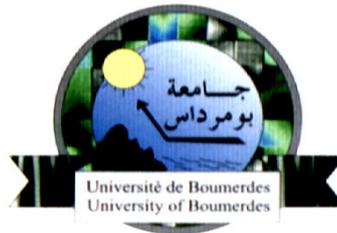


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Sciences de L'Ingénieur
Département Génie Mécanique

Mémoire de Master

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

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : énergie renouvelable en mécanique

THEME

**Simulation d'un système
photovoltaïque avec suiveur solaire**

Réalisé par :

Mlle. YAZLI SYLIA

Promoteur: Pr. Hachemi madjid

Mr. DRIAS MOHAMMED

Promotion 2017- 2018

Remerciements

Je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience qui m'ont permis d'accomplir ce modeste travail.

Je tiens en premier à exprimer ma grande gratitude et mes plus chaleureux et sincères remerciements à mes professeurs et promoteur

***Pr. HACHEMI MADJID**, qui m'ont apporté leur aide et leurs valeureux conseils pour l'accomplissement de ce travail.*

Je remercie également les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Et je présente mes sincères remerciements à tout le personnel qui m'a aidé à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A Mes très chers parents

Mon père, Ma mère pour votre amour, sacrifices, pensées et soutiens tout au long de mes années d'études et d'apprentissage. Que ce travail soit le témoignage de vos prières, vos encouragements et vos précieux conseils, et de tous les efforts que vous n'avez cessé de déployer pour mon éducation et mon instruction.

Aucune dédicace ne serait exprimer mon profond amour et l'admiration que je vous porte.

A Mon fiancé

Je te remercie pour ton soutien, et je te souhaite un très bon parcours et plein de succès. Aucun mot ne serait exprimer mon immense attachement, ma reconnaissance et mon profond amour et respect envers toi mon cher amirouche.

A la petite et grande famille

YAZLI, HALFOUNE

A tous Mes professeurs et enseignants

A tous Mes amis

Qu'ALLAH vous grade et vous procure la santé et la longue vie.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

❖ *A mes très chers parents, pour leurs sacrifices durant toutes ces Années d'études.*

❖ *A ma sœur et mes frères.*

❖ *A ma chère grande famille.*

❖ *A tous mes collègues d'étude.*

❖ *A tous mes amis proches ou loin.*

DRIAS

SOMMAIRE

INTRODUCTION

GENERALE.....	2
---------------	---

CHAPITRE I : Généralité sur l'effet photovoltaïque

I.1 Introduction.....	3
I.1.1 Les énergies renouvelables.....	3
I.1.2 Les 5 familles des énergies renouvelables.....	4
I.1.2.1 L'énergie solaire	4
I.1.2.2 L'énergie éolienne.....	4
I.1.2.3 L'énergie hydraulique – Hydroélectricité	4
I.1.2.4 La biomasse.....	4
I.1.2.5 La Géothermie	4
I.2 Histoire du photovoltaïque.....	5
I.3 L'effet photovoltaïque	6
I.4 Les différents types de cellules solaires.....	7
I.4.1 Cellules en Silicium Monocristallin	7
I.4.2 Cellules en Silicium Polycristallin	8
I.4.3 Cellules en Silicium Amorphe	8
I.5 Modélisation de la cellule photovoltaïque.....	8
I.6 Le générateur photovoltaïque et ses performances	9
I.6.1 Caractéristiques courant tension	10
I.6.2 L'influence de l'éclairement	10
I.6.3 L'influence de la température.....	11
I.6.4 Association des cellules photovoltaïque en série	12
I.6.5 Association des cellules photovoltaïque en parallèles :.....	13
I.6.6 Branchement mixte.....	14
I.7 Le rendement d'un panneau photovoltaïque	15
I.8 Etat de l'art des suiveurs solaires.....	19

CHAPITRE II : Gisement et rayonnement solaire

II.1 Introduction	22
II.2 Le soleil.....	22
II.3 La constante solaire.....	23
II.4 Le mouvement de la terre	23
II.5 La sphère céleste	25
II.6 Les coordonnées célestes	26
II.6.1 Les coordonnées géographiques.....	26

II.6.2	Longitude (λ)	26
II.6.3	Latitude(ϕ) :.....	26
II.6.4	L'altitude (Z)	27
II.7	Les coordonnées horaires	27
II.7.1.	La déclinaison(δ)	27
II.7.2.	L'angle horaire ω	28
II.8.1	Les coordonnées horizontales.....	28
II.8.1	La hauteur du soleil (h).....	29
II.8.2	L'azimut (a).....	29
II.9	Les temps solaires	29
II.9.1	Le temps solaire vrai (T.S.V)	30
II.9.2	Le temps solaire moyen (T.S.M).....	30
II.9.3	Le temps universel (TU).....	30
II.9.4	Le temps légal (TL).....	31
II.9.5	Equation du temps.....	31
II.10	Le gisement solaire en Algérie.....	31
II.11	Le rayonnement solaire.....	33
II.11.1	Types de rayonnements	34
II.11.2	Rayonnement direct I_h	34
II.11.3	Rayonnement diffus D_h	34
II.11.4	L'albédo.....	34
II.11.5	Rayonnement global.....	36
II.12	Les expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque.....	37
II.13	Conclusion.....	41
CHAPITRE III : Les suiveurs solaire		
III.1	Introduction.....	42
III.2	Système poursuite solaire dans un PV	42
III.3	Méthodes de poursuite.....	42
III.3.1	Système de poursuite solaire actif	42
III.3.1.1	Les systèmes aveugles	42
III.3.1.2	Les systèmes sensibles.....	42
III.3.2	Système de poursuite solaire passif.....	43
III.4	Degrés de liberté de mouvement.....	43
III.4.1	Suiveurs Mon axiaux.....	43
III.4.2	Suiveurs Bi axiaux.....	44
III.5	Type de commande	45

III.5.1 Analogiques	45
III.5.2 Numériques	45
III.6 Différents types de montures	45
III.7 Composante du système de poursuite.....	46
III.7.1Partie commande.....	46
III.7.2 Partie Electronique.....	46
III.8 Système poursuite solaire dans un concentrateur	48
III.8.1 Introduction.....	48
III.9 Généralité sur les systèmes de concentration solaire	49
III.9.1 Intérêt de la concentration.....	49
III.9.2 Systèmes concentrateurs	49
III.10 Héliostat.....	50
III.10.1 Rayonnement solaire et positionnement d'un héliostat	50
III.10.2 Système de poursuite.....	51
III.10.3 La position de l'héliostat par rapport à la tour	51
III.10.4 L'algorithme du système de poursuite	52
III.11 Concentrateur cylindro-parabolique.....	53
III.11.1 Positionnement du concentrateur cylindro-parabolique.....	53
III.11.2 Concentrateur stationnaire.....	53
III.11.3 Concentrateur avec poursuite solaire.....	54
III.11.3.1 Description d'un poursuiveur.....	55
III.11.3.2 Principe de fonctionnement.....	55
III.12 Concentrateur parabolique.....	55
III.12.1 Système de poursuite du soleil.....	56
III.13 Conclusion.....	59

CHAPITRE IV : Simulation dans logiciel PVSYS

IV.1 Introduction	60
IV.2 Présentation de logiciel de simulation PVSYS	60
IV.2.1. Menus principaux	61
IV.3 Gestion d'un projet donné (système raccordé au réseau).....	61
IV.4. CONCEPTION /DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME	62
IV.5.Dimensionnement de système : outil visuel.....	62
IV.6.Simulation numérique	64
IV 6.1. Caractéristiques géographiques du site.....	64

IV 6.2. Simulation du système PV envisagé	66
IV 6.3. Orientation des modules PV.....	66
IV.7 Paramètres de simulation	67
IV.8 Simulation	68
IV.8.1.2 Résultat de simulation numérique	70
IV. 8.2 Simulation avec suiveur (axe vertical).....	75
IV .8.2.1 Résultat de avec suiveur (axe vertical).....	76
IV .8.3 Simulation avec suiveur (suiveur, deux axes).....	80
IV .8.3.1 Résultat de simulation numérique.....	81
IV .9 Comparaison.....	85
IV .10 L'étude technico-économique.....	85
IV .11 Discussion et analyse des résultats.....	89

TABLE DES FIGURES

Figure I.1 : Production mondiale d'électricité d'origine photovoltaïque.....	5
Figure I.2 : Coupe transversale d'une cellule PV typique [1].....	7
Figure I.3 : Types de cellules photovoltaïques (A) silicium monocristallin.....	8
(B) silicium poly cristallin, (C) silicium amorphe	8
Figure I.4 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV.....	9
Figure I.5 : Courbe $I = f(V)$ d'un panneau photovoltaïque.....	10
Figure I.6 : Caractéristiques d'un générateur photovoltaïque pour différents éclairagements.	10
Figure I.7 : L'influence de la température sur la caractéristique électrique.....	11
Figure I.8 : Caractéristiques résultante d'un groupement en série de ns cellules identiques..	12
Figure I.9 : Caractéristiques résultante d'un groupement en parallèle de ns cellules identiques.	13
Figure I.10 : Caractéristiques résultante d'un groupement mixte de Ns cellules identiques. .	14
Figure I.11 : Rendement pour différents types de technologies au cours des années (NREL).....	15
Figure I.12 : Dépendance des performances d'un panneau PV de l'angle β	16
Figure I.13 : Rendement en puissance solaire exploitée en fonction de l'angle β des rayons solaires.....	17
Figure I.14 : Représentation de l'angle d'inclinaison θ	17
Figure I.15 : Représentation des équinoxes et solstices et l'inclinaison de l'axe de rotation ..	18
Figure I.16 : modèle d'un héliostat dans ses premières applications.....	19
Figure I.17 : champ d'héliostat -centrale solaire Thémis France.....	20
Figure I.18 : Types de suiveurs solaires.....	20
Figure II.1 : Le mouvement de la terre autour du soleil.	29
Figure II.2 : La sphère céleste.....	30
Figure II.3 : coordonnées célestes [8].	31
Figure II.4 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné.....	32
Figure II.5 : Les coordonnées horaires.	33
Figure II.6 : Coordonnées horizontales.....	34
Figure II.7 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel.....	37
Figure II.8 : Irradiation directe journalière sur plan normal aux mois de Juillet et Décembre.	38
Figure II.9 : Rayonnement solaire.	41
Figure II.10 : Spectre lumineux.	41
Figure II.11 : Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque [8].	43
Figure III.1 : Mouvements des suiveurs solaires mono-axiaux.....	43
Figure III.2 : Mouvements des suiveurs solaires bis axiaux.....	44
Figure III.3 : Système de poursuite réalisé.	47
Figure III.4 : Différents types de concentrateurs.....	49
Figure III.5 : héliostat.	50
Figure III.6 : les différents mouvements des héliostats	51
Figure III.7 : La différence entre les deux héliostats :(a) azimut-élévation ;(b) rotation- élévation.	52
Figure III.8 : la définition des paramètres géométriques utilisés dans la comparaison.	52
Figure III.9 : Concentrateur stationnaire.	54
Figure III.10 : Concentrateur avec poursuite solaire.	54
Figure III.11 : Schéma décrivant le système Dish-Stirling.....	56
Figure III.12 : Poursuite du soleil durant une journée.	56
Figure III.13 : Suivi solaire en azimut-élévation	57

Figure III.13: Suivi polaire.	57
Figure IV.1 : Désignation du projet dans PVSYST.	61
Figure IV.2 : Configuration du système dans PVSYST.	62
Figure IV.3 : Conditions de dimensionnement champ/ onduleur dans PVSYST.	63
Figure IV.4 : Trajectoires du soleil à boumerdes	65
Figure IV.5 : Positionnement des systèmes de panneaux (plan incliné fixe).....	66
Figure IV .6. : Caractéristique du module PV	67
Tableau IV.2 : Paramètres de simulation d'une installation PV	68
Figure IV.7 : Energie utile produite.	69
Tableau IV.4 : Diagramme des pertes sur une année.....	70
Figure IV.8 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux	71
Figure IV .9 : Energie utile produite	72
Figure IV.10 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.	73
Figure IV .9 : Energie utile produite	74
Figure IV.10 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux	75
Figure IV.18 : Tableau de Bilan et résultat principaux.	76
Figure IV.19 : Energie utile produite.....	76
Figure IV.20 : Diagramme des pertes sur une année.....	77
Figure IV.21 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.....	78
Figure IV.22 : Evaluation de la prévision de probabilité de production annuelle 29.80 MWh /an.....	79
Figure IV.23 : Paramètres de simulation d'une installation PV avec suiveur, deux axe.....	80
Figure IV.24 : Tableau de Bilan et résultat principaux.	81
Figure IV.25 : Energie utile produite.....	81
Figure IV.26 : Diagramme des pertes sur une année.....	82
Figure IV.27 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.....	83
Figure IV.28 : Evaluation de la prévision de probabilité de production annuelle 32.3 MWh / an	84
Figure IV.29 : Evaluation économique (San suiveur).....	86
Figure IV.30 : Evaluation économique.....	87
Figure IV.31 : Evaluation économique.....	88

TABLE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : les différents types de poursuite.	26
Tableau II.1 : Caractéristiques principales du soleil.....	28
Tableau II.2 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques	38
Tableau II.3 : les valeurs de L'albédo selon la surface du sol.....	40

NOMENCLATURE

a	Azimet, (degré)
h	Hauteur, (degré)
I	Courant (Ampère), [A]
I _{cc}	Courant de court circuit, [A]
I _{co}	Courant de circuit ouvert, [A]
L	Latitude, (degré)
l	longitude, (degré)
V	Tension (Volt), [V]
V _{co}	Tension courant ouvert, [V]
V _{cc}	Tension court circuit, [V]
P _C	Puissance crête (Watt), [W]
P _{max}	Puissance maximale, [W]
FF	Facteur de forme
T	Temperature, (°C)
F	Flux incident, [W/m ²]
S	Flux direct, [W/m ²]
D	Flux diffuse, [W/m ²]
G	Flux global, [W/m ²]

Symboles grecs

β	Inclinaison du module photovoltaïque, (degré)
δ	Déclinaison, (degré)
η	Rendement, (%)
ω	Angle horaire ou (Ω) (degré)

Abréviations

AM	Air Masse
ER	Energies renouvelables
ET	Equation du temps,
PV	Photovoltaïque
TL	Constante de trouble de Linke
TS	Temps solaire vrai
IASKS	International Association for Sharing Knowledge and Sustainability

Constantes

$C = 3 \cdot 10^8$ m/s	Vitesse de propagation de la lumière
$H = 6,62 \cdot 10^{-34}$	Constante de Planck
$K = 1,38 \cdot 10^{-23}$ JK ⁻¹	Constante de Boltzmann
$q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ C	Charge élémentaire

Résumé

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante, une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité (solaire photovoltaïque). Le soleil est une source d'énergie naturelle, gratuite et non polluante. L'énergie solaire grâce à ces multiples usages tend à être l'une des ressources énergétiques majeures du 3ème millénaire, avec un gigantesque gisement solaire qui équivaut à 10 000 fois la consommation énergétique de l'humanité entière.

Dans notre travail, nous proposons simulation d'un système photovoltaïque avec suiveur solaire

Mots clés : Rayonnement solaire, Energie photovoltaïque, Système photovoltaïque, tracker, suiveur solaire.

Summary

Solar radiation is the most shared energy resource on earth and the most abundant, part of this radiation can be exploited to directly produce heat (solar thermal) or electricity (solar photovoltaic). The sun is a source of natural energy, free and non-polluting. Solar energy through these multiple uses tends to be one of the major energy resources of the 3rd millennium, with a huge solar field that equates to 10,000 times the energy consumption of all humanity.

In our work, we propose simulation of a photovoltaic system with solar tracker

Keywords: Solar radiation, Photovoltaic energy, Photovoltaic system, tracker, solar tracker

ملخص

الإشعاع الشمسي هو أكثر مصادر الطاقة المشتركة على الأرض وأكثرها وفرة، ويمكن استغلال جزء من هذا الإشعاع لإنتاج الحرارة مباشرة (الطاقة الشمسية الحرارية) أو الكهرباء (الطاقة الشمسية الضوئية). الشمس هي مصدر للطاقة الطبيعية، حرة وغير ملوثة. تميل الطاقة الشمسية من خلال هذه الاستخدامات المتعددة إلى أن تكون واحدة من مصادر الطاقة الرئيسية في الألفية الثالثة، مع حقل شمسي ضخم يعادل 10000 ضعف استهلاك الطاقة للبشرية جمعاء.

في عملنا ، نقترح محاكاة نظام فوتوفلتيكي مع تعقب الطاقة الشمسية

كلمات البحث: الإشعاع الشمسي، الطاقة الضوئية، نظام الضوئية، تعقب، تعقب الشمسية

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

De nos jours, une grande partie de la production d'électricité est assurée par des ressources non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine, ce qui entrainera à plus ou moins courte échéance un risque non nul d'épuisement de ces ressources. D'autant plus que la demande ne cesse de croître et tend dès à présent à être supérieure à l'offre.

D'autre part, ce type de consommation d'énergie a un impact néfaste sur l'environnemental. A titre d'exemple pour les hydrocarbures et le charbon, d'importantes émissions de gaz à effet de serre sont générées quotidiennement jouant un rôle prépondérant au niveau du dérèglement climatique et de l'augmentation de la pollution. Ce constat pousse à rechercher de plus en plus de solutions innovantes palliant le déficit énergétique et limitant l'impact négatif sur l'environnement. De ce fait, le développement des sources non-polluantes à base d'énergie renouvelable est de plus en plus sollicité à la fois par les producteurs d'énergie et les autorités publics.

Les énergies renouvelables utilisent des sources inépuisables d'énergies d'origine naturelle: rayonnement solaire, vents, cycles de l'eau et du carbone dans la biosphère, flux de chaleur interne de la terre, effet solaire sur les océans,

Parmi les énergies renouvelables qui connaissent jours après jours des développements considérables : l'énergie solaire est considérée depuis longtemps comme l'origine des majorités d'énergies.

L'énergie solaire permet d'assurer des conditions de température favorables à la vie et anime les cycles de l'eau, des vents et du carbone dans la biosphère. Mais elle peut aussi être utilisée directement pour produire de la chaleur à différents niveaux de température pour divers usages : chauffage et climatisation de locaux, séchage de produits agricoles, production d'eau chaude et de vapeur, production d'électricité par le biais de cycles thermodynamiques.

La production d'électricité peut être aussi obtenue directement par la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire au moyen de photopiles. Cette dernière, bien qu'elle soit connue depuis de nombreuses années, comme source pouvant produire de l'énergie allant de quelques milliwatts au mégawatt, commence à se développer dans de grandes proportions, notamment à grâce à la baisse des coûts des équipements mis en œuvre.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant

Introduction Générale

plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ces besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications photovoltaïques.

Ces différents constats ont motivé différents travaux de recherches pour rendre viables des sources photovoltaïques.

Dans ces domaines, de nombreux progrès effectués sur les matériaux et les cellules au cours de ces dernières années sont à noter, notamment en termes de réduction de coût.

Les générateurs solaires doivent être orientés plein sud pour les habitants de l'hémisphère nord de manière à être perpendiculaire aux rayons solaires le plus de temps dans la journée Sachant que le soleil se lève à l'est et se couche à l'ouest le rayonnement solaire n'est pas toujours perpendiculaire et il est important que le générateur photovoltaïque suit la trajectoire du soleil.

L'Algérie a implanté plus d'une vingtaine de centrales photovoltaïques de types fixes reliées au réseau moyenne tension d'une capacité de 20 à 25 Mégawatts.

Dans ce contexte, notre motivation est de développer et d'optimiser l'énergie fournie par les panneaux photovoltaïques dans le but de maximiser la quantité d'éclairement absorbé en suivant le mouvement du soleil pendant la journée.

Pour cela le présent thème est intitulé : Etude et simulation du fonctionnement du système suiveur des panneaux solaires.

CHAPITRE I

Généralité sur l'effet photovoltaïque

I.1 Introduction

I.1.1 Les énergies renouvelables

L'utilisation massive des énergies fossiles et fissiles, même si elle a rempli tout le champ de l'activité des hommes d'aujourd'hui, reste un phénomène secondaire à l'échelle de l'histoire humaine, elle apparaît à travers deux pics, l'un au cours du XIXe siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au XXe siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire.

Le monde a besoin d'inventer une nouvelle stratégie énergétique, qui pour respecter l'environnement global, devra d'abord reposer sur la modération et l'efficacité énergétique et inévitablement utiliser les sources renouvelables. L'irradiation solaire annuelle sur l'ensemble de la planète au niveau de la mer représente plus de 5000 fois l'énergie que nous consommons.

À long terme - environ 50 ans - le potentiel extractible des différentes sources d'énergie renouvelable pourrait en pratique couvrir la consommation mondiale actuelle. Mais il est clair que la consommation d'énergie que connaît le monde actuellement, tend à s'accroître grâce à la poursuite de la croissance des pays industrialisés et à l'expansion démographique et économique des pays en voie de développement. Si aucun pays ne modifie sa politique énergétique (ou en l'absence d'une politique énergétique mondiale), les besoins énergétiques de la planète pourraient tripler d'ici à 2050.

L'enjeu énergétique de ces prochaines années est donc triple; faire face d'une part à la disparition des ressources énergétiques actuelles, et d'autre part, à une demande toujours croissante, tout en préservant notre environnement. Cependant, seule une implication politique forte permettra de voir le développement de ces énergies renouvelables à grande échelle avant l'assèchement des énergies de stock [3].

I.1.2 Les 5 familles des énergies renouvelables

Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes. Elles participent à la lutte contre l'effet de serre et les rejets de CO₂ dans l'atmosphère, facilitent la gestion raisonnée des ressources locales, génèrent des emplois. Le solaire (solaire photovoltaïque, solaire thermique), l'hydroélectricité, l'éolien, la biomasse, la géothermie sont des énergies flux inépuisables par rapport aux « énergies stock » tirées des gisements de combustibles fossiles en voie de raréfaction : pétrole, charbon, lignite, gaz naturel. Entrez dans l'univers des énergies renouvelables :

I.1.2.1 L'énergie solaire

- L'énergie solaire photovoltaïque.
- La Solaire thermique basse température.
- La solaire thermique haute température.

I.1 .2.2 L'énergie éolienne**I.1.2.3 L'énergie hydraulique – Hydroélectricité**

- La grande hydraulique.
- La petite hydraulique.
- Les énergies marines.

I.1.2.4 La biomasse

- Bois énergie.
- Le biogaz.
- Les biocarburants.

I.1.2.5 La Géothermie

- L'architecture bioclimatique.

I.2 Histoire du photovoltaïque

Le terme photovoltaïque provient de « photo » qui signifie lumière, et de « voltaïque » qui signifie électricité, désignant donc la production d'électricité à partir de lumière.

L'effet photovoltaïque a été découvert par Antoine Becquerel et son fils Alexandre Becquerel en 1839. L'effet photoélectrique (L'émission d'électrons par un matériau soumis à l'action de la lumière) fût découvert quant à lui en 1887 par le physicien allemand Heinrich

Rudolf Hertz mais c'est Albert Einstein qui a réussi le 1er à l'expliquer intégralement, ce qui lui valut le prix Nobel physique en 1921.

En 1954, trois chercheurs américains (Charpin, Pearson et Price) des laboratoires BELL mirent au point la première cellule photovoltaïque en silicium avec un rendement de 4%. Les cellules photovoltaïques virent leur première application pour fournir de l'énergie électrique au satellite Vanguard en 1958. Une première maison alimentée par des cellules photovoltaïques fut construite par l'université de Delaware aux Etats-Unis en 1973.

A partir de 1975, les pompes solaires se sont développées, en particulier pour le Sahel. A partir de 1980, des maisons photovoltaïques et des électrifications rurales ont été faites, en Polynésie, au Kenya, en Inde, en République Dominicaine, etc. A partir de 1995, des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001 et les projections sont assez optimistes pour les années à venir [4].

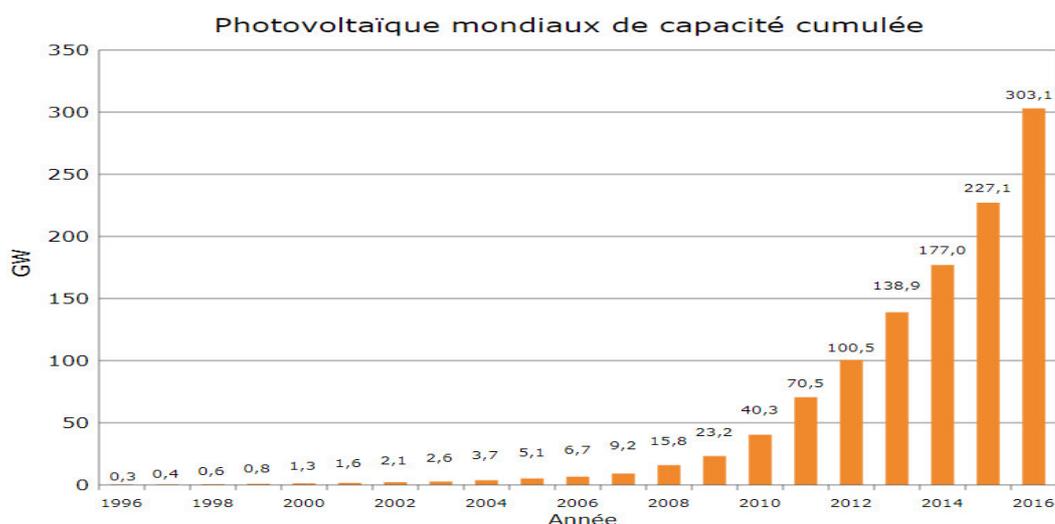


Figure I.1 : Production mondiale d'électricité d'origine photovoltaïque.

De plus, des politiques fiscales incitatives ont été mises en place dans de nombreux pays et notamment en France pour encourager les populations à s'équiper de panneaux photovoltaïques. En outre, l'énergie photovoltaïque n'a pas seulement vocation à concurrencer les autres énergies raccordées au réseau pour une utilisation domestique ou industrielle, mais se destine à d'autres applications très spécifiques comme le domaine spatial, l'alimentation électrique de sites isolés (habitations dans le désert, balises maritimes, ...) ou encore comme une alternative aux piles dans les biens de consommations portables (montres, téléphones portables,...) [4].

I.3 L'effet photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule.

La figure (I.2) illustre une cellule photovoltaïque (PV) typique ou sa constitution est détaillée.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P).

Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. À travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. L'énergie des photons est donnée par :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \dots\dots\dots [I.1]$$

Avec :

E : énergie de photon (ev).

h : constante de Planck.

ν : fréquence de la lumière.

C : vitesse de la lumière.

λ : longueur d'onde de la lumière.

