de contrôle d'énergie.
- ✓ Onduleur de conversion d'énergie continu en alternatif.

- ✓ chargeur de batterie permettant d'apporter une charge d'appoint avec une source d'auxiliaire.
- ✓ Coffret de distribution et comptage alternatif.

Dans certaines installations, des appareils spécifiques peuvent regrouper différentes fonctions (exemple : Onduleur COMBI intégrant la fonction chargeur).

F.1. Implantation des appareils de gestion et de conversion d'énergie

Il est impératif d'implanter les appareils de gestion et de conversion d'énergie en dehors de l'enceinte batterie pour des raisons de sécurité.

Il est également conseillé d'éloigner ces appareils des lieux de vie. Il est préconisé de minimiser au maximum la distance du câble Batterie/Armoire (inférieur à 6m).

F.2. Installation des appareils de gestion et de conversion d'énergie

Ces différents éléments doivent être fixés au mur en respectant les règles de l'art en matière d'installation de coffrets électriques classiques.

Le câblage électrique des différents appareils devra être réalisé conformément au synoptique et au schéma électrique de l'installation fourni.

Les câbles d'interconnexion de ces différents appareils entre eux ainsi que les arrivées des câbles provenant des modules et de la batterie doivent cheminer sous goulottes ou être posés sur des chemins de câbles.



Figure (III.13). Appareils de gestion et de conversion d'énergie.

F.3. Installation d'un boîtier de report d'information

Dans les cas où les appareils de gestion d'énergie ne sont pas accessibles ou éloignés, il est judicieux de mettre en place un boîtier déporté dont le rôle est de transmettre à l'utilisateur les informations relatives à l'état de son générateur.

Ce boîtier de report d'information sera placé à proximité du lieu de vie et connecté à l'armoire de gestion d'énergie par un câble blindé multi-conducteur.

g) La charge

La charge est l'équipement électrique alimenté par le système peut être de type continue comme des équipements de télécommunications, ou de type alternative, ce cas nécessite un convertisseur DC / AC, (onduleur).

III.5. Domaines d'application

L'énergie photovoltaïque est utilisée dans plusieurs domaines, dont on trouve :

- **Eclairage** : Essentiellement utilisée pour des lampes à faible puissance (public, lanternes, l'éclairage des locaux,...) ;
- **Télécommunications** : Utilisée dans le domaine des relais de télécommunication (téléphonie, radiophonie et télévisuels,...). Son emploi c'est accru avec le développement de la téléphonie portable et donc des émetteurs GSM ;
- **Domaine spatial** : La conquête de l'espace pendant la guerre froide a beaucoup fait avancer la recherche pour la conception d'engins spatiaux autonomes en énergie (satellites, navettes,...) ;
- **Domaine du transport** : Lampadaires, panneaux à message variable, éclairage des panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire.
- **Sites isolés** : Parcs nationaux, service des eaux et forêts, régions isolées, pays en voie de développement et dans les champs d'hydrocarbures.

III.6. Avantages et Inconvénients

- **Avantage**
 - L'absence des pièces mobiles et haute fiabilité.
 - Energie gratuite et renouvelable.
 - Réduction des émissions de CO₂ et d'autres pollutions.
 - L'autonomie et une moindre sensibilité à la foudre.

➤ **Inconvénients**

- Le rendement réel de conversion d'un module est fiable.
- Le photovoltaïque n'assure pas le chauffage et la production de l'eau chaude.
- Il est impératif d'utiliser des appareils économes en énergie.
- Il existe un décalage entre la période de production et de la consommation.
- Difficulté de stockage de l'énergie photovoltaïque.

III.7. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les différents éléments constituant un système de captage photovoltaïque, l'installation d'un champ photovoltaïque, ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui nous permet d'entamer le dimensionnement des installations photovoltaïques qui fait l'objet du chapitre IV.

IV.1. Introduction

Tout système photovoltaïque nécessite un dimensionnement avant son installation. Le dimensionnement consiste à déterminer la taille du champ photovoltaïque du stockage électrochimique et de la puissance du convertisseur en tenant compte des conditions d'ensoleillement, de la demande énergétique et du coût des éléments, dans ce chapitre on va refaire le dimensionnement d'une installation photovoltaïque qui existe déjà et de corriger l'erreur commise lors de l'installation.

IV.2. Problématique des puits de gaz

IV.2.1. Présentation du site

Dans le cadre du développement des énergies renouvelables Sonatrach, BP et Statoil ont entrepris l'étude des fiabilités des installations photovoltaïque pour les puits de gaz. Ces trois compagnies mettent en œuvre le projet d'In Amenas (**IAP**) en Algérie, dans le nord de l'Afrique. La zone de développement se situe dans le centre est algérien, à environ 1300 KM de la capitale, Alger.

Les coordonnées géographiques des lieux d'implantation sont :

- ✓ La latitude : 30° ;
- ✓ La longitude : 08° ;
- ✓ L'altitude : 100m.

Le développement initial du champ de gaz et condensats de Tigentourine comprend ;

- ✓ 27 Puits de gaz.
- ✓ un réseau collecteur (**Manifold**).
- ✓ Des installations de traitement centralisé (**CPF**).
- ✓ Des pipelines d'évacuation des produits.

Le réseau collecteur comprend ;

- les installations des puits de gaz.
- les conduites des différents puits.

Les collecteurs et les canalisations principales sont conçus pour la collecte des fluides des différents puits et le transport du mélange polyphasique vers les installations centrales de traitement (CPF) ou les fluides seront traités conformément aux spécifications d'exportation. Le développement initial raccorde les puits dans la zone du champ de Tigentourine, par l'intermédiaire des conduites des puits, cinq collecteurs et des canalisations principales

menant à la CPF. Deux canalisations principales sont nécessaires pour le développement de la zone nord du champ et deux autres sont requises pour la zone sud. Les conduites des différents puits sont connectées aux canalisations principales conçus pour permettre le raccordement des puits futur.

IV.2.2. Description des puits de gaz

Le (gathering system) se compose;

- D'une installation de plate forme d'exploitation.
- Des lignes de circulation individuelles.
- Des Trunklines.
- Des manifolds locaux destinés à collecter les fluides produits et à transporter

le mélange polyphasique vers le (CPF).

Où, les fluides seront traités selon les spécifications d'exportation. Le (gathering system) se raccorde à un total de 27 puits dans la zone du champ de Tiguentourine a travers des lignes de circulations des puits individuelles, par le biais de cinq manifolds locaux et des trunklines menant à la (CPF).

Deux trunklines raccordent les puits de la zone nord et les deux autres raccordent les puits de la zone sud à la (CPF). Les manifolds locaux sont destinés à permettre le raccordement des futurs puits.

Les 27 puits fournissent les fluides de production à l'un des 05 manifolds locaux via des lignes de circulations enterrées. Au début de la production, une pression d'arrivée minimale de 72 bars est requise à la (CPF). Le gathering system flotte sur cette contre-pression, ayant pour résultat une pression de service normale de l'ordre de 86-90 bars en aval des vannes d'étranglement des têtes de puits. Les puits ont une pression de fermeture de 183 bars. La tuyauterie de la plate-forme d'exploitation et les lignes de circulation jusqu'aux vannes d'isolement au niveau du manifold sont prévues pour plein régime avec une pression nominale de 203 bars. Les manifolds et les trunklines associées ont une pression nominale inférieure de 120 bars. Dans une condition de blocage, La pression dans le système peut éventuellement augmenter jusqu'à la pression de fermeture des têtes des puits, c'est pourquoi une protection contre la pression est prévue sous forme de PSV à chaque manifold local pour protéger les manifolds et les trunklines en aval.

IV.2.3. Emplacements des puits

Tous les emplacements des puits ont des puits de production simples. Ils sont normalement sans personnel et dotés d'une clôture de sécurité pour prévenir tout accès non autorisé.



Figure (IV.1). Tête de puits, TG : 04.

Les emplacements des puits comprennent les installations suivantes ;

- L'arbre de tête de puits complet avec tableau de commande hydraulique, vanne Latérale d'arrêt de tête de puits et Duse de production.
- Système d'injection d'inhibiteur de corrosion ; actionné par un système de batterie/panneau solaire indépendant.
 - Installations de surveillance de la corrosion.
 - Vanne d'arrêt de ligne de circulation (électro-hydraulique).
 - Débitmètre volumétrique (v-cone).
 - Raccords pour la fixation d'un séparateur d'essai mobile.
 - Indication de pression et température locale (ainsi qu'envoi des informations de températures, pression et débit à la (CCR) du (CPF).
- Duse d'évent manuelle, circuit de torche et borbier.
- RTU alimentée par panneau solaire et batterie de 24V.

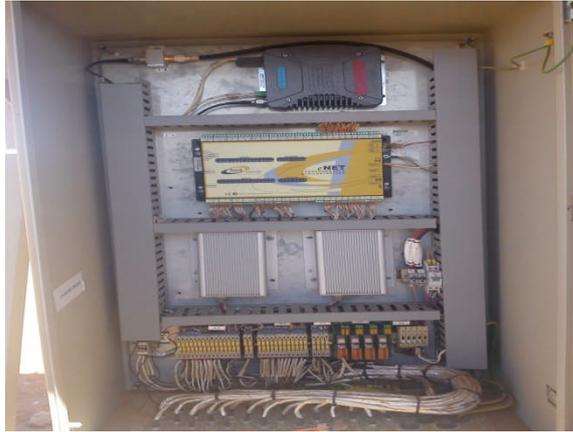


Figure (IV.2). RTU, TG : 04.

IV.2.4. Le contrôle

La pression et la température en tête des puits ainsi que la pression annulaire sont contrôlées au moyen d'indicateurs et transmetteurs locaux afin de permettre un contrôle à distance au niveau du (CPF). La pression annulaire secondaire sera indiquée localement. La vanne latérale et la vanne d'arrêt de la ligne de circulation de la plate forme d'exploitation sont munies d'interrupteurs à maximum (ouvert/ fermés) permettant de contrôler à distance la situation au niveau de la (CPF).



Figure (IV.3). Système pilote local de commande des vannes, TG : 04.

Un système pilote local est prévu pour l'arrêt de la vanne latérale dès détection de haute ou basse pression en amont de la vanne d'arrêt de la ligne de circulation. Un contrôle indépendant des sauts de pression à base de transmetteurs ferme la vanne d'arrêt de la ligne de circulation dès détection de haute ou de basse pression en aval de la vanne d'arrêt.

Des transmetteurs de pression et de température sont prévus en aval de la vanne d'étranglement pour assurer le contrôle à distance au niveau de la (CPF). Chaque tête de puits

est dotée d'un tableau de commande de tête de puit(WHCP), utilisant un système hydraulique au gaz d'instrument comme source d'énergie d'actionnement. Chaque (WHCP) est équipé en fonction du fait que des duses automatisées installées sur tous les puits, bien qu'au démarrage initial, seulement deux puits seront actionnés pour assurer la flexibilité du débit total fourni à la (CPF). Tous les puits sont dotés de la capacité d'arrêt à distance à partir de la salle de contrôle de la (CPF). Un démarrage du puit à distance et automatisé sera effectué. Des thermo fusibles sont prévus pour le (WHCP), et en cas d'incendie, ils arrêteront la vanne latérale et la (TRSCSSV), (seuls les puits à commande hydraulique sont équipés de (TRSCSSV)). L'état d'injection de produits chimiques de la plate forme d'exploitation est contrôlé à distance, y compris l'état des pompes et l'alarme de niveau bas du réservoir d'inhibiteur de corrosion.



Figure (IV.4). Système d'injection d'inhibiteur de corrosion, TG : 04.

IV.2.5. Débits potentiels maximaux des puits

Le (gathering system) est conçu de manière à ce qu'il soit en service normal à la première venue du gaz, les contre pressions maximales admissibles aux têtes des puits individuelles sont celles spécifiées dans l'annexe (A)

Des contre pressions plus élevées réduiront la productivité des puits. Les taux maximaux potentiels individuels des puits fondés sur les contre-pressions des têtes de puits au démarrage sont également donnés ;

Le débit d'exploitation maximum sera limité à **5 (Mm³/ jour/ puit)**, pour les puits qui ont un plus grand potentiel.

Les débits estimatifs des puits et pressions admissible à la première venue du gaz sont ceux spécifiés dans l'annexe (B).

Les autres puits de gaz, sont on réalisation.

- **Remarque**

En conditions d'exploitation normale, le débit maximum individuel des puits est limité à **5 (Mm³/ jour / puit)**, en raison des contraintes de la vitesse érosionnelle du tubing. A la première venue de gaz.

IV.2.6. Composition des fluides des puits producteurs

Le réservoir de Tiguentourine est exploité par un groupe de puits vers le nord (appelé la zone du nord), et un groupe de puits vers le sud (appelé la zone du sud). Les fluides provenant de ces deux zones ont des compositions seulement légèrement différentes. Les fluides de la zone du sud sont légèrement plus riches en hydrocarbures liquides que la zone du nord.

L'alimentation électrique de chaque puit de gaz est assurée par une installation photovoltaïque, qui permet d'avoir un système électrique autonome, indépendant et qui assure la sûreté de fonctionnement des équipements électriques des puits des gaz.

IV.2.7. Présentation de L'installation photovoltaïque

Chaque unité d'alimentation solaire comprend les composants suivant ;

- Panneau solaire (générateur photovoltaïque) ;
24 panneaux, de type (BP Solar 375), chaque panneau est caractériser par ;
 $I_{MAX}=4.55A$ $V_{MAX}=17.6V$ $P_{MAX}=75Wc$ $V_{OC}=22.1V$ $I_{SC}=4.8A$
- 02 bancs de batteries d'accumulateurs en parallèle en Nickel- Cadmium de type ventilé (ouvertes), chaque banc à 18 batteries en série.
 $V_n=1.2Volt$ $C_{120}=735Ah$. $V_{min}=1 Volt$.
- Régulateur de charge batterie.
- Limiteur ou contrôleur de tension. (OVL over voltage limiter)
- Coffret de distribution.
- Voyants lumineux, appareils de mesure et signalisation.
- Structure de support.
- Câbles d'interconnexions des équipements susmentionnés.

L'installation photovoltaïque est bien détaillée dans l'annexe (C).

Cette unité d'alimentation solaire permet d'alimenter les différentes charges existantes au niveau du puit de gaz, cité-sous dessous ;

- Un servomoteur de vanne de fermeture de conduite d'écoulement.
 $P=750W$ $V=24V$ $I=31.25A$
- Un panneau de commande du plateau de l'inhibiteur de corrosion.

$$P=240W \quad V=24V \quad I=10A$$

- Panneau de commande de tête de puits.

$$P=35W \quad V=24V \quad I=1.458A$$

- Moteur de la pompe de vanne du panneau de contrôle des têtes de puits.

$$P=1000W \quad V=24V \quad I= 41.66A$$

- Un servomoteur d'étrangleur.

$$P=12W \quad V=24V \quad I=0.5A$$

- Remonte terminal unit. (RTU).

$$P=4W \quad V=24V \quad I=0.166A$$

- Jauges de fond.

$$P=1W \quad V=24V \quad I=0.0416A$$

L'alimentation de ces charges est bien détaillée dans l'annexe (D).

