

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

N° :



DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE

FILIERE : Génie Electrique

OPTION : TS3ER

Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique

Par: DILMI Ali et BOUSSAG Walid

Intitulé

Évaluation des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaires photovoltaïques

Soutenu devant le jury composé de:

BOUCHLAGHEM Ahmed	Université MOHAMED BOUDIAF - M'sila	Président
SAIGAA Djamel	Université MOHAMED BOUDIAF - M'sila	Rapporteur
DRIF Mahmoud	Université MOHAMED BOUDIAF - M'sila	Examinateur

Année universitaire : 2016 /2017

Remerciement

Je remercie en premier lieu Dieu qui m'a donné ce bien pour que je vive ce jour et la force et la patience pour terminer ce travail.

Je remercie Monsieur SAIGAA Djamel professeur à l'université de Mohamed Boudiaf de Msila pour l'encadrement qu'il m'a assuré et ses précieux conseils qu'il n'a cessé de me prodiguer tout au long de ce projet, sa confiance témoignée, sans oublier sa qualité humaine. il trouve ici ma gratitude et ma reconnaissance profonde.

Je remercie sincèrement Monsieur DRIF Mahmoud Maître de conférences A à l'université de Mohamed Boudiaf de Msila pour leurs conseils scientifiques et leur disponibilité sans limite.

Par ailleurs, je tiens à exprimer mon vif remerciement au président du jury Monsieur BOUCLAGHEM Ahmed.

Je tiens également à remercier tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à :
Mes très chers parents, pour leur
sacrifices, et qui n'ont jamais cessé de
m'encourager que dieu me les garde
Mes frères
Tous mes amis(es)*

Ali et Walid

Résumé

L'implantation d'un système solaire pour satisfaire à un besoin bien déterminé en un site donné ne doit se faire qu'après avoir estimé la productivité du système en fonction du gisement solaire local disponible réellement. L'évaluation des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque constitue le sujet essentiel de ce travail. Cette étude rentre dans le cadre de la caractérisation des sites pour d'éventuelles applications de l'énergie solaire.

Mots clés : capteur solaire, rayonnement, température, modèle.

Abstract

The installation of a solar system to meet a definite need in a given site should be considered only after the system's productivity as a function of local solar radiation actually available. The evaluation of the losses due to the orientation and the inclination of the photovoltaic solar collectors is the main subject of this work. This study is within the scope of the characterization of sites for possible applications of solar energy.

Key words: solar collector, radiation, temperature, model.

ملخص

إن وضع نظام شمسي في موقع لتلبية احتياجات معينة لا تتم إلا بعد تقدير الطاقة الممكن استغلالها في الموقع وتحديد العوامل الذاتية و الداخلية التي تتحكم في اشتغال هذا النظام. الموضوع الأهم في هذا العمل هو تقييم الضياع الناجم عن توجيه و ميلان الاقط الشمسي. هذه الدراسة تدخل في نطاق تحديد خصائص المواقع للتطبيقات المحتملة للطاقة الشمسية.

الكلمات المفتاحية: الاقط الشمسي، الإشعاع الشمسي، الحرارة، نموذج.

Table des matières

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre 1

Gisement solaire

I.1 Introduction.....	3
I.2 Généralités sur rayonnement solaire.....	3
I.3 La constante solaire.....	3
I.4 Rayonnement solaire dans l'espace.....	3
I.5 Rayonnement solaire au sol.....	4
I.5.1 Rayonnement direct.....	4
I.5.2 Rayonnement diffus.....	5
I.5.3 Rayonnement réfléchi (Albédo)	5
I.5.4 Rayonnement global.....	5
I.6 Coordonnées terrestres	6
I.6.1 Longitude	6
I.6.2 La latitude	6
I.6.3 L'altitude	7
I.7 Coordonnées du soleil.....	7
I.7.1 Coordonnées équatoriales.....	7
I.7.2 Coordonnées horizontales du soleil.....	8
I.8 Orientation et inclinaison d'une surface	9
I.8.1 L'azimute (α)	9
I.8.2 L'angle d'inclinaison (β)	9
I.9 Conclusion.....	9