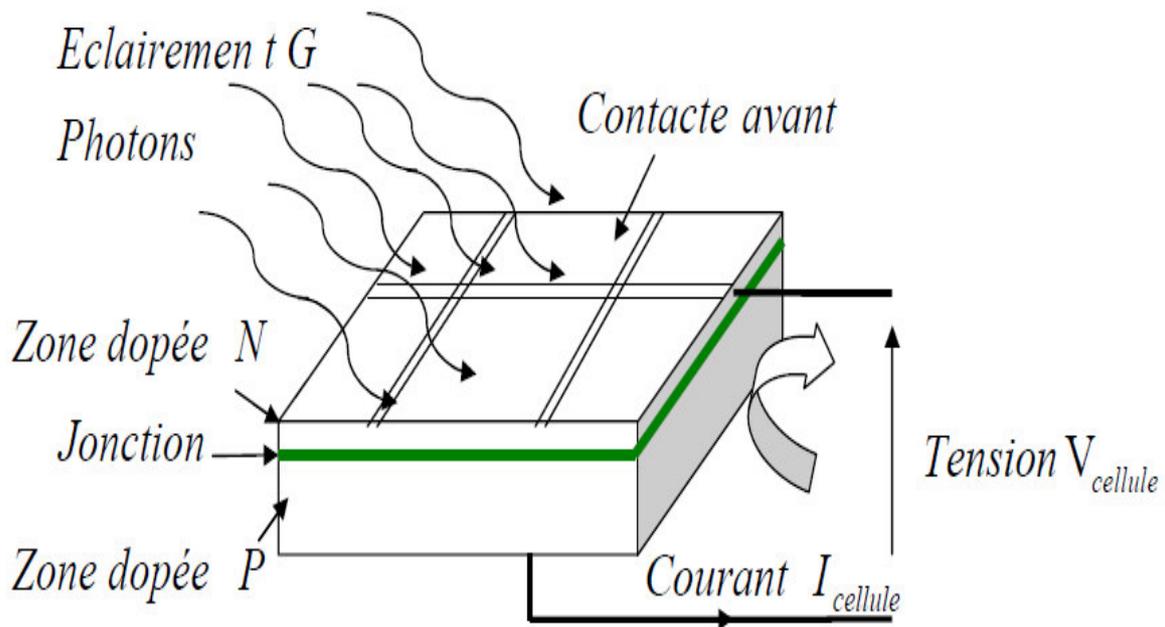


Figure I.2 : Coupe transversale d'une cellule PV typique [1].

I.4 Les différents types de cellules solaires

Il existe trois types de cellules solaires. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23% de l'énergie que les cellules reçoivent. Ces types de cellules sont [5] :

I.4.1 Cellules en Silicium Monocristallin

Ce sont celles qui ont le meilleur rendement de conversion (14 à 16%), mais aussi celle qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

I.4.2 Cellules en Silicium Polycristallin

Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement de conversion est plus faible (12 à 14%).

I.4.3 Cellules en Silicium Amorphe

Elles ont un faible rendement de conversion (7% - 9%), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans les produits de petite consommation tel que les calculatrices solaires, les montres,... etc [6].

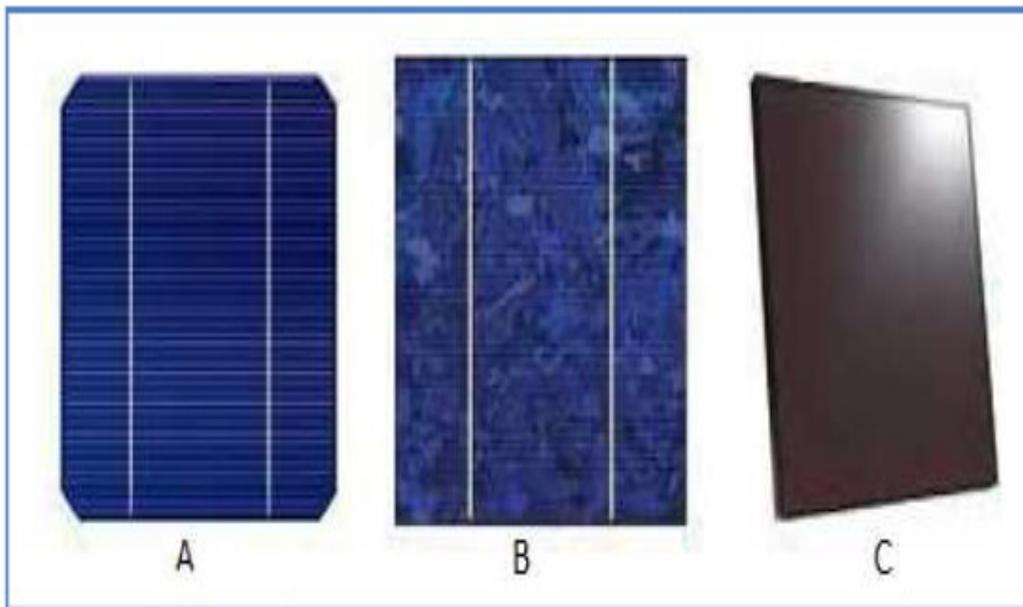


Figure I.3 : Types de cellules photovoltaïques (A) silicium monocristallin, (B) silicium polycristallin, (C) silicium amorphe.

I.5 Modélisation de la cellule photovoltaïque

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$I_{CELL} = I_{CC} - I_{SAT} = \left[\frac{\exp(V_{CELL} + I_{CELL}R_S)}{nV_T} \right] - \frac{V_{CELL} + I_{CELL}R_S}{R_P} \dots \dots \dots [I.2]$$

$$\text{Avec: } VT = \frac{KT}{e}$$

Où I_{SAT} est le courant de saturation, V_T , le potentiel thermodynamique, K , la constante de Boltzmann, T , la température effective de la cellule en Kelvin, e , la charge de l'électron, n , le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL} est le courant fourni par la cellule, V_{CELL} la tension a ses bornes, I_{CC} le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_p , la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_s la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions[5].

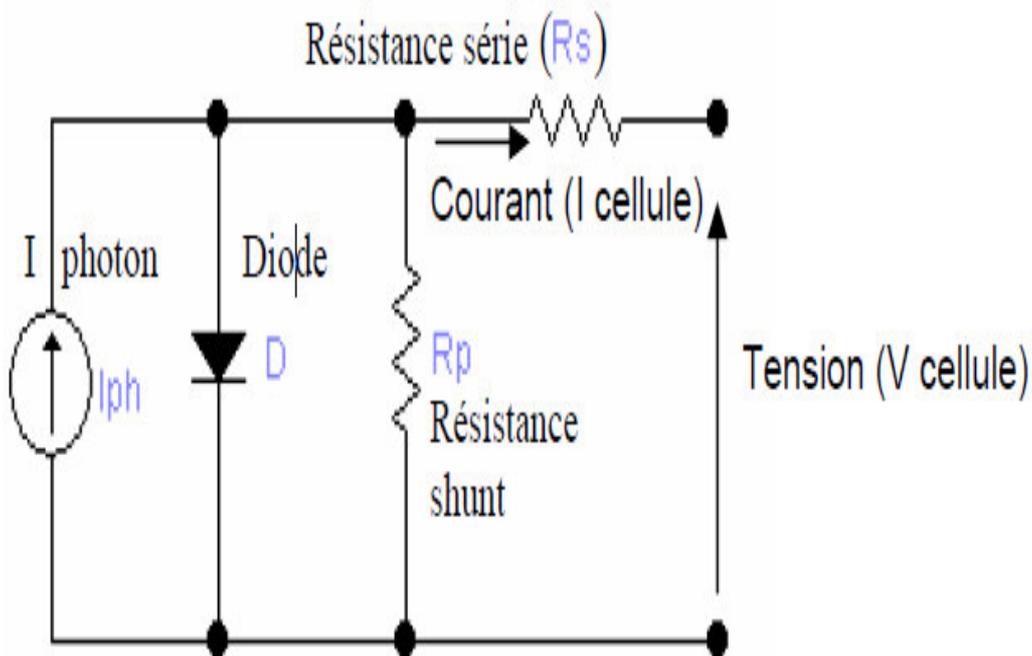


Figure I .4 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV.

I.6 Le générateur photovoltaïque et ses performances

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble des cellules photovoltaïques élémentaires montes en série et/ou parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désires tels que la puissance, le courant de court circuit (I_{CC}) ou la tension en circuit ouvert (V_0).

I.6.1 Caractéristiques courant tension

La figure ci dessous montre la caractéristique courante tension $I = f(V)$ d'un panneau photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et température.

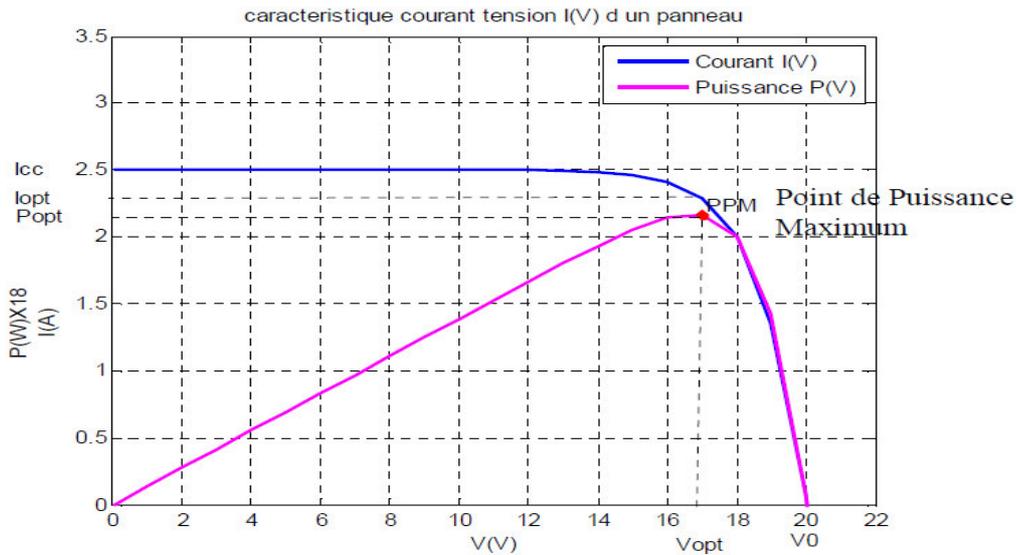


Figure I.5 : Courbe $I = f(V)$ d'un panneau photovoltaïque.

I.6.2 L'influence de l'éclairement

La figure (I.6) présente un exemple des courbes pour différents niveaux de rayonnements :

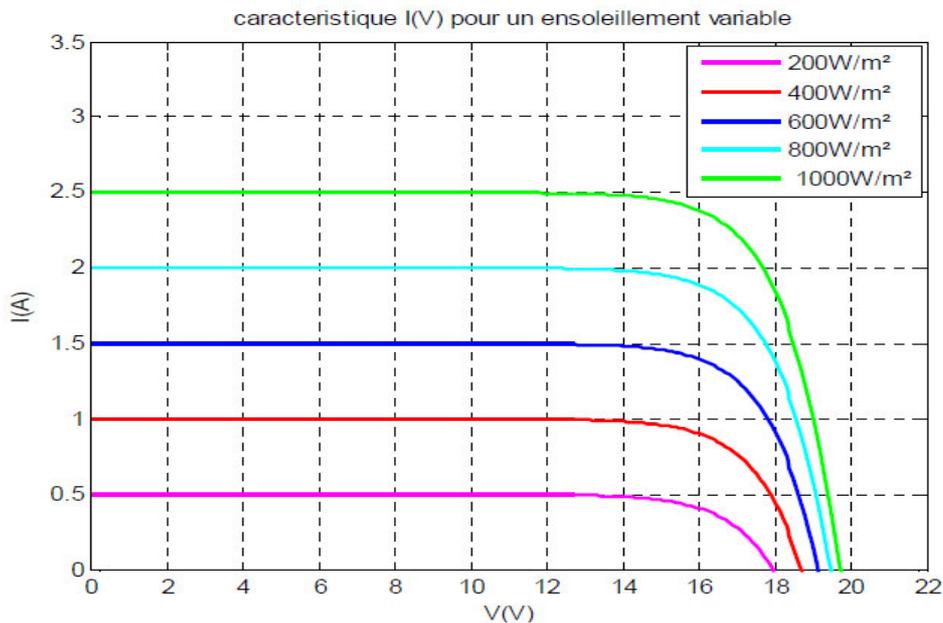


Figure I.6 : Caractéristiques d'un générateur photovoltaïque pour différents éclaircements.

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

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000W/m^2 et une température de 25°C [5].

I.6.3 L'influence de la température

La figure (I.7) présente des courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement de la cellule PV :

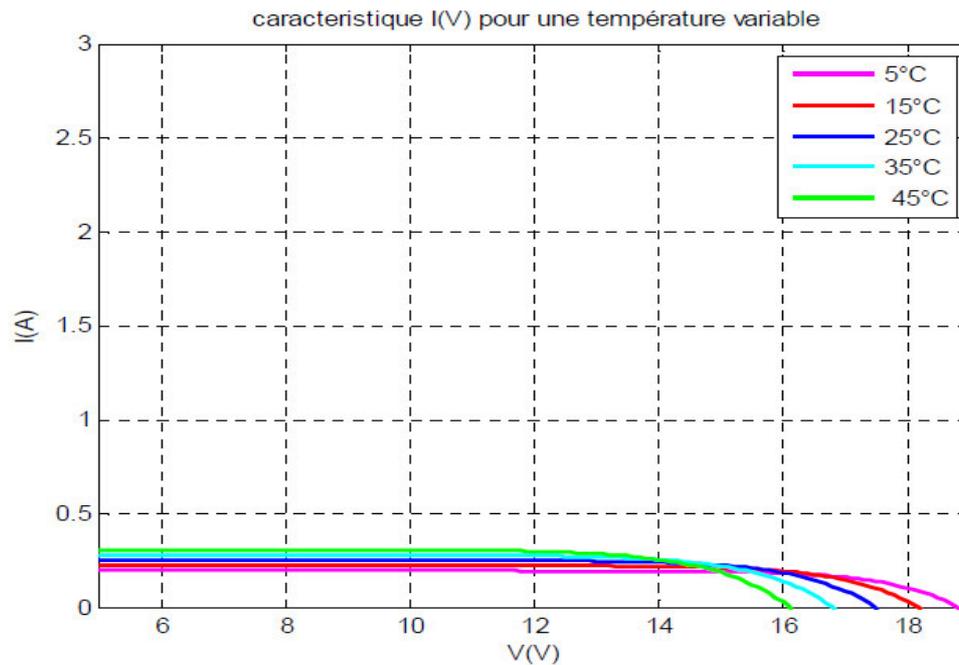


Figure I.7 : L'influence de la température sur la caractéristique électrique.

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit par contre la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de température du site sera impérativement à prendre en compte. Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0.5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25°C .

I.6.4 Association des cellules photovoltaïque en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante en série est obtenue par addition des tensions à courant donne.

La figure (I.8) montre la caractéristique résultante (I_{SCC}, V_{SCO}) obtenue en associant en série (indices) n, cellules identiques (I_{CC}, V_{CO}) :

$$I_{SCC} = I_{CC} \text{ et } V_{SCO} = N_s V_{CO} \dots \dots \dots [I.3]$$

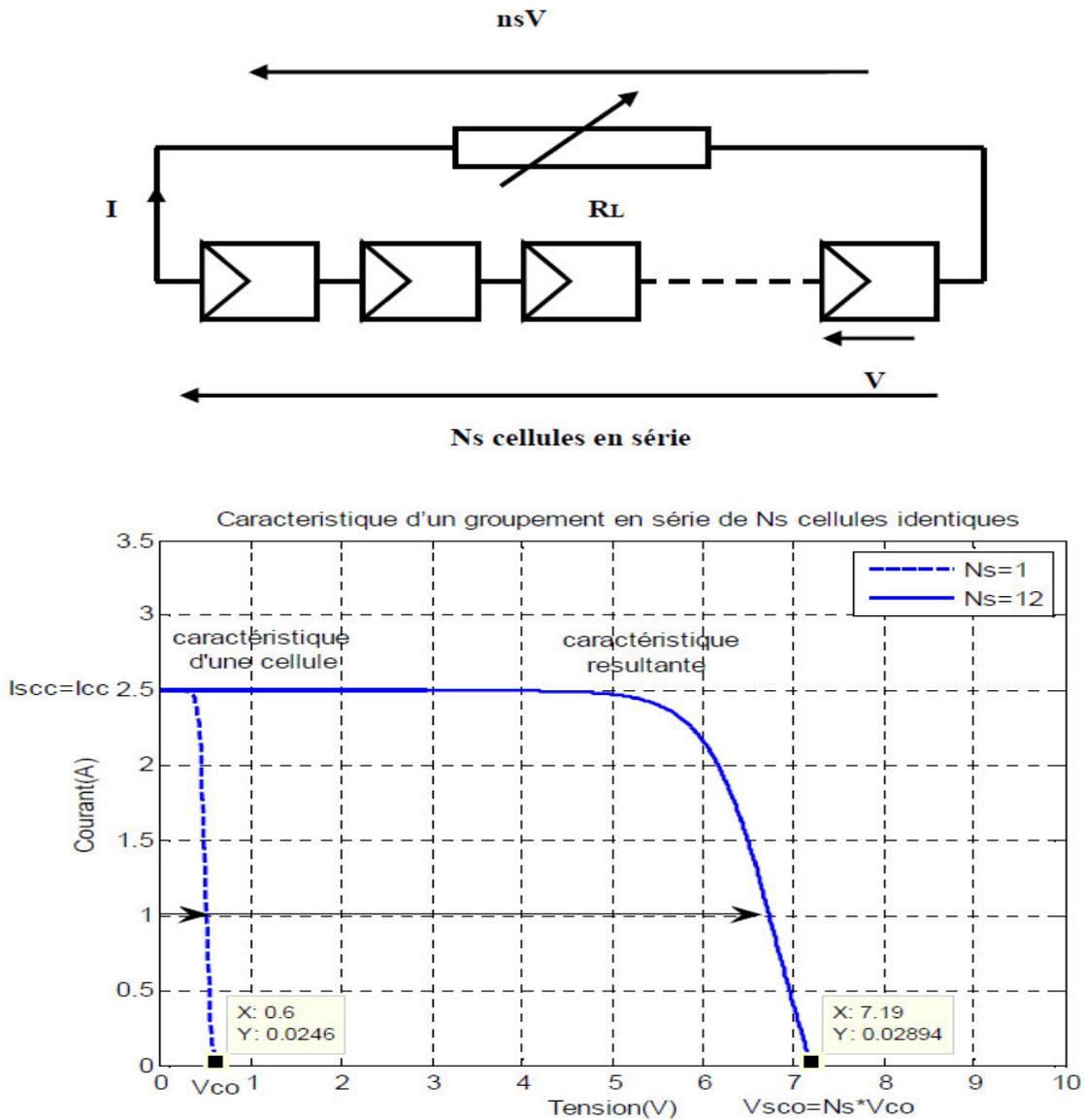


Figure I.8 : Caractéristiques résultante d'un groupement en série de ns cellules identiques.

I.6.5 Association des cellules photovoltaïque en parallèles :

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série.

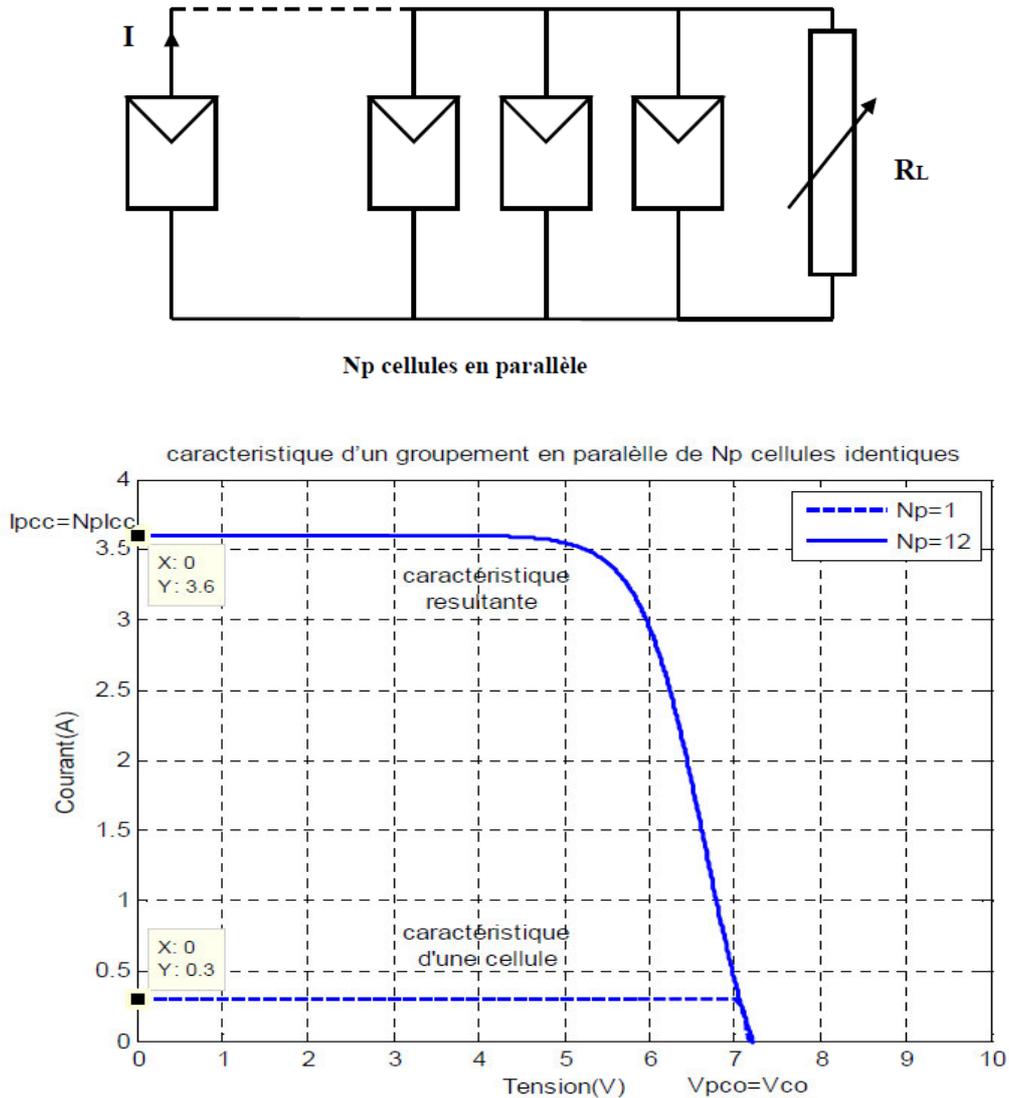


Figure I.9 : Caractéristiques résultante d'un groupement en parallèle de ns cellules identiques.

Ainsi dans un groupement de cellules connectées en parallèles, les cellules sont soumises a la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants a tension donnée. La figure (I.9) montre la caractéristique résultante (I_{PCC}, V_{PCO}) obtenue en associant en parallèle (indice p) n_p cellules identiques (I_{CC}, V_{CO}) [5]:

$$I_{PCC} = n_p I_{PCO} \text{ et } V_{PCO} = V_{CO} \dots\dots\dots [I.4]$$

I.6.6 Branchement mixte

Si pour une application donnée il est nécessaire de faire augmenter le courant et la tension délivrée par les cellules solaire, on réalise un groupement série-parallèle. On parlera dans ce cas de module et de panneaux solaires. Un panneau solaire est par définition un ensemble de

modules regroupés selon un montage mixte, le module étant à son tour composé d'un ensemble de cellules montées généralement en série. Il est possible d'utiliser un montage de N_C (cellules identiques en série) sur un module, N_{SP} (branches placées en parallèle) et N_{MS} (nombre de module par branches) figure (I.10) La courbe de fonctionnement de cette association est une courbe semblable à sa charge optimale s'exprime en watt-crête et c'est par définition la puissance fournie par le module à sa charge optimale sous un éclairement de 1KW/m2 et à une température de 28°C la puissance totale disponible.

PT, dans ces conditions est égale à : $P_T = N_{MS}N_{SP}P_M$ [I.5]

La résistance optimale est donnée par : $R_{opt} = (N_{MS}/N_{SP})R_{optm}$ [I.6]

Où R_{opt} est la résistance optimale du module dans les mêmes conditions.

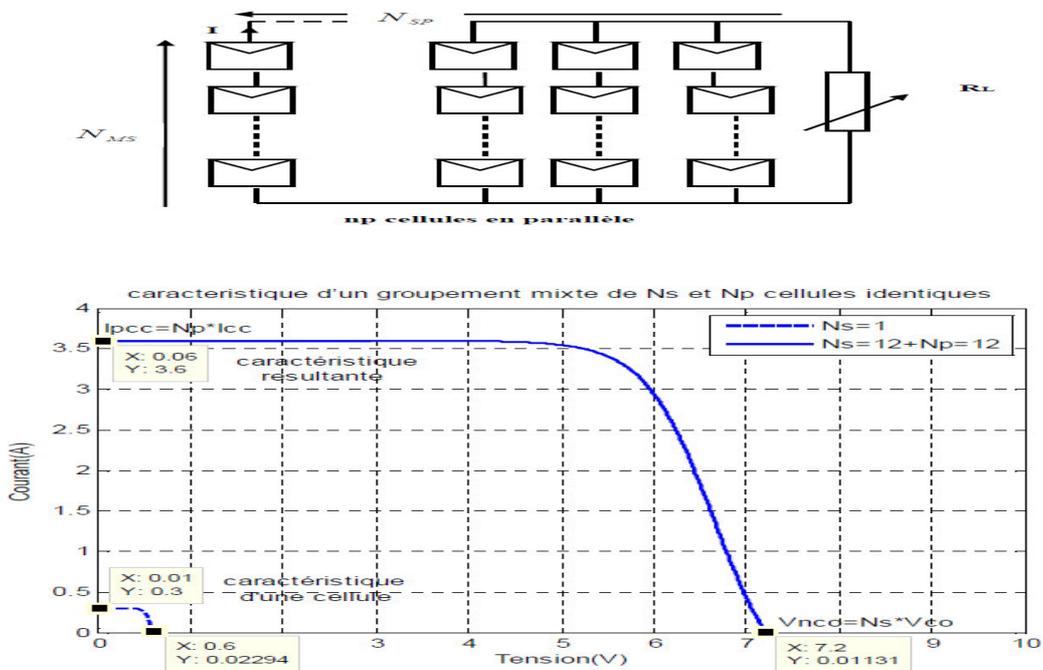


Figure I.10 : Caractéristiques résultante d'un groupement mixte de N_s cellules identiques.

I.7 Le rendement d'un panneau photovoltaïque

➤ Puissance produite

Le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque dépend des technologies utilisées lors de sa fabrication. Il existe plusieurs types dont les plus connus sont les panneaux PV à base de cellules en silicium polycristallin, silicium monocristallin, silicium amorphe, les cellules multi-jonctions, etc. Chacune de ces technologies présente des avantages et des inconvénients. En particulier, le rendement, qui est généralement le critère de choix, dépend des conditions climatiques du lieu d'installation (dans les régions caractérisées par des températures élevées, les systèmes au silicium amorphe sont préférés à ceux au mono ou polycristallin) [1].