IV.2.8. Exposition du problème

Les puits de gaz assurent l'alimentation des unités de traitement en gaz brute. Afin d'assurer une alimentation stable, sûre, sans aucun impact sur l'environnement, les concepteurs des installations électriques de ce projet ont choisi une alimentation en 24V fournie par des batteries de type NI-Cd 735Ah.

Parmi les conditions requises par la JV(SONATRACH, BP et STATOIL) pour assurer une continuité de production des puits de gaz, le système doit garantir l'alimentation des équipements pendant cinq jours sans ensoleillement. Malheureusement cette autonomie n'est pas toujours garantie et il arrive parfois que les puits se déclenchent à cause des chutes de tension. C'était le cas durant l'hiver 2011 où l'on a enregistré une baisse de production importante au niveau de ces puits. (5Milion m³/jour/ puit).

La durée d'intervention est en minimum 5 h, à cause de ;

- L'éloignement des puits.
- La durée de rétablissement du puit, et sa mise en production.
- La durée de charge des batteries.
- Pas d'intervention dans la nuit.

Comme solution temporaire ils ont augmenté la profondeur de décharge des batteries par changement les points de consigne sur le contrôleur, mais avec deux inconvénients :

- Réduction de la durée de vie des batteries.
- Surcharge des équipements, travaillant au dessous de la tension nominale.

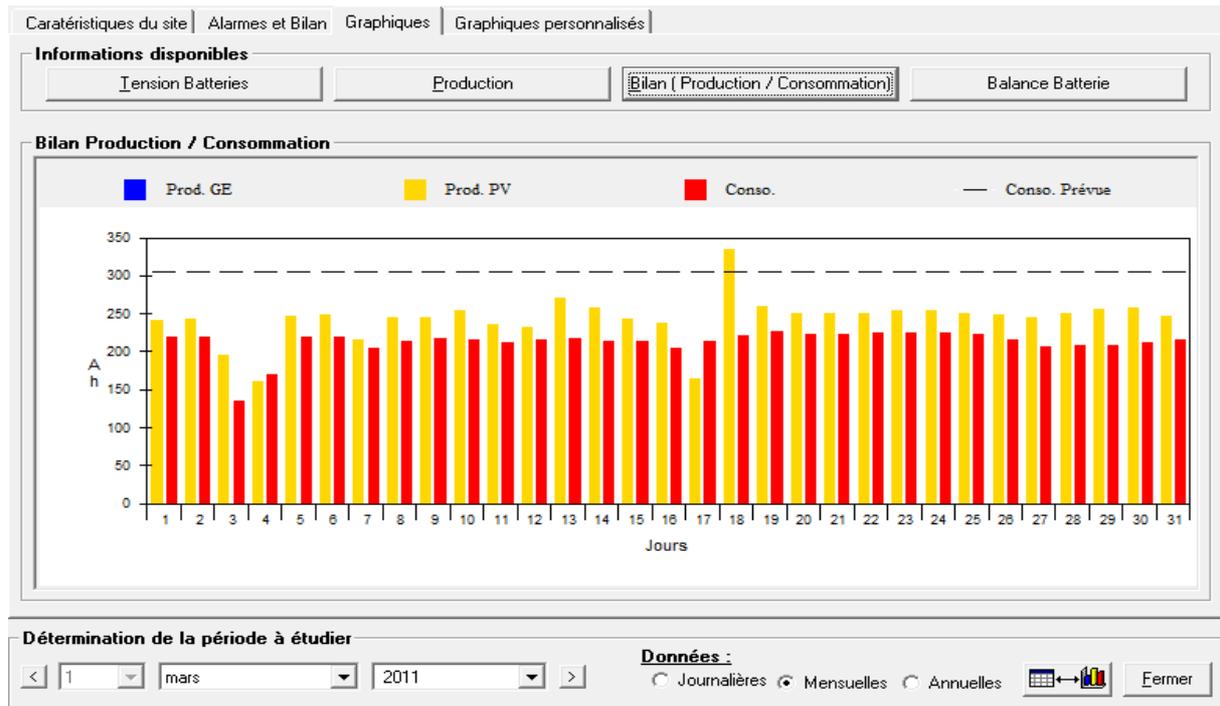


Figure (IV.5). Bilan (production / consommation) [19].

La figure ci-dessus, résume le problème posé précédemment. D'après cette figure on observe deux creux, ou la consommation est plus grande que la production qui provoque le déclenchement du puit.

Au 4^{ième} jour du mois de mars :

- Production : 160.3 Ah
- Consommation : 169.2 Ah

Au 17^{ième} jour du mois de mars :

- Production : 164.2 Ah
- Consommation : 214.3 Ah

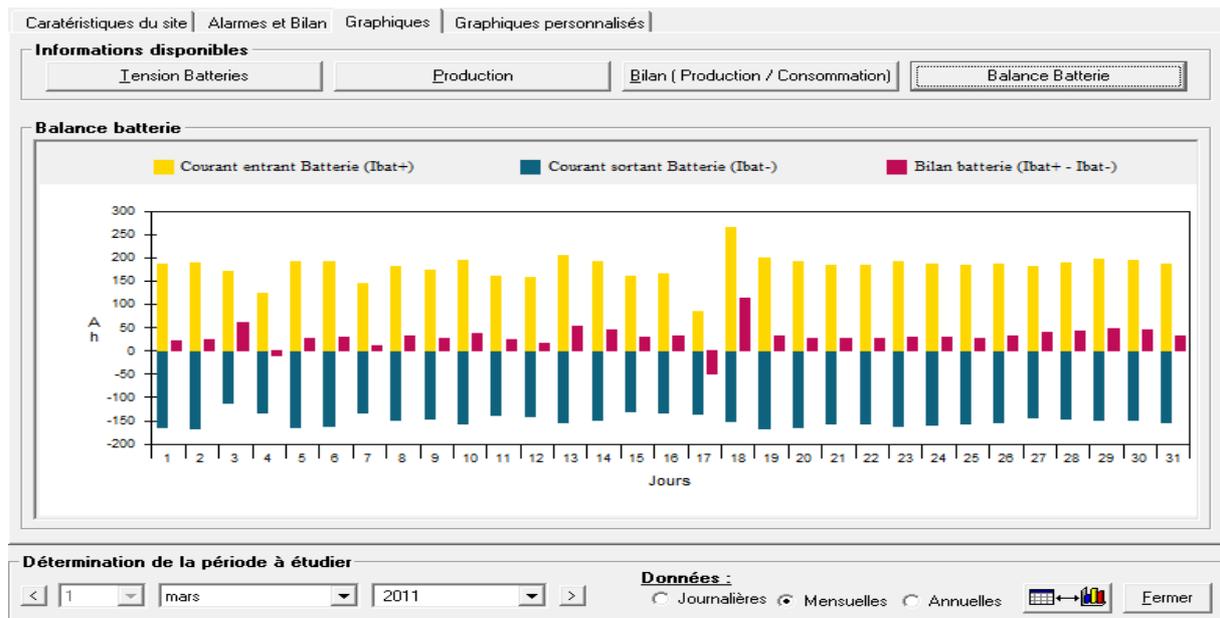


Figure (IV.6). Balance batterie [19].

Comme la figure (IV.5), on remarque aussi deux creux qui signifient que le courant de sortie de la batterie est plus grand que le courant entrant, qui provoque le déclenchement du puit.

Au 4^{ème} jour du mois de mars :

- $I_s = 130 \text{ Ah}$.
- $I_e = 120 \text{ Ah}$.

Au 17^{ème} jours du mois de mars :

- $I_s = 150 \text{ Ah}$.
- $I_e = 100 \text{ Ah}$.

Le but de cette étude est de refaire le dimensionnement et de corriger l'erreur commise dans le système photovoltaïque, pour éviter les creux obtenus dans les deux dernières allures d'une façon d'avoir un équilibre (Production / Consommation).

IV.3. Proposition d'une solution photovoltaïque

IV.3.1. Estimation du besoin énergétique

La méthode la plus utilisée pour l'estimation des besoins de puissance et d'énergie, consiste à recenser les différents appareils électriques et leurs durées d'utilisation.

Pour mesurer la puissance totale maximale nécessaire pour le bon dimensionnement de l'installation photovoltaïque, nous avons fait en sorte que tous les appareils soient en plein fonctionnement.

Les puissances relevées des plaques signalétiques des différents équipements électriques et l'estimation des durées de leur fonctionnement sont illustrés dans le tableau (IV.1), cité sous-dessous:

TG N°4	Description des charges sur Chaque unité solaire	Charge électrique 24V Chaque élément	Remarque
Tête de puit	Servomoteur de vanne de fermeture de conduite d'écoulement	750W	FLC du moteur=20A LRC (Départage)=40A pendant 1 S
		20 W	La résistance anti-corrosion
	Panneau de commande du plateau de l'inhibiteur de corrosion	240W	Moteur FLC= 8A LRC(Départage)=70A L'orque le moteur est en arrêt
	Panneau de commande de tête de puit	35W	//
	Moteur de la pompe de vanne du panneau de contrôle des têtes de puit	1284W	FLC du moteur=21A LRC(Départage)=40A pendant 1 Sec
	Servomoteur d'étrangleur	12W	//
	RTU	4W	//

Tableau (IV.1). Bilan de puissance.

Donc ; $P_{\text{totale}} = 2345 \text{ W}$.

Les énergies consommés en (Wh/jr) par les charges sont calculés comme suit ;

$$E_i = P_i \times \Delta t_i \quad (\text{IV.1})$$

Les calculs des énergies journalières consommée par les charges de puit de gaz sont illustrés dans le tableau (IV.2), cité sous-dessous;

	Description des charges sur Chaque unité solaire	Charge électrique 24V Chaque élément	Durée de fonctionnement	L'énergie consommée en (Wh/jr).
Tête de puit	Servomoteur de vanne de fermeture de conduite d'écoulement	750W	9min/jr	112.5
		20W	23.85h/jr	477
	Panneau de commande du plateau de l'inhibiteur de corrosion	240W	24h/jr	5875.2
	Panneau de commande de tête de puit	35W	24h/jr	840
	Moteur de la pompe de vanne du panneau de contrôle des têtes de puit	1284W	8 min/jr	171.2
	Servomoteur d'étrangleur	12W	8 min/jr	1.6
	RTU	4W	24h/jr	96
			Totale (Wh / jr)	7573.5

Tableau (IV.2). Bilan d'énergie.

IV.3.2. Calcul de l'énergie à produire

L'énergie à produire par le champ photovoltaïque est calculé par la formule suivante :

$$E_{PV} = E_C / K \quad (IV.2)$$

E_{pv} : l'énergie à produire par le champ photovoltaïque en (Wh / jr).

E_c : L'énergie totale consommée en (Wh / jr).

K : Le coefficient correcteur.

Le coefficient K vari selon ;

- l'incertitude météorologique.
- L'incertitude non corrigée des modules suivant les saisons.
- Le point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal et qui peut être

aggravé par : la baisse des caractéristiques des modules, les pertes dans les raccordements, elles s'accumulent avec le temps (vieillesse et salissure).

- Le rendement du régulateur qui est généralement égale à ; 0.95.
- Le rendement de charge et décharge de la batterie ; 0.8 à 0.9.
- Les pertes dans les câbles de connexion.

Sa valeur théorique est comprise entre 0.55 et 0.75, mais en pratique la moyenne utilisée pour le système avec batterie est de ; **0.65**.

Pour notre installation l'énergie à produire est de ;

$$E_{pv}=7573.5 / 0.65$$

$$\text{Donc ; } E_{pv} = 11651.538 \text{ Wh / jr.}$$

IV.3.3. Dimensionnement des différents composants du système

IV.3.3.1. Choix de la méthode de dimensionnement

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque :

a) La méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation

Cette méthode permet d'optimiser le dimensionnement d'un système dans des conditions complexes (fluctuation saisonnières de l'irradiation, ciel couvert (nuageux),...etc.) garce un logiciel adapteur. L'inconvénient de cette méthode est qu'il faut connaître les radiations pour un nombre d'années très grand (10 ans minimum).

b) La méthode du mois le plus défavorable

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année ou dans certains pays la période d'hivers est rude.

c) La méthode de la moyenne annuelle

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise aussi, l'irradiation journalière en ($\text{KWh/m}^2/\text{jr}$), pour une durée d'une année.

• Remarque

La méthode du mois le plus défavorable est celle qui convient le mieux pour notre installation du fait qu'elle nous donne une meilleur précision que les deux autres méthode cités.

IV.3.3.2. Dimensionnement du champ photovoltaïque par la méthode annuelle

Pour déterminer le nombre des modules photovoltaïques nécessaire pour notre installation, il est primordial de connaître l'orientation et l'inclinaison de ces modules ainsi que le flux globale d'irradiation solaire annuelle du lieu d'implantation.

a) Orientation et inclinaison des panneaux solaire

On appelle orientation le point cardinal vers le quel est tournée la face active du panneau (sud, nord,...). Les panneaux sont toujours orientés vers l'équateur ;

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord.
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère Sud.

Elle indique l'angle que fait le panneau avec l'horizontale, elle se comporte en degrés.

Pour que les modules produisent un maximum d'énergie, il faut que les surfaces soient perpendiculaires aux rayons solaires, or le soleil d'une saison à l'autre n'a pas la même inclinaison ; selon les saisons, à midi, il est plus au moins plus haut dans le ciel. On doit donc ; incliner les modules pour qu'ils soient face au soleil.

L'inclinaison(i) des panneaux est donnée par la relation suivante :

$$i = \varphi - \text{Arc sin}[0.4 \times \sin(360 \times \frac{N}{365})] \quad (\text{IV.3})$$

Avec:

φ : La latitude du lieu;

N : Le nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, (de signe négatif vers la saison froide).

On peut concevoir de trois façons de collecter l'énergie solaire à l'aide des panneaux photovoltaïques.

La première méthode consiste à orienter ce dernier perpendiculairement aux rayons solaire à l'aide d'un système de poursuite automatique du soleil.

Une aidée serait de changer manuellement l'orientation des panneaux à chaque saison, vers une direction ou l'intensité du rayonnement sera maximale. Cette façon d'utiliser des panneaux solaire nécessite l'intervention du personnel à des moments précis de l'année.

La manière la plus élégante de se servir des panneaux solaire avec une orientation une fois pour toute, vers une direction pour laquelle l'énergie totale collecté dans l'année est maximale(en tenant compte de l'écart entre le maximum et le minimum d'énergie reçu par les modules).