Table des matières

Chapitre 2

Modélisation du rayonnement solaire et de la production

II.1 Introduction.....	10
II.2 Modélisation du rayonnement solaire incident sur un plan horizontal	11
II.2.1 L'irradiation extraterrestre	11
II.2.2 Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair.....	11
II.2.3 L'indice de clarté.....	12
II.2.4 La fraction diffuse.....	12
II.2.5 L'irradiation directe mensuelle sur un plan horizontal.....	12
II.2.6 Le rayonnement horizontal global	12
II.3 Estimation des moyennes mensuelles des irradiances (diffuse et directe)	12
II.3.1 Modèle de Collares – Pereira et Rabl.....	12
II.3.2 Model de page.....	13
II.3.3 Modèle de Liu et Jordan.....	13
I.4 Estimation des moyennes horaire des irradiances (diffuse et directe)	14
II.4.1 Relation de Erbs, Klein et Duffie	14
II.4.2 Relation d'Iqbal	14
II.5 Estimation d'irradiation horaire à partir de la valeur journalière mensuelle moyenne.....	14
II.6 Irradiation globale sur un plan incliné.....	16
II.7 Irradiation directe sur un plan incliné	17
II.8 Modèles d'estimation du rayonnement diffus sur un plan incliné	18
II.8.1 Modèles isotopique d'estimation du rayonnement diffus sur un plan incliné	18
II.8.1.1 Modèle de Liu et Jordan.....	18
II.8.2 Modèles anisotrope d'estimation du rayonnement diffus sur un plan incliné	19
II.8.2.1 Modèle de Klucher.....	19
II.8.2.2 Modèle de Hay et Davies.....	20

Table des matières

II.8.2.3	Modèle de Perez.....	20
II.9	L'estimations de la puissance produite du générateur photovoltaïque sur un plant incline.....	22
II.9.1	Calcul de la puissance à la sortie du module.....	23
I.9.2	Pertes liées à l'orientation et à l'inclinaison des panneaux	25
II.9.3	Méthodologie de calcul.....	25
II.10	Conclusion	27

Chapitre 3

Résultat et discussions

III.1.	Introduction.....	28
III.2	Résultats de simulation des Pertes d'irradiation solaire annuelle.....	28
III.2. 1	Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site de M'sila.....	29
III.2.2	Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site de Laghouat.....	30
III.2.3	Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site d'Alger.....	31
III.2.4	Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site de Biskra.....	33
III.2.5	Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site de Djelfa.....	35
III.2.6	Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site de Tlemcen.....	36
III.3	Résultats de simulation de facteur de production annuelle.....	38
III.3.1	Résultats de simulation de facteur de production annuelle pour le site de M'sila.....	38
III.3.2	Résultats de simulation de facteur de production annuelle pour le site de Laghouat.....	39
III.3.3	Résultats de simulation de facteur de production annuelle pour le site d'Alger.....	40
III.3.4	Résultats de simulation de facteur de production annuelle pour le site Biskra.....	42
III.3.5	Résultats de simulation de facteur de production annuelle pour le site Djelfa.....	43
III.3.6	Résultats de simulation de facteur de production annuelle pour le site Tlemcen.....	44

Table des matières

III.4 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle.....	45
III.4.1 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle pour le site M'sila.....	45
III.4.2 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle pour le site Laghouat.....	46
III.4.3 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle pour le site d'Alger.....	47
III.4.4 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle pour le site Biskra.....	49
III.4.5 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle pour le site Djelfa.....	50
III.4.6 Résultats de simulation de facteur de perte annuelle pour le site Tlemcen.....	51
III.5 Evaluation de production et du perte d'un panneau solaire ' DualSun ' installée à Msila a partir de les valeurs des tableaux.....	52
III.5.1 Les caractéristiques photovoltaïques du panneau' DualSun '.....	52
III.5.2 Evaluation de la production annuelle du panneau ' DualSun '.....	52
III.5.3 Evaluation des pertes de la production annuelle du panneau ' DualSun '.....	54
III.6 Conclusion	55
Conclusion générale	56

Listes des figures et tableaux

Figure (1.1) : Rayonnement solaire incident hors atmosphère et au niveau de la surface terrestre.....	4
Figure (1.2): les composants de rayonnement solaire.....	5
Figure (1.3): Coordonnées terrestres.....	6
Figure (1.4): variation annuelle de la déclinaison du solaire.....	7
Figure (1.5): Coordonnées horizontales.....	8
Figure (2.1): Algorithme de calcul : l'irradiation solaire, la production et pertes.....	26
Figure (3.1): Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation moyenne journalière annuelle pour le site de M'silla	30
Figure (3.2): Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation moyenne journalière annuelle pour le site de Laghouat	31
Figure (3.3): Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation moyenne journalière annuelle pour le site de Alger	33
Figure (3.4): Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation moyenne journalière annuelle pour le site de Biskra	34
Figure (3.5): Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation moyenne journalière annuelle pour le site de Djelfa	36
Figure (3.6): Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation moyenne journalière annuelle pour le site de Tlemcen	37
Figure (3. 7): Variation des Valeurs de facteur de production moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.....	38
Figure (3. 8): Variation des Valeurs de facteur de production moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.....	40
Figure (3. 9): Variation des Valeurs de facteur de production moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Alger.....	41
Figure (3. 10): Variation des Valeurs de facteur de production moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.....	42
Figure (3.11): Variation des Valeurs de facteur de production moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.....	43