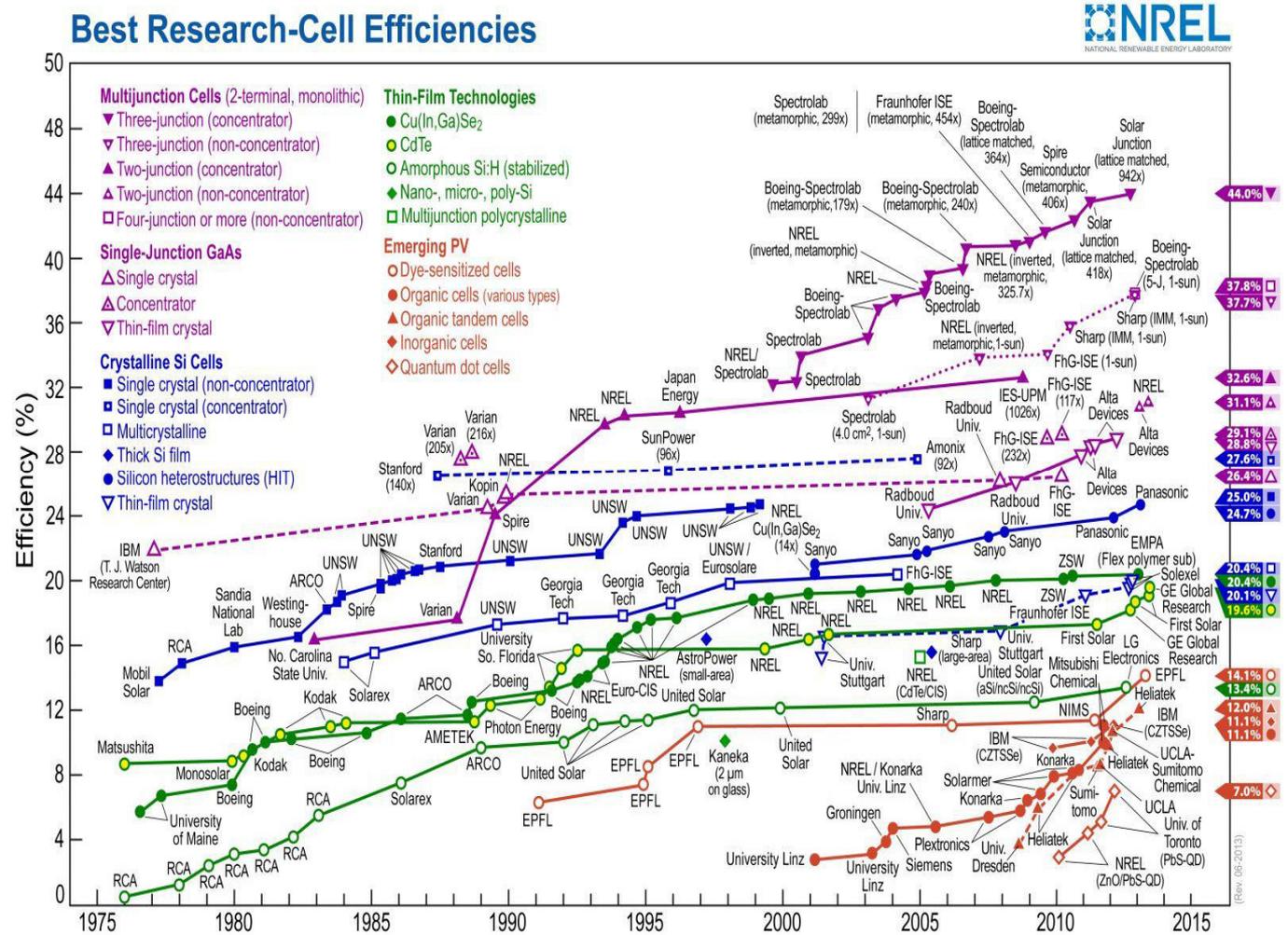


Figure I.11: Rendement pour différents types de technologies au cours des années (NREL).

Pour un panneau PV, le rendement, R exprimé en pourcent (%), est défini par le rapport de la puissance électrique produite par le panneau PV (PEP) à la puissance solaire reçue (PSR) [1].

$$R = \frac{PEP}{PSR} \dots\dots\dots [I.7]$$

➤ **Positionnement**

Comme mentionné auparavant, l'énergie fournie par le panneau PV dépend fortement de la quantité d'éclairement solaire absorbée par ce dernier. Cette quantité dépend de l'orientation du panneau par rapport au soleil. Pour collecter le maximum d'énergie, le panneau PV doit être constamment orienté perpendiculairement aux rayons solaires figure(I.12).

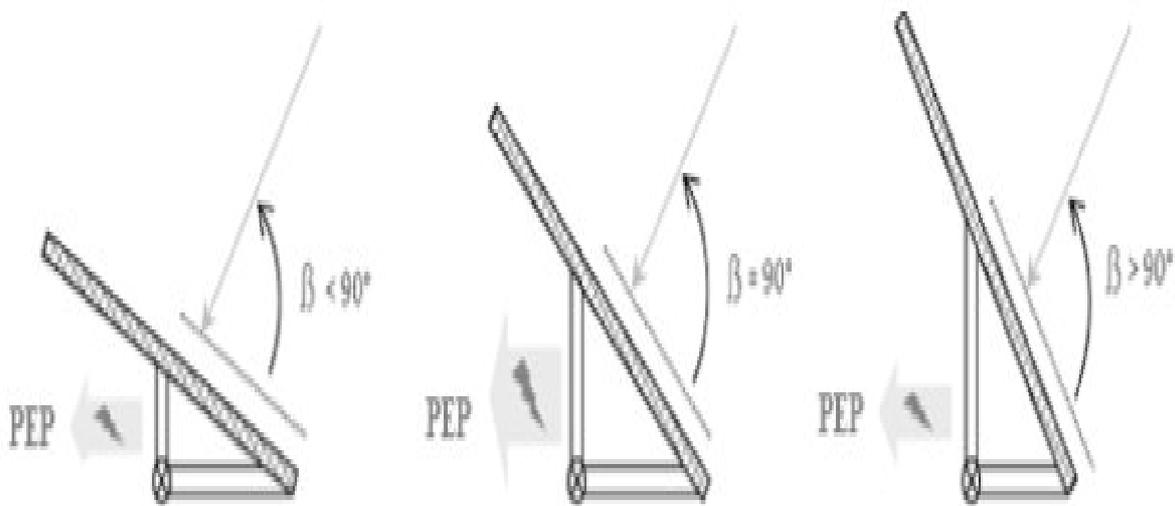


Figure I.12 : Dépendance des performances d'un panneau PV de l'angle β .

Avec : β l'angle formé entre le plan du panneau et les rayons lumineux incidents, l'angle optimal correspond à un angle de 90° comme indiqué dans la figure (I.13).

Chaque fois que cet angle diminue ou augmente, la surface (m^2) du panneau exposée aux rayons diminue et donc en partant de la puissance produite, le rendement diminue aussi, d'où l'importance de l'orientation des panneaux par rapport à la position du Soleil [1].

Le rendement en puissance solaire exploitée peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$R = \sin(\beta) \times 100$ [I.8]

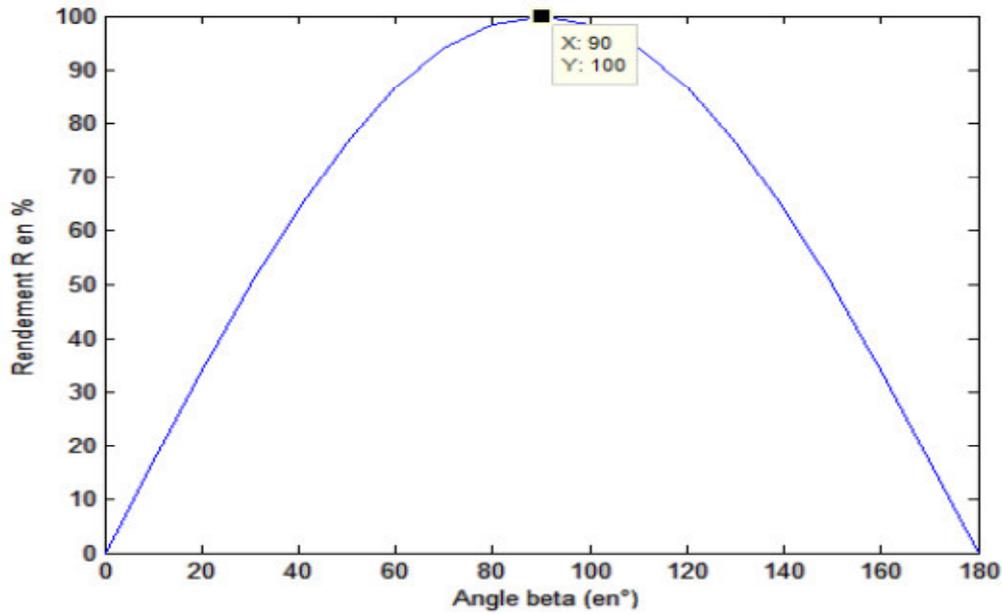


Figure I.13 : Rendement en puissance solaire exploitée en fonction de l'angle β des rayons solaires.

➤ **Positionnement (angle d'inclinaison)**

Un autre facteur qui influence sur les performances du panneau PV est l'angle d'inclinaison, qui correspond à l'angle formé par le plan du panneau solaire par rapport à l'horizontale (le plan du sol).



Figure I.14 : Représentation de l'angle d'inclinaison θ .

En effet, l'évolution de la trajectoire du soleil varie selon les saisons (l'inclinaison de la terre varie), l'angle d'inclinaison est plus réduit en été et plus important en hiver.

Note

Aux équinoxes du 21 mars et du 21 septembre, le soleil est perpendiculaire à l'Equateur.

Au solstice d'été du 21 juin, il est perpendiculaire au tropique du Cancer (hémisphère nord).

Au solstice d'hiver du 21 décembre, il est perpendiculaire au tropique du Capricorne (hémisphère sud) Figure (I.15) [1].

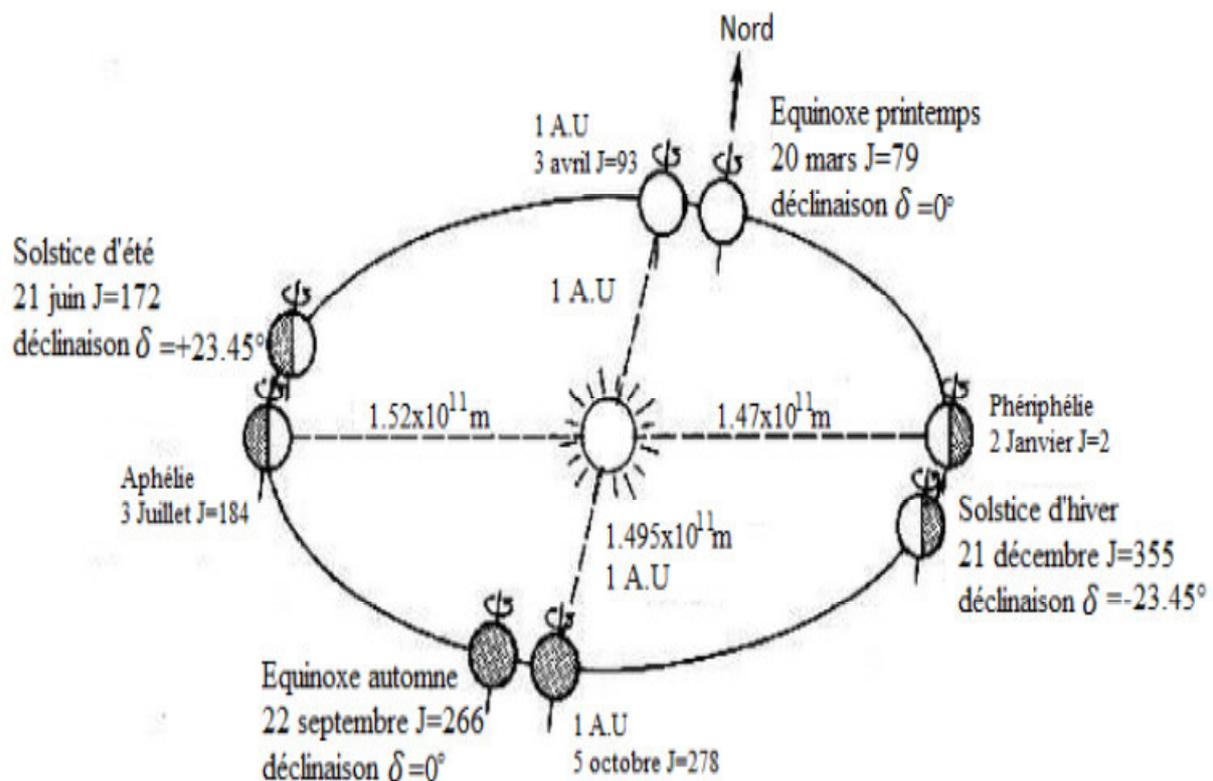


Figure I.15: Représentation des équinoxes et solstices et l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre par rapport à son plan de translation autour du soleil.

Cependant si l'on désire maximiser la puissance générée par un panneau PV et avoir un rendement optimal, il faut tenir compte de tous ces paramètres et contraintes liées à l'orientation du module ainsi que la position du soleil. Ceci peut être assurée par un système de poursuite solaire (suiveur soleil ou encore dit tracker solaire (appellation courante)) permettant de suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison.

Ce système permet ainsi, aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement et en temps réel la trajectoire du soleil pour assurer une production électrique maximale, d'où la nécessité de définir avec exactitude les trajectoires empruntées par le soleil, de manière à définir la meilleure façon avec laquelle sera effectué le suivi automatique [1].

I.8 Etat de l'art des suiveurs solaires

Les premières applications des suiveurs solaires remontent vers les années 1750 où le principe repose sur l'utilisation de l'héliostat figure (I.16) La rotation du miroir de l'héliostat est assurée par un mécanisme d'horlogerie. La plus ancienne mention du système se trouve dans des publications datant de 1742 du physicien néerlandais Willem Jacob's Gravesande.

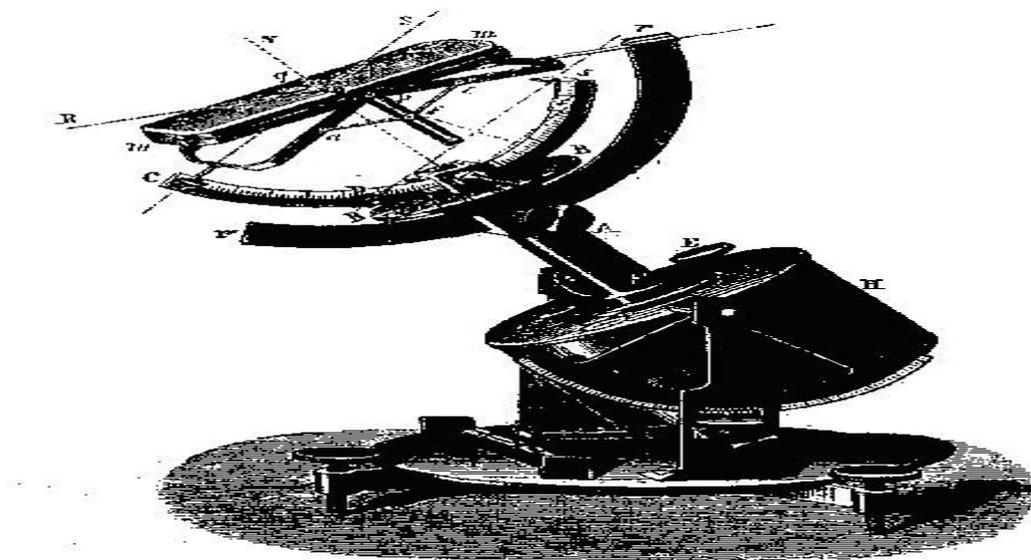


Figure I.16 : modèle d'un héliostat dans ses premières applications

Un champ d'héliostats repère le mouvement du soleil en convergeant les rayons lumineux vers un même point, concentrant ainsi la lumière incidente en employant des miroirs de réflexion, tout au long de la journée. Ce principe se rencontre dans diverses installations utilisant l'énergie solaire, notamment les centrales solaires à concentration appelées champs d'héliostats.

Un exemple en France est la centrale solaire Thémis qui, après avoir fonctionné de 1983 à 1986, fait l'objet d'une nouvelle expérimentation depuis 2007



Figure I.17: champ d'héliostat -centrale solaire Thémis France.

I.9 Les types de suiveurs solaires

Les systèmes de poursuite solaires dans toutes leurs formes possibles ont été conçus depuis plus de 20 ans. Ils peuvent être équipés de mécanisme à simple axe ou double axe activés passivement ou activement [24].

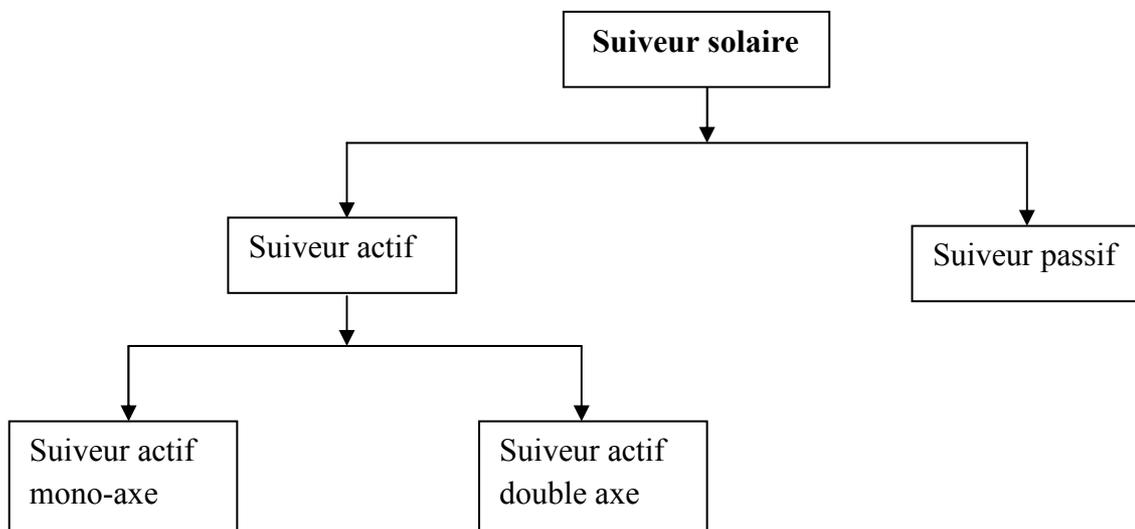


Figure I.18: Types de suiveurs solaires [9].

I.10 Conclusion

Nous avons présente dans ce chapitre le concept de base d'un système photovoltaïque. Les facteurs climatique, à savoir, l'éclairement et la température influent fortement sur le rendement de la cellule photovoltaïque et donc sur le générateur photovoltaïque.

CHAPITRE II

Gisement et rayonnement solaire

II.1 Introduction

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitables. Comme la plus part des énergies douces, elle donne à l'utilisateur la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partie de ses besoins. La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée.

Les heures du lever et du coucher ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation, l'irradiation globale [10].

Les besoins énergétiques ne cessent de croître dans le monde. Malgré son énorme potentiel, l'énergie solaire ne correspond qu'à une partie négligeable de la production et de la consommation d'énergie en Algérie. Pourtant, l'exploitation du rayonnement solaire est compétitive à plusieurs niveaux par rapport aux autres sources d'énergies renouvelables. Il s'agit de la source d'énergie la plus répandue et la plus accessible sur terre. « Chaque jour, le soleil envoie vers la Terre 10 000 fois la quantité totale d'énergie consommée à l'échelle de la planète » Aussi, la quantité d'énergie libérée par le soleil pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an [11].

II.2 Le soleil

Le soleil est la seule étoile du système solaire et la plus proche de la terre, sa lumière met environ 8 mn à nous atteindre. La deuxième étoile la plus proche est Proxima de Centaure située à 4.23 années lumières du soleil mais la grande distance qui nous sépare de cette étoile fait que le soleil soit la seule étoile qui assure la vie sur terre [12].

Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre 150.10^6 Km, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180.10^6 GW, c'est pour ça que l'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autres sources d'énergie [13].

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de 14×10^5 km de diamètre, sa masse est de l'ordre de 2×10^{30} kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments. Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à 4×10^{26} w. Seule une partie

est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de $1,7 \times 10^{17}$ w. Elle nous parvient essentiellement sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchiée vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère [10] :

Tableau II.1 : Caractéristiques principales du soleil.

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (km ²)	6.09×10^{12}
Volume (km ³)	1.41×10^{18}
Masse volumique moyenne (kg/m ³)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	2.5×10^{17}

II.3 La constante solaire

La valeur du rayonnement solaire "**I_c**", reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 Km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne "**I₀**" appelée constante solaire est de l'ordre de 1354 W.m^{-2} . En première approximation, En effet, la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6 \%$ de la distance terre - soleil et donc une variation de ce flux [16].

On peut calculer la valeur de "**I_c**" en fonction du numéro du jour de l'année "**n_j**" par la relation suivante [13] :

$$I_c = I_0 [1 + 0.033 \times \cos (0.984 \times n_j)] \dots \dots \dots [II.1]$$

II.4 Le mouvement de la terre

Dans son mouvement autour du soleil, la terre décrit une ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers, la révolution complète s'effectue en une période de 365,25 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique.

C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil : 147 millions de km. Au 22 juin la distance terre-soleil vaut 152 millions de km, c'est le jour ou la terre est la plus éloignée, c'est le solstice d'été. Le 21 mars et le 21 septembre sont appelés respectivement équinoxes de printemps et équinoxe d'automne. Aux équinoxes le jour et la nuit sont égaux.

En plus de sa rotation autour du soleil, la terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Cette rotation s'effectue en une journée. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique, ils font entre eux un angle appelé inclinaison égale à $23^{\circ}27'$ [10].

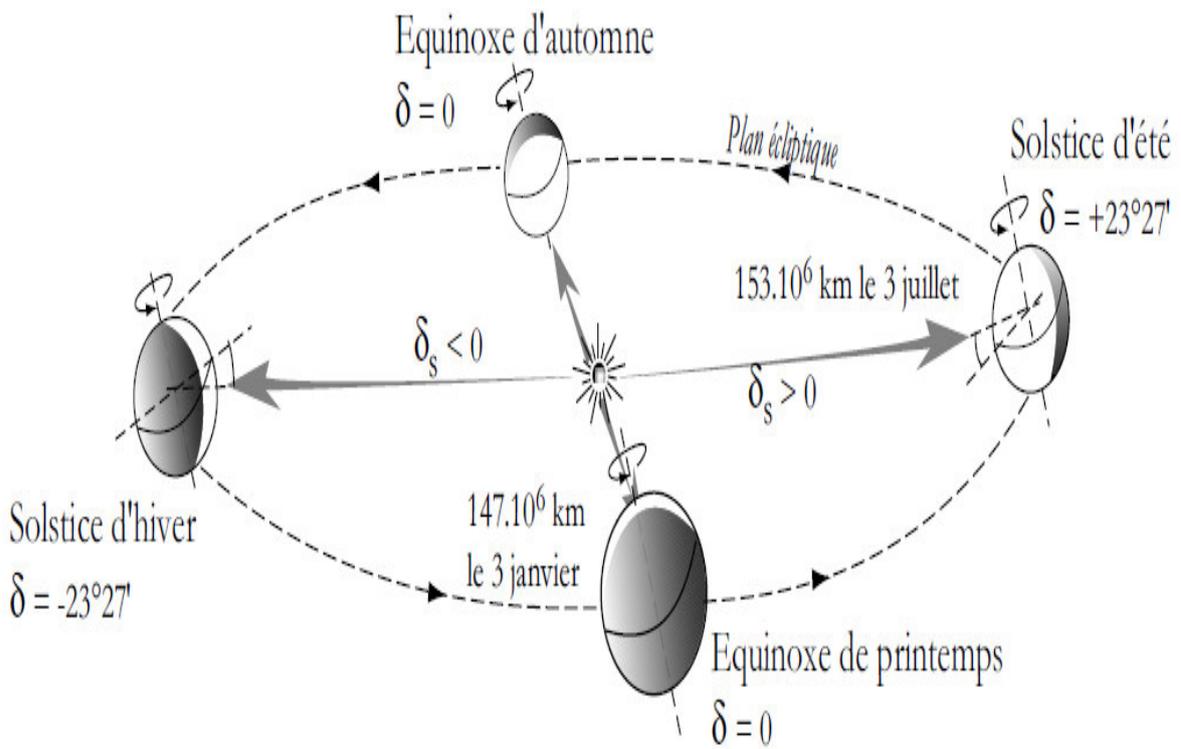


Figure II.1 : Le mouvement de la terre autour du soleil.

II.5 La sphère céleste

La sphère céleste est une sphère imaginaire de rayon indéfini, établie dans les cieux et ayant comme centre l'œil d'un observateur terrestre. La sphère est la base du système de coordonnées employé pour déterminer les positions des astres. Elle est également utilisée pour désigner les intervalles de temps [14].

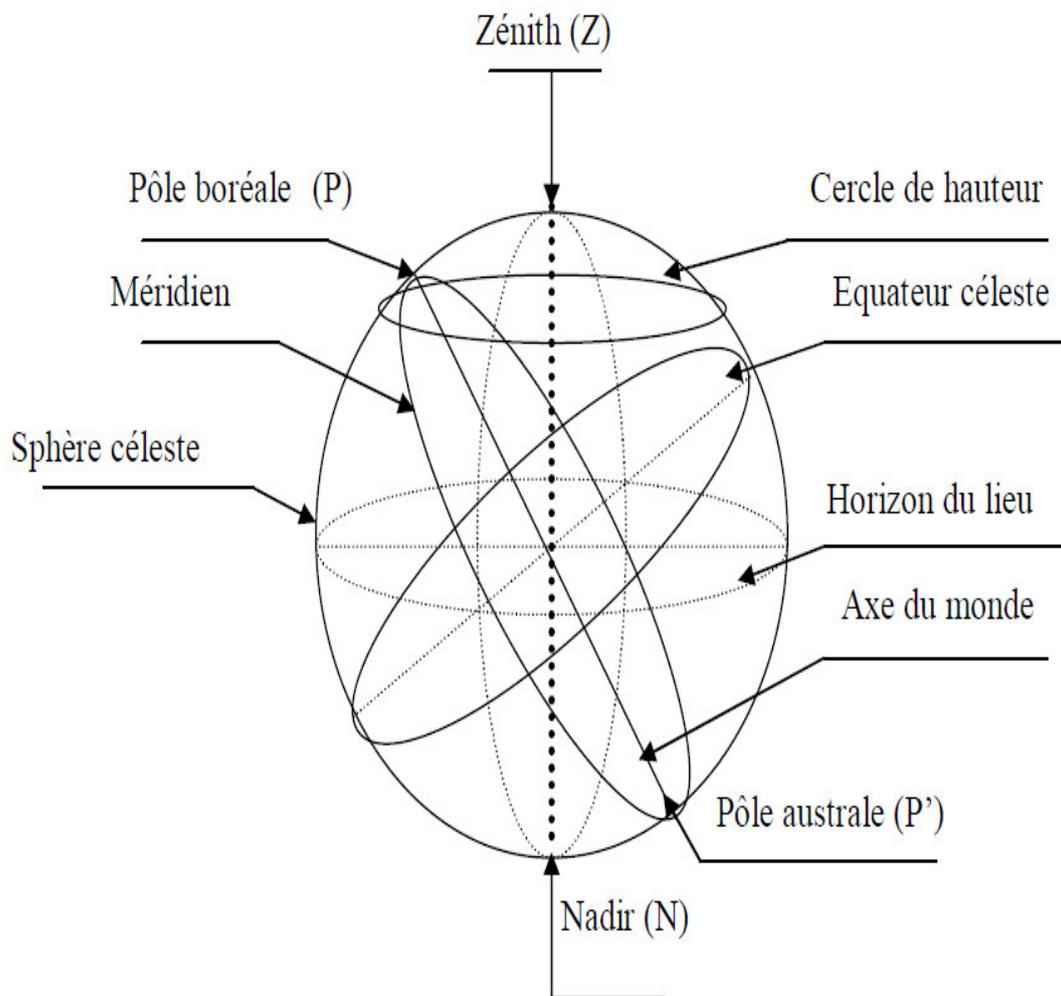


Figure II.2 : La sphère céleste.