Un autre type de choix de l'inclinaison est d'utiliser le tableau (IV.3) ci-dessous, qui indique la relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux solaire [18].

Latitude	Inclinaison
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15^\circ$

Tableau (IV.3). Choix de l'inclinaison.

Rappelons que la latitude de notre site est de ; 30° Nord. D'après le tableau (IV.3), l'inclinaison des panneaux est de ;

$$\alpha = \varphi + 10^\circ ;$$

$$\text{Donc ; } \alpha = 40^\circ.$$

b) L'irradiation solaire

Il existe plusieurs méthodes pour estimer le flux global d'irradiation solaire qui tiennent compte essentiellement des données d'insolation.

✓ **Modèle d'Angstrom.**

Le flux globale d'irradiation solaire (H) reçu quotidiennement au niveau de la surface terrestre sur le plan horizontal [18], est donné par la relation suivante ;

$$\frac{H}{H_0} = X \times \left(\frac{SS}{SS_0} \right) + Y + e \quad (\text{IV.4})$$

Tel que :

H_0 : la valeur correspondante du flux global d'irradiation solaire, obtenue hors atmosphère ;

SS : la valeur journalière de l'ensoleillement;

SS_0 : la valeur journalière de l'ensoleillement hors atmosphère ;

X et Y sont des coefficients de régression ;

e : l'erreur résiduelle.

✓ **Modèle de Coppolino :**

Pour des latitudes proches de la zone méditerranéenne, l'équation de (*Coppolino*) [18], qui permet aussi d'évaluer le flux globale d'irradiation solaire est comme suit ;

$$H = 7.8 \times (SS)^{0.5} \times (\sin(h))^{1.15} \times \left(\frac{10^6}{3600}\right) \quad (\text{IV.5})$$

Ou :

H est exprimé en (Wh / m²), l'insolation SS est traduit en heures et la hauteur h du soleil est donnée en radians.

Lorsqu'on utilise l'équation d'Angstrom pour déterminer (**H**) à partir de **SS**, il faut connaître les valeurs hors atmosphère **H₀** et **SS₀**, quant à l'équation de Coppolino, il faut connaître la hauteur du soleil tel que :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \times \sin(\delta) + \cos(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) \quad (\text{IV.6})$$

Avec :

φ : la latitude du lieu ;

δ : La déclinaison ;

ω : L'angle horaire.

Vue à l'indisponibilité de quelques valeurs pour utiliser l'une des deux méthodes, nous avons utilisé le tableau cité sous- dessous, qui indique les valeurs du flux d'irradiation solaire reçu sur un plan incliné de 40° à In-amines (Tiguentourine).

Tableau (IV.4). (L'irradiation mensuelle dans l'année)[20].

PREDICTING SYSTEM PERFORMANCE														
Month	>	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUNE	JULY	AUG	SEPT	OCT	NOV	DEC	YEARLY
Irradiation on 40 °/ horiz.	>	6527	6931	6966	6466	5952	5827	6103	6498	6861	6941	6562	5899	6461 Wh/m2/d

Le tableau: (IV.4), indique l'irradiation journalière en fonction des mois et d'inclinaison ;

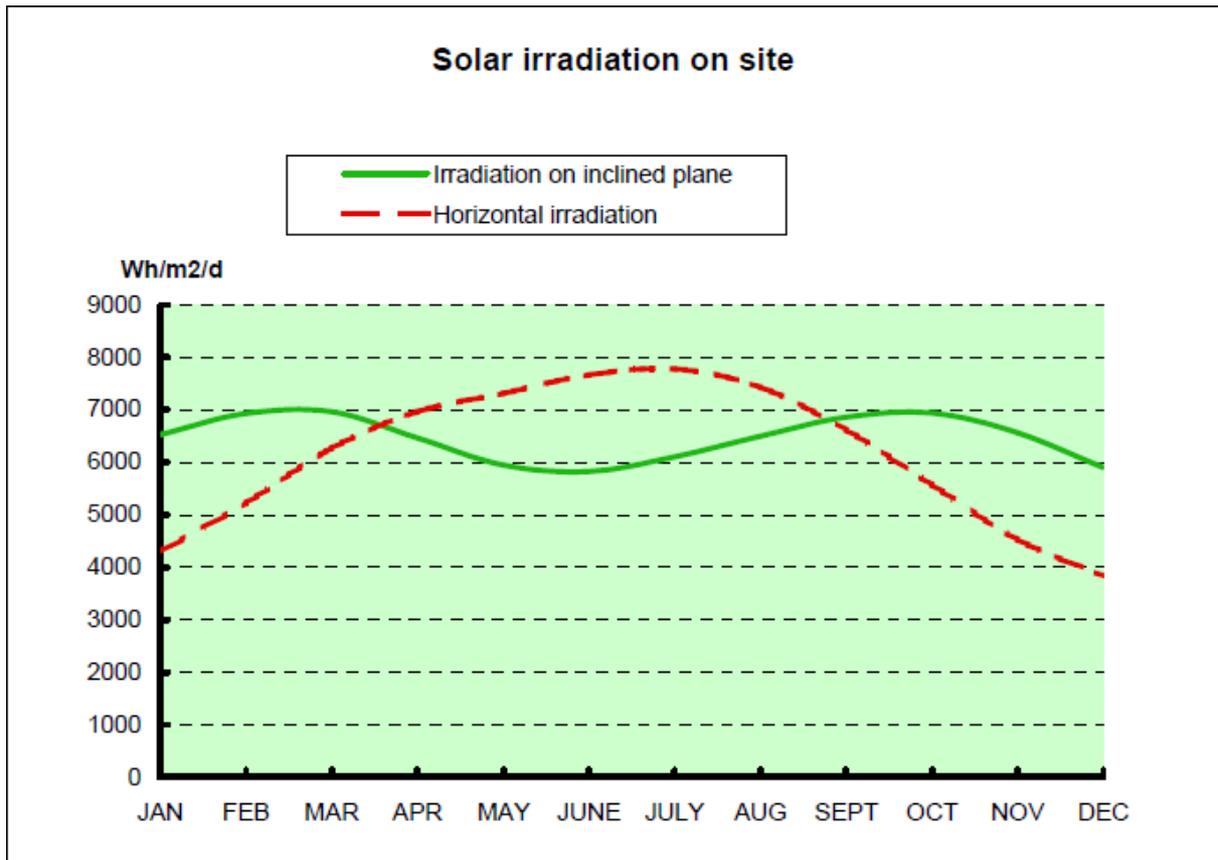


Figure (IV.7). Irradiation solaire [20].

D'après le tableau (IV.4) ; l'irradiation moyenne annuelle pour un plan incliné de 40°est de ; **6.461** (KWh / m²/jr).

c) Calcul de la puissance crête totale du champ photovoltaïque

La puissance crête totale du champ photovoltaïque, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par ;

$$P_{PV} = \frac{E_{PV}}{I_r} \quad (IV.7)$$

Ir : L'irradiation moyenne annuelle.

$$P_{pv} = 11651.538 / 6.461$$

Donc ; $P_{pv} = 1803.36$ Wc.

d) Choix de la tension de fonctionnement

La tension du champ photovoltaïque dépend du type d'application, de la puissance photovoltaïque du système, de la disponibilité des matériels (modules et récepteur),

de l'extension géographique du système. Elle est choisit généralement en fonction de la puissance crête du champ tel que ;

Tableau (IV.5). Les tensions recommandées pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leurs Puissances [21].

Puissance du champ	0-500W _c	500W _c -2KW _c	2-10KW _c	>10W _c
Tension recommandée Volt (DC)	12V	24V	48V	>48V

Pour notre installation nous choisissons une tension de 24Volt (VDC).

e) Détermination du nombre de modules à installer

- Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante ;

$$N_m = \frac{P_{PV}}{P_c} \quad (IV.8)$$

Avec :

P_{pv} : puissance crête de l'installation ;

P_c : puissance crête unitaire.

- Le nombre de modules connectés en série est égale a ;

$$N_{m,s} = \frac{V_{PV}}{V_U} \quad (IV.9)$$

Avec :

V_{pv} : Tension du générateur PV ;

V_u : Tension nominale unitaire.

- Le nombre de modules connectés en parallèle est égale à ;

$$N_{m,p} = \frac{N_m}{N_{m,s}} \quad (IV.10)$$

Pour notre installation on choisit les mêmes panneaux utilisé dans les autres puits de gaz.

Le nombre total de module à installer ;

$$N_m = 1803.644 \text{ Wc} / 75 \text{ Wc.}$$

Donc ; $N_m = 24.04$.

On prend ; $N_m = 24$ modules, pour chaque puits de gaz.

- **Remarque**

Il y a 27 puits de gaz.

Le nombre de modules connectés en série ;

$N_{m,s} = 24 / 17.6$ Donc ;

$N_{m,s} = 01.36$

Donc ; $N_{m,s} = 02$ modules en série.

Le nombre de modules en parallèle ;

$N_{m,p} = 24 / 2$ Donc ; $N_{m,p} = 12$ modules.

- **Remarque**

Le courant total fourni par les panneaux est ;

$$I_{\text{tot}} = 12 \times I_{\text{max}} = 12 \times 4.55$$

$$I_{\text{tot}} = 54.6 \text{ A.}$$

Ce courant est très élevé, donc ; pour adapter ce courant aux équipements existant, on va les diviser en quatre sous-système de 450.91 Wc.

Le nombre de modules pour chaque sous-générateur sera alors ; 06 modules.

IV.3.3.3. Dimensionnement du champ photovoltaïque par la méthode du mois le plus défavorable

a) Calcul de la puissance crête totale du champ photovoltaïque

La puissance crête totale du champ photovoltaïque, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par ;

$$P_{PV} = \frac{E_{PV}}{I_r} \quad (\text{IV.11})$$

I_r : L'irradiation du mois le plus défavorable.

$$P_{pv} = 11651.538 / 5.827$$

Donc ; $P_{pv} = 1999.58 \text{ Wc.}$

b) Détermination du nombre de modules à installer

- Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante ;

$$N_m = \frac{P_{PV}}{P_U} \quad (IV.12)$$

Avec :

P_{PV} : puissance crête de l'installation ;

P_U : puissance crête unitaire.

- Le nombre de modules connectés en série est égale a ;

$$N_{m,s} = \frac{V_{PV}}{V_U} \quad (IV.13)$$

Avec :

V_{PV} : Tension du générateur PV ;

V_u : Tension nominale unitaire.

- Le nombre de modules connectés en parallèle est égale à ;

$$N_{m,p} = \frac{N_m}{N_{m,s}} \quad (IV.14)$$

Pour notre installation on choisit les mêmes panneaux utilisé dans les autres puits de gaz.

Le nombre total de module à installer ;

$$N_m = 1999.58 \text{ Wc} / 75 \text{ Wc}$$

$$\text{Donc ; } N_m = 26.66$$

On prend ; $N_m = 28$ modules, pour chaque puits de gaz.

Remarque ;

Il y à 27 puits de gaz.

Le nombre de module connectés en série ;

$$N_{m,s} = 28 / 17.6 \quad \text{Donc ;}$$

$$N_{m,s} = 01.59$$

Donc ; $N_{m,s} = 02$ modules en série.

Le nombre de modules en parallèle ;

$$N_{m,p} = 28 / 2 \quad \text{Donc ; } N_{m,p} = 14 \text{ modules.}$$

- **Remarque**

Le courant total fourni par les panneaux est ;

$$I_{\text{tot}} = 14 \times I_{\text{max}} = 14 \times 4.55$$

$$I_{\text{tot}} = 63.7 \text{ A.}$$

Ce courant est très élevé, donc ; pour adapter ce courant aux équipements existant, on va les diviser en sept sous système de 285.65 Wc.

Le nombre de modules pour chaque sous-générateur sera alors ; 04 modules.

IV.3.3.4. Dimensionnement des batteries

Pour déterminer la capacité des batteries, on utilise l'équation suivante ;

$$C_{\text{bat,tot}} = \frac{E_C(\text{Wh/ jr}) \times N_a}{V_{\text{PV}} \times R_b \times P_{\text{DD}}} \quad (\text{IV.11})$$

Avec :

N_a : 05 jours ; nombre de jours d'autonomie de la batterie ;

V_{pv} : 24V ; tension du banc des batteries ;

R_b : 0.9 ; le rendement de la batterie ;

P_{DD} : 0.8 ; la profondeur de décharge de la batterie.

$$C_{120}(\text{Ah}) = 7573.75 / 0.8 \cdot 0.9 \cdot 24$$

Donc ;

$$C_{120}(\text{Ah}) = 2191.40 \text{ Ah.}$$

Dons ; pour chaque banc des batteries à une capacité de ; $C_{120} = 1095.7 \text{ Ah}$.

D'après les conditions climatique du site, le meilleur type de batterie c'est ; (Ni-Ca)

Parceque sa marge de fonctionnement correspond à notre site (-5° +45°C).

Le différent type de batteries de (Ni-Ca), est bien détaillé dans l'annexe (E).

- **Remarque**

La jv exige 02 banc de batteries en parallèle à cause le manque d'espace au dessous des panneaux.

Le nombre des batteries en parallèles est ;

$$N_{\text{bat,p}} = \frac{C_{\text{bat,tot}}}{C_{\text{bat,U}}} \quad (\text{IV.12})$$

$$N_{\text{bat, p}} = 1095.7 / 735$$

$$N_{\text{bat, p}} = 1.49$$

Donc ;

On a 02 bancs de batteries en parallèles.

$$N_{\text{bat, s}} (\text{Banc01}) = 24 / 1.2 = 20.$$

Donc;

Le nombre total des batteries est ; 40 batteries.

IV.3.3.5. Dimensionnement du régulateur

Parmi les différents types de régulateurs, on doit choisir, celui qui est le mieux adapté à notre installation. Afin de déterminer ses caractéristiques on sépare souvent les deux fonctions de régulateur ; (charge et décharge).

La régulation de charge (à l'entrée) est fonction de la puissance du générateur, donc du courant produit par les modules. La régulation de décharge (à la sortie) est fonction de la puissance totale des récepteurs donc du courant consommé par ces derniers.

- **Tension nominale** : c'est la tension nominale du champ photovoltaïque.
- **Le courant d'entrée** : doit être supérieur à la valeur maximale produite par le générateur. Pour estimer ce courant, on prend 1.5 fois le courant de court – circuit total des modules pour un régulateur shunt (pour de faible puissance), pour un régulateur série 1.5 fois le courant total au point de puissance maximale (pour moyenne puissance) et de même pour un régulateur MPPT (pour de grande puissance).
 - **Le courant de sortie** : doit être supérieure à la valeur maximale appelée par les récepteurs lorsqu'ils fonctionnent tous au point maximum de leur puissance de fonctionnement.