Listes des figures et tableaux

Figure (3. 12) : Variation des Valeurs de facteur de production moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.....	44
Figure (3. 13): Variation des Valeurs de facteur de perte moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.....	46
Figure (3.14): Variation des Valeurs de facteur de perte moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.....	47
Figure (3.15): Variation des Valeurs de facteur de perte moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Alger.....	48
Figure (3. 16): Variation des Valeurs de facteur de perte moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.....	49
Figure (3. 17): Variation des Valeurs de facteur de perte moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.....	50
Figure (3. 18): Variation des Valeurs de facteur de perte moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.....	51
Figure (3. 19): Variation de production moyenne journalière annuelle du panneau 'DualSun' en fonction des angles (α , β) pour le site de M'sila.....	53
Figure (3.20): Variation des pertes de la production moyenne journalière annuelle du panneau 'DualSun' en fonction des angles (α , β) pour le site de M'sila	54

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Choix du jour du mois représentant le jour moyen de ce mois.....	16
Tableau 2.2 : les coefficients Perez.....	22
Tableau 2.3 : caractéristiques techniques des quelques types des modules photovoltaïques.....	24
Tableau 3.1 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle En fonction de (β et α) pour le site de M'sila.....	29
Tableau 3.2 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.....	31
Tableau 3.3 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.....	32
Tableau 3.4 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.....	34

Listes des figures et tableaux

Tableau 3.5 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.....	35
Tableau 3.6 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.....	37
Tableau 3.7 : Valeurs de facteur de production annuelle en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.....	38
Tableau 3.8 : Valeurs de facteur de production annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.	39
Tableau 3.9 : Valeurs de facteur de production annuelle en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.	41
Tableau 3.10 : Valeurs de facteur de production annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.	42
Tableau 3.11 : Valeurs de facteur de production annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.	43
Tableau 3.12 : Valeurs de facteur de production annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.	44
Tableau 3.13 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.....	45
Tableau 3.14 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.	46
Tableau 3.15 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.....	48
Tableau 3.16 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.....	49
Tableau 3.17 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.....	50
Tableau 3.18 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.	51
Tableau 3.19 : caractéristiques photovoltaïques du panneau 'DualSun'.....	52
Tableau 3.20 : Valeurs des de production annuelle du panneau 'DualSun ' en fonction des angles (α , β) pour le site de M'sila.....	53
Tableau 3.21 : Valeurs des pertes de la production annuelle en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.....	54

Symboles

Symboles

Symbole	Unité	Définition
φ	Degré	Latitude de lieu
λ	Degré	Longitude du lieu
W	Degré	Angle horaire du soleil
δ	Degré	Déclinaison du soleil
α	Degré	Azimut du soleil
h	Degré	Hauteur du soleil
β	Degré	Angle d'inclinaison
B_h	w/m ²	Rayonnement direct
G_h		Rayonnement global horizontal
D_h		Rayonnement diffuse horizontal
ρ		Albédo du sol
STC		Conditions de test standard
GPV		Générateur photovoltaïque
NOCT	k	Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire
T _c	K	Température de cellule
T _a	k	Température ambiante
S	m ²	La surface de module photovoltaïque
F_p		facteur de production
F_L		facteur de perte
F_{Pmax}		facteur de production maximum

Introduction générale

La plus grande partie de l'énergie consommée actuellement provient de l'utilisation des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou encore l'énergie nucléaire. Ces ressources deviennent de plus en plus rares, pendant que les demandes énergétiques du monde s'élèvent continuellement. Il est estimé que les réserves mondiales seront épuisées vers 2030 si la consommation n'est pas radicalement modifiée, et au maximum vers 2100 si des efforts sont produits sur la production et la consommation [1].

Etant donné que cette forme d'énergie couvre une grosse partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais, La contrainte imposée est d'utiliser une source d'énergie économique et peu polluante car la protection de l'environnement est devenue un point important.

A ce sujet, Les énergies renouvelables, comme l'énergie solaire photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, ... apparaissent comme des énergies inépuisables et facilement exploitables. Si l'on prend l'exemple du soleil, une surface de 145000km² (4% de la surface des déserts arides) de panneaux photovoltaïques (PV) suffirait à couvrir la totalité des besoins énergétiques mondiaux [2].

Dans ce dernier cas, la conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes Photovoltaïques sont des problèmes d'actualité puisqu'ils conduisent sûrement à une meilleure exploitation de l'énergie solaire. Pour une installation photovoltaïque, la variation de l'éclairement ou de la charge induit une dégradation de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque, en plus ce dernier ne fonctionne plus dans les conditions optimums.

Dans ce contexte, de nombreux chercheurs ont tenté de trouver des méthodes pour évaluer et réduire les pertes de l'énergie solaire, L'objectif principal de notre travail est l'étude et l'évaluation des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaires photovoltaïques. Ce mémoire est partagé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre nous présentons une généralité sur la le gisement solaire. En commençant par des notions sur le rayonnement, le rayonnement solaire hors atmosphère et le rayonnement solaire au niveau du sol. En suite nous présentons des notions sur les coordonnées terrestres. et nous finissons ce chapitre par une conclusion.