II.6 Les coordonnées célestes

Tout point de la surface terrestre est repérée par ses coordonnées géographiques :

La longitude, la latitude, ainsi que par son altitude [15] :

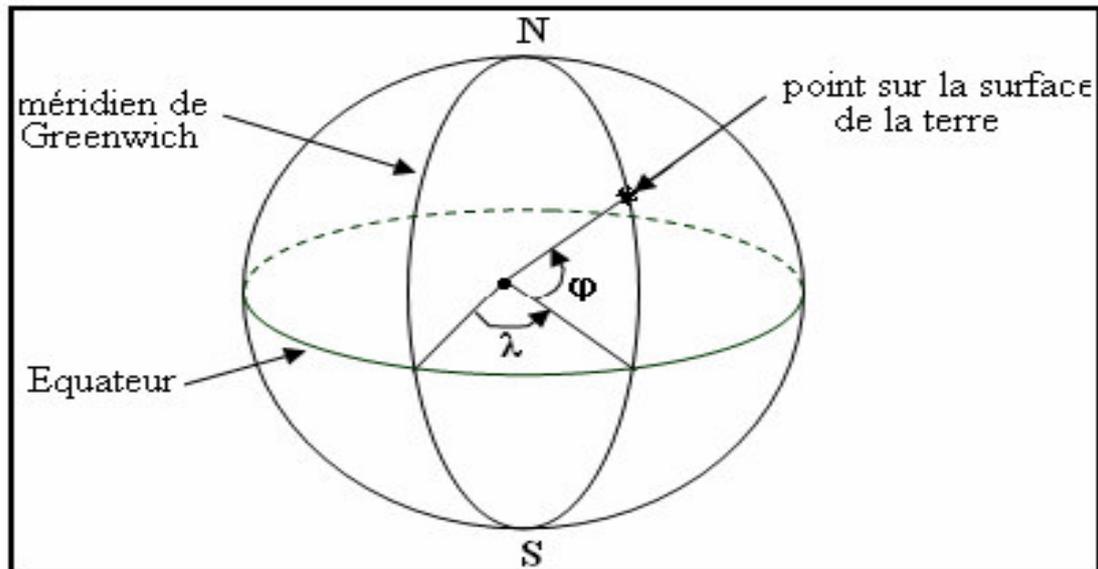


Figure II.3 : coordonnées célestes [17].

II.6.1 Les coordonnées géographiques

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre [13].

II.6.2 Longitude (λ)

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé. La longitude sera désignée ici par la lettre λ . La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180 et 180 . Tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (–) les méridiens situés à l'ouest [15].

Pour boumerdes la longitude est de : 3,7041

II.6.3 Latitude(ϕ) :

L'angle de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur et est indiquée en tant que latitude de 0° , le pôle

nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° . Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (–) tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par lettre (j), et peut ainsi être comprise entre -90° et $+90^\circ$ [15].

Pour la ville de Boumerdes la latitude est environ de $36,7724^\circ$.

II.6.4 L'altitude (Z)

C'est l'altitude d'un point correspondant à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (le niveau de la mer = 0), elle est exprimée en mètre.

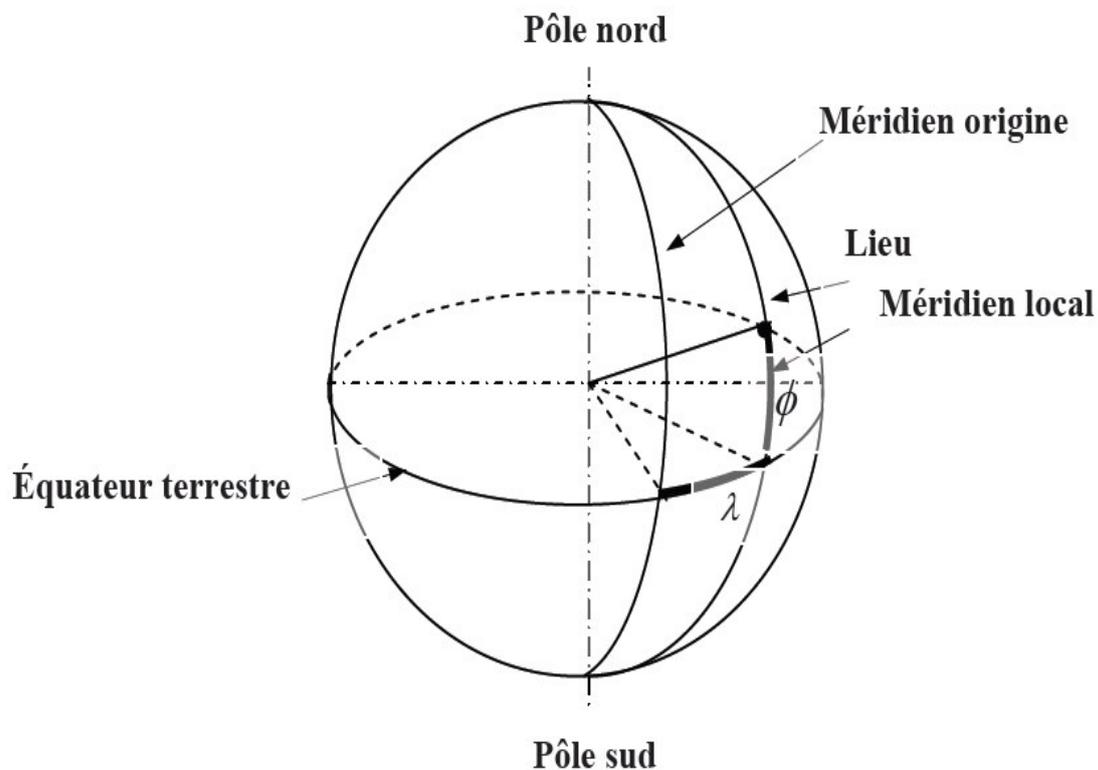


Figure II.4 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné

II.7 Les coordonnées horaires

II.7.1. La déclinaison(δ)

C'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^{\circ}27'$ à $-23^{\circ}27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours. Elle s'obtient à partir de la formule suivante [16] :

$$\delta = 23.45 \sin [360 / 3655(j + 284)] \dots\dots\dots[\text{II.2}]$$

Où : δ est exprimée en degrés.

j : est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.

II.7.2. L'angle horaire ω

C'est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel. Il est donné par la relation suivante [10] :

$$\omega = 15 (\text{TSV} - 12) \dots\dots J \dots\dots\dots[\text{II.3}]$$

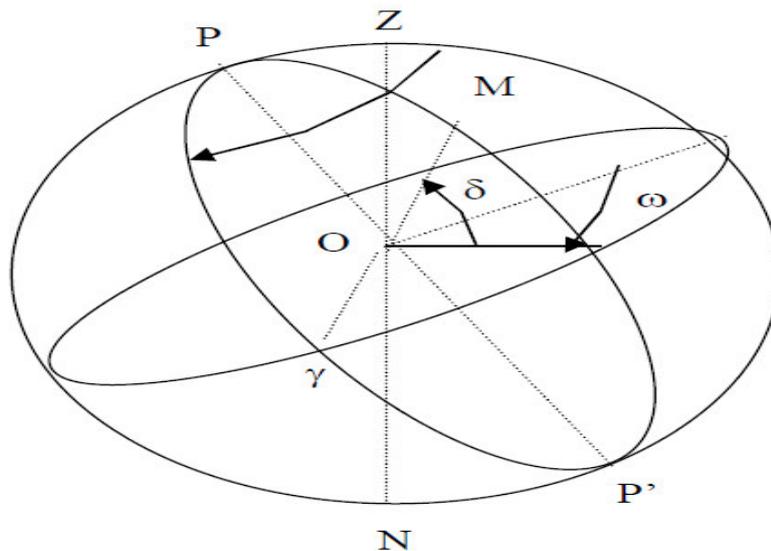


Figure II.5: Les coordonnées horaires.

II.8.1 Les coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu

Dans ce repère les coordonnées du soleil sont :

II.8.1 La hauteur du soleil (h)

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal.

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \dots \dots \dots [II.4]$$

Φ : latitude du lieu [17]

II.8.2 L'azimut (a)

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le sud. L'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(a) = (\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)) / \cos(h) \dots \dots \dots [II.5]$$

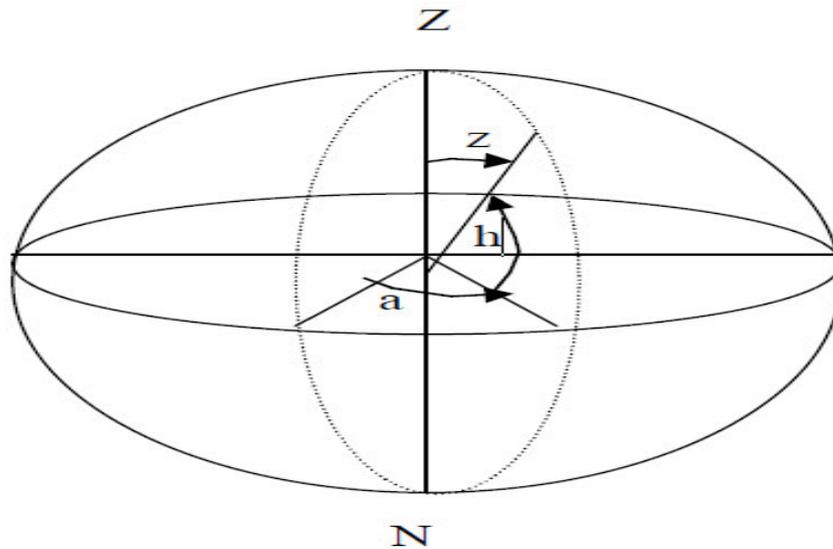


Figure II.6 : Coordonnées horizontales.

II.9 Les temps solaires

La terre subite deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15°. La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai [18].

II.9.1 Le temps solaire vrai (T.S.V)

Le temps solaire vrai, en un instant et un lieu donné, est l'angle horaire du soleil ω . Il est donné sous la forme suivante :

$$TSV = 12 + \omega/15 \dots\dots\dots [II.6]$$

Ω en degré.

Si $\omega = 0$, TSV=12h.00

Si $\omega < 0$, la matinée.

Si $\omega > 0$, l'après-midi.[16]

II.9.2 Le temps solaire moyen (T.S.M)

Il est donné par la relation :

$$TSV - TSM = Et \dots\dots\dots [II.7]$$

Avec : Et : l'équation du temps, elle corrige le T.S.V par rapport au T.S.M.

$$Et = 9.87 \sin (2N') - 7.53 \cos (N') - 1.5 \sin (N') [min] \dots\dots\dots [II.8]$$

$$N' = (N - 81) \cdot 360/365 \dots\dots\dots [II.9]$$

Où : N est le numéro du jour dans l'année.

II.9.3 Le temps universel (TU)

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Greenwich Mean Time) qui est le méridien central du fuseau horaire. Pour en déduire le temps légal ou local (TL), il convient d'ajouter au temps universel le décalage du fuseau horaire.

$$TU = TSM - L/15 \dots\dots\dots [II.10]$$

Où : L : est la longitude.

L > 0, pour les villes situées à l'Est de Greenwich ;

L < 0, pour les villes situées à l'Ouest de Greenwich ;

TU = TSM, pour le méridien de Greenwich.

II.9.4 Le temps légal (TL)

C'est le temps officiel d'un état, il est donné par :

$$TL = TU + \Delta H$$

Où :

ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

$\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie [16].

II.9.5 Equation du temps

Le temps E_t varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 Octobre).

Une bonne approximation du temps E_t est donnée par l'équation suivante :

$$E_t = 9.9 [2(0.986j + 100)] - 7.7 \sin (0.986j - 2) \dots \dots \dots [II.11]$$

Où E_t est exprimé en minutes et j est le numéro du jour dans l'année à partir du 1^{er} Janvier [19].

II.10 Le gisement solaire en Algérie

La puissance moyenne reçue du soleil par la terre est d'environ 20 % du flux lumineux compte tenu du jour et de la nuit, de la latitude de l'endroit, des saisons et de la couverture nuageuse. L'utilisation des énergies renouvelables en Algérie, n'a pas dépassé le seuil d'expérience durant trois décennies d'indépendance, malgré la situation géographique.

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants dans le monde. La durée d'insolation sur le quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement, et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et le Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud.

Ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable, s'il est exploité de manière rationnelle.

La connaissance de ce gisement solaire est d'une importance capitale pour concevoir et dimensionner les systèmes solaires. Ainsi, un bon dimensionnement n'est possible que si les mesures sont disponibles d'une manière continue dans l'espace et dans le temps.

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure (II.7) :

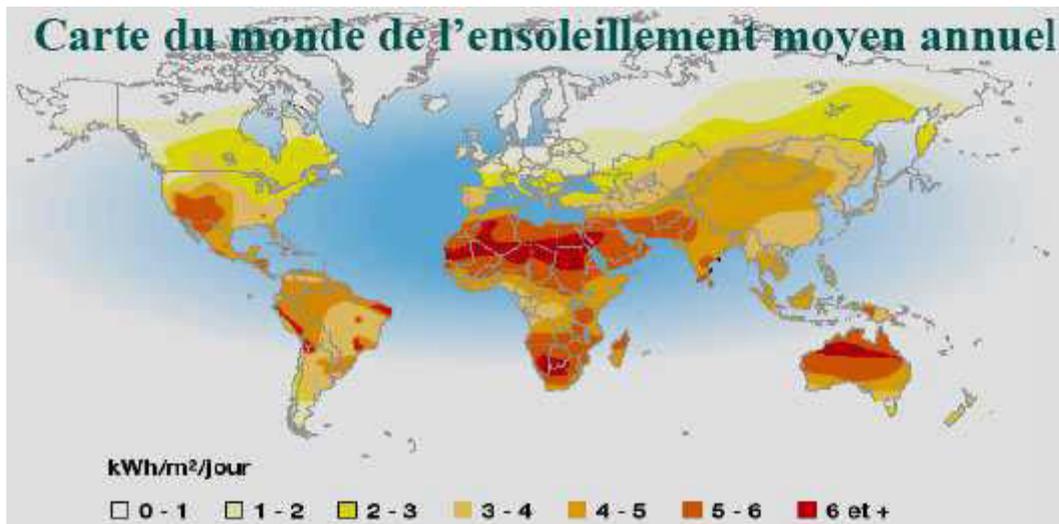


Figure II.7: Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel.

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau 1.2 selon l'ensoleillement reçu annuellement [28].

Tableau II.2 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [28].

Régions	Région côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moy. d'ensoleillement (h/an)	2650	2650	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	26500

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie

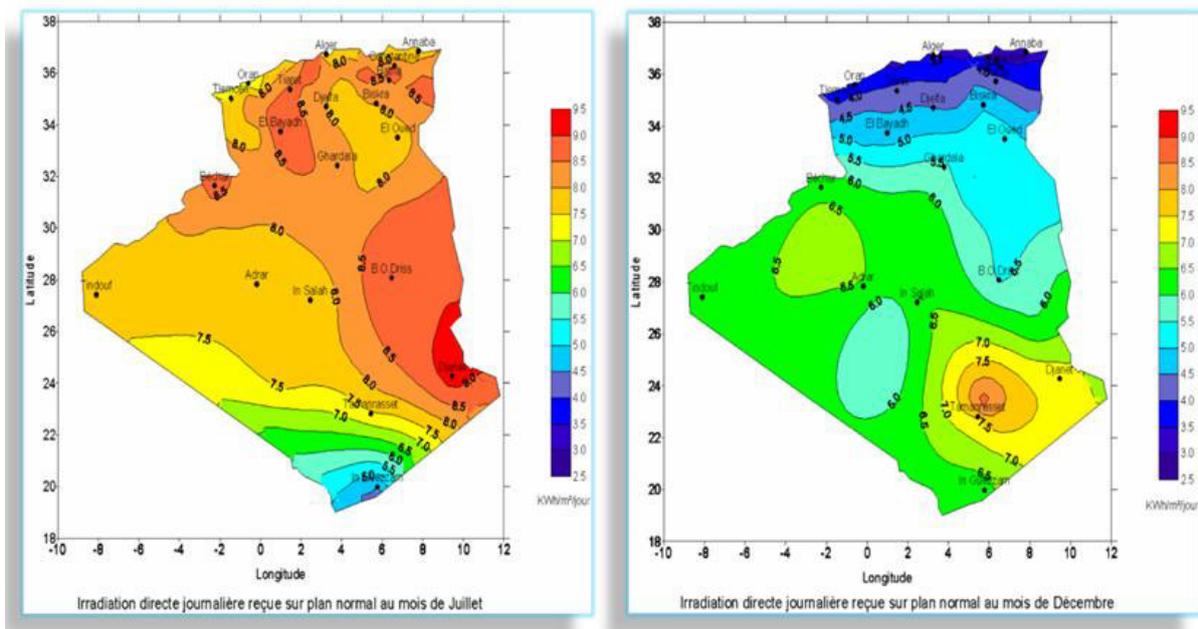


Figure II.8: Irradiation directe journalière sur plan normal aux mois de Juillet et Décembre.

II.11 Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairage énergétique à peu près constant et égale à 1367w/m², appelé de ce fait constante solaire.

Le rayonnement solaire subit un certain nombre d'altération et d'atténuations aléatoires en traversant l'atmosphère ; réflexion sur les couches atmosphériques, absorption moléculaire, diffusion moléculaire et par les aérosols (la poussière, les gouttelettes...).

Au niveau du sol, à cause de la diffusion, une partie du rayonnement est diffuse (c'est-à-dire isotrope). L'autre partie dite directe est anisotrope [27].

II.11.1 Types de rayonnements

Le rayonnement solaire qui arrive au sol se décompose en deux parties : L'une provient directement du soleil (direct), l'autre a été diffusée par l'atmosphère (diffus). L'atmosphère et la terre possèdent également un rayonnement propre. La connaissance de ces divers rayonnements permet d'établir un bilan **radiatif** du système terre- atmosphère

II.11.2 Rayonnement direct I_h

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre. Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffuses par l'atmosphère. Ces rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être par des miroirs [17].

Si I est le rayonnement direct. Dans le cas d'un plan horizontal le rayonnement s'écrit :

$$I_h = I \sin(h) \dots\dots\dots [II.12]$$

II.11.3 Rayonnement diffus D_h

Le rayonnement diffus (D_h) est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions, Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.

II.11.4 L'albédo

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\text{L'albédo } Alb = \frac{\text{energierefléchie}}{\text{energierecue}}$$

Il y a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol :

Tableau II.3 : les valeurs de L'albédo selon la surface du sol [8].

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0,03 à 0,1
Forêt	0,05 à 0,2
Sol cultivé	0,07 à 0,14
Pierres et rochers	0,15 à 0,25
Champs et prairies	0,1 à 0,3
Sol nu	0,15 à 0,4
Neige ancienne	0,5 à 0,7
Neige fraîche	0,8 à 0,95

II.11.5 Rayonnement global

Le rayonnement global est le rayonnement émis par le soleil incident sur un plan donné, et c'est la somme du rayonnement direct et diffus, il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

Dans le cas d'une surface horizontale, le rayonnement global s'écrit :

$$G = I \cdot \sin h + Dh \dots\dots\dots[II.13]$$

h : hauteur angulaire. [17]

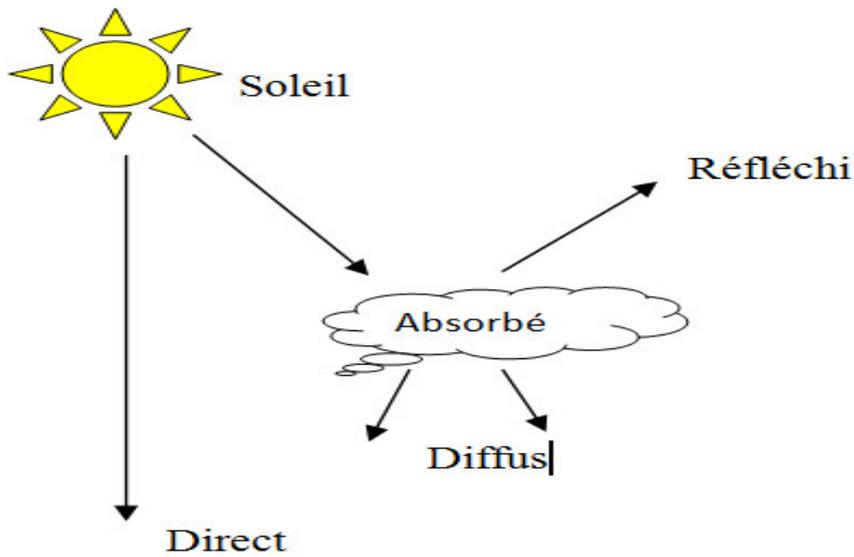


Figure II.9 : Rayonnement solaire.

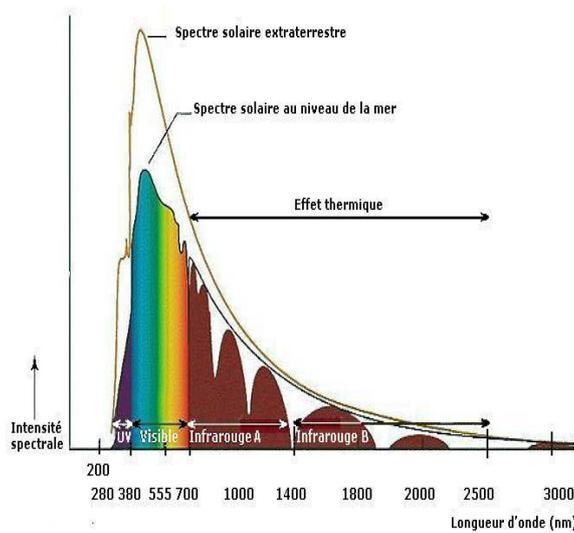


Figure II.10 : Spectre lumineux.

II.12 Les expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque

➤ **Rayonnement direct**

Le rayonnement direct reçu dans le plan du capteur est :

$$I_{(\alpha, \gamma)} = I \cdot \cos i \dots\dots\dots [II.14]$$

Avec *I*: rayonnement direct normal

i : angle d'incidence : c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan, Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident \vec{U} et la normale *nr* en coordonnées horizontales : [8]

$$\vec{n} \begin{cases} \cos(\gamma) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{cases} \quad \vec{u} \begin{cases} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{cases}$$

Le produit scalaire de et détermine l'angle d'incidence *i* :

$$\cos i = \vec{n} \cdot \vec{u} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{pmatrix}$$

$$\cos i = \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin a \cdot \cos h + \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \cos a \cdot \cos h + \sin \gamma \cdot \sin h \dots\dots\dots [II.15]$$

$$\cos i = \cos(\alpha - a) \cos \gamma \cdot \cos h + \sin \gamma \cdot \sin h \dots\dots\dots [II.16]$$

Cette équation peut être écrite d'une autre manière, à l'aide de l'équation des passages d'un système de coordonnées à un autre. On peut écrire l'angle d'incidence en coordonnées horaires [17].

$$\begin{cases} \sin(h) = \cos(\gamma) \cos(H) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \\ \cos(a) = \frac{\cos(\gamma) \sin(H)}{\cos(h)} \end{cases} \dots\dots\dots [II.17]$$

L'expression du rayonnement direct dépend de l'azimut du capteur *a*, la hauteur du Capteur(γ), l'angle d'incidence *i*, la hauteur du soleil *h*, et l'angle d'inclinaison β .

Soleil à midi (azimut nul $a=0$) :

a) pour un plan horizontal orienté sud ($\beta= 0 \Rightarrow \gamma = 90^\circ$, et $\alpha =0$) suivant la figure

(I.11.a) ; $I_{\alpha} = I_0 = I \cdot \sin h$

b) pour un plan incliné sur l'horizontal et orienté sud (I.11.b)

$i = 90^{\circ} - (h + \alpha)$

$I_{\alpha} = I \cos i = I \sin(h + i)$

Azimut quelconque $a \neq 0$

$I_{\alpha} = I \cos h \cos a \dots\dots\dots [II.18]$

c) pour un plan vertical orienté sud ($\beta = 90^{\circ} \Rightarrow \gamma = 0^{\circ}$, et $\alpha = 0^{\circ}$), la figure (II.11.c)

d) pour un plan incliné d'un angle a sur l'horizontal et orienté sud (II.11.d)

I_{α} est la résultante de deux composantes projetées sur la normale au plan du capteur.

L'une perpendiculaire à l'horizon : $I \cdot \sin h$ l'autre dans le plan de l'horizon, pointant vers

le sud : $I \cos h \cos a$

La somme des projections donne : $I_{\alpha} = I (\sin h \cos \alpha + \cos h \cos a \sin \alpha)$

e) pour un plan vertical d'orientation quelconque γ dont la normale fait un angle γ avec

le plan méridien (II.11.e) ; $\alpha = 90^{\circ}$ et $I_{\alpha} = I \cos h \cos (\gamma - a)$

f) pour un plan incliné d'inclinaison quelconque α et d'orientation quelconque γ figure

(I.11.f); $I_{\alpha} = I (\sin h \cos \alpha + \cos h \cos (\gamma - a) \sin \alpha)$.

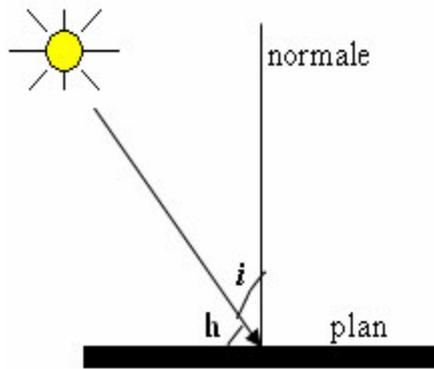


Figure (II.11.a)

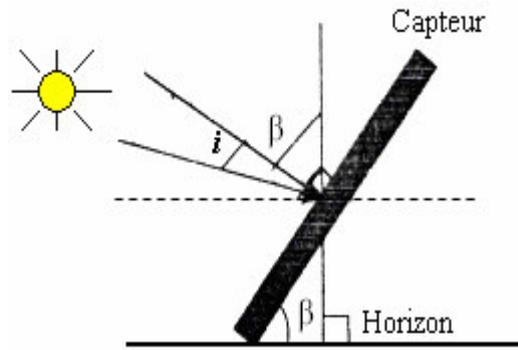


Figure (II.11.b)

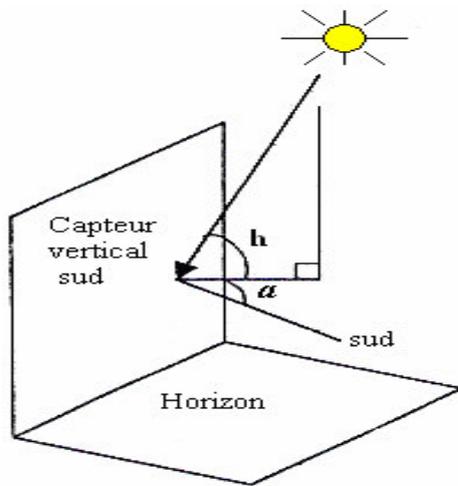


Figure (II.11.c)

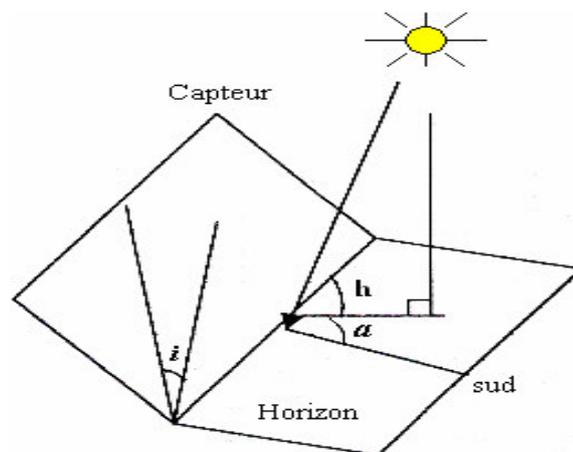


Figure (II.11.d)

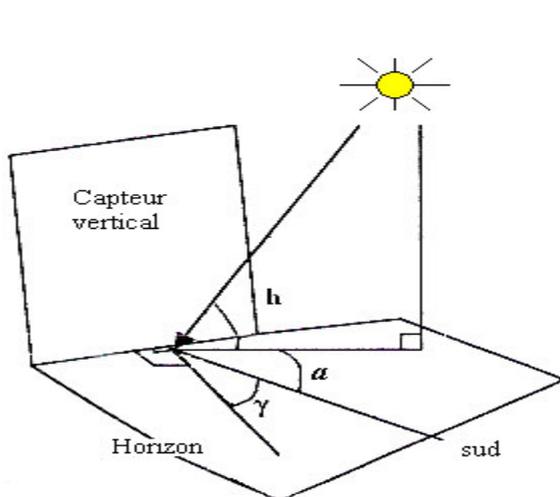


Figure (II.11.e)

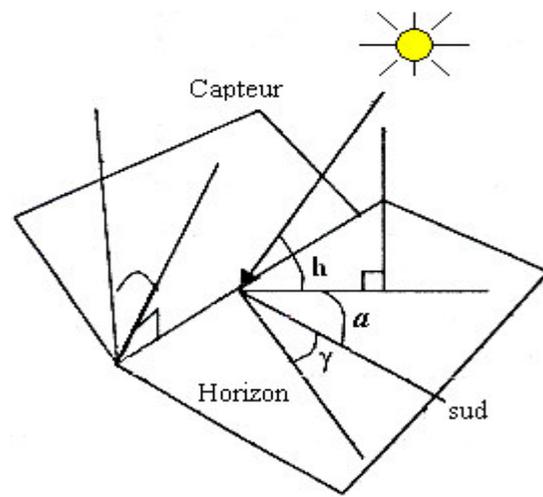


Figure (II.11.f)

Figure II.11 : Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque [17].