Le régulateur choisit

La tension d'alimentation : 24Volt.

$$\text{Le courant d'entrée : } I_e = 4.8 \times 14 \times 1.5$$

$$I_e = 100.8 \text{ A.}$$

$$\text{Le courant de sortie : } I_s = (2345 \times 1.5) / (24 \times 14)$$

$$I_s = 10.46 \text{ A}$$

IV.3.3.6. Dimensionnement des câbles

Il est nécessaire de limiter la longueur des câbles électriques entre le générateur photovoltaïque et les récepteurs. Cette distance n'excède jamais quelques mètres.

En effet les systèmes solaires fonctionnent généralement sous faible tension (12V, 24V, 48V), donc ; avec un courant élevé ($P = U \times I$), Si U est faible, I est très élevé pour la même puissance). Le transport à distance de ce courant de plusieurs ampères provoque des pertes par effet joule aux niveaux des conducteurs.

$$P_j = \Delta V \times I = R \times I^2 \quad (\text{IV.13})$$

Avec :

ΔV : Les pertes par effet joule ;

R : résistance du câble ;

I : Courant de circulation.

On calcul de la sections des câbles ;

D'après les formules suivantes ;

$$S = \frac{\rho \times L}{R} \quad (\text{IV.14})$$

$$R = \frac{\Delta V}{I} \quad (\text{IV.15})$$

Et;

$$\Delta U = e \times V$$

$$S = \frac{\rho \times I \times L}{e \times V} \quad (\text{IV.16})$$

a) Entre les panneaux et UCP

La chute de tension admissible tolérée Epsilon = 0.04 [21].

$\rho = 0.017 \text{ Ohm mm}^2/\text{m}$ (câble de cuivre).

$L = 2 \text{ m}$.

$I = 4.8 \times 14 = 67.2 \text{ A}$.

$V = 24\text{V}$.

Donc; $S = 2.38 \text{ mm}^2$.

b) Entre UCP et le contrôleur de charge

La chute de tension admissible tolérée Epsilon = 0.04 [21].

$\rho = 0.017 \text{ Ohm mm}^2/\text{m}$ (câble de cuivre).

L = 10 m.

Donc; S = 11.9 mm².

c) Entre le contrôleur de charge et l'OVL

La chute de tension admissible tolérée Epsilon = 0.004 [21].

$\rho = 0.017 \text{ Ohm mm}^2/\text{m}$ (câble de cuivre).

L = 3 m.

Donc; S = 30.6 mm².

d) Entre L'OVL et power distribution board

La chute de tension admissible tolérée Epsilon = 0.004 [21].

$\rho = 0.017 \text{ Ohm mm}^2/\text{m}$ (câble de cuivre).

L = 3 m.

Donc; S = 35.7 mm².

e) Entre batterie et le contrôleur de charge

La chute de tension admissible tolérée Epsilon = 0.004 [21].

$\rho = 0.017 \text{ Ohm mm}^2/\text{m}$ (câble de cuivre).

L = 3 m.

Donc; S = 35.7 mm².

	Caractéristiques		Nombre d'unité	Nombre total
Modules	(I)	75W _C	04	24
	(II)	75W _C	07	28
Régulateur	24V I _e =100.8 A I _s =10.46 A		1	1
Batteries	920Ah 1.2V		20	40

Tableau (IV.6). Tableau récapitulatif.

Tel que :

(I) : Correspond à la méthode annuelle.

(II) : Correspond à la méthode du mois le plus défavorable.

Pour le choix des sections des câbles est bien détaillé dans l'annexe (F).

IV.4. Le cout du système photovoltaïque [22].

Désignation	Nombre	Prix unitaire	Prix total
Module 75W _C / 12	28	359 €	10052 €
Batterie 920 Ah / 1.2 V	40	150 €	6000 €
Régulateur IP65 avec affichage digital 140 / 70 A	01	1747 €	1447 €
BP GM : (BP-RI)	01	370 €	370 €
Boite de jonction	01	229 €	229 €
Coffre à batteries	02	542 €	1084 €
Structure de fixation des modules	04	105 €	420 €

Tableau (IV.7). Les prix estimatifs des différents composants du système PV.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons proposé une nouvelle installation photovoltaïque pour l'alimentation des puits de gaz de l'association (JV), qui présentait une insuffisance causant des déclenchements et donc des arrêts de production. Nous avons dimensionné les différents composants de l'installation Photovoltaïque à savoir les panneaux photovoltaïques, les batteries, le régulateur et les câbles. Le dimensionnement c'est fait en utilisant les deux méthodes préconisées qui sont :

- la méthode de la moyenne annuelle d'irradiation;
- la méthode du mois le plus défavorable, la plus utilisée dans des sites de ce genre.

Les résultats obtenus par la méthode annuelle sont identiques à ceux qui sont dans le site, mais généralement pour les sites isolés, on utilise la méthode du mois le plus défavorable parce qu'elle est plus précise.

La deuxième méthode nous conduit à une installation PV avec plus de modules (28 au lieu de 24 panneaux) et plus de batteries (40 au lieu de 36 batteries).

Cette installation garantit une meilleure alimentation des puits de gaz, ce qui devrait d'éviter les déclenchements des puits.

Références bibliographiques

- [1] de Brichambuat, C.P., C. Vague, *Le gisement solaire*. Ed Technique et Documentation (Lavoisier). Paris (1982).
- [2] Bernard, J., *Energie solaire: calculs et optimisation*. Ed Ellipses. (2004).
- [3] Ouali, K. *Influence des capteurs météorologique sur le rayonnement solaire à Béjaia*. Mémoire de Magister, Université de Béjaia, (2011).
- [4] Khaled, M. *Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique*. mémoire de Magister, Université de Constantine, (2008).
- [5] Mukund, R.P., *Wind and solar power systems*. Ed CRC Press. New York (1999).
- [6] Labouret, A., M.P. Viloz, *Energie solaire photovoltaïque: le manuel du professionnel (Série électrotechnique)*. Ed Dunod. (2003).
- [7] Domain, F., *Formation solaire photovoltaïque: Systèmes solaires photovoltaïques*, Institut National de l'Energie Solaire, (2010).
- [8] Belhadj, M. *Modélisation d'un Système de Captage Photovoltaïque autonome*. Mémoire de Magister, Université de Béchar, (2008).
- [9] Singo, A.T. *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. Thèse de doctorat, Henri Poincaré, Nancy (2010).
- [10] Boussekine, A., N. Guermouche. *Contribution à l'étude des systèmes de pompage photovoltaïque*. Mémoire d'ingénieur, Université de Bejaia, (2010).
- [11] BP. *Information général sur le photovoltaïque. Informations techniques*, Apex BP Solar, (2000).
- [12] BP. *Installation de générateur photovoltaïque autonome*, Apex BP Solar, (2000).
- [13] Belhadj, M., T. Benouaz, *et al.*, Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque, *Revue des Energies Renouvelables* 13, 257-264 (2010).
- [14] Diaf, S., D. Diaf, *et al.*, A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system, *Energy Policy* 35, 5708-5718 (2007).
- [15] Gergaud, O., B. Multon, *et al.*, Analysis and experimental validation of various photovoltaic system models, (2002).
- [16] Lalouni, S. *Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batteries*. Mémoire de Magister, Université de Bejaia, (2005).
- [17] BP. *75 Watt Photovoltaic Module. 4033E-1 02/04*, Apex BP Solar, (2004).

- [18] Benmahrez, B., F. Oudihat. *Etude et dimensionnement d'une alimentation solaire pour les locaux administratifs de la société IFRI*. Mémoire d'ingénieur, Université de Bejaia, (2010).
- [19] Datapex, Version 5.08, BP Solar.
- [20] BP. *Installation, Opération & Maintenance Manual For IN Aminos Project. TGN°4*, Apex BP Solar, (2006).
- [21] Labouret, A., M. Villos, *Energie solaire photovoltaïque*. Ed Dunod. (2006).
- [22] ERM Automatismes., *Catalogue systèmes photovoltaïques site isolé*, (2009).

Conclusion générale

L'objet de notre travail était l'étude et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque, pour l'alimentation des puits de gaz de l'association (JV) qui existe déjà, afin de corriger les erreurs commises lors de l'installation.

Quelques notions sur le rayonnement solaire et les différents paramètres intervenant dans les calculs ont été passés en revue. Le principe de fonctionnement d'une cellule PV, ainsi que les technologies de fabrication utilisées ont été abordés.

Un modèle électrique du panneau photovoltaïque BP-Solar, TYPE 375 a été présenté. Ses caractéristiques courant-tension et puissance-tension ont été simulées dans l'environnement Matlab/Simulink. L'influence de la température et de l'éclairement sur le rendement du panneau solaire a été mise en évidence par simulation.

Les différents types des systèmes PV, leurs composants et leurs installations ont été présentés.

Nous avons dimensionné les différents composants de l'installation Photovoltaïque à savoir les panneaux photovoltaïques, les batteries, le régulateur et les câbles. Le dimensionnement c'est fait en utilisant les deux méthodes préconisées qui sont :

- la méthode de la moyenne annuelle d'irradiation;
- la méthode du mois le plus défavorable, la plus utilisée dans des sites de ce genre.

Les résultats obtenus par la méthode annuelle sont identiques à ceux existants dans le site. La deuxième méthode nous conduit à une installation PV avec plus de modules (28 au lieu de 24 panneaux) et plus de batteries (40 au lieu de 36 batteries).

Cette installation garantit une meilleure alimentation des puits de gaz, ce qui devrait d'éviter les déclenchements des puits.

En perspective, il serait intéressant d'utiliser des régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracker) dans les puits, pour mieux optimiser la puissance des panneaux photovoltaïques.

INA Max Well Test Evaluation Spreadsheet -March- 2012
 Updated by youcef ---March 2012

SYST	WELLS	New Measured Max Rate	Choke Position (%)	WHP (Bars)	Flow line pressure (Bars)	Date New Test	Tester	Old Max Rate	Old Choke Position (%)	Old WHP (Bars)	Flow line pressure (Bars)	Date Old Test	New DP choke (bars)	Comment
1	Tg-315bis	2,13	100	75	74	15th March2012	Youcef	2,15	100	76	75	11th February2012	1	
	Tg-326z	1,78	100	75	74	15th March2012	Youcef	1,85	100	76	75	11th February2012	1	
	Tg-308	0,98	100	74	73	15th March2012	Youcef	1,00	100	76	75	11th February2012	1	
	Tg7bis	0,45	100	74	73	15th March2012	Youcef	0,39	100	76	75	11th February2012	1	
	Tg333	0,8	100	73	69	15th March2012	Youcef	0,76	100	75	70	11th February2012	4	Monitoring the production rate
	Tg331	0,42	100	73	71	15th March2012	Youcef	0,44	100	74	72	11th February2012	2	Monitoring the production rate
	Tg353	1,92	100	76,4	75,5	15th March2012	Youcef	1,95	100	77	76	11th February2012	0,9	
2	Tg-317bis	0,72	100	75,9	75,6	15th March2012	Youcef	0,75	100	75	74	11th February2012	0,3	
	Tg-305bis							1,05	100	77	75	11th February2012	2	Closed for Workover operation
	Tg-327	0,30	100	76,7	76,3	15th March2012	Youcef	0,35	100	75	74	11th February2012	0,4	
	Tg-328	0,52	100	76	75,5	15th March2012	Youcef	0,53	100	76	75	11th February2012	0,5	
	Tg352	0,37	100	76	75	15th March2012	Youcef	0,52	100	76	75	11th February2012	1	Monitoring the production rate
	Tg351	0,24	100	76,5	76	15th March2012	Youcef	0,25	100	75	74	11th February2012	0,5	
3	Tg-312bis	1,35	100	76	75	20th March2012	Youcef						1	
	Tg-303	0,8	100	78	77	15th March2012	Youcef	0,89	100	75	74	11th February2012	1	
	Tg-306bis	0,76	100	78	77	15th March2012	Youcef	0,75	100	78	77	11th February2012	1	
	Tg-3bis	1,74	100	79	78	15th March2012	Youcef	1,87	100	78	77	11th February2012	1	
4	Tg-2bis	1,16	100	75	74	15th March2012	Youcef	1,21	100	77	76	17th February2012	1	
	Tg-4bis	0,98	100	75	74	15th March2012	Youcef	0,98	100	76	75	11th February2012	1	
	Tg-307ter	1,34	100	75	74	15th March2012	Youcef	1,34	100	76	75	11th February2012	1	
	Tg340	1,15	100	75,5	74	15th March2012	Youcef	1,05	100	78	77	11th February2012	1,5	
5	Tg-332	0,87	100	73	72	15th March2012	Youcef	0,89	100	73	72	11th February2012	1	
	Tg-329	2,98	100	79	78	15th March2012	Youcef	3,00	100	80	79	11th February2012	1	
	Tg-335	0,63	100	73,2	73	15th March2012	Youcef	0,64	100	74	73	11th February2012	0,2	Monitoring the production rate
	Tg-323	1,56	100	74	73	15th March2012	Youcef	1,72	100	75	74	11th February2012	1	
	Tg343	0,95	100	73,4	72,8	15th March2012	Youcef	0,99	100	79	75	11th February2012	0,6	
	Tg347	1,67	100	74,4	73	15th March2012	Youcef	1,81	100	74	73	22th February2012	1,4	