Le deuxième chapitre présent les différentes procédures de calcul de la radiation solaire globale sur une surface inclinée et nous donnerons une présentation du modèle utilisé

dans notre étude pour l'estimation des pertes et pour le calcul du facteur de production et du facteur de perte dues l'orientation et l'inclinaison d'un capteur solaire.

Dans le troisième chapitre nous présentons Les résultats obtenus par l'application du modèle de Perez pour déterminer les pertes d'irradiations, le facteur de production et le facteur de perte dues l'orientation et l'inclinaison (α et β) des capteurs PV installés dans différentes sites algérien. Nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Chapitre I

Gisement solaire

I.1 Introduction

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude du système photovoltaïque. Par gisement solaire, on entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système photovoltaïque en un lieu donné.

Dans ce chapitre on rappellera quelques notions essentielles sur le gisement solaire.

I.2 Généralités sur rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est une variable climatique importante qui rend la vie sur Terre possible en apportant de la chaleur et de la lumière. Abondant, renouvelable et disponible au sol, il est constitué de rayons lumineux transportant de l'énergie provenant du soleil dans toutes les longueurs d'onde. [3]

La distance de la Terre au Soleil est d'environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300 000 km/s, les rayons du soleil mettent donc environ 8 min à nous parvenir. [4]

I.3 La constante solaire

La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au Soleil. Sa valeur est communément prise égale à $1\,367\text{ W/m}^2$ (bien qu'elle varie de quelques % dans l'année à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil). [4]

I.4 Rayonnement solaire dans l'espace

Sur Terre le rayonnement solaire est reçu de façon intermittente. Les rayons du soleil sont occultés par les différentes couches constitutives de l'atmosphère, ainsi que par les nuages,

de plus la géométrie pseudo-sphérique de notre planète induit une différence d'ensoleillement selon la localisation considérée. Son mouvement, à l'origine du phénomène de jour et de nuit, réduit de moitié le flux solaire perçu. [5]

La figure 1.1 représenté le flux incident du rayonnement solaire hors atmosphère au niveau de la surface terrestre .

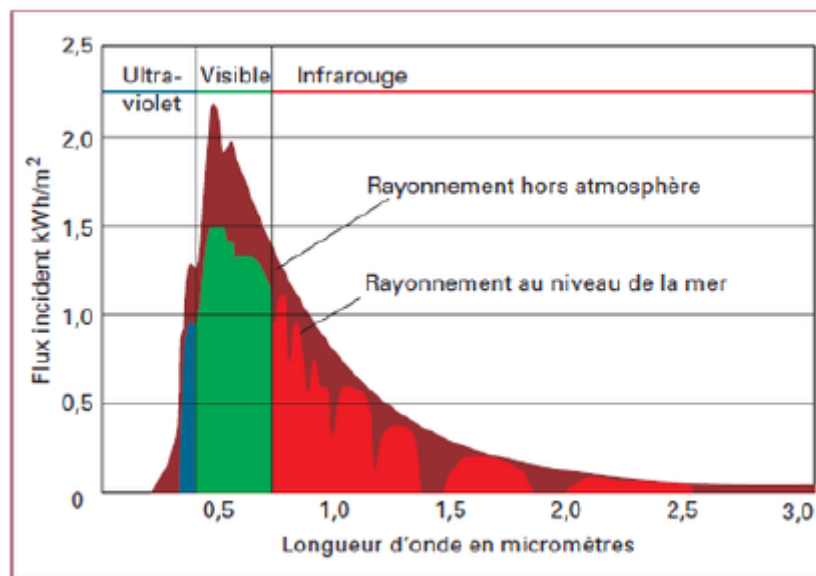


Figure 1.1 : Rayonnement solaire incident hors atmosphère et au niveau de la surface terrestre

L'énergie solaire est plus pérenne dans l'espace que sur Terre. De nombreuses navettes et satellites furent donc équipés de panneaux solaires afin d'alimenter leurs systèmes embarqués, plutôt que des systèmes de production à énergie nucléaire plus instables et moins durables.

I.5 Rayonnement solaire au sol

Suite à l'atténuation du rayonnement solaire par les différents phénomènes atmosphériques, le rayonnement solaire sur une surface au sol est composé comme suit:

I.5.1 Rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire incident sur un plan donné et provenant d'un angle solide centré sur le disque solaire. [15] [16]

I.5.2 Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions.

La conversion photovoltaïque utilisant les modules utilise aussi bien le rayonnement direct que le rayonnement diffus. [15] [16]

I.5.3 Rayonnement réfléchi (Albédo)

C'est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle. Ce terme étant généralement réservé au sol aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflecteur pour le rayonnement considérée et pour tous les angles d'incidences possible. Par définition, le corps noir possède un albédo nul. [15] [16]

I.5.4 Rayonnement global

Dans le cas d'une surface horizontale, C'est l'ensemble du rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale sur le globe terrestre. Il comprend donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus.