➤ **Rayonnement diffus**

Dans le plan du capteur le Rayonnement diffus est donné par :

$$D_{(\alpha,\gamma)} = \left(\frac{1+\cos\alpha}{2}\right)D_h + Alb\left(\frac{1-\cos\alpha}{2}\right)G_h \dots\dots\dots [II.19]$$

Avec

Alb: albédo (coefficient de réflexion du sol).

h: hauteur de soleil [degré].

Dh: diffus sur plan horizontale.

Pour un plan vertica $\Rightarrow Dv = 0,5(Dh + \alpha Gh)$.

➤ **Rayonnement global**

Pour un plan quelconque, le rayonnement global est :

$$G(,) = I_h \frac{\cos i}{\sin} + \frac{Dh}{2} \left[1 + \cos\left(\frac{\pi}{2} - \gamma\right)\right] + \frac{Dh}{2} Alb \left[1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} - \gamma\right)\right] \dots\dots\dots [II.20]$$

Avec :

Ih : Direct horizontal.

Dh : Diffus horizontal.

Gh: global horizontal.

Alb: Albédo [17].

II.13 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre un récapitulatif de quelques notions de base relatif au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement global au sol va nous servir par la suite dans l'exploitation de l'énergie solaire par un capteur solaire et concentrateurs solaires.

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil. Un capteur solaire fixe reçoit le maximum d'énergie lorsqu'il est orienté vers le sud et est incliné selon un angle pratiquement égal à la latitude du lieu.

Pour que le rayonnement solaire soit perpendiculaire au panneau solaire, et afin d'optimiser tout le système de captation, il est nécessaire de recourir à la technique de poursuite du soleil.

CHAPITRE III

Les suiveurs solaires

III.1 Introduction

Les suiveurs solaires sont une solution parfaite pour améliorer le rendement des capteurs solaires, mais il faut choisir le système le plus adapté. Le système mono-axial permet un gain d'environ 20%, il est moins imposant que le suiveur bi-axial, moins coûteux et permet d'installer plus de puissance sur un terrain donné. Quant au traqueur bi-axial, il permet un gain d'environ 30%, ce qui représente tout de même 10% de plus que le mono-axial [18].

III.2 Système poursuite solaire dans un PV

L'orientation des capteurs est un problème important dans l'utilisation des capteurs à rayonnement concentré. En effet, le principe même de la concentration suppose que le rayonnement parvienne à la surface réfléchissante dans une direction déterminée.

Puisque la position apparente du soleil par rapport à un point de captation est constamment variable à l'échelle d'une journée, nous serons donc obligés de modifier constamment la position du concentrateur afin de suivre celle du soleil en utilisant un système de poursuite automatique.

III.3 Méthodes de poursuite

III.3.1 Système de poursuite solaire actif

Les systèmes de poursuite solaire actifs sont classés en deux grandes catégories :

III.3.1.1 Les systèmes aveugles

Ce type assure un suivi automatique et continu, indépendamment de la visibilité du soleil.

Il est basé sur une commande électronique programmée, qui détermine à chaque instant et en fonction du lieu, du jour de l'année, et de l'heure, les coordonnées du soleil, assurant ainsi l'orientation correcte du capteur. Ce type de système présente l'inconvénient majeur d'accumuler les erreurs d'orientation sur toute l'année ainsi que la consommation inutile hors de la visibilité du soleil.

III.3.1.2 Les systèmes sensibles

Les systèmes de poursuite sensibles conçus à base de capteurs photosensibles, assurent une poursuite précise dépendant de la visibilité du soleil. Ils présentent une plus grande souplesse

vis-à-vis de la commande, comme ils peuvent assurer une poursuite discontinue ou continue selon le besoin [24].

III.3.2 Système de poursuite solaire passif

Un suiveur solaire passif est constitué dans son architecture de deux tubes en cuivre montés sur les côtés Est et Ouest du capteur. Le tube de matière cuivre est rempli de fluides chimiques capables de se vaporiser à basse température. En effet, lorsque l'exposition au rayonnement solaire augmente, la température d'un côté du panneau augmente et le composé dans le tube en cuivre se vaporise. La partie gazeuse du composé occupe un plus grand volume interne, et sa partie liquide est décalée vers le côté ombragé. Cette opération de transfert de masse ajuste l'équilibre du capteur en le faisant tourner vers la source des rayons solaires. Ce type de suiveur ne consomme aucune énergie pour le repositionnement du panneau [18].

III.4 Degrés de liberté de mouvement

III.4.1 Suiveurs Mon axiaux

Ils disposent d'un seul degré de liberté et tournent autour d'un seul axe.

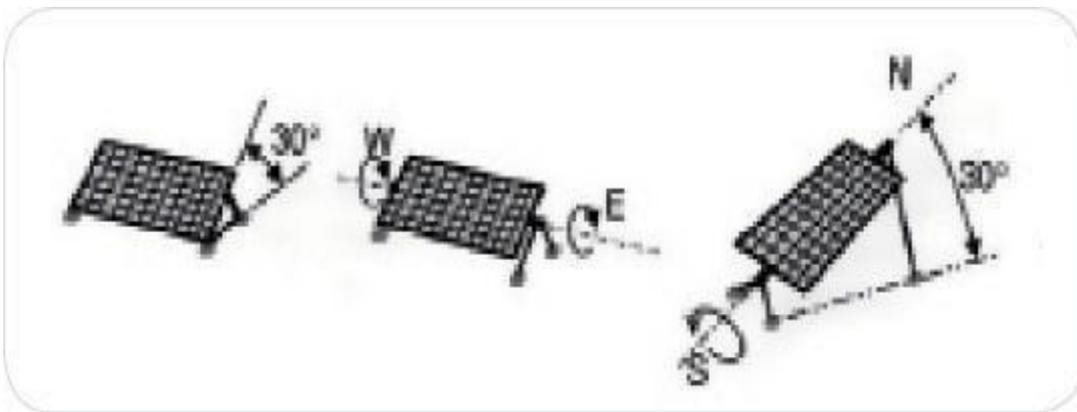


Figure III.1: Mouvements des suiveurs solaires mono-axiaux

Cette catégorie se compose de différents types de suiveurs :

- ✓ Les suiveurs de tilt: l'axe de rotation est est-ouest.
- ✓ Les suiveurs d'oscillation: l'axe de rotation est nord-sud.

- ✓ Les suiveurs d'azimut: ils disposent d'un degré de liberté avec un axe vertical zénith-nadir [27].

Suiveurs à axe polaire : ils se déplacent sur un seul axe incliné par rapport au sol et pratiquement parallèle à l'axe de rotation terrestre, en garantissant l'efficacité maximum possible avec un seul axe de rotation [22].

III.4.2 Suiveurs Bi axiaux

Ils disposent de deux degrés de liberté grâce auxquels l'axe perpendiculaire aux panneaux photovoltaïques est aligné parfaitement et en temps réel avec les rayons du soleil, au détriment en revanche d'une plus grande complexité de construction.

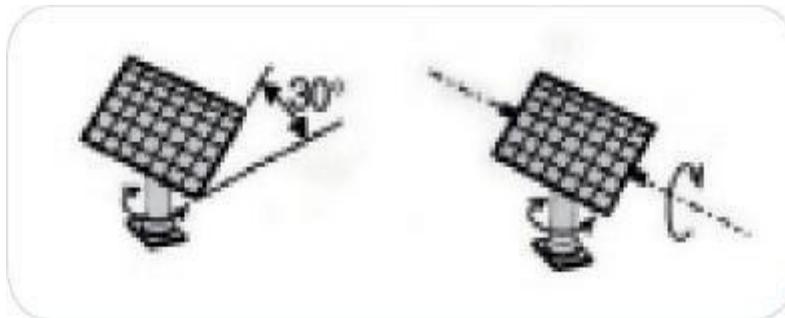


Figure III.2 : Mouvements des suiveurs solaires bis axiaux.

Cette catégorie se compose de différents types de suiveurs :

Les suiveurs azimut-élévation: grâce à un PLC de contrôle, ils suivent le soleil quel que soit sa position dans le ciel ; ils sont équipés d'une monture de type al azimutal composée d'un axe principal vertical par rapport au sol et d'un axe secondaire perpendiculaire à celui-ci [14].

Les suiveurs tilt-oscillation: grâce à un PLC de contrôle, ils suivent le soleil quel que soit sa position dans le ciel ; ils sont composés d'un axe principal parallèle au sol et d'un axe secondaire généralement perpendiculaire à celui-ci [22].

III.5 Type de commande

III.5.1 Analogiques

La commande est générée en fonction des informations fournies par un capteur qui identifie la position du point le plus lumineux dans le ciel

III.5.2 Numériques

La commande provient d'un microprocesseur qui, à l'aide de tableaux mémorisés, connaît à tout moment la position du soleil dans le ciel.

La plupart des suiveurs ou des trackers solaires sont alimentés par des moteurs électriques à courant continu ou triphasés à courant alternatif ; si l'on considère que le système comporte généralement une faible vitesse de rotation, il est souvent nécessaire d'utiliser un réducteur pour diminuer la vitesse du moteur à un niveau acceptable permettant de garantir un "suivi" correct.

Le choix du système de suivi dépend de nombreux facteurs, qui incluent les dimensions et les caractéristiques de la structure et du lieu d'installation, la latitude, les conditions météorologiques et les conditions climatiques [22].

III.6 Différents types de montures

Deux types de poursuite sont adoptés : poursuite à un seul axe, et à deux axes. Quant aux dispositifs mécaniques à deux axes, deux types de montures sont possibles :

III.6.1 Monture équatorienne

Dans laquelle, l'un des deux axes de rotation est parallèle à l'axe polaire, l'autre, lui est perpendiculaire. Dans ce cas l'angle de poursuite autour du premier axe est l'angle horaire, tandis que la seconde est l'angle de déclinaison. La vitesse de poursuite du premier est de 15 degrés par heure. [24]

III.6.2 Monture azimutale [24] :

Dans cette monture, l'un des axes de rotation est l'axe parallèle à l'horizon. L'angle de poursuite autour du zénith est donc l'angle azimutal solaire ; tandis que l'angle de poursuite autour de l'axe horizontal est l'angle de latitude.

La monture équatorienne permet un mouvement uniforme en angle horaire et une grande précision de poursuite, alors qu'elle présente une complexité de réalisation, à cause de son axe parallèle à l'axe polaire, contrairement à la monture azimutale.

Suivant la structure et le type de poursuite choisi, le flux lumineux intercepté est plus ou moins important, ceci dépend du facteur d'incidence donné par le tableau n°1 pour les différents types de poursuite [24] :

Tableau III.1 : les différents types de poursuite.

Type de poursuite	Facteur d'incidence
Une rotation autour de l'axe N-S	$\sin(\rho) \cdot \sin(\delta) + \cos(\delta) \cos(\rho) \cdot \cos^2(H) + \cos^2(\delta) \sin^2(H)$
Une rotation autour de l'axe E-O horizontal	$(1 + \cos^2(\delta) \cos^2(H))^{1/2}$
Une rotation parallèle à l'axe polaire	$\cos(\delta)$
Deux axes orthogonaux	1

III.7 Composante du système de poursuite

Le système de poursuite se compose essentiellement de deux parties :

III.7.1 Partie commande

Cette partie s'appuie sur une commande par un micro programme transmet périodiquement des signaux à partir de l'unité centrale vers le moteur électrique (vérin).

La durée du signal permet d'activer le moteur qui oriente le concentrateur d'un angle de rotation correspondant à cette durée pour le positionner en face du soleil

III.7.2 Partie Electronique

Cette partie électronique repose sur des systèmes qui des ordres envoyés par l'ordinateur, leur conversion en signaux électriques et leur transmission au système mécanique articulé,

ainsi que l'activation du monte (vérin). Cette opération assure que le rayonnement solaire soit toujours perpendiculaire au concentrateur.

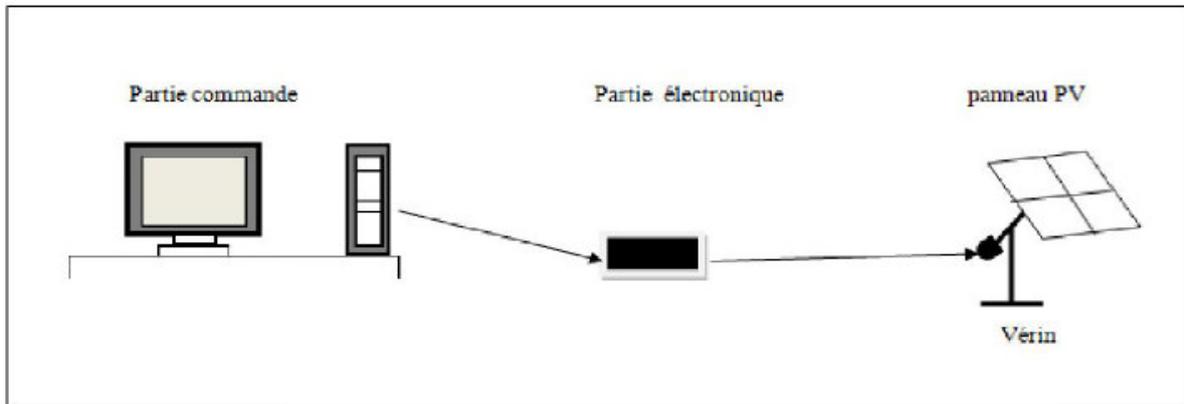


Figure III.3: Système de poursuite réalisé [20].

Les Avantages et Les inconvénients des suiveurs solaires:

✓ Les Avantages

- Le Systèmes de suivi solaire sont utilisés pour orienter les panneaux photovoltaïques continuellement vers le soleil et peuvent aider à maximiser votre investissement dans votre système PV. Ils sont bénéfiques car la position du soleil dans le ciel va changer progressivement au cours d'une journée et au fil des saisons tout au long de l'année.

- Les avantages à l'aide d'un système de suivi comme celui-ci dépendra principalement de son placement dans la détermination de la façon dont elle va augmenter l'efficacité des panneaux. Ils peuvent être utilisés plus efficacement dans certaines zones et horizons des endroits qui sont l'ombre libre de l'aube au crépuscule chaque jour. Tout au long de l'année, le tableau de suivi sera en mesure d'utiliser l'accès grand ouvert à gagner chaque électron disponible à partir du soleil.

-De cette façon, le produit d'énergie a un rendement optimal. Ceci est particulièrement important dans les mois d'été avec ses longues journées de soleil pour la capturer et quand, à

de nombreuses latitudes du Nord, le soleil se lève dans le nord-est et se couche à l'ouest, pas d'énergie perdue.

- Pour ceux avec un espace limité, cela signifie qu'un petit tableau ne doit être installé, un énorme avantage pour les sites plus petits avec seulement une petite zone pour placer les équipements, ils seront en mesure de produire l'énergie maximale, mais il suffit d'utiliser l'un des petits systèmes solaires domestiques.

- Le rendement des panneaux photovoltaïques est accru de 30 à 40%

- La surface du parc solaire est réduite tout en gardant le même potentiel

- Le temps de retour sur investissement est réduit

- Amortissement du système en 4 ans (en moyenne)

✓ **Les inconvénients**

- Le PV maison kit système est une source fiable et simple de production d'énergie; les panneaux sont fixes et nécessitent peu d'entretien. En ajoutant un système de suivi solaire pour vos panneaux solaires, vous ajoutez des pièces mobiles et des appareils qui nécessitent un entretien régulier de votre système solaire et de la réparation ou le remplacement des pièces cassées. Vous pouvez placer manuellement votre capteur à l'énergie solaire au sud afin de s'assurer que vous allez continuer à capter autant l'énergie solaire que possible.

III.8 Système poursuite solaire dans un concentrateur

III.8.1 Introduction

Les systèmes solaires à concentration offrent la possibilité de produire de

L'électricité à partir de l'énergie solaire, les températures pouvant aisément dépasser les 500 °C et le rendement de conversion est élevé généralement. En exploitant le

Rayonnement solaire direct, considéré comme la ressource principale, qui est très considérable à l'échelle planétaire, ces technologies offrent une véritable alternative à la consommation des ressources fossiles avec un faible impact environnemental et un fort potentiel de réduction des coûts ainsi que la possibilité de l'hybridation de ces installations.

III.9 Généralité sur les systèmes de concentration solaire

Pour une très grande concentration des rayons solaires on utilise des concentrateurs de différentes formes géométriques.

III.9.1 Intérêt de la concentration

La concentration du rayonnement solaire permet d'élever la température de l'absorbeur de plusieurs centaines de degrés par rapport à la température d'équilibre obtenue sans concentration [25].

III.9.2 Systèmes concentrateurs

Parmi les très nombreux dispositifs optiques permettant de dévier les rayons du soleil pour les concentrer, nous ne considérons ici que ceux qui se prêtent à une mise en œuvre industrielle pour des puissances moyennes ou fortes et qui conduisent à la production de chaleur à une température supérieure à 250 °C.

Ces dispositifs optiques mettent en œuvre des surfaces réfléchissantes constituées de miroirs. La nature géométrique des surfaces mises en œuvre et la complexité des structures supportant les miroirs définissent les systèmes concentrateurs. On distingue trois familles de concentrateur solaires [25] :

- Les concentrateurs cylindro-paraboliques pour atteindre des températures entre 300 et 350 °C.
- Les concentrateurs paraboliques pour atteindre des températures de 1000°C ou plus.
- Les concentrateurs à tour pour atteindre 1000 °C.

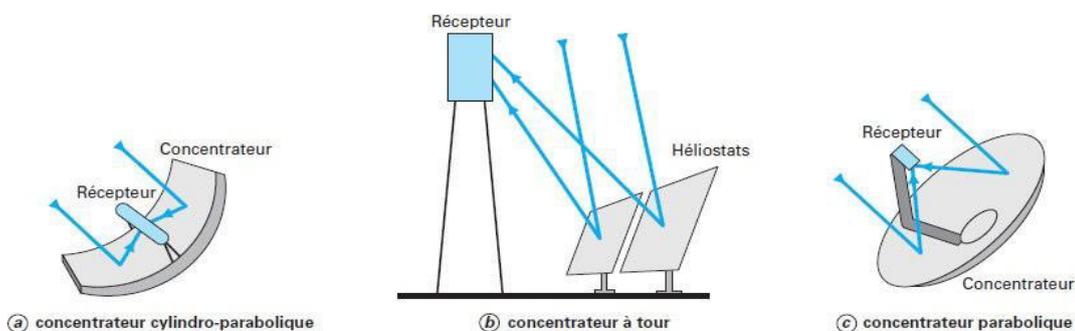


Figure III.4 : Différents types de concentrateurs [12].

III.10 Héliostat

L'héliostat, essentiellement formé d'un miroir réfléchissant, est monté sur une monture mobile qui devra poursuivre le soleil dans sa course céleste. C'est un dispositif très utilisé dans le domaine de l'astronomie. Le caractère fortement non linéaire des phénomènes climatiques est un facteur délicat dans la gestion de tels systèmes. Par exemple, la présence de nuages ainsi que les propriétés optiques de l'héliostat sont l'une des causes de variation du taux d'irradiation et donc du rendement énergétique de la centrale [26].

Par ailleurs, même lorsque le ciel est totalement dégagé, la gestion du champ d'héliostats est un problème complexe. Il est important d'assurer une répartition contrôlée (homogène ou non) du flux solaire sur le récepteur et prévenir toute surchauffe locale qui pourrait endommager ce dernier. [26]



Figure III.5 : héliostat.

III.10.1 Rayonnement solaire et positionnement d'un héliostat

Une centrale solaire est composée d'un grand nombre d'héliostats (entre 1 000 et 10 000) répartis sur un vaste terrain. Ces héliostats réfléchissent les rayons incidents sur le même point fixe, l'absorbeur, placé au sommet d'une tour. S'agissant d'un système à forte concentrations, seuls les rayons directs atteignent cet absorbeur et l'énergie solaire diffuse est intégralement perdue [26].

En un lieu donné et à un instant précis la position du soleil est connue, généralement par son azimut a et son élévation h (hauteur). A partir des relations classiques de mécanique céleste, la latitude, la longitude et l'altitude définissent l'endroit alors que le jour et l'heure

permettent de calculer respectivement la déclinaison de la terre et l'angle horaire. Par convention, on admet que l'azimut du soleil est positif le matin et nul à midi solaire.

III.10.2 Système de poursuite

Les montures qui portent les héliostats assurent la rotation de ces derniers selon deux degrés de liberté.

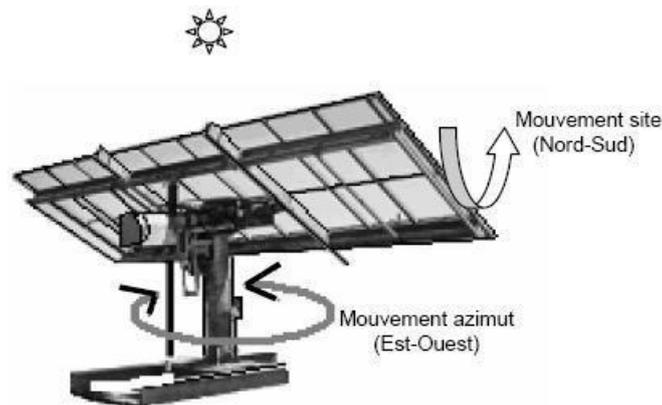


Figure III.6: les différents mouvements des héliostats

III.10.3 La position de l'héliostat par rapport à la tour

Il a été une longue tradition depuis le début de l'application des héliostats que l'alignement du miroir d'héliostat se rapproche de la courbure sphérique. L'héliostat classique souffre d'une forte astigmatisme, aberration rencontrée chaque fois que la réflexion est hors-axe, ce qui est la plupart du temps réalisé dans les situations réelles. L'aberration augmente la taille de l'image du soleil dans la cible considérablement par rapport à la situation dans l'axe, conduisant à une perte de déversement important, une réduction du flux moyen sur le récepteur, et une réduction de l'efficacité du récepteur. Plusieurs auteurs ont tenté de s'attaquer à ce problème. Dans leur théorie détaillée « étude sur l'héliostat traditionnels », Igel et Hughes ont réalisé que le montant de l'aberration dépend de l'angle d'incidence mesuré dans le plan tangent, défini par le soleil, le centre de l'héliostat, et la cible. Ils ont souligné que la taille de l'image pourrait être réduite si l'héliostat peut être construit avec une courbure asymétrique, mais cela nécessite que l'héliostat soit aligné avec le plan tangent plutôt que de pointer sur la cible. Ils ont proposé de faire pivoter le cadre d'héliostat autour de la normale du centre de la facette, en plus de l'azimut et les mouvements d'élévation, pour atteindre cet alignement.

Ries et Zaibel et al ont fait une autre proposition visant à utiliser une méthode de montage de cible aligné pour la poursuite solaire. Dans cette méthode, les directions sagittales et tangentiels sont fixées à l'égard du cadre d'héliostat. L'aberration peut être corrigée en utilisant un héliostat non symétrique avec deux rayons de courbure différents. Ils ont noté que la correction est différente pour chaque cas et ils calculé la courbure asymétrique fixe qui donnerait la meilleure moyenne annuelle de correction.

Chen et al ont proposé un héliostat avec une géométrie dynamique ajustée qui a la capacité d'apporter une correction d'aberration complète. Il est composé d'un certain nombre de petits miroirs mobiles, qui peuvent être manoeuvrés pour faire la correction des aberrations de premier ordre. Le nouveau design a été nommé "non- imaging focusing heliostat" [26].

III.10.4 L'algorithme du système de poursuite [26]

Les expressions mathématiques pour les deux méthodes de poursuite solaire sont présentées brièvement ici. Les caractéristiques distinctes des deux héliostats sont schématisées dans la Figure [III.7] et la géométrie de l'héliostat relative à la tour est illustrée dans la Figure

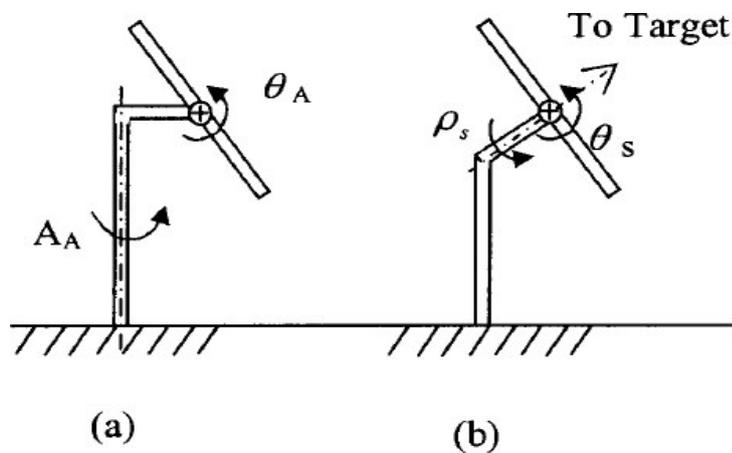


Figure III.7 : La différence entre les deux héliostats :(a) azimut-élévation ;(b) rotation-élévation.

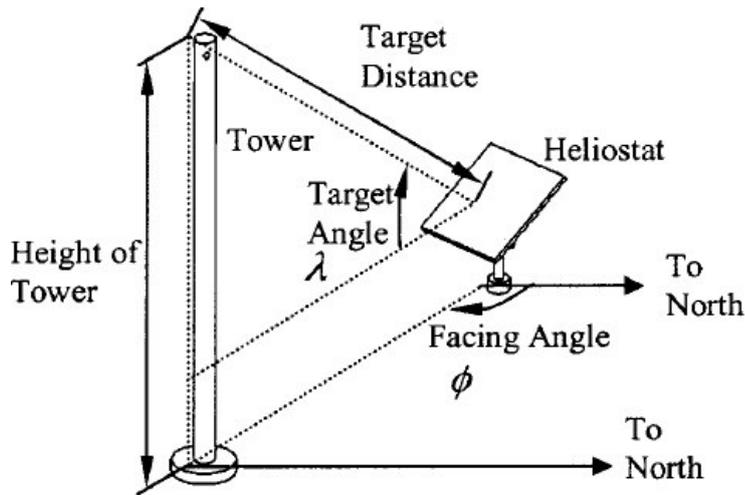


Figure III.8: la définition des paramètres géométriques utilisés dans la comparaison.

Pour le suivi d'azimut et d'élévation, l'angle d'azimut AA et l'angle d'élévation θA sont les suivants:

Pour le suivi de rotation et d'élévation, l'angle de rotation ρS et l'angle d'élévation θS sont les suivants:

A : l'angle azimuthale.

θ : L'angle d'incidence.

$h = \alpha$: la hauteur du soleil.

$\gamma = \lambda$: l'angle focal

III.11 Concentrateur cylindro-parabolique

III.11.1 Positionnement du concentrateur cylindro-parabolique

Pour un rendement maximale le concentrateur doit être positionné dans une position optimale, une position où il captera le maximum de lumière ou d'énergie solaire.