NEW TOTAL	28,57
-----------	-------

OLD TOTAL	29,13
-----------	-------



Date:22/03/2012

Techniciens

BERNOU - LAIDOUNE

00040-310-33

North Field Daily Repport

Wells	Position	Pression de Tête (bar)	Température (0 C)	Chocke Opening %	Rate (%)	Pression des Annulaires (bar)						Pompes		Niveau Inhibiteur (%)	SDV B %	WHCP %
						A:Max	A	B:Max	B	C:Max	C	A	B			
TG- 308	Amont	73.80	91.00	100.00	17	100	24.20	25	12.00	0	0.00	Ar.	Ma.	695.00	50.00	70.00
	Aval	73.10	91.00													
TG- 315	Amont	74.90	85.00	100.00	32.4	100	6.41	25	0.00	3	0.00	Ar.	Ma.	898.00	95.00	60.00
	Aval	73.60	90.00													
TG- 326	Amont	74.50	89.00	100.00	27.2	100	10.73	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	794.00	80.00	50.00
	Aval	73.60	69.00													
TG- 331	Amont	72.80	89.00	97.00	8.2	100	29.60	25	3.00	0	0.00	Ma.	Ma.	920.00	100.00	45.00
	Aval	70.80	89.00													
TG- 333	Amont	73.20	94.00	98.00	15.5	100	0.00	25	4.00	0	0.00	Ar.	Ma.	734.00	90.00	60.00
	Aval	73.10	90.00													
TG- 353	Amont	75.90	94.00	99.00	35.5	100	10.10	25	11.00	7	6.00	Ar.	Ma.	967.00	90.00	50.00
	Aval	71.20	93.00													
TG- 07b	Amont	74.40	84.00	100.00	6.2	100	62.30	25	2.00	0	0.00	Ar.	Ma.	784.00	100.00	60.00
	Aval	74.10	84.00													
TG- 305	Amont															
TG- 317	Amont	77.00	96.00	99.00	11.75	100	27.30	40	27.00	0	0.00	Ar.	Ma.	633.00	60.00	
	Aval	77.00	58.00													
TG- 327	Amont	77.10	83.00	53.00	31.3	100	15.02	35	10.00	0	0.00	Ar.	Ma.	699.00	60.00	55.00
	Aval	76.90	84.00													
TG- 328	Amont	76.90	86.00	100.00	8	100	20.40	25	14.00	0	0.00	Ar.	Ma.	739.00	100.00	45.00
	Aval	76.90	78.00													
TG- 351	Amont	77.50	77.50	98.00	8.3	100	2.70	25	0.00	0	0.00	Ma.	Ar.	578.00	80.00	100.00
	Aval	77.20	77.20													
TG- 352	Amont	\	\			100	0.00	50	20.00	1	0.00	Ar.	Ma.	658.00	90.00	45.00
	Aval	\	\													
TG- 323	Amont	73.60	81.00	99.00	62.3	100	12.70	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	771.00	90.00	50.00
	Aval	73.00	88.00													
TG- 329	Amont	79.60	93.00	98.00	52.7	100	-0.24	25	2.00	0	0.00	Ar.	Ma.	828.00	100.00	70.00
	Aval	78.20	90.00													
TG- 332	Amont	72.60	91.00	99.00	15.52	100	6.46	25	1.00	0	0.00	Ar.	Ma.	761.00	100.00	50.00
	Aval	72.40	91.00													
TG- 335	Amont	72.70	82.00	99.00	11.61	100	-0.66	25	4.00	0	0.50	Ar.	Ma.	700.00	100.00	50.00
	Aval	72.80	82.00													
TG- 343	Amont	73.10	82.00	99.00	39.2	100	1.90	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	748.00	60.00	50.00
	Aval	72.70	84.00													
TG- 347	Amont	73.70	84.00	99.00	74.9	100	0.00	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	677.00	100.00	50.00
	Aval	72.90	85.00													

MANIFOLDS	Pression T.L	Tempéra. T.L	Purge des Annulaires				
	(bar)	(°C)	Wells	Annulaires	Pression Initiale	Pression Finale	Liquide. ou Gaz
M.F. 01	71	82					
M.F. 02	73	70					
M.F. 05	72	80					

Wells	Observations et Remarques
TG 352	Ouverture du puits @ 08H30 Apres fermeture de 24h et stabilisation de la WHP @ 87bars (Water Cone because of braking)
MND:02	Ensablee surtout au niveau des prises d'echantillonnage des flow-line.
TG 332	Legere fuite au niveau de la vanne d'alimentation de la chocke.
NB - TG327	UN CHANGEMENT TRES IMPORTANT DANS LA PRESSION DE L' EA "A" (Ie:19=0.35 - Ie:20=18.46 - Ie:21=1.7 -Ie 22= 15.02 !!!)
TG327	Legere fuite d'huile au niveau de la vanne d'alimentation de l'accumulateur de la SDV "B".



South Field Daily Repport

Date: 22/03/2012

Techniciens

AMOURA / ABOUD / HADEF

Matricule: 00041-310-33

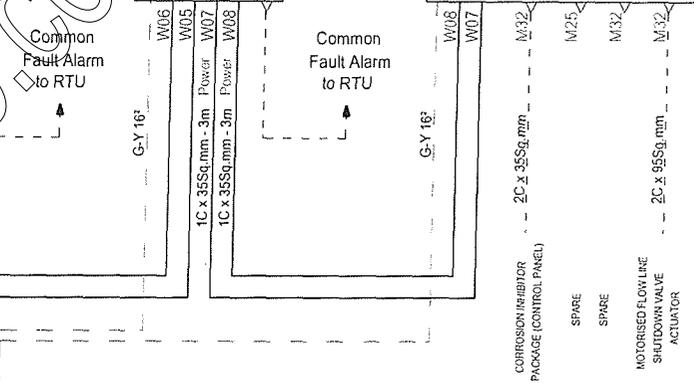
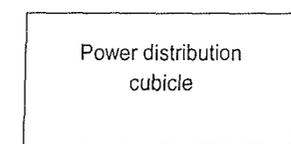
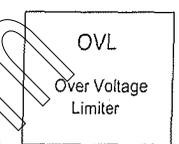
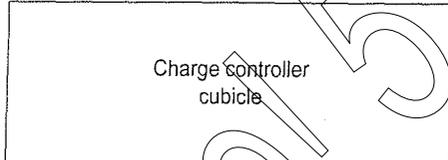
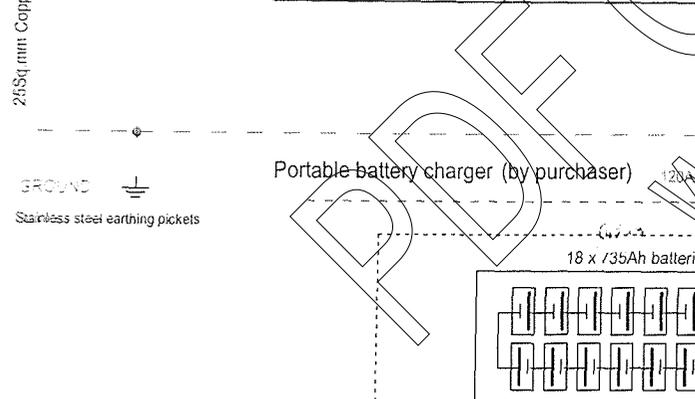
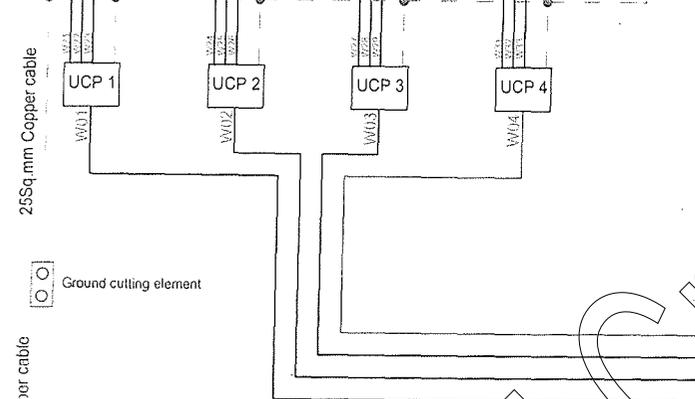
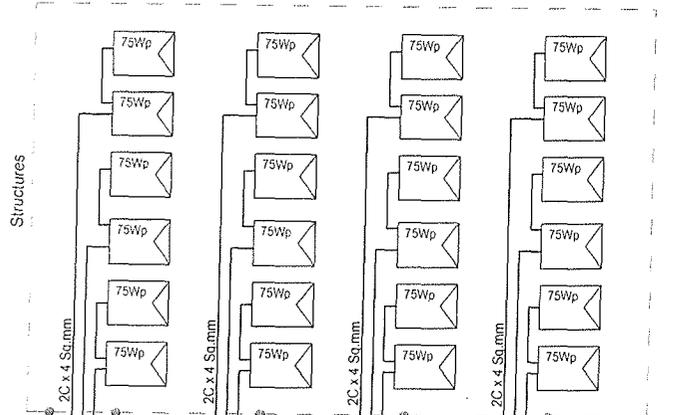
Wells	Position	Pression de Tête (bar)	Température (0 C)	Chocke Opening %	Rate (%)	Pression des Annulaires (bar)						Pompes		Niveau Inhibiteur (%)	SDV B %	WHCP %
						A Max	A	B Max	B	C Max	C	A	B			
TG- 03	Amont	77.30	98.00	95.00	27.50	100	45.40	60	45.00	0	0.00	Ar.	Ma.	735.00	100.00	40.00
	Aval	76.30	92.00			100	4.87	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	732.00	90.00	
TG- 303	Amont	75.70	90.00	100.00	16.40	100	4.87	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	732.00	90.00	
	Aval	75.30	90.00			100	42.70	25	0.00	2	0.00	Ma.	Ar.	770.00	80.00	45.00
TG- 306	Amont	75.50	92.00	98.00	11.5	100	42.70	25	0.00	2	0.00	Ma.	Ar.	770.00	80.00	45.00
	Aval	75.40	93.00			100	12.60	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	785.00	90.00	60.00
TG- 312	Amont	77.10	93.00	100.00	20.50	100	12.60	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	785.00	90.00	60.00
	Aval	75.60	83.00			100	24.40	25	12.00	0	0.00	Ar.	Ma.	707.00	80.00	80.00
TG- 02	Amont	75.00	93.00	100.00	17.1	100	24.40	25	12.00	0	0.00	Ar.	Ma.	707.00	80.00	80.00
	Aval	74.20	94.00			100	27.10	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	911.00	90.00	80.00
TG- 307	Amont	74.60	89.00	100.00	20.40	100	27.10	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	911.00	90.00	80.00
	Aval	74.00	91.00			100	29.20	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	934.00	90.00	80.00
TG- 340	Amont	75.00	90.00	100.00	20.00	100	29.20	25	0.00	0	0.00	Ar.	Ma.	934.00	90.00	80.00
	Aval	74.00	92.00			100	22.80	25	6.00	3	0.00	Ar.	Ma.	927.00	100.00	60.00
TG- 04	Amont	73.90	94.00	100.00	15.40	100	22.80	25	6.00	3	0.00	Ar.	Ma.	927.00	100.00	60.00
	Aval	73.70	93.00			100	22.80	25	6.00	3	0.00	Ar.	Ma.	927.00	100.00	60.00

MANIFOLDS	Pression T.L (bar)	Tempéra. T.L (° C)	Purge des Annulaires				
			Wells	Annulaires	Pression Initiale	Pression Finale	Liquide. ou Gaz
M.F. 03	77	81	TG312	B	27	12.6	Liquide.
M.F. 04	74	80					

Wells	Observations et Remarques
TG 312	Une passerelle abandonnée sur site.

PDF CREATED BY WWW.NUANCE.COM

1800Wp Solar array
24 x Modules BP375



TABLE

WELL NUMBER	WELL PAD NUMBER	CORROSION INHIBITOR SOLAR POWER UNIT TAG NUMBER	CORROSION INHIBITOR PACKAGE (CONTROL PANEL)	MOTORIZED FLOW LINE SHUTDOWN VALVE ACTUATOR
			TAG No.	TAG No.
Tg-315 bis	09-Z-01-1-02	09-N-01-1-02	09-X-01-1-02	09-SDV-0102B
Tg-326	09-Z-01-1-03	09-N-01-1-03	09-X-01-1-03	09-SDV-0103B
Tg-308	09-Z-01-1-04	09-N-01-1-04	09-X-01-1-04	09-SDV-0104B
Tg-309 bis-z	09-Z-01-1-05	09-N-01-1-05	09-X-01-1-05	09-SDV-0105B
Tg-317 bis	09-Z-01-1-06	09-N-01-1-06	09-X-01-1-06	09-SDV-0106B
Tg-312 bis	09-Z-01-1-07	09-N-01-1-07	09-X-01-1-07	09-SDV-0107B
Tg-3 bis	09-Z-01-1-08	09-N-01-1-08	09-X-01-1-08	09-SDV-0108B
Tg-303 bis	09-Z-01-1-09	09-N-01-1-09	09-X-01-1-09	09-SDV-0109B
Tg-2 bis	09-Z-01-1-10	09-N-01-1-10	09-X-01-1-10	09-SDV-0110B
Tg-307 tar	09-Z-01-1-11	09-N-01-1-11	09-X-01-1-11	09-SDV-0111B

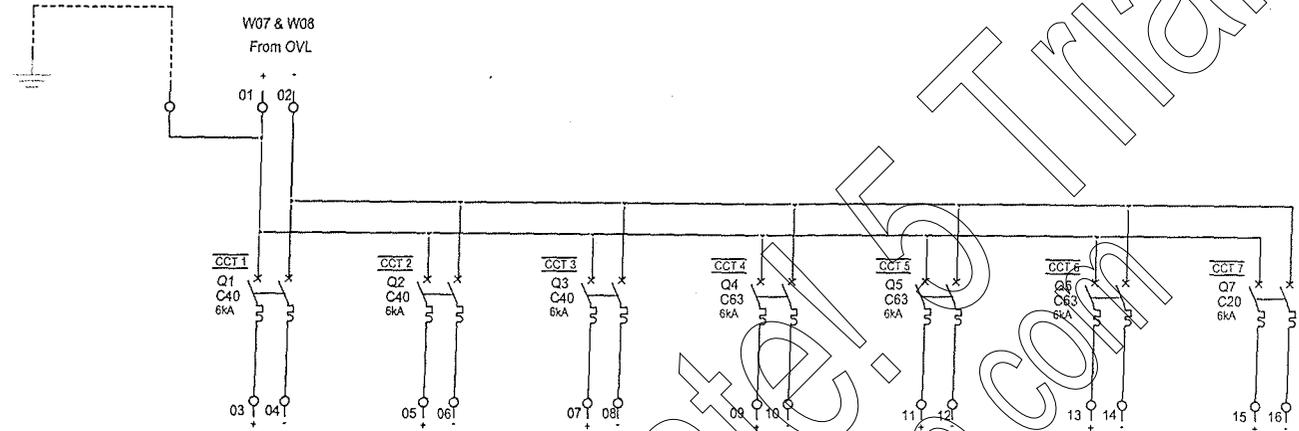
apex bp solar
ZAE les Avants
1, rue du grand chêne
34270 St Mathieu de Tréviers
TEL: 0 499 622 622
Email: info@apex-bpsolar.com
FAX: 0 499 622 623

DESIGNÉ PAR TAC
DATE DE CREATION 13-09-2004
VERIFIÉ PAR CED
DATE DE VERIFICATION 13-09-2004
In AMENAS / PO No. 5174/PR/NN/09/00/55010/P
General overview

IND	DATE	MODIFICATION	VISA
REV 3	14-12-2004	Cable gland & earth change	TAC
REV 2	26-11-2004	BP375 modules	TAC
REV 1	10-11-2004	Cablage	TAC

see WORLDWIDE IGE-XXAO
NBRE TOTAL DE FOLIOS 62
AF004205
02.03

REFERENCE DRAWINGS	
DWG No.	TITLE



WIRING AS PER WOODGROUP DRAWING

SPARE
Actuated Choke Valve
09-RCV-0119

WELLHEAD REMOTE
TERMINAL UNIT (RTU)

CORROSION INHIBITOR
PACKAGE (CONTROL PANEL)

WELLHEAD CONTROL PANEL

MOTOR ACTUATED CHOKE
VALVE

SPARE

MOTORISED FLOW LINE
SHUTDOWN VALVE
ACTUATOR

SURFACE
ACQUISITION UNIT

PDF Created by
www.nuance.com

DO NOT SCALE THIS DRAWING
IF IN DOUBT ASK

THIS DRAWING IS PROPERTY OF BP SOLAR
AND MAY NOT BE COPIED (IN WHOLE OR IN
PART) USED FOR MANUFACTURE OR
DISCLOSED WITHOUT PRIOR CONSENT OF
BP SOLAR OR AN AUTHORIZED AGENT.