Dans le cas d'une surface inclinée, C'est la somme des rayonnements: Direct, Diffus et Réfléchi. figure (1.2)

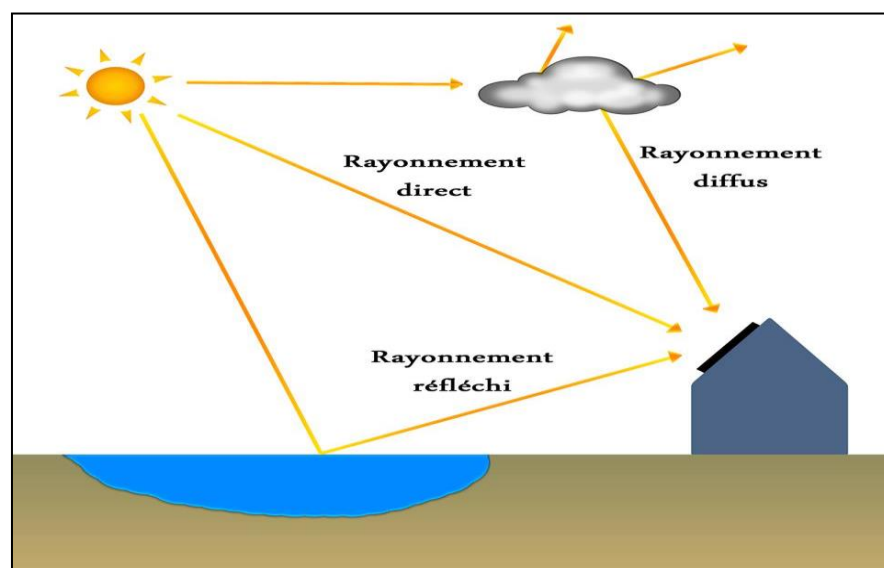


Figure 1.2 : les composants de rayonnement solaire.

I.6 Coordonnées terrestres

Tout point sur la surface terrestre peut être repéré par ses coordonnées géographiques qui sont : la longitude, la latitude, ainsi que par son altitude. figure (1.3)

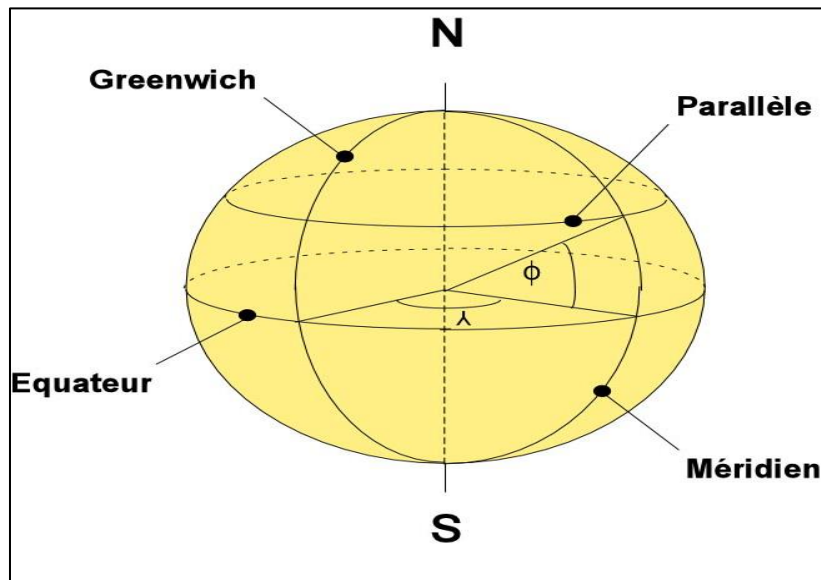


Figure 1.3 : Coordonnées terrestres.

I.6.1 Longitude :

La longitude (λ) 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 d'un lieu peut être comprise entre -180 et 180° . A 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 du méridien de Greenwich, et du signe (-) les méridiens situés à l'Ouest.

I.6.2 La latitude :

L'angle (ϕ) 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° . Par convention, le signe

(-) est affecté à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude d'un lieu peut être comprise entre -90° et $+90^\circ$.

I.6.3 L'altitude :

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer). [6]

I.7 Coordonnées du soleil

I.7.1 Coordonnées équatoriales

La déclinaison solaire :

La déclinaison du soleil δ est l'angle que fait, la direction du soleil avec le plan équatorial de la terre, La déclinaison varie de $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver à $+23^\circ 27'$ au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes. figure (1.4).

L'angle de la déclinaison est donné par l'équation suivante : [7]

$$\delta = 23.45 \sin[0.980(Nj + 284)] \quad (1.1)$$

Où Nj Représente le numéro du jour à partir du premier janvier.