III.11.2 Concentrateur stationnaire

L'installation d'un concentrateur cylindro-parabolique sans dispositif de poursuite solaire exige une inclinaison optimale du concentrateur, généralement égale à la latitude du lieu et une orientation vers le sud en horizontal [27].

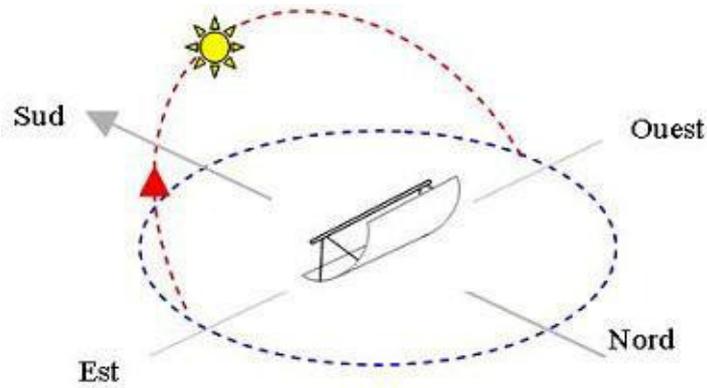


Figure III.9 : Concentrateur stationnaire [27].

III.11.3 Concentrateur avec poursuite solaire

L'installation d'un concentrateur cylindro-parabolique avec dispositif de poursuite solaire exige une inclinaison optimale du concentrateur, généralement égale à la latitude du lieu et une orientation vers le sud en vertical. Le positionnement du concentrateur ce fait d'une manière automatisée grâce au système de poursuite qui repositionne le concentrateur son inclinaison optimale, La poursuite s'effectue d'Est en Ouest.

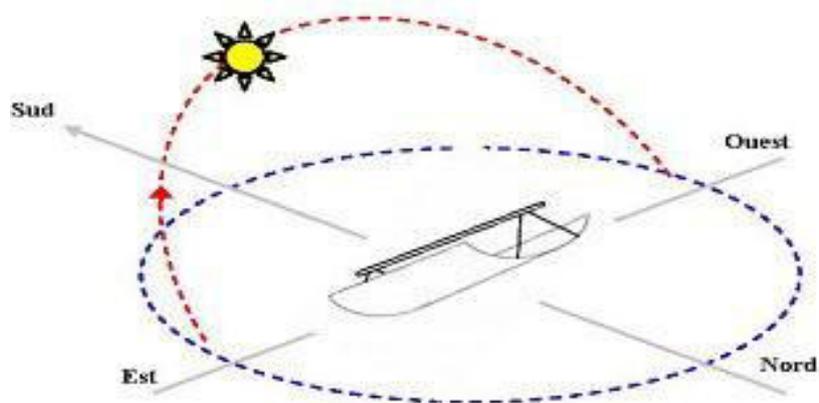


Figure III.10 : Concentrateur avec poursuite solaire [27].

III.11.3.1 Description d'un poursuiveur

Pour avoir une position optimale du concentrateur à chaque instant, on doit poursuivre la trajectoire du soleil en utilisant un mécanisme de poursuite.

III.11.3.2 Principe de fonctionnement

L'optimisation par poursuite de la trajectoire du soleil est une technique qui permet de mieux exploiter l'énergie solaire. En effet, beaucoup de travaux centrent leur intérêt sur la poursuite du soleil afin de maximiser l'ensoleillement en gardant inclinaison optimale du concentrateur.

Différents systèmes d'orientation commerciaux sont disponibles et proposent conformément à leurs fiches de présentation des gains de l'ordre de 20 à 30 % selon les techniques et les technologies employées [28].

III.12 Concentrateur parabolique

Le concentrateur parabolique réfléchit les rayons solaires sur le récepteur qui se trouve au point focal de la parabole. Le récepteur absorbe le rayonnement solaire et chauffe ainsi le fluide de travail du moteur Stirling qui transforme alors cette chaleur en énergie mécanique. Un générateur électrique directement lié au vilebrequin du moteur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique (AC). Pour maintenir constamment le rayonnement réfléchi au point focal au cours de la journée, un système de suivi du soleil (tracker) tourne le concentrateur solaire en permanence autour de deux axes afin de suivre le déplacement du soleil. La sortie électrique du système est proportionnelle à la taille du réflecteur, aux pertes optiques et à l'efficacité du moteur Stirling et du générateur.

- ✓ Le système Dish-Stirling se compose essentiellement des éléments suivant :
- ✓ Un concentrateur parabolique
- ✓ Un système de poursuite du soleil
- ✓ Un récepteur
- ✓ Un moteur Stirling couplé à un générateur électrique

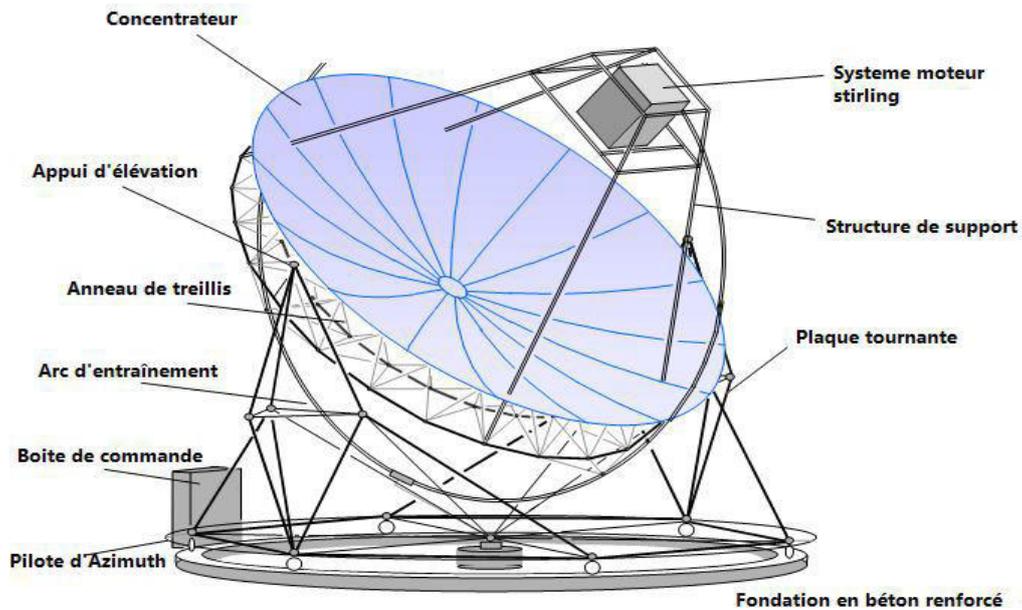


Figure III.11: Schéma décrivant le système Dish-Stirling [29].

III.12.1 Système de poursuite du soleil

La position du soleil change au fil de la journée (en fonction de la rotation de la Terre) et de la période de l'année (en fonction des variations d'inclinaison de l'axe de la Terre par rapport à l'orbite du soleil).

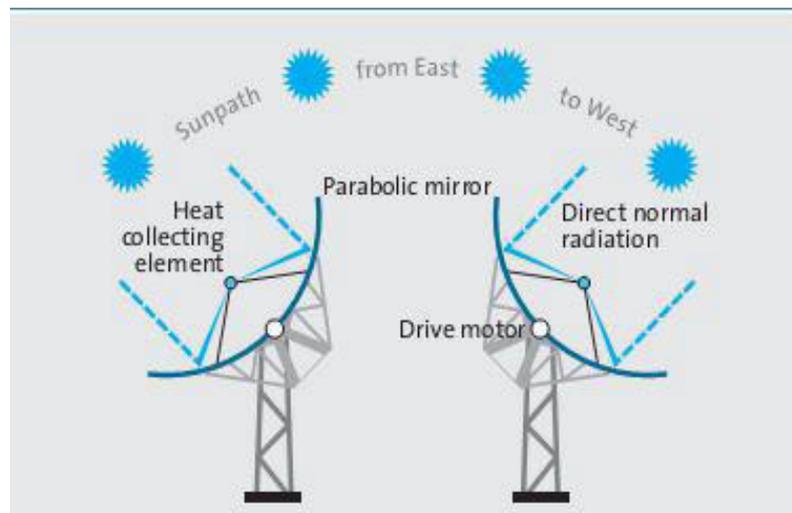


Figure III.12: Poursuite du soleil durant une journée [30].

Il existe deux axes de suivi du soleil : l'axe en azimut (selon l'avancée de la journée d'est en ouest) et l'axe en hauteur (selon l'avancée de la journée et la saison).

Afin de suivre le soleil, les concentrateurs doivent être capables de se déplacer autour de ces deux axes selon deux méthodes [31] :

La première est le suivi en azimut élévation, dans laquelle la parabole tourne dans un plan parallèle à la terre (azimut) et dans un autre plan perpendiculaire à celui-ci (élévation). Ceci permet au concentrateur des rotations haut / bas et gauche / droite. Le Taux de rotation autour des deux axes varie tout au long de la journée, mais est prévisible.

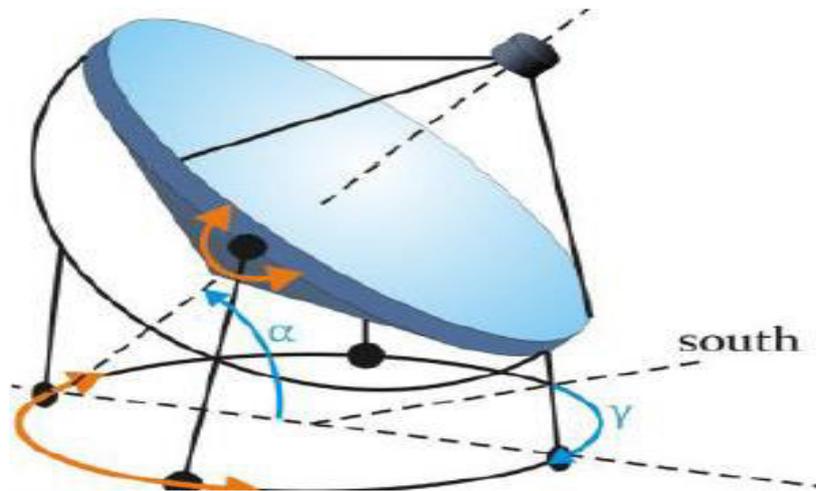


Figure III.13: Suivi solaire en azimut-élévation

La deuxième est la méthode de suivi polaire (polar tracking method) : le concentrateur tourne autour d'un axe parallèle à l'axe de rotation de la terre, à une vitesse constante de 15 degrés par heure, la même que la vitesse de rotation de la terre. L'autre axe de rotation, l'axe de déclinaison, est perpendiculaire à l'axe polaire. Le mouvement autour de cet axe se produit lentement et varie de $\pm 23 \frac{1}{2}$ degrés sur un an (un taux maximum de 0,016 degrés par heure).

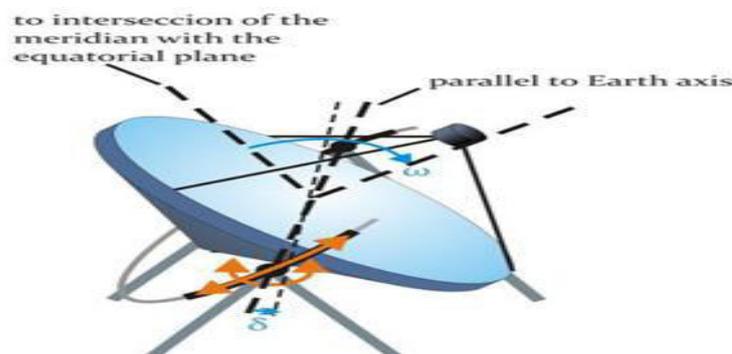


Figure III.14: Suivi polaire.

Les systèmes de suivi solaire sont généralement classés en deux catégories : les trackers passifs (mécanique) et les trackers actifs (électrique) [12]. Ce sont ces derniers qui sont le plus utilisés, particulièrement pour le Dish-Stirling. Les trackers actifs utilisent les moteurs et les trains d'engrenages pour se diriger d'après la commande du contrôleur de la direction solaire. Les principaux trackers actifs peuvent être classés en systèmes basés soit sur un microprocesseur et un capteur électro-optique, sur la date et l'heure commandé par PC, sur une cellule solaire auxiliaire biface (panneaux PV) ou sur une combinaison de ces trois systèmes.

- Les capteurs Électro-optiques sont composés d'au moins une paire de photorésistances
- Connectées antiparallèlement. Les cellules auxiliaires bifaces détectent et pilotent le système vers la position
- Souhaitée. Ils sont connectés directement à un moteur à courant continu à aimants permanents et sont fixés sur un axe de rotation du suiveur pouvant à la fois détecter et fournir de l'énergie pour suivre le soleil. Dans les systèmes basés sur la date et l'heure et les systèmes à microprocesseurs, un
- Ordinateur ou un processeur calcule la position du soleil par rapport à la date, l'heure et les informations géographiques grâce à des algorithmes et crée des signaux pour la commande du système.

III.13 Conclusion

Le système de poursuite solaire consiste à contrôler le mouvement de rotation du panneau et le commander par un programme informatique pour mettre la normale du collecteur face au soleil pendant toute la journée.

L'importance de ce système est de capter le rayonnement solaire parallèle venant directement du disque solaire (rayonnement direct). Donc nous obtenons une nette amélioration du niveau de l'éclairage solaire et un meilleur rendement du système tout au long de l'année en utilisant ce système.

CHAPITRE IV

Simulation dans logiciel PVSYS

IV.1 Introduction

On a vu précédemment que l'énergie solaire photovoltaïque est en passe de devenir une source majeure d'électricité dans le monde. Alor pour délivrer l'électricité à partir de cette énergie inépuisable, il faut installer des systèmes solaires PV qui besoin d'une étude précise et approfondi. L'optimisation des systèmes solaires est basée sur des critères de dimensionnement et de maximisation de la puissance générée pour avoir un bon rendement.

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est effectué par des logiciels qui sont évoluées dernièrement tel que le « PVsyst ». Dans ce chapitre nous allons étudier les différents éléments qui constituent un système photovoltaïque et existant dans le marché algérien ou on cite ces prix ainsi que les différents systèmes photovoltaïques. Enfin on présente le logiciel PVsyst et les principales étapes de son fonctionnement.

Dans ce chapitre, nous étudierons l'efficacité du suivi solaire des panneaux solaires.

IV.2 Présentation de logiciel de simulation PVSYS

PV SYST est un logiciel de dimensionnement des panneaux solaires permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement.

Le premier est une application de pré-dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on introduit les données concernant l'installation. Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données concernant l'installation.

IV.2.1. Menus principaux

a. Pré-dimensionnement

Pour une étude rapide et simple: on donne une localisation du système puis le logiciel calcule quelques paramètres de pré-dimensionnement ainsi qu'un graphe de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une étude de coût.

b. Conception du projet

Pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines. On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux avec le choix par exemple de panneaux "*tracking*" qui suivent la course du soleil. Les calculs sont basés sur des systèmes réels commercialisés que l'on choisira parmi une vaste liste. On génère ensuite une simulation qui nous fournit un large choix de résultats et de graphes personnalisables.

c. Outils

Permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet.

IV.3 Gestion d'un projet donné (système raccordé au réseau)



Figure IV.1 : Désignation du projet dans PVSYS.

IV.4. CONCEPTION /DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple

- ✓ Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible
- ✓ Choisir les modules PV dans la base de données interne
- ✓ Choisir l'onduleur dans la base de données interne

Et PVSyst propose une configuration de système, qui de réaliser une première simulation/évaluation

Configuration globale du système

1 Nombre de types de sous-champs

Schéma simplifié

Résumé système global

Nombre de modules	78	Puissance PV nominale	14.8 kWp
Surface modules	115 m ²	Puissance PV maximale	13.7 kWdc
Nbre d'onduleurs	3	Puissance AC nominale	12.6 kWac

PV Array

Nom et orientation du sous-champ

Nom: PV Array

Orient. Plan incliné fixe

clinaison: 25°

Azimut: 20°

Aide au dimensionnement

Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: 16.1 kWc

Resize surface disponible(modules): 125 m²

Sélection du module PV

Disponibles: Generic

190 Wp 22V Si-poly Poly 190 Wp 54 cells Since 2015 Typical

Dimens. des tensions pp (60°C): 22.0 V

Voc (-10°C): 36.8 V

Use Optimizer

Nbre modules maximum: 85

Sélection de l'onduleur

Disponibles: Generic

4.2 kW 125 - 500 V TL 50/60 Hz 4.2 kWac inverter Since 2012

Nbre d'onduleurs: 3

Tension de fonctionnement: 125-500 V

Tension entrée maximale: 700 V

Puissance globale ond. 12.6 kWac

Onduleur "string" avec 2 entrées

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: 13 entre 6 et 18

Nb. chaînes: 6 entre 5 et 6

Perte sur-puissance: 0.0 %

Rapport Pnom: 1.18

Nbre modules: 78 Surface: 115 m²

Conditions de fonctionnement

Vmpp (60°C): 286 V

Vmpp (20°C): 346 V

Voc (-10°C): 478 V

Irradiance plan: 1000 W/m²

Imp (STC): 43.8 A

Isc (STC): 46.9 A

Isc (aux STC): 46.9 A

Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: 13.2 kW

Puiss. nom. champ (STC): 14.8 kWp

Ensemble du système

Annuler

OK

Figure IV.2 : Configuration du système dans PVSYS.

IV.5. Dimensionnement de système : outil visuel

Un outil spécifique rassemble toutes les contraintes pour le dimensionnement du système

- ✓ Pour le nombre de modules en série : le diagramme supérieur montre la courbe I/V du champ PV (été/hiver), et les contraintes de tension (y compris courant et puissance) de l'onduleur.

- ✓ Pour le dimensionnement de l'onduleur : le second graphique montre la distribution annuelle de puissance MPP du champ et la puissance effective de l'onduleur
- ✓ Le dimensionnement optimal de l'onduleur est basé sur la perte de surcharge acceptable sur une année .Il conduit habituellement à sur-dimensionner le rapport de puissance nominale champ/onduleur [22].

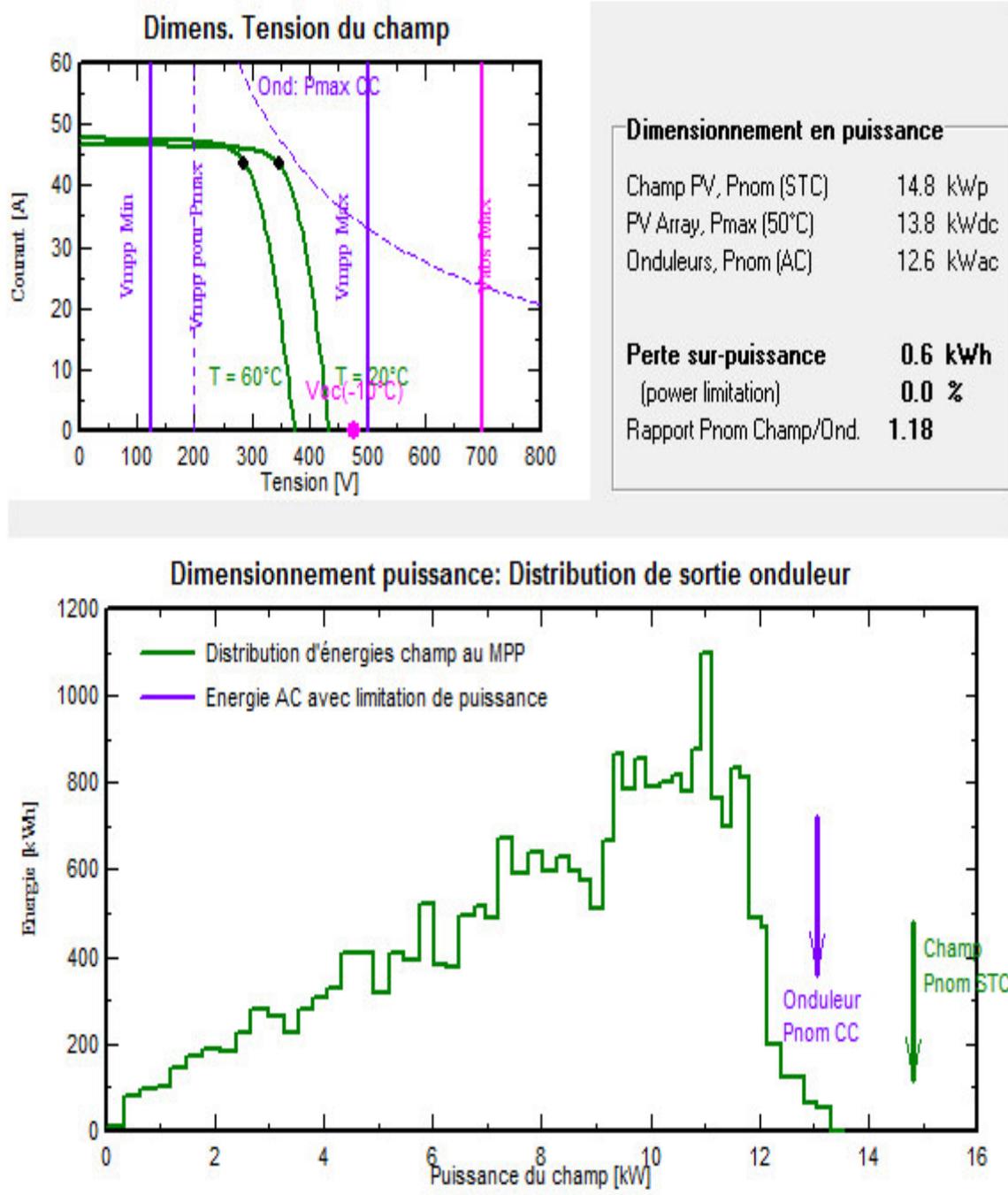


Figure IV.3 : Conditions de dimensionnement champ/ onduleur dans PVSYS.

IV.6.Simulation numérique

La simulation calcule la distribution des énergies tout au de l'année. Un rapport complet avec tous les paramètres impliqués et les résultats principaux, est conçu pour être directement transmis a l'utilisateur

IV 6.1. Caractéristiques géographiques du site

a) Site d'implantation

Pour la simulation de notre projet photovoltaïque, nous avons choisi le site de Boumerdés où les données géographiques et météorologiques sont incluses dans le logiciel PV-SYST.

b) Données géographiques

Le tableau IV.1 : présente les données géographiques du site de Boumerdés

Caractéristique	Latitude en degré °	Altitude en m	Longitude en degré °
Boumerdes Corso	36.74	40	3.45

c)Données météorologiques

Site Corso (Algérie)			
Source des données: NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user)			
	Irradiation globale horizontale	Irradiation diffuse horizontale	Température
	kWh/m ² .jr	kWh/m ² .jr	°C
Janvier	2.48	0.87	10.6
Février	3.38	1.11	11.1
Mars	4.59	1.47	12.9
Avril	5.69	1.85	15.1
Mai	6.49	2.11	18.6
Juin	7.20	2.11	22.9
Juillet	7.13	2.00	25.8
Août	6.44	1.78	26.2
Septembre	5.28	1.50	23.3
Octobre	3.82	1.22	19.8
Novembre	2.63	0.96	15.3
Décembre	2.15	0.82	12.0
Année ?	4.78	1.49	17.8

Figure IV.4 : résume les caractéristiques climatiques du site de Boumerdes.

d) Trajectoire du soleil

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire.

La position du soleil est définie par deux angles: sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son azimut AZ (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est).

La figure IV.4 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut boumerdes au cours d'une année.

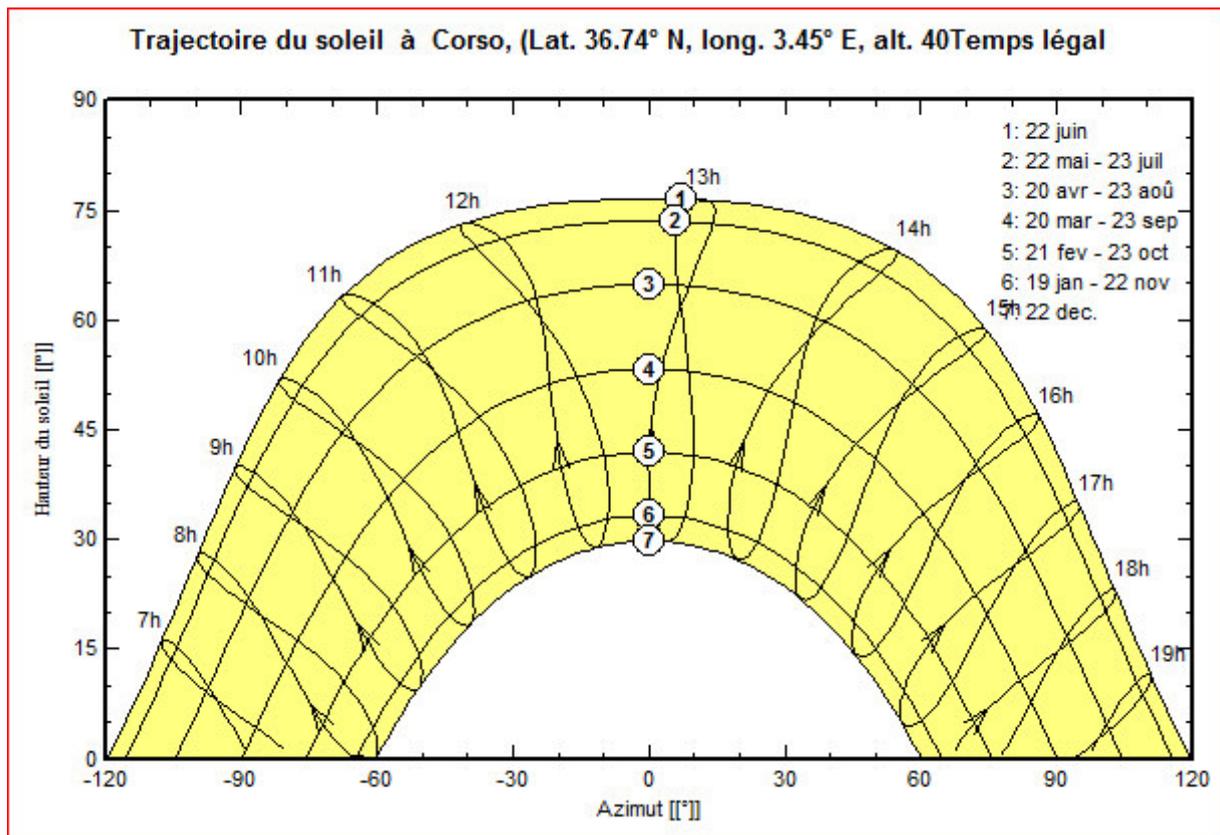


Figure IV.5 : Trajectoires du soleil à boumerdes

IV 6.2. Simulation du système PV envisagé

- ✓ La simulation d'un système PV comporte :
- ✓ Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement, ...etc.) ;
- ✓ La disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, ...etc.) ;
- ✓ L'estimation de l'énergie produite;
- ✓ Une évaluation des coûts de l'installation, et le prix du kWh résultant.

IV 6.3. Orientation des modules PV

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Nous avons choisi "un plan incliné fixe" d'une inclinaison 33° (par rapport à l'horizontale) et une orientation plein sud de 0° comme l'illustre la figure IV .5.

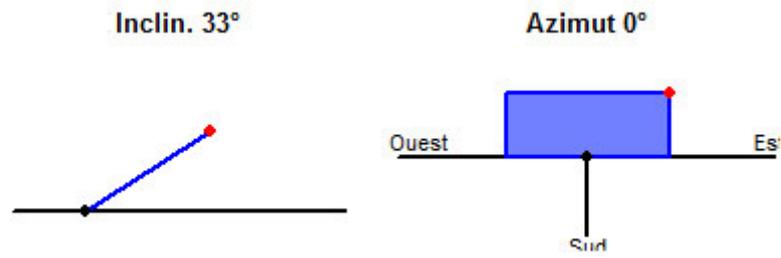


Figure IV.6 : Positionnement des systèmes de panneaux (plan incliné fixe).