PROJECT NO: 9621-304796

PROJECT NAME: IN AMENAS Gathering System

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED, DIMENSIONS ARE IN mm ORIGINAL SCALE: NA

REV.	DATE	DESCRIPTION

TITLE

DISTRIBUTION BOARD
5115Wp - 4440Ah@C120 - 24V
ELECTRICAL DETAIL DRAWING

DRN.	CHKD.	APPR.	SHEET
TAC	GIS	SAD	1 OF 1
DATE	02/03/07	09/03/07	16/03/07
DRAWING NUMBER:	E02-0002	REV	01
SHEET SIZE			A3

Cell performance

for fully charged cells after a constant current charge according to IEC 62259 standard.

d = days / h = hours

Cell type	End voltage = 1.14 V										End voltage = 1.16 V									
	2 d 48 h	3 d 72 h	4 d 96 h	5 d 120 h	6 d 144 h	7 d 168 h	8 d 192 h	9 d 216 h	10 d 240 h	11 d 264 h	12 d 288 h	13 d 312 h	14 d 336 h	15 d 360 h	16 d 384 h	17 d 408 h	18 d 432 h	19 d 456 h	20 d 480 h	
SUN® 45	0.94	0.64	0.48	0.39	0.33	0.28	0.25	0.22	0.20	0.92	0.63	0.47	0.39	0.33	0.28	0.25	0.22	0.20		
SUN® 90	1.66	1.26	0.95	0.77	0.65	0.56	0.49	0.44	0.40	1.62	1.25	0.94	0.77	0.64	0.56	0.49	0.44	0.40		
SUN® 105	2.19	1.49	1.11	0.90	0.76	0.66	0.58	0.52	0.47	2.15	1.47	1.10	0.90	0.76	0.65	0.58	0.52	0.47		
SUN® 140	2.60	1.90	1.43	1.15	0.98	0.85	0.74	0.66	0.60	2.75	1.89	1.41	1.15	0.97	0.84	0.74	0.66	0.60		
SUN® 185	3.74	2.54	1.91	1.54	1.31	1.13	0.99	0.89	0.80	3.67	2.52	1.89	1.54	1.29	1.12	0.99	0.89	0.80		
SUN® 230	4.66	3.17	2.37	1.92	1.63	1.41	1.23	1.10	0.99	4.57	3.14	2.35	1.92	1.61	1.39	1.23	1.10	0.99		
SUN® 275	5.60	3.90	2.85	2.30	1.96	1.69	1.48	1.33	1.19	5.49	3.77	2.93	2.30	1.94	1.69	1.48	1.33	1.19		
SUN® 320	6.56	4.46	3.34	2.70	2.29	1.98	1.73	1.56	1.40	6.44	4.42	3.31	2.70	2.27	1.96	1.73	1.56	1.40		
SUN® 370	7.46	5.07	3.80	3.07	2.60	2.25	1.97	1.77	1.59	7.32	5.02	3.77	3.07	2.58	2.23	1.97	1.77	1.59		
SUN® 415	8.40	5.71	4.28	3.46	2.93	2.54	2.22	1.99	1.79	8.24	5.65	4.24	3.46	2.91	2.51	2.22	1.99	1.79		
SUN® 460	9.34	6.35	4.76	3.84	3.26	2.82	2.47	2.21	1.99	9.16	6.29	4.71	3.84	3.29	2.80	2.47	2.21	1.99		
SUN® 505	10.26	6.97	5.23	4.22	3.58	3.10	2.71	2.42	2.19	10.06	6.90	5.16	4.22	3.55	3.07	2.71	2.42	2.19		
SUN® 555	11.20	7.61	5.71	4.61	3.91	3.38	2.96	2.65	2.39	10.99	7.54	5.65	4.61	3.88	3.35	2.96	2.65	2.39		
SUN® 645	13.06	8.87	6.65	5.37	4.56	3.94	3.45	3.10	2.79	12.81	8.79	6.59	5.37	4.54	3.91	3.45	3.10	2.79		
SUN® 735	14.92	10.14	7.60	6.14	5.21	4.51	3.94	3.54	3.18	14.65	10.04	7.53	6.14	5.16	4.43	3.94	3.54	3.18		
SUN® 830	16.80	11.41	8.56	6.91	5.87	5.07	4.44	3.96	3.59	16.48	11.31	8.49	6.91	5.81	5.03	4.44	3.96	3.58		
SUN® 920	18.66	12.68	9.51	7.68	6.52	5.64	4.93	4.42	3.96	18.30	12.56	9.42	7.68	6.46	5.59	4.93	4.42	3.96		
SUN® 1110	22.40	15.52	11.41	9.22	7.82	6.77	5.92	5.31	4.78	21.97	15.08	11.31	9.22	7.75	6.70	5.92	5.31	4.78		

Cell type	End voltage = 1.18 V										End voltage = 1.20 V									
	2 d 48 h	3 d 72 h	4 d 96 h	5 d 120 h	6 d 144 h	7 d 168 h	8 d 192 h	9 d 216 h	10 d 240 h	11 d 264 h	12 d 288 h	13 d 312 h	14 d 336 h	15 d 360 h	16 d 384 h	17 d 408 h	18 d 432 h	19 d 456 h	20 d 480 h	
SUN® 45	0.89	0.62	0.47	0.39	0.32	0.28	0.24	0.22	0.20	0.92	0.57	0.43	0.36	0.31	0.27	0.24	0.21	0.19		
SUN® 90	1.75	1.22	0.93	0.75	0.64	0.56	0.48	0.43	0.39	1.61	1.13	0.86	0.71	0.61	0.53	0.46	0.42	0.38		
SUN® 105	2.06	1.43	1.09	0.89	0.75	0.65	0.57	0.51	0.46	1.90	1.33	1.01	0.83	0.72	0.62	0.55	0.49	0.44		
SUN® 140	2.64	1.83	1.40	1.14	0.96	0.83	0.73	0.66	0.60	2.43	1.71	1.29	1.07	0.92	0.79	0.70	0.63	0.57		
SUN® 185	3.53	2.45	1.87	1.52	1.28	1.11	0.97	0.87	0.78	3.24	2.28	1.73	1.43	1.22	1.06	0.94	0.84	0.76		
SUN® 230	4.39	3.05	2.33	1.90	1.60	1.38	1.21	1.08	0.98	4.04	2.84	2.15	1.78	1.52	1.32	1.16	1.05	0.94		
SUN® 275	5.28	3.66	2.80	2.28	1.92	1.65	1.45	1.30	1.17	4.85	3.41	2.59	2.13	1.83	1.58	1.40	1.26	1.13		
SUN® 320	6.19	4.29	3.28	2.68	2.25	1.95	1.70	1.53	1.38	5.69	4.00	3.03	2.50	2.15	1.86	1.64	1.47	1.33		
SUN® 370	7.06	4.88	3.73	3.04	2.56	2.21	1.94	1.74	1.56	6.46	4.55	3.45	2.84	2.44	2.11	1.86	1.67	1.51		
SUN® 415	7.92	5.49	4.20	3.42	2.88	2.46	2.18	1.96	1.76	7.28	5.12	3.88	3.20	2.75	2.38	2.10	1.88	1.70		
SUN® 460	8.81	6.11	4.67	3.81	3.20	2.77	2.42	2.17	1.96	8.10	5.69	4.31	3.56	3.05	2.64	2.34	2.10	1.89		
SUN® 505	9.67	6.71	5.13	4.18	3.52	3.04	2.66	2.39	2.15	8.89	6.25	4.74	3.91	3.35	2.90	2.56	2.30	2.07		
SUN® 555	10.56	7.32	5.60	4.57	3.84	3.32	2.91	2.61	2.35	9.71	6.83	5.17	4.27	3.66	3.17	2.80	2.51	2.26		
SUN® 645	12.31	8.54	6.53	5.32	4.48	3.87	3.39	3.04	2.74	11.32	7.96	6.03	4.98	4.27	3.70	3.26	2.93	2.64		
SUN® 735	14.07	9.76	7.46	6.08	5.12	4.42	3.87	3.47	3.13	12.93	9.09	6.89	5.68	4.89	4.22	3.73	3.35	3.01		
SUN® 830	15.84	10.89	8.40	6.85	5.76	4.98	4.36	3.91	3.52	14.56	10.24	7.76	6.40	5.49	4.75	4.20	3.77	3.39		
SUN® 920	17.59	12.20	9.33	7.61	6.40	5.53	4.84	4.34	3.91	16.17	11.37	8.62	7.11	6.10	5.28	4.66	4.19	3.77		
SUN® 1110	21.12	14.65	11.20	9.13	7.68	6.64	5.81	5.21	4.69	19.41	13.65	10.35	8.53	7.32	6.34	5.60	5.03	4.52		

Sizing

Soft find the optimum battery solution by calculating -

$$\frac{I \text{ load}}{1/\text{temperature derating factor} \times 1/\text{charge derating factor}^* \times \text{requested design margin}} = \text{current value to select in the performance table}$$

* The typical value is 90% when using the recommended charge voltage

Recommended charge Voltage

Battery system	12 V	24 V	48 V
Number of cells	8	18	36
Daily Depth of Discharge (% of C ₁₂₀)	5 to 10%	18.5 V	27 V
	10 to 15%	18.95 V	27.9 V
	15 to 25%	19.4 V	28.8 V

N°	FROM	TO	TYPE	LENGTH
W01	UCP1	Charge controller	2C x 25 ² U1000RO2V	10m
W02	UCP2	Charge controller	2C x 25 ² U1000RO2V	10m
W03	UCP3	Charge controller	2C x 25 ² U1000RO2V	10m
W04	UCP4	Charge controller	2C x 25 ² U1000RO2V	10m
W11	+ Battery 1	Charge controller	1C x 50 ² HO7RNF	3m
W12	- Battery 1	Charge controller	1C x 50 ² HO7RNF	3m
W13	+ Battery 2	Charge controller	1C x 50 ² HO7RNF	3m
W14	- Battery 2	Charge controller	1C x 50 ² HO7RNF	3m
W05	Charge controller	+ OVL	1C x 35 ² HO7RNF	3m
W06	Charge controller	- OVL	1C x 35 ² HO7RNF	3m
W07	+ OVL	Power Distribution board	1C x 35 ² HO7RNF	3m
W08	- OVL	Power Distribution board	1C x 35 ² HO7RNF	3m
W15	+ Battery	Charge controller	1C x 2.5 ² HO7RNF	3m
W16	- Battery	Charge controller	1C x 2.5 ² HO7RNF	3m
W17	T° sensor	Charge controller	2C x 2.5 ² HO7RNF	5m
W21 W22 W23	Modules	UCP1	2C x 4 ² HO7RNF	2m
W24 W25 W26	Modules	UCP2	2C x 4 ² HO7RNF	2m
W27 W28 W29	Modules	UCP3	2C x 4 ² HO7RNF	2m
W31 W32 W33	Modules	UCP4	2C x 4 ² HO7RNF	2m

apex bp solar
 ZAE les Avants
 1, rue du grand chône
 34270 St Mathieu de Trévières FAX: 0 499 622 623