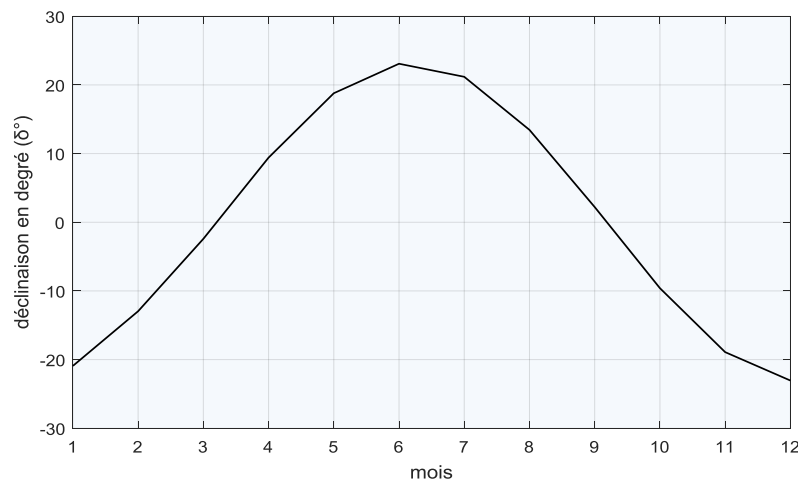


Figure 1.4 : variation annuelle de la déclinaison du solaire

L'angle horaire :

L'angle horaire (ω) étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan méridien vertical nord-sud du lieu, La relation mathématique de l'angle horaire est donnée comme suit [8]:

$$\omega = 360/24(TSV - 12) \quad (1.2)$$

I.7.2 Coordonnées horizontales du soleil**La hauteur du soleil :**

La hauteur du soleil h est l'angle que fait, le plan horizontal avec la direction du soleil, la valeur $h = 0$ correspond au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil varie entre $+90^\circ$ (zénith) et -90° (nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule suivante [7] :

$$\sin h = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (1.3)$$

L'azimut du soleil :

L'azimut du soleil α est l'angle que fait, sur le plan horizontal, la projection de la direction du soleil avec la direction du sud figure (1.6) . L'azimut est compris entre $-180 \leq \alpha \leq 180^\circ$. Il est donné par :

$$\sin \alpha = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h} \quad (1.4)$$

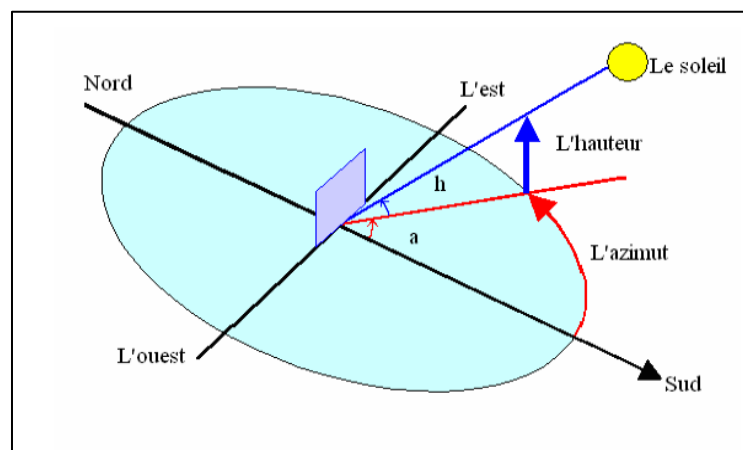


Figure 1.5: Coordonnées horizontales.

I.8 Orientation et inclinaison d'une surface

I.8.1 L'azimute (α) :

C'est l'angle que fait la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction du Sud et il désigne l'orientation de la surface de telle sorte que [17]:

$\alpha = -90^\circ$ pour une orientation Est

$\alpha = 0$ pour une orientation Sud

$\alpha = 90^\circ$ pour une orientation Ouest

$\alpha = 180^\circ$ pour une orientation Nord

I.8.2 L'angle d'inclinaison (β) :

C'est l'angle que fait la surface avec le plan horizontal. L'inclinaison de la surface est désignée par la variable β , choisie de telle sorte que :

$\beta = 0$ pour une surface horizontale

$\beta = 90^\circ$ pour un plan vertical

I.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire, comme les facteurs astronomiques et météorologiques et leurs définitions, qui sont prises en compte avant tout expose d'exploitation de l'énergie solaire. Ensuite, nous avons présenté les différents types de rayonnement (direct, diffus, et global), dans le chapitre suivante nous allons présenter les expressions mathématiques et les méthodes de calculs de chaque rayonnement selon la variation d'inclinaison et d'orientation.