IV.7 Paramètres de simulation

- ✓ Caractéristique du module PV



Figure IV.7 : module Poly 190 Wp 54 cells

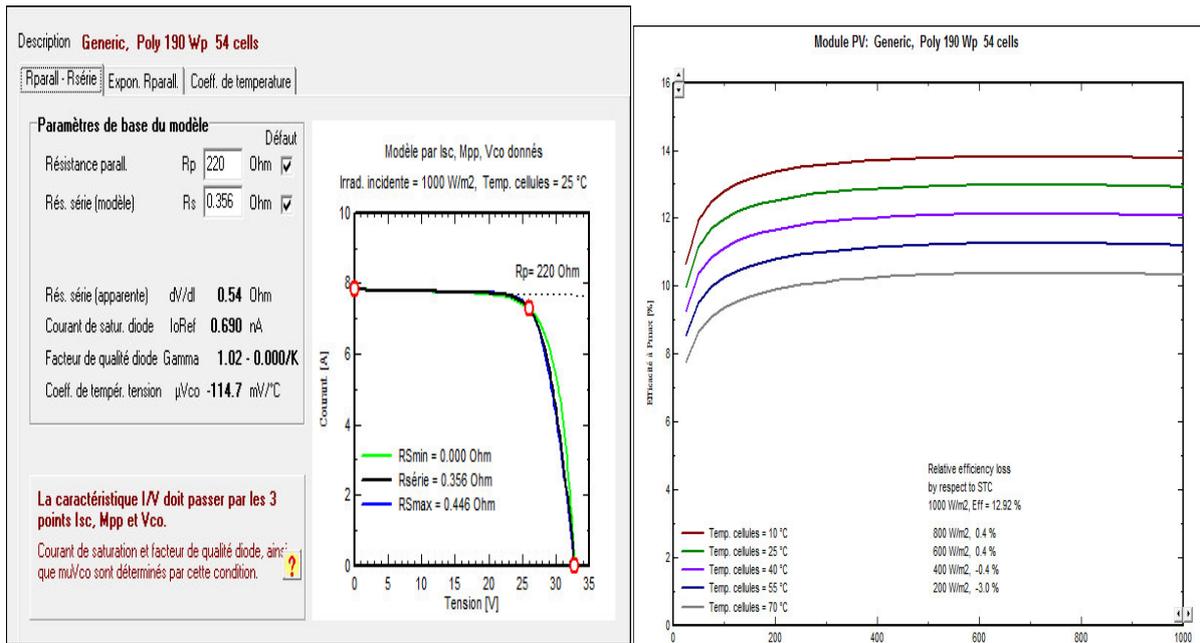


Figure IV.8. : Caractéristique du module PV

✓ Caractéristique de l'onduleur



Figure IV.9 : l'onduleur

- Tension de fonctionnement : 125/500v
- Tension max : 700v
- Puissance : 4.2 KW
- Type : triphasé
- Fréquence : 50/60HZ

IV.8 Simulation

IV.8.1 Simulation sans suiveur

Projet :	Nouveau Projet ingm			
Site géographique	Corso		Pays	Algeria
Situation	Latitude	36.74° N	Longitude	3.45° E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	40 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	Corso	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Synt		
<hr/>				
Variante de simulation :	AAAAA			
	Date de la simulation	08/10/18 à 21h44		
<hr/>				
Paramètres de simulation	Type de système	Sheds, single array		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Caractéristiques du champ de capteurs				
Module PV	Si-poly	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	
Original PVSyst database		Fabricant	Generic	
Nombre de modules PV		En série	13 modules	En parallèle 6 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	78	Puissance unitaire 190 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	14.82 kWc	Aux cond. de fonct. 13.18 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	301 V	I mpp 44 A
Surface totale		Surface modules	115 m ²	Surface cellule 102 m ²
Onduleur				
		Modèle	4.2 kWac inverter	
Original PVSyst database		Fabricant	Generic	
Caractéristiques		Tension de fonctionnement	125-500 V	Puissance unitaire 4.20 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale 12.6 kWac
				Rapport Pnom 1.18
Facteurs de perte du champ PV				
Fact. de pertes thermiques		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ	116 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module				Frac. pertes 1.5 %
Perte de "mismatch" modules				Frac. pertes 1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings				Frac. pertes 0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
<hr/>				
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)			

Figure IV.10 : Paramètres de simulation d'une installation PV.

Comme illustré sur le tableau, le champ PV sera constitué de 78 de modules PV (Technologie poly cristallin) répartis sur une surface de 115.0 m², comme suit :

- ✓ 13 modules en série.
- ✓ 6 modules en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 3 avec une puissance globale de 12.6 KWac

IV.8.1.2 Résultat de simulation numérique

AAAAA
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janvier	76.9	33.09	10.57	124.4	121.1	1.637	1.580	0.858
Février	94.6	42.58	11.14	130.4	127.1	1.685	1.628	0.843
Mars	142.3	56.44	12.92	174.3	169.6	2.226	2.150	0.832
Avril	170.7	61.26	15.12	182.2	177.2	2.277	2.198	0.814
Mai	201.2	73.88	18.61	193.2	187.3	2.383	2.301	0.804
Jun	216.0	70.39	22.91	197.6	191.5	2.383	2.301	0.786
Juillet	221.0	63.34	25.78	206.3	200.0	2.441	2.357	0.771
Août	199.6	63.86	26.24	205.0	199.3	2.418	2.335	0.768
Septembre	158.4	53.40	23.31	186.4	181.5	2.242	2.166	0.784
Octobre	118.4	50.03	19.80	159.6	155.5	1.989	1.921	0.812
Novembre	78.9	38.87	15.30	116.7	113.7	1.504	1.453	0.840
Décembre	66.7	32.23	12.02	108.5	105.6	1.427	1.377	0.856
Année	1744.7	639.39	17.85	1984.5	1929.2	24.612	23.767	0.808

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
 DiffHor Irradiation diffuse horizontale EArray Energie effective sortie champ
 T Amb Température ambiante E_Grid Energie injectée dans le réseau
 GlobInc Global incident plan capteurs PR Indice de performance

Figure IV.11 : Tableau de Bilan et résultat principaux.

Légende :

GlobHor : Irradiation globale horizontale

T Amb : Température ambiante

G lobInc : Global incident plan capteurs

G lobEff : Global effectif, pour ombrage

Earray : énergie effective sortie champ

EGrid : énergie injectée dans le réseau

EffArrR : Effic.Eout champ/surf Brute

EffSysR : Effic système, surf brute.

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 14.82 kW

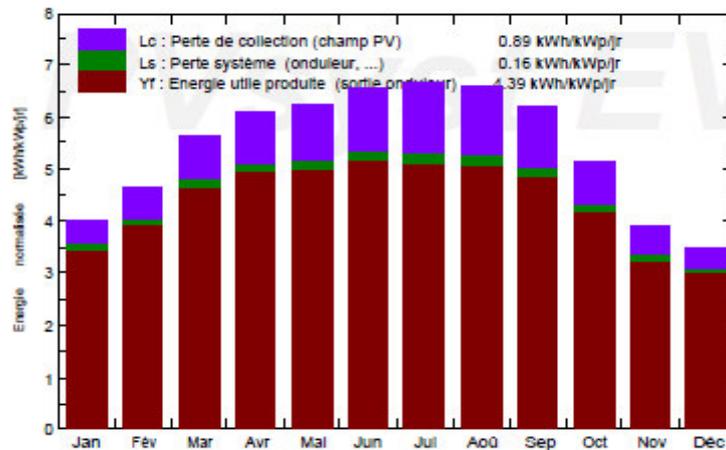


Figure IV.13 : Energie utile produite.

La figure. IV.13 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes due à la qualité des modules,... etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur.

La figure représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système par l'énergie incidente de référence. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : Nouveau Projet ingm
 Variante de simulation : AAAAA

Principaux paramètres système		Type de système	Sheds, single array	
Orientation plan capteurs		inclinaison	33°	azimut 0°
Modules PV		Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom 190 Wc
Champ PV		Nombre de modules	78	Pnom total 14.82 kWc
Onduleur		Modèle	4.2 kWac inverter	Pnom 4200 W ac
Batterie d'onduleurs		Nombre d'unités	3.0	Pnom total 12.60 kW ac
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière

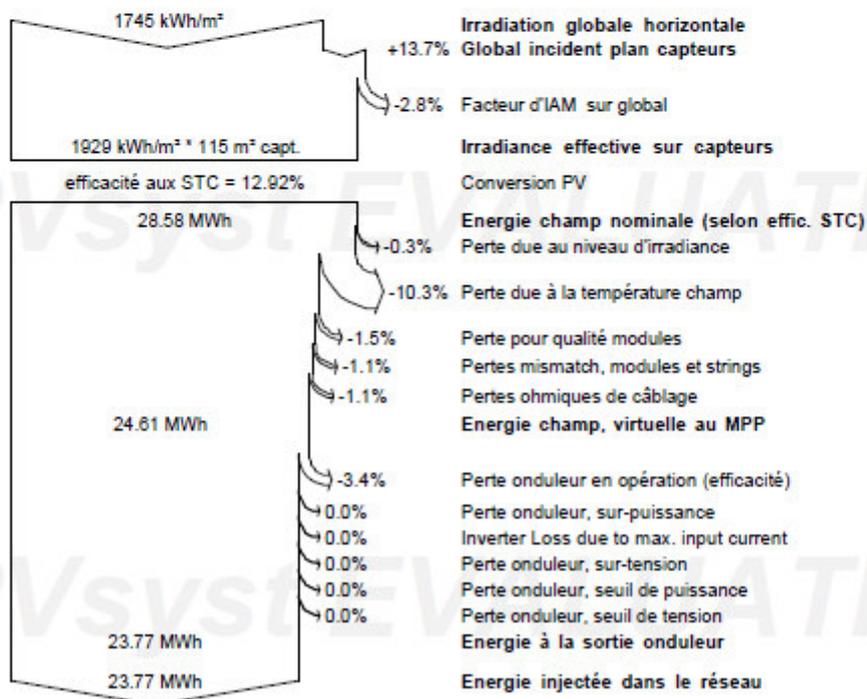


Figure IV.14 : Diagramme des pertes sur une année.

- Nous avons remarqué sur le diagramme des pertes sur l'année entière que l'irradiation globale incidente n'est pas complètement exploitable à cause des facteurs et pertes sur les différentes parties de système, on obtient une énergie totale injectée dans le réseau de 23.8 MWh.

Pour une étude plus complète, d'autre résultat concernât l'énergie incidente de référence sur le pan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/ sont représentés respectivement, sur les figures.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est 5.438 KWh/jour pour un fonctionnement en mode normal.

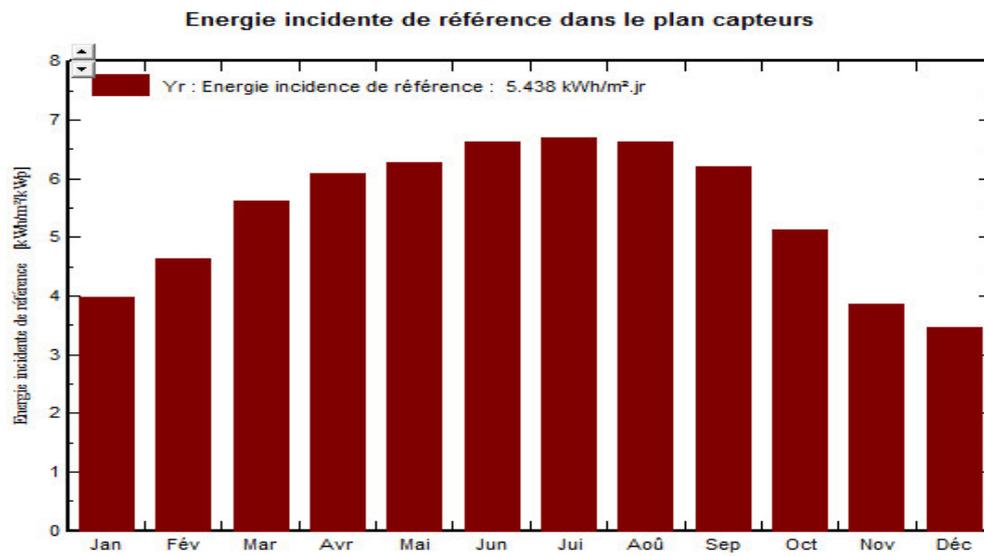


Figure IV.15 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

Principaux paramètres système	Type de système	Sheds, single array		
Orientation plan capteurs	inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	14.82 kWc
Onduleur	Modèle	4.2 kWac inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	12.60 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Evaluation de la prévision de probabilité de production

La distribution de probabilité de production du systèmes pour différentes années dépend principalement des données météo utilisées pour la simulation, et dépend des choix suivants:

Source des données météo	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user)		
Données météo	Type	Non défini	Année 1995
Déviatiion spécifiée	Dév. ann. par rapport à la moyenne	3 %	
Variabilité d'une année sur l'autre	Variance	5.6 %	

La variance de la distribution de prob. dépend aussi des incertitudes sur certains paramètres du système

Déviatiion spécifiée	Params/modèle du module PV	1.0 %	
	Incertitude efficacité onduleur	0.5 %	
	Incertitudes encrassement et mismatch	1.0 %	
	Incertitude sur la dégradation	1.0 %	
Variabilité globale (météo et système)	Variance	5.9 %	(somme quadratique)

Probabilité de production annuelle	Variabilité	1.40 MWh
	P50	23.77 MWh
	P90	21.97 MWh
	P95	21.47 MWh

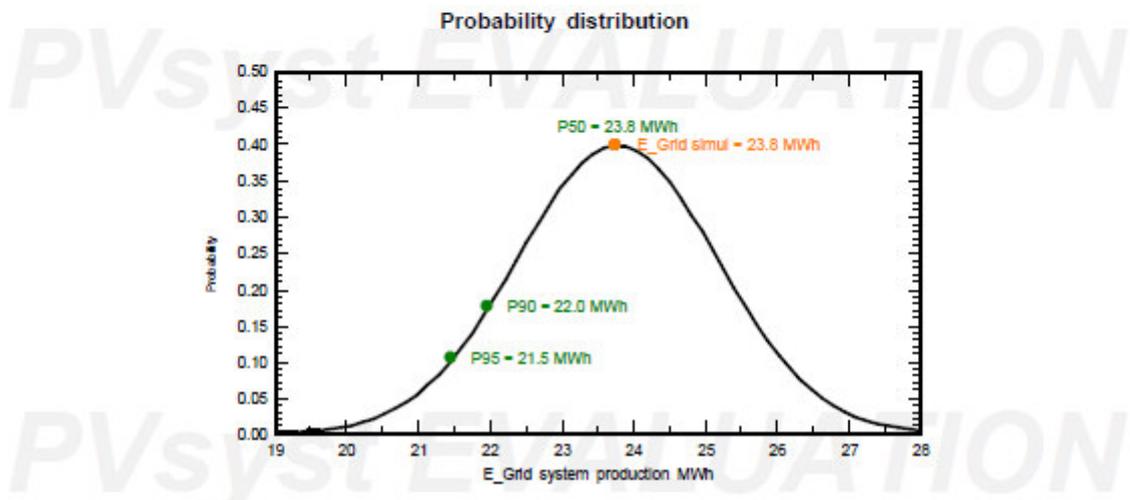


Figure IV.16 : Evaluation de la prévision de probabilité de production n annuelle 23.8 MWh / an

La figure IV.16 représente l'évaluation de la prévision de probabilité de production par an, on trouve trois variable (P50=23.77, P90=21.97, P95=21.47 MWh/an), d'après la courbe on

remarque que la production de l'électricité atteint une valeur maximal $P50 = 23,77$. De même notre étude économique sera faite à partir de cette valeur maximale.

IV. 8.2 Simulation avec suiveur(axe vertical)

Projet :	Nouveau Projet ingm				
Site géographique	Corso	Pays	Algeria		
Situation	Latitude	36.74° N	Longitude	3.45° E	
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	40 m	
	Albédo	0.20			
Données météo:	Corso	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Syn			
Variante de simulation : BBBB					
	Date de la simulation	08/10/18 à 22h06			
Paramètres de simulation	Type de système	Sheds, single array			
Plan suiveur, axe vertical	Inclin. plan	33°			
Limites de course	Azimut minimum	-120°	Azimut maximum	120°	
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm	
Horizon	Pas d'horizon				
Ombrages proches	Sans ombrages				
Caractéristiques du champ de capteurs					
Module PV	Si-poly	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells		
Original PV/syst database		Fabricant	Generic		
Nombre de modules PV		En série	13 modules	En parallèle	6 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	78	Puissance unitaire	190 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	14.82 kWc	Aux cond. de fonct.	13.18 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	301 V	I mpp	44 A
Surface totale		Surface modules	115 m ²	Surface cellule	102 m ²
Onduleur		Modèle	4.2 kWac inverter		
Original PV/syst database		Fabricant	Generic		
Caractéristiques		Tension de fonctionnement	125-500 V	Puissance unitaire	4.20 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale	12.6 kWac
				Rapport Pnom	1.18
Facteurs de perte du champ PV					
Fact. de pertes thermiques		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent)	0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ	116 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module				Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules				Frac. pertes	1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings				Frac. pertes	0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Figure IV.17 : Paramètres de simulation d'une installation PV avec suiveur

IV .8.2.1 Résultat de avec suiveur (axe vertical)

BBBB
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janvier	76.9	33.09	10.57	138.5	135.7	1.827	1.765	0.860
Février	94.6	42.58	11.14	147.2	144.4	1.902	1.838	0.843
Mars	142.3	56.44	12.92	209.1	205.6	2.674	2.585	0.834
Avril	170.7	61.26	15.12	231.5	227.9	2.891	2.793	0.814
Mai	201.2	73.88	18.61	261.6	257.4	3.224	3.116	0.804
Jun	216.0	70.39	22.91	279.6	275.4	3.365	3.254	0.785
Jullet	221.0	63.34	25.78	293.0	289.0	3.460	3.346	0.770
Août	199.6	63.86	26.24	271.3	267.4	3.196	3.090	0.768
Septembre	158.4	53.40	23.31	229.3	225.8	2.758	2.667	0.785
Octobre	118.4	50.03	19.80	184.7	181.3	2.303	2.226	0.813
Novembre	78.9	38.87	15.30	129.1	126.4	1.666	1.609	0.841
Décembre	66.7	32.23	12.02	118.8	116.2	1.563	1.509	0.857
Année	1744.7	639.39	17.85	2493.6	2452.6	30.827	29.798	0.806

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
 DiffHor Irradiation diffuse horizontale EArray Energie effective sortie champ
 T Amb Température ambiante E_Grid Energie injectée dans le réseau
 GlobInc Global incident plan capteurs PR Indice de performance

Figure IV.18 : Tableau de Bilan et résultat principaux.

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 14.82 kWc

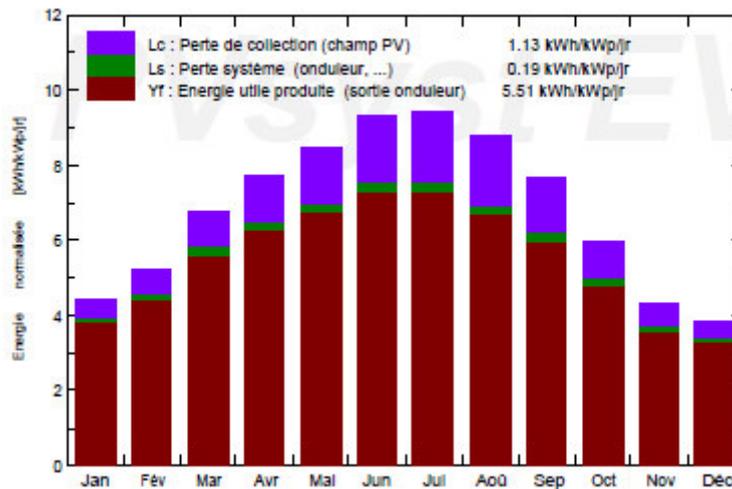


Figure IV.19 : Energie utile produite

La figure IV.19 résume les pertes influençant la production du système PV avec suiveur (axe vertical) à savoir :

Les pertes ohmiques du câblage, effets d’incidence, pertes dues à la température du champ, pertes due à la qualité des modules,... etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la

contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur.

La figure représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système par l'énergie incidente de référence. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée

Principaux paramètres système	Type de système	Sheds, single array	
Orientation plan capteurs	Plan suiveur, axe vertical	Inclinaison plan	33°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom 190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total 14.82 kWc
Onduleur	Modèle	4.2 kWac inverter	Pnom 4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total 12.60 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière

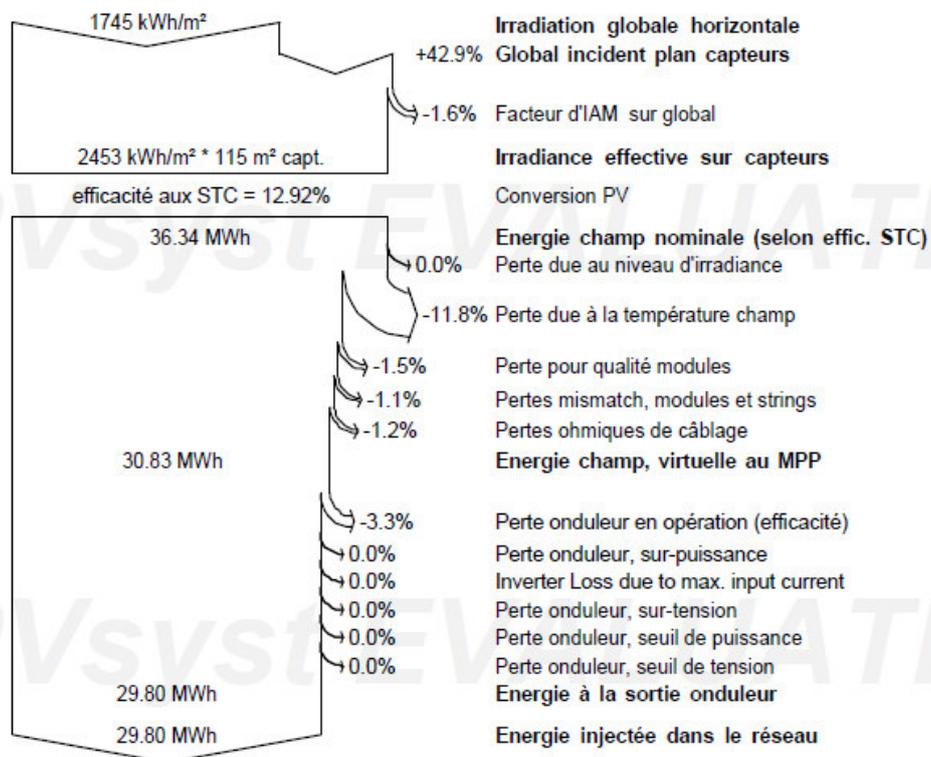


Figure IV.20 : Diagramme des pertes sur une année.

- Nous avons remarqué sur le diagramme des pertes sur l'année entière que l'irradiation globale incidente n'est pas complètement exploitable à cause des facteurs et pertes sur les différentes parties de système, on obtient une énergie totale injectée dans le réseau de 29.8 MWh.

Pour une étude plus complète, d'autre résultat concernât l'énergie incidente de référence sur le pan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/ sont représentés respectivement, sur les figures.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est 6.832KWh/jour pour un fonctionnement en mode normal.

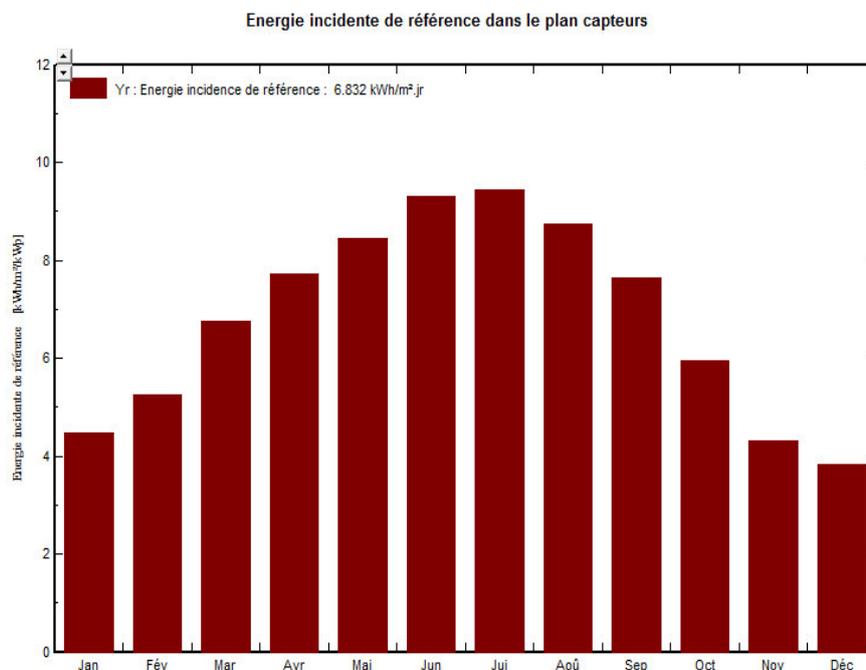


Figure IV.21 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

Système couplé au réseau: Evaluation P50 - P90

Projet : **Nouveau Projet ingm**

Variante de simulation : **BBBB**

Principaux paramètres système		Type de système	Sheds, single array	
Orientation plan capteurs	Plan suiveur, axe vertical		Inclinaison plan	33°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp	54 cells	Pnom 190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78		Pnom total 14.82 kWc
Onduleur	Modèle	4.2 kWac inverter		Pnom 4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0		Pnom total 12.60 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Evaluation de la prévision de probabilité de production

La distribution de probabilité de production du systèmes pour différentes années dépend principalement des données météo utilisées pour la simulation, et dépend des choix suivants:

Source des données météo	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user)		
Données météo	Type	Non défini	Année 1995
Déviatiion spécifiée	Dév. ann. par rapport à la moyenne	3 %	
Variabilité d'une année sur l'autre	Variance	5.6 %	

La variance de la distribution de prob. dépend aussi des incertitudes sur certains paramètres du système

Déviatiion spécifiée	Params/modèle du module PV	1.0 %	
	Incertitude efficacité onduleur	0.5 %	
	Incertitudes encrassement et mismatch	1.0 %	
	Incertitude sur la dégradation	1.0 %	
Variabilité globale (météo et système)	Variance	5.9 %	(somme quadratique)

Probabilité de production annuelle	Variabilité	1.75 MWh
	P50	29.80 MWh
	P90	27.55 MWh
	P95	26.92 MWh

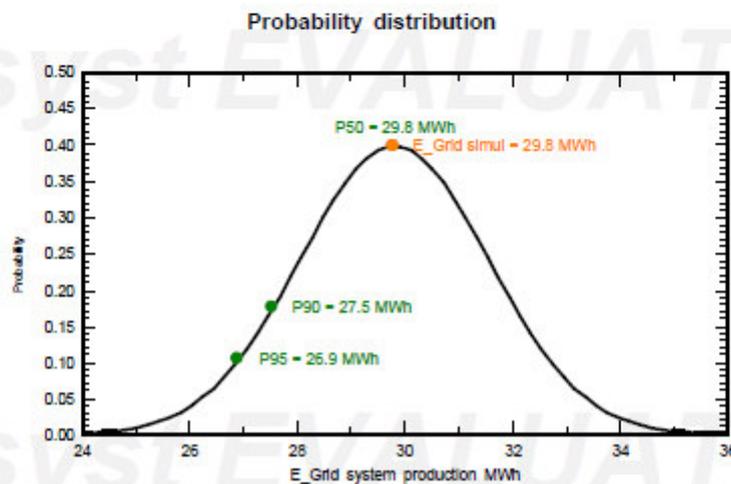


Figure IV.22 : Evaluation de la prévision de probabilité de production annuelle 29.80 MWh /an

La figure IV.22 représente l'évaluation de la prévision de probabilité de production par an, on trouve trois variable (P50=29.80, P90=27.66, P95=26.92 MWh/an), d'après la courbe on remarque que la production de l'électricité atteint une valeur maximal P50 =29,80. De même notre étude économique sera faite à partir de cette valeur maximale.