TEL: 0 499 622 622
 Email: info@apex-bpsolar.com

DESSINE PAR
TAC
 DATE DE CREATION
09-12-2004
 VERIFIE PAR
CED
 DATE DE VERIFICATION
08-12-2004

In AMENAS / PO No. 5174/PR/NN/09/00/55010/P

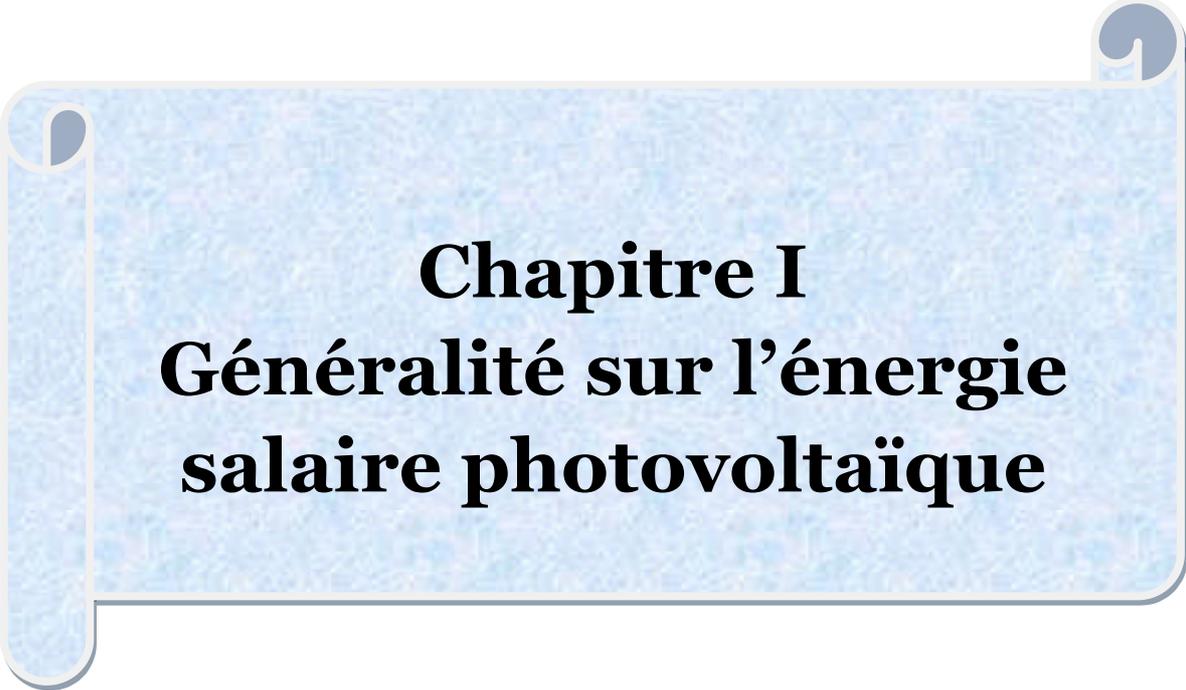
Cable Schedule

IND	DATE	MODIFICATION	VISA
REV 1	13-12-2004	Cable add.	TAC
REV 0	08-12-2004	CREATION	TAC

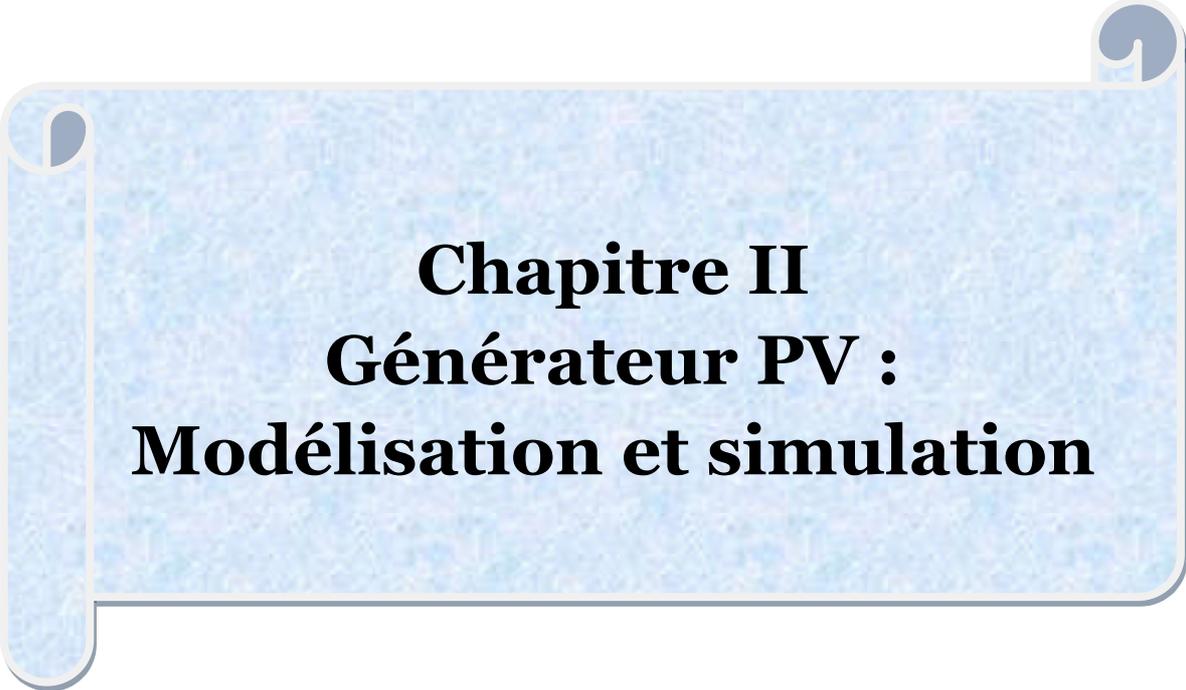
see WORLDWIDE
IGE-XAO
 NBR TOTAL DE FOLIOS
62

AF004205

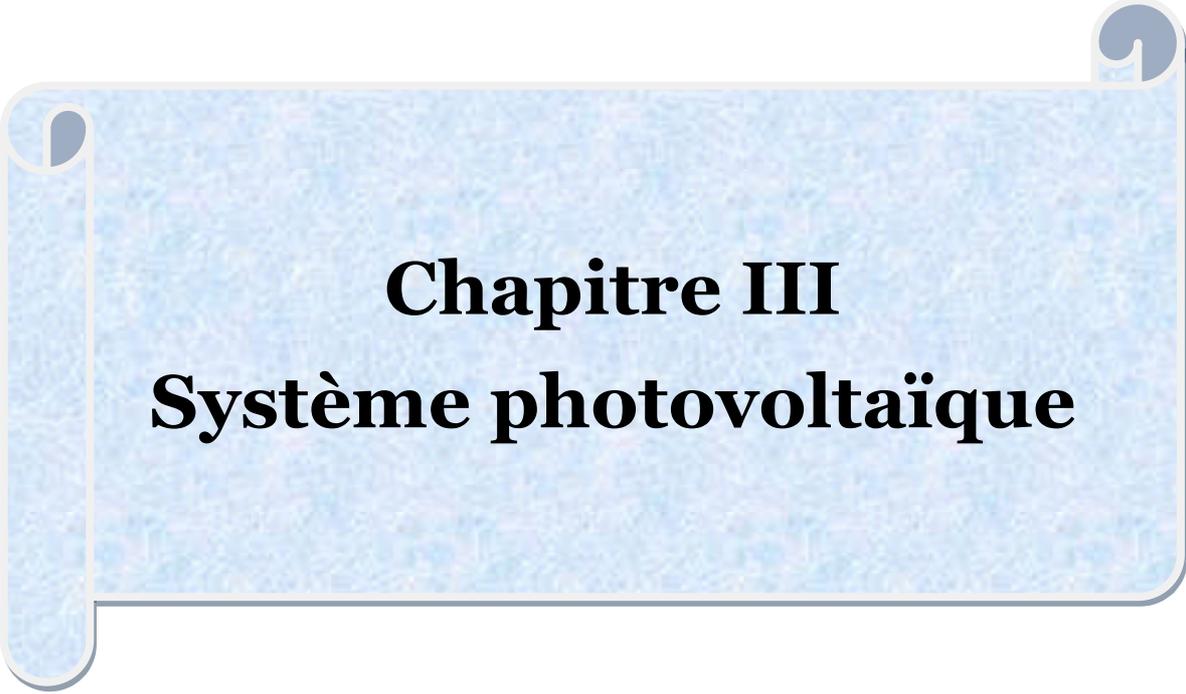
06.01



Chapitre I
Généralité sur l'énergie
solaire photovoltaïque



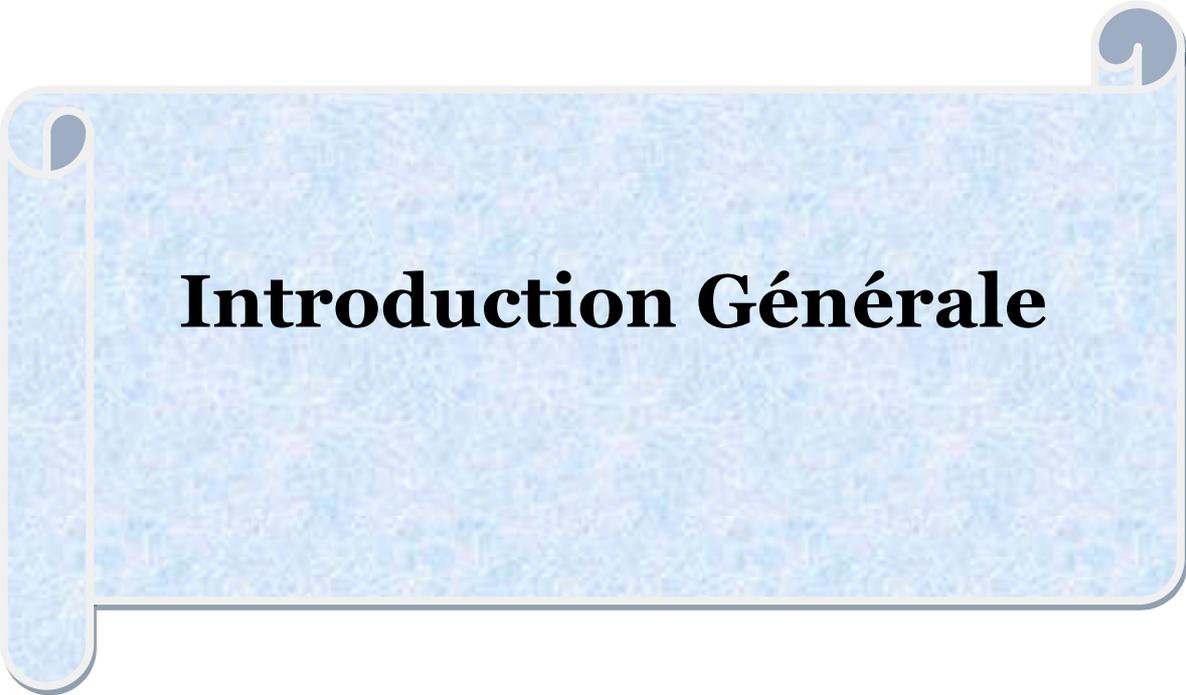
Chapitre II
Générateur PV :
Modélisation et simulation