CHAPITRE II

Chapitre II

Modélisation du rayonnement solaire et de la production

II.1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires. Représente un alternatif intéressant et bien adapté à des besoins limités. un système photovoltaïque n'est plus concurrentiel lorsque la demande augmente. ainsi une étude assez rigoureuse est nécessaire pour faire le meilleur choix le plus performant au moindre coût possible. Les performances d'un système PV dépendent fortement des conditions météorologiques. Telle que le rayonnement solaire, la température, la vitesse du vent et l'éclairement. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année un système PV doit être correctement dimensionné. cependant les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent de dimensionner qu'approximativement le système.

La modélisation mathématique du rayonnement global reçu sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconques est indispensable pour toute opération d'optimisation de la production énergétique du générateur PV.

Par conséquent, dans ce chapitre on présentera une étude de modélisation et de simulation des composantes du rayonnement solaire et la production par watt-crête (W_c) ainsi que les pertes à l'inclinaison et à l'orientation dans un site donnée.

Tel que watt-crête(W_c) est la puissance de panneau solaires produite dans des conditions standards, l'énergie produite est donc en watt-heure(w_h) dans ces mêmes conditions.

II.2 Modélisation du rayonnement solaire incident sur un plan horizontal

II.2.1 L'irradiation extraterrestre

L'irradiation extraterrestre est directement liée aux paramètres astronomiques (déclinaison, angle horaire, latitude) sans dépendre des paramètres météorologiques. Le rayonnement extraterrestre (G_{ext}) ou (H_0), incident sur une surface horizontale à un moment donné de l'année est donné par la relation suivante [18] :

$$G_{ext} = c_s \cdot [1 + 0.033 \cdot \cos(\frac{360 \cdot N_j}{365})] \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\delta) + \sin(\Phi) \sin(\delta) \quad (2.1)$$

Où c_s , est la constante solaire, qui est égale à 1367 W/m^2 . N_j Représente le numéro du jour à partir du premier janvier et ϕ la latitude du lieu en degré

Lorsque nous intégrons l'équation (2.1) sur la période du lever au coucher du soleil nous obtenons L'irradiation globale incidente sur une surface horizontale extraterrestre durant la journée donnée par la relation suivante:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot c_s (1 + 0.033 \cdot \cos(\frac{360 \cdot N_j}{365})) \cdot [\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(w_{ss}) + \frac{\pi \cdot w_{ss}}{180} \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)] \quad (2.2)$$

Où w_{ss} l'angle horaire du coucher du soleil

II.2.2 Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair

Le rayonnement solaire reçu à la surface du sol sur un plan horizontal correspond aux rayonnements provenant directement du soleil (composante directe) selon une direction donnée par sa position (azimut et hauteur), et aux rayonnements diffusés, absorbés puis rediffusés pendant leur traversée de l'atmosphère (composante diffuse) qui arrivent de toutes les directions. Le rayonnement solaire global représente donc la somme des rayonnements direct et diffus dans la gamme de longueur d'onde 300-3000 nm.

La composante diffuse de l'irradiation (éclairage diffus) horizontale se calcule à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse (k_D) et l'indice de clarté de l'atmosphère (k_T). le rapport varie selon les endroits et les saisons et varie généralement entre 0.3 (pour des régions pluvieuses) et 0.8 (pour des régions à climat sec et ensoleillé) [19].

II.2.3 L'indice de clarté

Est défini comme étant le rapport entre l'irradiation globale horizontale H_G , et l'irradiation extraterrestre. H_0 .

$$k_T = \frac{H_G}{H_0} \quad (2.3)$$

II.2.4 La fraction diffuse

Est défini comme étant le rapport entre l'irradiation solaire diffuse et l'irradiation solaire global au plan horizontal :

$$K_D = \frac{H_D}{H_G} \quad (2.4)$$

II.2.5 L'irradiation directe mensuelle sur un plan horizontal

Le rayonnement direct incident sur un plan horizontal (HB) par ciel clair, est donné par:

$$B_h = G_h - D_h \quad (2.4)$$

II.2.6 Le rayonnement horizontal global

Le rayonnement global incident sur un plan horizontal par ciel clair, est donné par:

$$G_h = B_h + D_h \quad (2.5)$$

II.3 Estimation des moyennes mensuelles des irradiances (diffuse et directe)

II.3.1 Modèle de Collares – Pereira et Rabl

Collares – Pereira & Rabl, moyennant les données relatives de cinq sites aux Etats-Unis, a proposé une corrélation polynomiale d'ordre 4, donnée comme suit [20]:

$$K_D = 1.188 - 2.272K_T + 9.473K_T^2 - 21.856K_T^3 + 14.648K_T^4 \quad (2.6)$$

Pour l'intervalle $0.17 < K_T < 0.8$

$$K_D = 0.99 \quad \text{Pour l'intervalle } K_T \leq 0.17 \quad (2.7)$$

Une autre relation a été développée par *Collares – Pereira & Rabl* qui dépendra, cette fois-ci, de l'angle horaire du lever du soleil ω_s , paramètre caractérisant la saison considérée. Cette relation est donnée comme suit:

$$K_D = 0.77 + (0.347/180)(\omega_{ss} - 90) - 0.505 + [0.261180(\omega_{ss} - 90) \cdot \cos(2(K_T - 0.9))]$$
(2.8)