IV .8.3 Simulation avec suiveur (suiveur, deux axes)

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet :		Nouveau Projet ingm			
Site géographique		Corso		Pays	Algeria
Situation		Latitude	36.74° N	Longitude	3.45° E
	Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	40 m
		Albédo	0.20		
Données météo:		Corso	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Syn		
<hr/>					
Variante de simulation :	CCCC				
	Date de la simulation	08/10/18 à 22h11			
<hr/>					
Paramètres de simulation	Type de système	Sheds, single array			
Plan suiveur, deux axes	Inclin. minimum	0°	Inclin. maximale	90°	
Limites de course	Azimut minimum	-120°	Azimut maximum	120°	
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonom	
Horizon	Pas d'horizon				
Ombrages proches	Sans ombrages				
Caractéristiques du champ de capteurs					
Module PV	Si-poly	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells		
Original PVSyst database		Fabricant	Generic		
Nombre de modules PV		En série	13 modules	En parallèle	6 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	78	Puissance unitaire	190 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	14.82 kWc	Aux cond. de fonct.	13.18 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	301 V	I mpp	44 A
Surface totale		Surface modules	115 m ²	Surface cellule	102 m ²
Onduleur		Modèle	4.2 kWac inverter		
Original PVSyst database		Fabricant	Generic		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	125-500 V	Puissance unitaire	4.20 kWac	
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale	12.6 kWac	
			Rapport Pnom	1.18	
Facteurs de perte du champ PV					
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent)	0.0 W/m ² K / m/s	
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	118 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC	
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %	
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP	
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes	0.10 %	
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05	
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)				

Figure IV.23 : Paramètres de simulation d'une installation PV avec suiveur, deux axes.

IV .8.3.1 Résultat de simulation numérique

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janvier	76.9	33.09	10.57	163.3	161.5	2.123	2.050	0.847
Février	94.6	42.58	11.14	162.9	160.8	2.082	2.012	0.833
Mars	142.3	56.44	12.92	227.1	224.3	2.892	2.795	0.830
Avril	170.7	61.26	15.12	246.0	243.1	3.064	2.960	0.812
Mai	201.2	73.88	18.61	278.1	274.7	3.421	3.308	0.803
Juin	216.0	70.39	22.91	298.6	295.3	3.584	3.466	0.783
Juillet	221.0	63.34	25.78	314.2	311.1	3.699	3.577	0.768
Août	199.6	63.86	26.24	290.6	287.5	3.414	3.301	0.767
Septembre	158.4	53.40	23.31	247.7	245.0	2.964	2.865	0.781
Octobre	118.4	50.03	19.80	205.2	202.7	2.535	2.450	0.805
Novembre	78.9	38.87	15.30	146.2	144.3	1.866	1.802	0.832
Décembre	66.7	32.23	12.02	139.7	138.0	1.805	1.742	0.842
Année	1744.7	639.39	17.85	2719.6	2688.3	33.449	32.328	0.802

Figure IV.24 : Tableau de Bilan et résultat principaux.

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 14.82 kWc

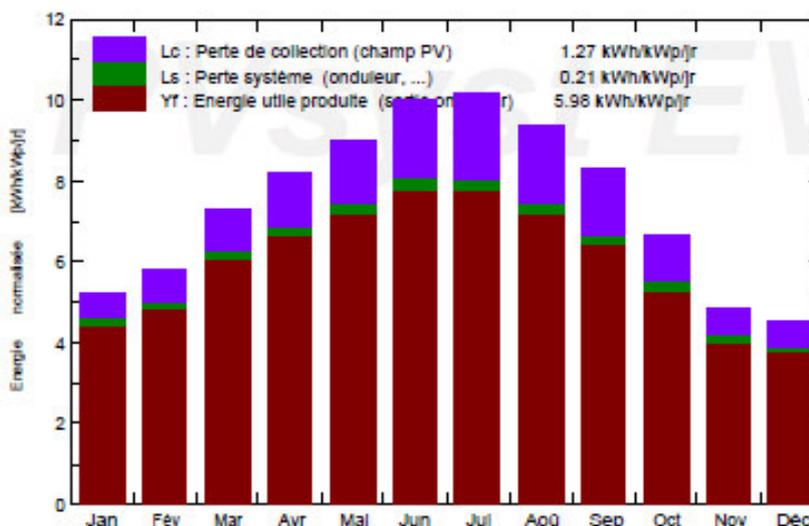


Figure IV.25 : Energie utile produite

La figure. IV.25 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les Pertes ohmiques du câblage, effets d’incidence, pertes dues à la température du champ, pertes due à la qualité des modules,... etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l’onduleur, d’où l’importance de prendre en considération l’efficacité de l’onduleur.

La figure représente l’indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système par l’énergie incidente de référence. Autrement dit, il représente l’efficacité globale du système par rapport à ce qu’on pourrait en attendre selon la puissance installée

Principaux paramètres système		Type de système	Sheds, single array		
Orientation plan capteurs		Suiveur deux axes			
Modules PV		Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV		Nombre de modules	78	Pnom total	14.82 kWc
Onduleur		Modèle	4.2 kWac inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs		Nombre d'unités	3.0	Pnom total	12.60 kW ac
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)			

Diagramme des pertes sur l'année entière

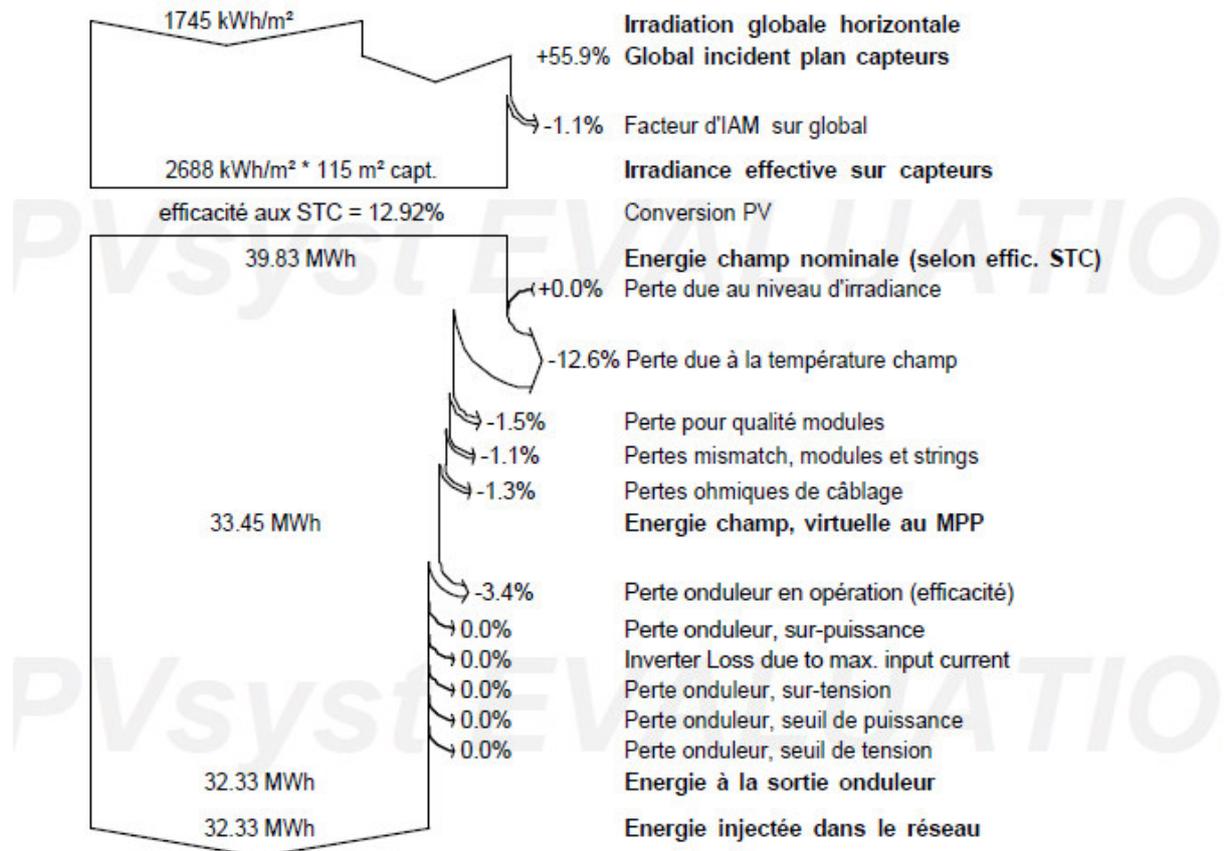


Figure IV.26 : Diagramme des pertes sur une année.

- Nous avons remarqué sur le diagramme des pertes sur l'année entière que l'irradiation globale incidente n'est pas complètement exploitable à cause des facteurs et pertes sur les différentes parties de système, on obtient une énergie totale injectée dans le réseau de 32.3 MWh.

Pour une étude plus complète, d'autre résultat concernât l'énergie incidente de référence sur le pan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance

du champ et le diagramme journalier d'Entrée/ sont représentés respectivement, sur les figures.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est 7.451KWh/jour pour un fonctionnement en mode normal.

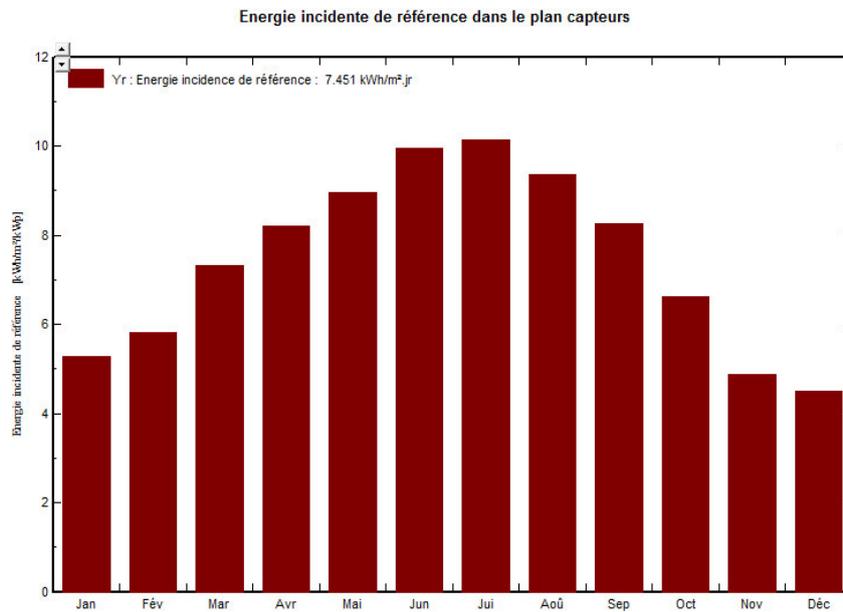


Figure IV.27 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux

Principaux paramètres système	Type de système	Sheds, single array		
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes			
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	14.82 kWc
Onduleur	Modèle	4.2 kWac inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	12.60 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Evaluation de la prévision de probabilité de production

La distribution de probabilité de production du systèmes pour différentes années dépend principalement des données météo utilisées pour la simulation, et dépend des choix suivants:

Source des données météo	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user)		
Données météo	Type	Non défini	Année 1995
Déviatiion spécifiée	Dév. ann. par rapport à la moyenne	3 %	
Variabilité d'une année sur l'autre	Variance	5.6 %	

La variance de la distribution de prob. dépend aussi des incertitudes sur certains paramètres du système

Déviatiion spécifiée	Params/modèle du module PV	1.0 %	
	Incertitude efficacité onduleur	0.5 %	
	Incertitudes encrassement et mismatch	1.0 %	
	Incertitude sur la dégradation	1.0 %	
Variabilité globale (météo et système)	Variance	5.9 %	(somme quadratique)

Probabilité de production annuelle	Variabilité	1.90 MWh
	P50	32.33 MWh
	P90	29.89 MWh
	P95	29.20 MWh

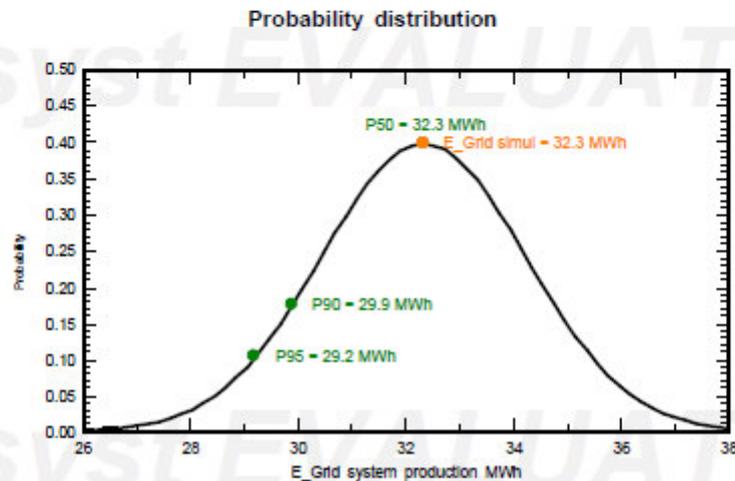


Figure IV.28 : Evaluation de la prévision de probabilité de production annuelle 32.3 MWh / an .

La figure IV.28 représente l'évaluation de la prévision de probabilité de production par an, on trouve trois variable (P50=32.33, P90=29.89, P95=29.20 MWh/an), d'après la courbe on remarque que la production de l'électricité atteint une valeur maximal P50 =32,33. De même notre étude économique sera faite à partir de cette valeur maximale.

IV .9 Comparaison

Au cours d'une année complètement, un système de 14.8 kWc bien orienté, produit 23.8 MWh / an d'énergie, alors que le même système avec suiveur, dans les mêmes conditions d'ensoleillement, produit 29.8 MWh / an d'énergie pour un suiveur à un seul axe et 32.3 MWh / an d'énergie pour un suiveur deux axes.

Au niveau de la production électrique, un suiveur à garantit une augmentation de la production électrique par rapport aux panneaux fixes.

IV .10 L'étude technico-économique

Les prix de l'équipement utilisé pour l'étude économique :

Tableaux IV.2 : L'étude technico-économique des systèmes PV

Désignation	Caractéristique	Quantité	Prix unitaire (DZD)	Montant DZD
Module poly Cristallin	190 Wc ; 30V	78	25935	2022930
Supports pour les modules	1. cas	78	5000	390000
	2. cas		15000	1170000
	3. cas		22000	1716000
Onduleur	4.2kw	3	409500	1228500
Construction, câblage	-	-	-	204750
Transport et montage	-	-	-	204750
Ingénierie	-	-	-	68250
Cout de fonctionnement	-	-	-	34125
Investissement brut (sans taxes)	1. cas	-	-	4089180
	2. cas			4899180
	3. cas			5445180
	1. cas	-	-	4825232

Investissement	2. cas			5781032
net	3. cas			6425312

Tableaux IV.11 : L'étude technico-économique des systèmes PV

➤ 1cas : sans suiveur

Système couplé au réseau: Evaluation économique			
Projet : Nouveau Projet Ingm			
Variante de simulation : AAAAA			
Principaux paramètres système	Type de système	Sheds, single array	
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom 190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total 14.82 kWc
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom 4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total 12.80 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		
Investissement			
Modules PV (Pnom = 190 Wc)	78 unités	25935 DZA / unité	2022930 DZA
Supports et intégration		4615 DZA / module	360000 DZA
Onduleurs (Pnom = 4.2 kW ac)	3 unités	409500 DZA / unité	1228500 DZA
Construction, câblage, ...			204750 DZA
Transport et montage			68250 DZA
Ingénierie			204750 DZA
Moins-value substitution			0 DZA
Investissement brut (sans taxes)			4089180 DZA
Financement			
Investissement brut (sans taxes)			4089180 DZA
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 18.0 %		736052 DZA
Investissement brut (TTC)			4825232 DZA
Subventions			0 DZA
Investissement net (TTC)			4825232 DZA
Annuités (Emprunt 3.5 % sur 20 ans)			339509 DZA/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			34125 DZA/an
Coût annuel total			373634 DZA/an
Coût de l'énergie			
Energie produite			23.8 MWh / an

Figure IV.29 : Evaluation économique (San suiveur)

- Energie produit égale à 23.8 MWh/an = **23800 KWh/an**
- Supposons : 1kW =16 dza
- Les gains par ans = (Energie produit/an × le prix de kWh) - cout de fonctionnement :

$$(23800 \text{ KWh/an} \times 16 \text{ DZA}) - 34125 \text{ DZA} = \mathbf{346675 \text{ DZA}}$$

- Le temps qu'il le faut pour récupérer l'argent de l'investissement :

$$\text{Temps de récupération} = \text{Investissement net} / \text{Les gains par ans}$$

$$4825232 \text{ DZA} / 346675 \text{ DZA} = \mathbf{14 \text{ ans}}$$

- Revenu après 20 ans de production :

$$\text{Les revenus} = (\text{Les gains par ans} \times 20 \text{ ans}) - \text{Investissement net}$$

$$= (346675 \text{ DZA} \times 20 \text{ ans}) - 4825232 \text{ DZA}$$

$$= \mathbf{2108268 \text{ DZA}}$$

➤ **2cas : avec suiveur (axe vertical)**

Système couplé au réseau: Evaluation économique			
Projet : Nouveau Projet Ingm			
Variante de simulation : BBBB			
Principaux paramètres système			
Orientation plan capteurs	Type de système	Sheds, single array	
Modules PV	Plan suiveur, axe vertical	Inclinaison plan	33°
Champ PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom 190 Wc
Onduleur	Nombre de modules	78	Pnom total 14,82 kWc
Batterie d'onduleurs	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom 4200 W ac
Besoins de l'utilisateur	Nombre d'unités	3.0	Pnom total 12.80 kW ac
	Charge illimitée (réseau)		
Investissement			
Modules PV (Pnom = 190 Wc)	78 unités	25935 DZA / unité	2022930 DZA
Supports et intégration		15000 DZA / module	1170000 DZA
Onduleurs (Pnom = 4.2 kW ac)	3 unités	409500 DZA / unité	1228500 DZA
Construction, câblage, ...			204750 DZA
Transport et montage			204750 DZA
Ingénierie			68250 DZA
Moins-value substitution			0 DZA
Investissement brut (sans taxes)			4899180 DZA
Financement			
Investissement brut (sans taxes)			4899180 DZA
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 18.0 %		881852 DZA
Investissement brut (TTC)			5781032 DZA
Subventions			0 DZA
Investissement net (TTC)			6781032 DZA
Annuités	(Emprunt 3.5 % sur 20 ans)		406760 DZA/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			34125 DZA/an
Coût annuel total			440885 DZA/an
Coût de l'énergie			
Energie produite			29.8 MWh / an

Figure IV.30 : Evaluation économique

- Energie produit égale à 29.8MWh/an = **29800 KWh/an**
- Supposons : 1kW =16 dza
- Les gains par ans = (Energie produit/an × le prix de kwh) - cout de fonctionnement :

$$(29800 \text{ KWh/an} \times 16 \text{ DZA}) - 34125 \text{ DZA} = \mathbf{442675 \text{ DZA}}$$

- Le temps qu'il le faut pour récupérer l'argent de l'investissement :

$$\text{Temps de récupération} = \text{Investissement net} / \text{Les gains par ans}$$

$$5781032 \text{ DZA} / 442675 \text{ DZA} = \mathbf{13 \text{ ans}}$$

- Revenu après 20 ans de production :

$$\text{Les revenus} = (\text{Les gains par ans} \times 20 \text{ ans}) - \text{Investissement net}$$

$$= (442675 \text{ DZA} \times 20 \text{ ans}) - 5781032 \text{ DZA}$$

$$= \mathbf{3072468 \text{ DZA}}$$

➤ **3cas : avec suiveur (suiveur, deux axes)**

Système couplé au réseau: Evaluation économique			
Projet : Nouveau Projet ingm			
Variante de simulation : CCCC			
Principaux paramètres système		Type de système : 8heds, single array	
Orientation plan capteurs		Ouvreur deux axes	
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom : 190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total : 14.82 kWc
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom : 4200 Wac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total : 12.80 kWao
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		
Investissement			
Modules PV (Pnom = 190 Wc)	78 unités	25935 DZA / unité	2022930 DZA
Supports et intégration		22000 DZA / module	1716000 DZA
Onduleurs (Pnom = 4.2 kWac)	3 unités	409500 DZA / unité	1228500 DZA
Construction, câblage, ...			204750 DZA
Transport et montage			204750 DZA
Ingénierie			68250 DZA
Moins-value substitution			0 DZA
Investissement brut (sans taxes)			6446180 DZA
Financement			
Investissement brut (sans taxes)			5446180 DZA
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 18.0 %		980132 DZA
Investissement brut (TTC)			6425312 DZA
Subventions			0 DZA
Investissement net (TTC)			6425312 DZA
Annuités	(Emprunt 3.5 % sur 20 ans)		452092 DZA/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			34125 DZA/an
Coût annuel total			488217 DZA/an
Coût de l'énergie			
Energie produite			32.3 MWh / an

Figure IV.31 : Evaluation économique

- Energie produit égale à 32.3 MWh/an = **32300 KWh/an**
- Supposons : 1kW = 16 dza
- Les gains par ans = (Energie produit/an × le prix de kWh) - cout de fonctionnement :

$$(32300 \text{ KWh/an} \times 16 \text{ DZA}) - 34125 \text{ DZA} = \mathbf{482675 \text{ DZA}}$$

- Le temps qu'il le faut pour récupérer l'argent de l'investissement :

$$\text{Temps de récupération} = \text{Investissement net} / \text{Les gains par ans}$$

$$6425312 \text{ DZA} / 482675 \text{ DZA} = \mathbf{13.3 \text{ ans}}$$

- Revenu après 20 ans de production :

$$\text{Les revenus} = (\text{Les gains par ans} \times 20 \text{ ans}) - \text{Investissement net}$$

$$= (482675 \text{ DZA} \times 20 \text{ ans}) - 6425312 \text{ DZA} \\ = \mathbf{3228188 \text{ DZA}}$$

IV .11 Discussion et analyse des résultats

Le temps de récupération d'investissement pour le cas d'un système PV avec suiveur et plus courte par rapport à celle d'un système PV sans suiveur. De même les revenus après 20 ans de production d'un PV avec suiveur a deux axes de 3228188 DZA est supérieur à celle d'un PV avec suiveur à un seul axe vertical de 3072468 DZA. Ainsi il est supérieur aussi à un système PV sans suiveur (Plan d'inclinaison fixe) de 2108268 DZA.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Dans une installation photovoltaïque, un système de poursuite solaire se révèle important pour collecter le maximum d'énergie. Pour les modules PV à base de concentrateurs, où les rayons solaires doivent être constamment perpendiculaires au panneau, un système de poursuite solaire est indispensable.

Dans nôtres chapitres on nous appliqué une étude par simulation numérique de l'installation PV. Le logiciel de simulation que nous avons utilisé PVSYST répond correctement aux choix des composants constituant notre installation, plusieurs résultats sont obtenus avec meilleures perspectives.

En dernier chapitre nous avons établi une étude technico-économique et nous avons constaté que l'installation PV peut être interconnectée au réseau est intéressant de signaler que notre installation devient rentable de vue de l'économie d'énergie qui actuelle très significatif par apport à la demande publique.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : BENMOHAMMADI Zahra, *Etude, conception et réalisation d'une commande d'un tracker solaire (suiveur solaire), Université Sidi Mohammed Ben Abdellah , Maroc 2013.*
- [2] : BOUGHOUFALA MOHAMED, *Conception et réalisation d'un système de Suiveur Solaire pour des systèmes photovoltaïques, 2011.*
- [3] : FERROUDJI FATEH, *Conception et optimisation en dynamique forcée d'un nouveau prototype système de suiveur solaire à deux axes, 2015*
- [4] : YACINE FOUAD, *Etudes des nouvelles générations de cellules photovoltaïques, 2011.*
- [5] : ACHOU YACINE RACHEDI ABDALLAH, *Réalisation d'une carte de mesure et d'affichage à base d'Arduino Mega2560 : application aux systèmes photovoltaïque, 2016.*
- [6] : OUAFI ABD ELKRIM, *Commande de panneau solaire a l'aide d'une carte PIC ,2010.*
- [7] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_photovolta%C3%AFque#Centrale_raccord%C3%A9e_au_r%C3%A9seau 10/08/2018.
- [8] : SAfAA SKOURI, *Contribution à l'étude des concentrateurs solaires, 2016.*
- [9] : ARAFA KADDOURI, *Conception et réalisation d'un suiveur solaire à deux axes, 2015.*
- [10] : BENKHELIFA ABDELAZIZ, *Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur, 2012.*
- [11] : MISSOUM MOHAMMED, *Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie 2011.*
- [12] : SAADI SOUAD, *Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, 2010.*

- [13] : HADJ BELKACEMI MOHAMMED, *Modélisation et étude expérimentation d'un capteur solaire non vitré et perforé*, 2011.
- [14] : KOUDRANE ISMAIL, *Etude d'un système de poursuite solaire pour les panneaux photovoltaïques*, 2014.
- [15] : BOUDEN ABDELMALEK, *Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque*, 2008.
- [16] : ABADA DJALLEL, *Etude comparative de la production d'eau distillée de deux distillateurs solaires, a effet de serre et a film capillaire*.
- [17] : BENKHELIFA Abdelaziz, *Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur*, 2012.
- [18] : MEZIANI Fariza, *Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG*.
- [19] : SLAMA FATEH, *Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique*.
- [20] : A. MEFTI; M.Y BOUROUBI; H. MIMOUNI, *Evaluation du potentiel énergétique solaire*.
- [21] : BOUZIANE RABEH, DOKKAR AYOUB,
Conception et Réalisation d'un Suiveur Solaire Bi-axial à Base De capteurs de lumière, 2011.
- [22] : AMRANI ABBAS, BENICHOUCHE YOUNESSE, *Système de poursuite d'une source de lumière bi-axial*, 2017.
- [23] : SAMIRA BOUJENANE, *Tracker solaire 2017*.
- [24] : *programme national de recherche 07.07.21.99*.
- [25] : Y. JANNOT, *Thermique solaire Octobre 2003*.
- [26] : *Revue des Energies Renouvelables SIENR'14 Ghardaïa (2014) 19 – 26 Contribution à la commande d'héliostat pour centrale à tour*.
- [27] : R. REZOUG et A. ZAATRI, *'Optimisation du rendement d'un système photovoltaïque par poursuite du soleil'*, 25 Juin 2009.

[28] : A.GAMA, C.LARABS, A.MALEK et F.YETTOU, 'étude et réalisation d'un dispositif de poursuite solaire sensible destiné à un concentrateur cylindro-parabolique', p 140, 02 juin 2010.

[29]: Document: « Stirling System Description Structural » Consulting Engineers EuroDish –Schlaich Bergermann und Partner GbR -2001.

[30]: Rapport: « Concentrated Solar thermal power – now! » Georg Brakmann , Rainer Aringhoff Dr. Michael Geyer Sven Teske - September 2005.

[31] : Article : « A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output»-Hossein Mousazadeh, Alireza Keyhani, Arzhang Javadi, Hussein Mobli , Karen Abrinia , Ahmad Sharifi Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 -2009.