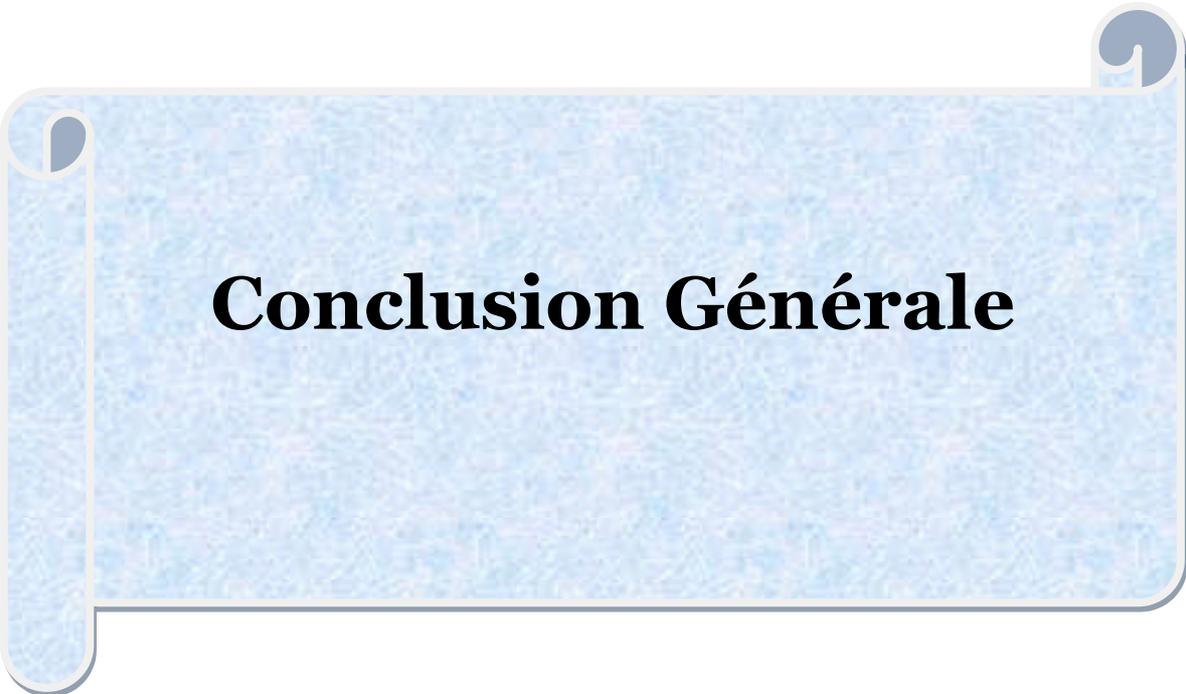
Chapitre III
Systeme photovoltaïque



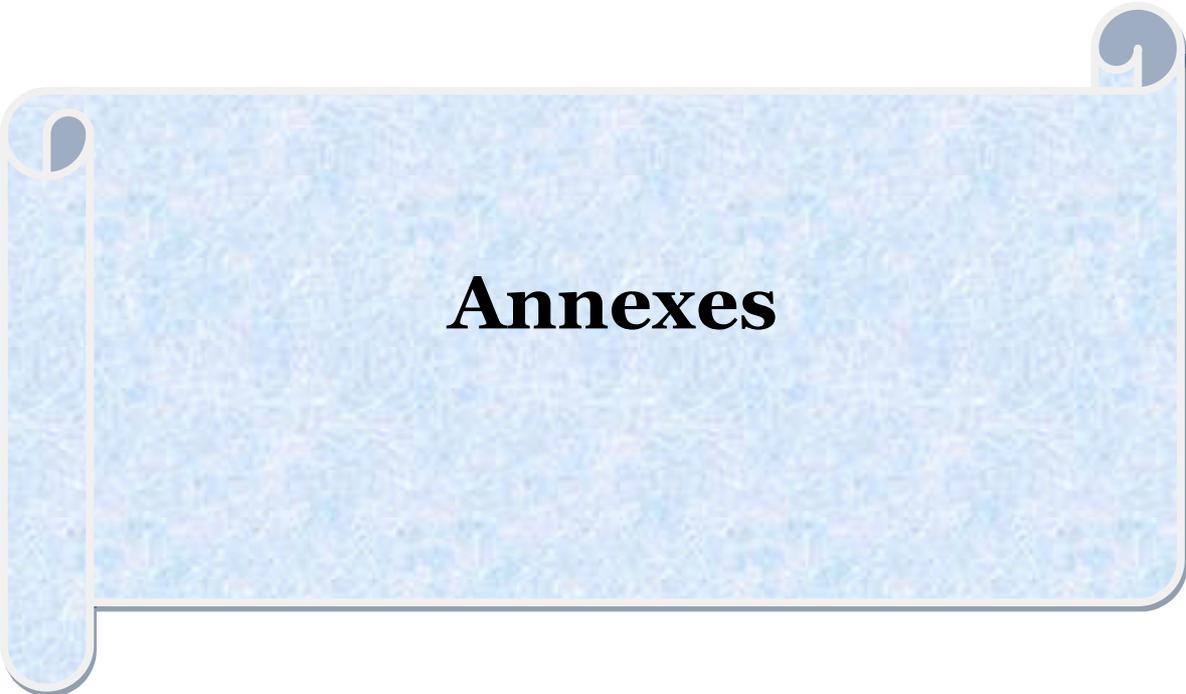
Chapitre IV
Etude et
dimensionnement



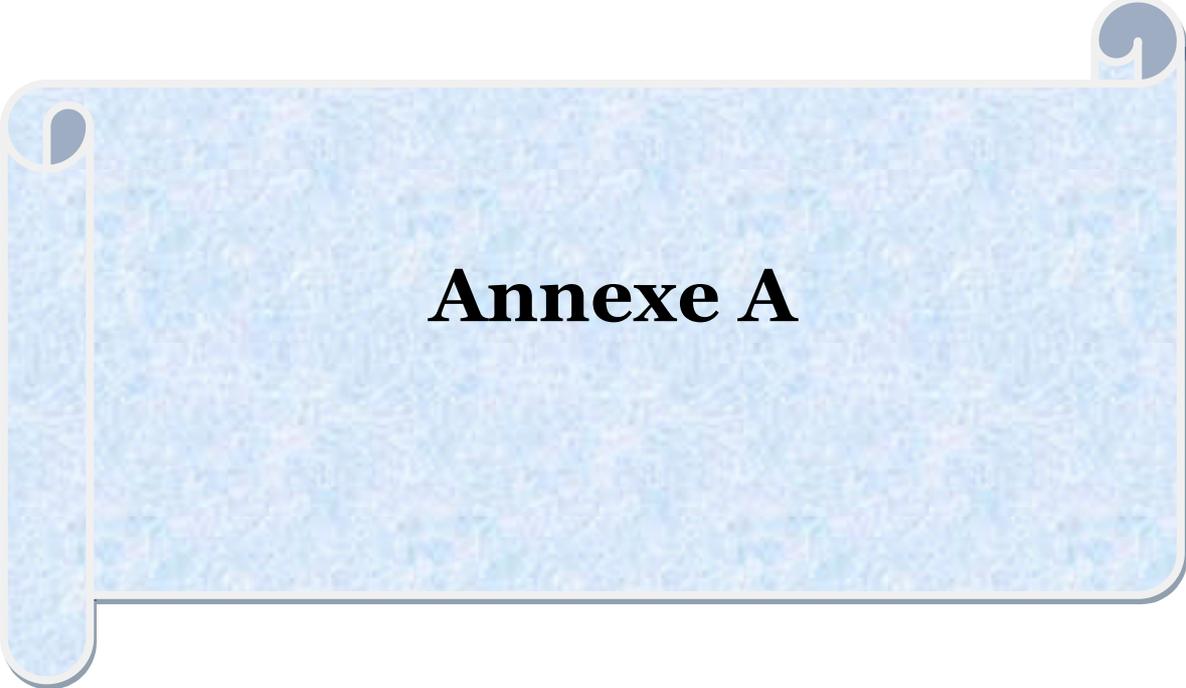
Introduction Générale



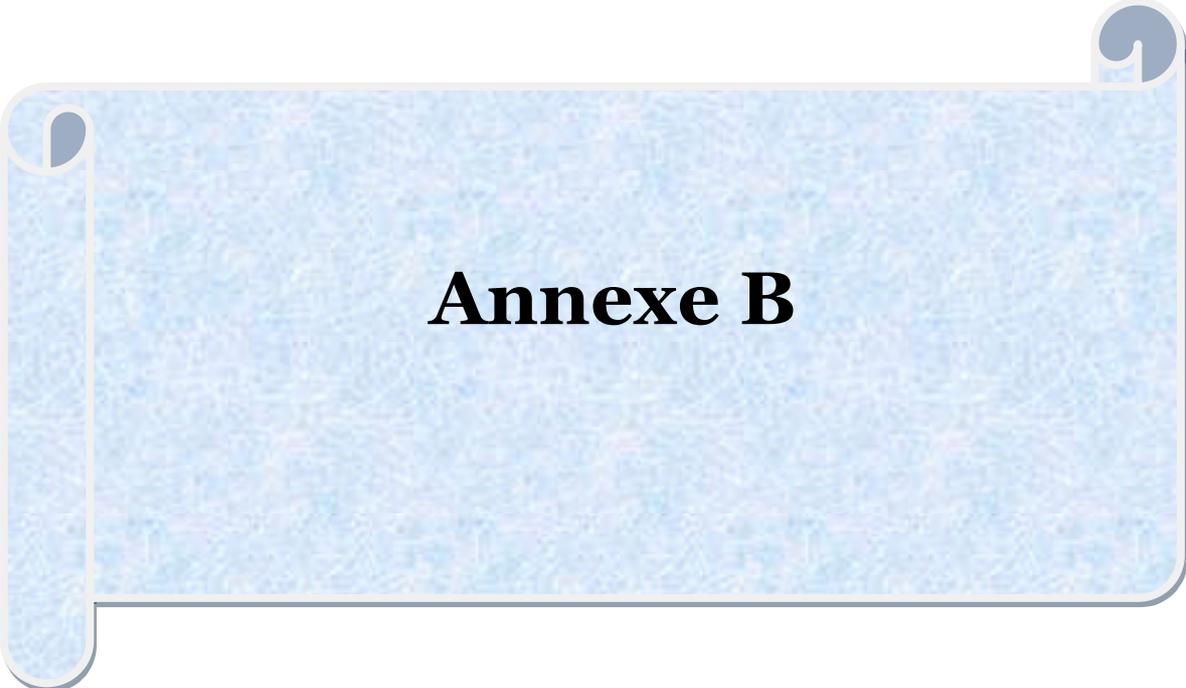
Conclusion Générale



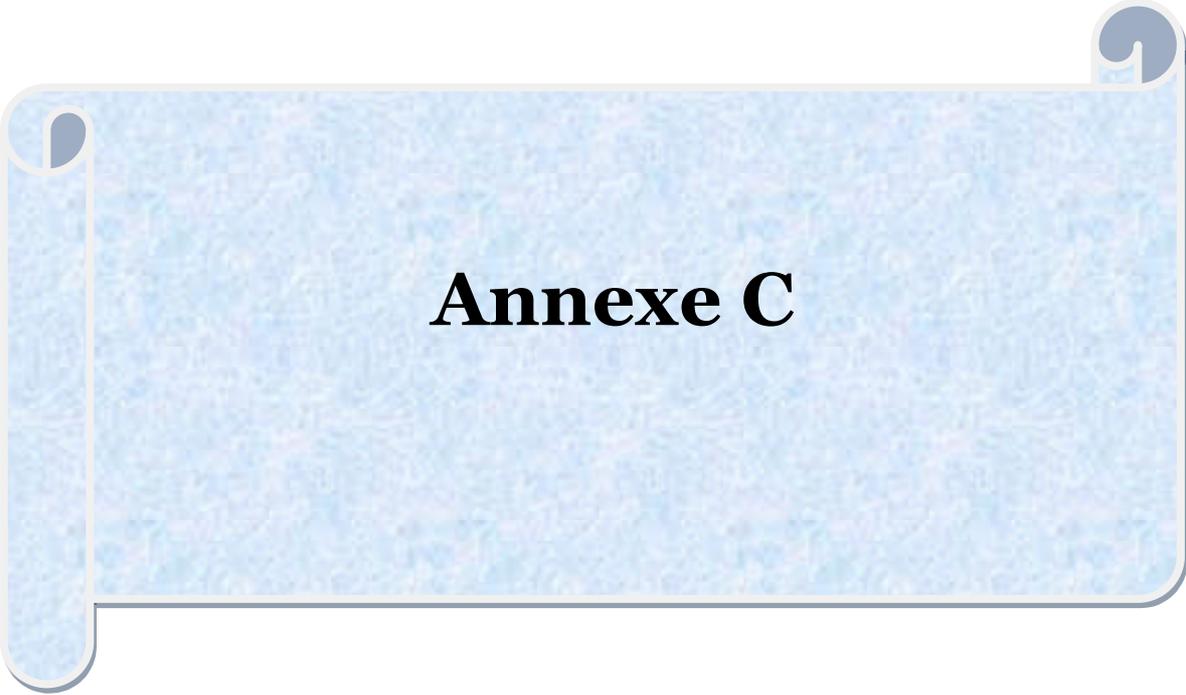
Annexes



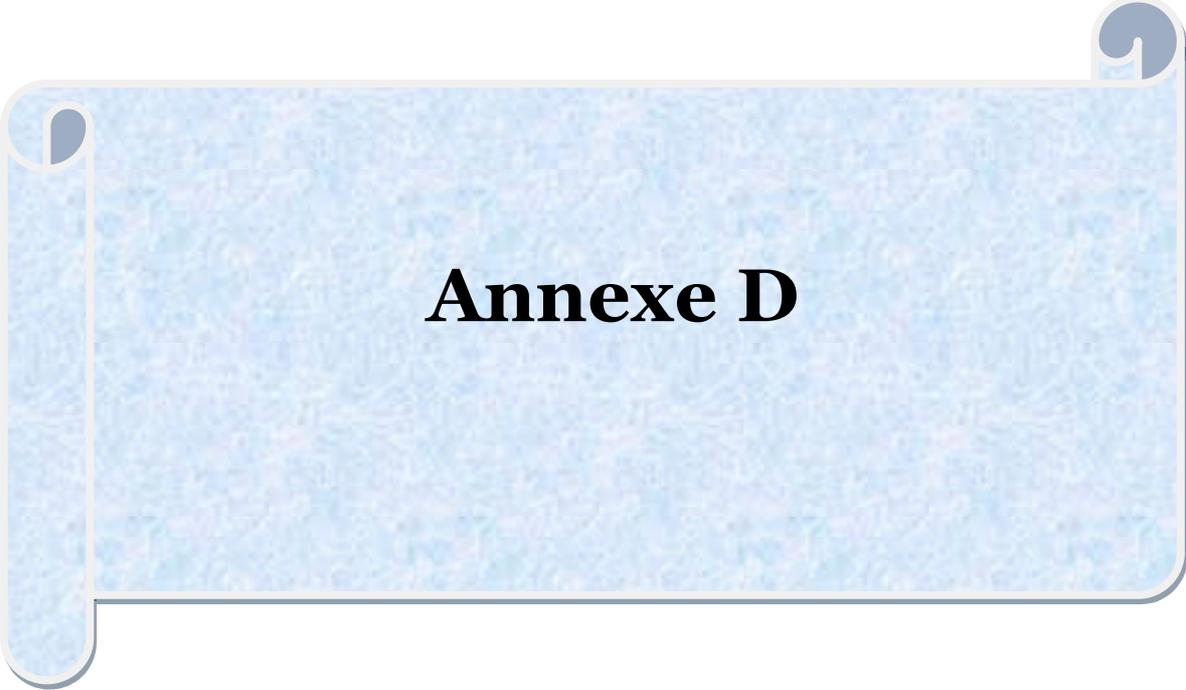
Annexe A



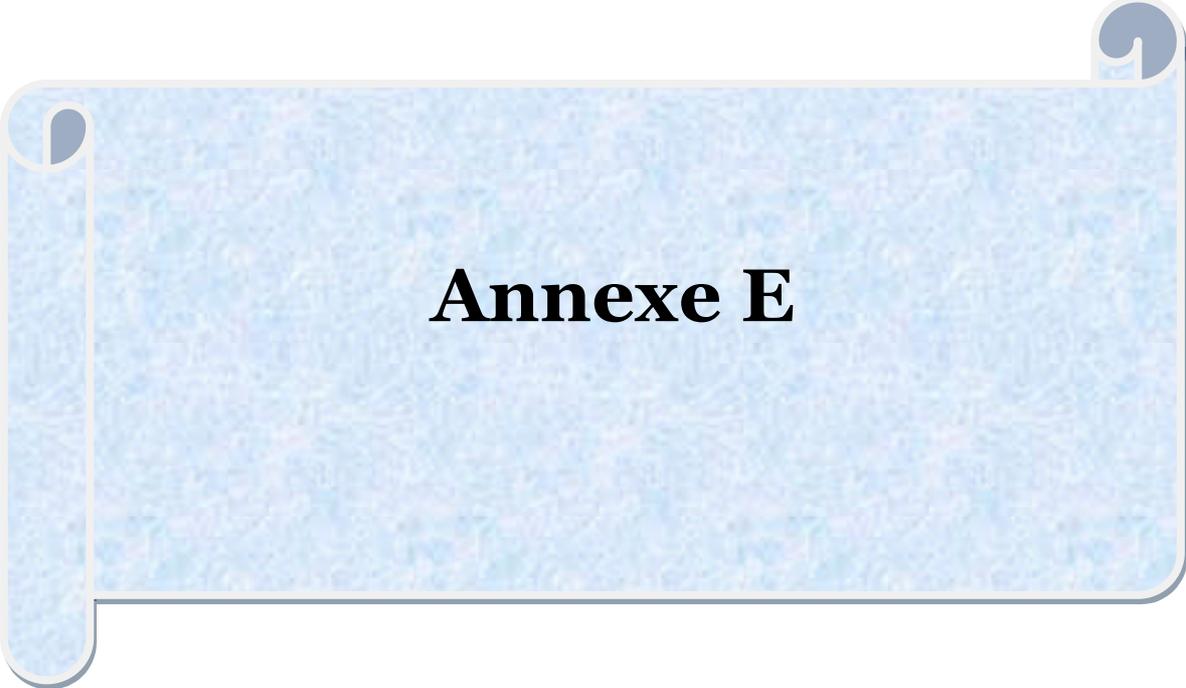
Annexe B



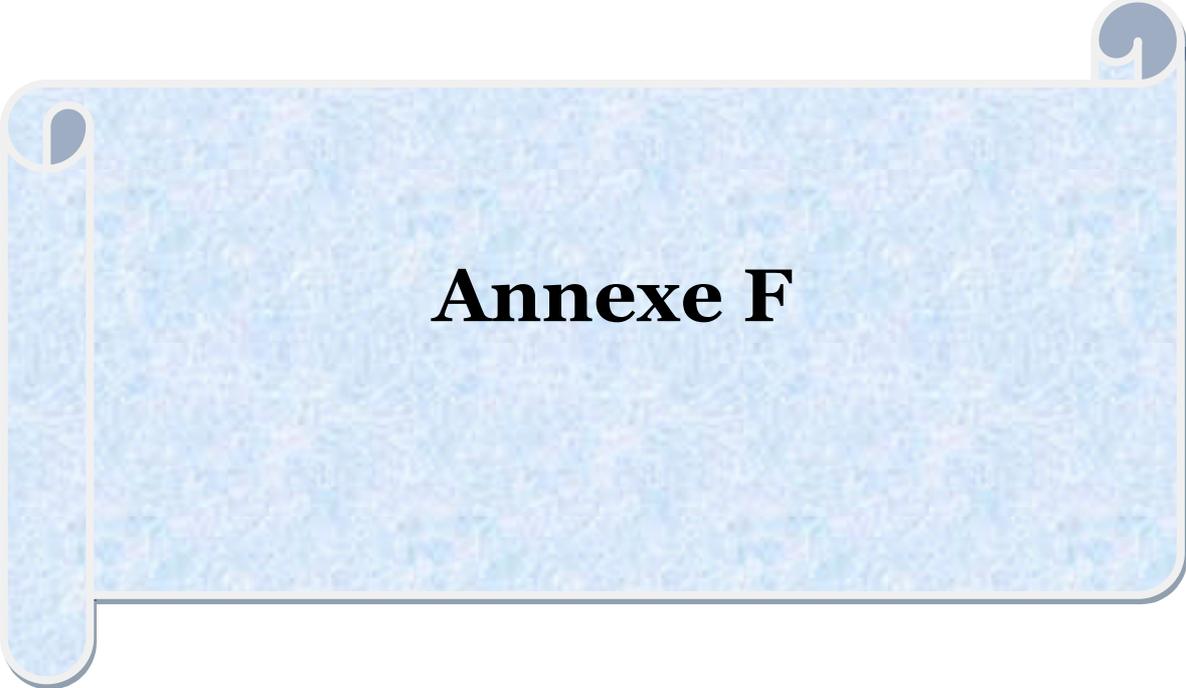
Annexe C



Annexe D



Annexe E



Annexe F