ω_{ss} Est l'angle horaire du coucher du soleil en degrés; $\omega_{ss} \approx 90^\circ$ pour les mois de Février, Mars, Avril, Août, Septembre et Octobre, $\omega_{ss} \approx 100^\circ$ pour les mois de Mai, Juin et Juillet et $\omega_{ss} \approx 80^\circ$ pour les mois de Novembre, Décembre et Janvier.

II.3.2 Model de page

Page, utilisant les données relatives à dix sites, dont la latitude s'étale entre 40° Nord et 40° Sud, a établi une corrélation linéaire reliant l'irradiation diffuse à l'indice de clarté, donnée par la relation suivante [21,22]:

$$K_D = 1.0 - 1.13 K_T$$
(2.9)

II.3.3 Modèle de Liu et Jordan

Une première relation a été établie par Liu & Jordan qui exprime la fraction de l'irradiation diffuse par rapport à l'irradiation globale K_D en fonction de l'indice de clarté K_T . Les données utilisées sont relatives au site de Blue Hill Massachusetts (USA), cette corrélation est donnée comme suit [23]:

$$K_D = 1.39 - 4.027K_T + 5.531(K_T)^2 - 3.108(K_T)^3 \quad \text{pour } 0.30 < K_T \leq 0.70$$
(2.10)

Avec:

$$H_D = H_G \cdot K_D$$
(2.11)

et

$$H_G = H_B + H_D$$
(2.12)

D'où

$$H_B = H_G - H_D$$
(2.13)

I.4 Estimation des moyennes horaire des irradiances (diffuse et directe)

II.4.1 Relation de *Erbs, Klein et Duffie*

Erbs et al. ont utilisé des mesures à l'échelle horaire établis sur quatre stations américaines, des irradiances globale et diffuse pour développer un modèle dépendant de la saison reliant les deux grandeurs indiquées [24].

Ainsi ils proposèrent les relations suivantes:

$$K_D = 1.391 - 3.560K_T + 4.189K_T^2 - 2.137K_T^3 \quad (2.14)$$

$$\text{Pour } \omega_{ss} \leq 80^\circ \text{ et } 0.30 \leq K_T \leq 0.80$$

$$K_D = 1.311 - 3.022 K_T + 3.427 K_T^2 - 1.821 K_T^3 \quad (2.15)$$

pour $\omega_{ss} > 80^\circ$ et $0.30 \leq K_T \leq 0.80$

II.4.2 Relation d'Iqbal

Iqbal a utilisé des données relatives à différents sites canadiens, et établit une relation linéaire donnée par [25, 26]:

$$K_D = 0.958 - 0.982 K_T \text{ pour } 0.30 \leq K_T \leq 0.60 \quad (2.16)$$

II.5 Estimation d'irradiation horaire à partir de la valeur journalière mensuelle moyenne

Le rayonnement journalier est symétrique par rapport à midi solaire, Liu et Jordan ont présenté les résultats sous forme d'abaques et ensuite à l'aide de l'équation suivante [10].

$$r_g = G_H/G_J \quad (2.17)$$

G_H : Rayonnement global horaire, en moyenne mensuelle sur un plan horizontal.

G_J : Rayonnement global journalier, moyenne mensuelle sur un plan horizontal.

D'après *ollares – Pereira et Rabl* , on peut écrire :

$$r_g = (a + b \cos(\omega)) . r_d \quad (2.18)$$

Où

$$a = 0.409 + 0.5016 . \sin(\omega_{ss} - 60) \quad (2.19)$$

Et

$$b = 0.6609 - 0.4767 . \sin(\omega_{ss} - 60) \quad (2.20)$$

Avec r_d est le rapport de la valeur horaire et le total quotidien de l'irradiation diffus, Pour chaque heure de la « journée type »

$$r_d = H_D^h / H_D^j \quad (2.21)$$

H_D^h : irradiation diffus horaire en moyenne mensuelle

H_D^j : irradiation diffus journalier en moyenne mensuelle

Et r_d peut être donné par la relation de *Liu et Jordan* suivante:

$$rd = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_{ss})}{\sin(\omega_{ss}) - \omega_{ss} \cdot \cos(\omega_{ss})} \right) \quad (2.21)$$

w : Angle horaire négativement le matin à partir du midi solaire et positivement l'après midi.

w_{ss} : Angle horaire du coucher du soleil au dessus de l'horizon pour le jour choisi.

Liu et Jordan Ont proposé le 16ème jour de chaque mois considéré comme le plus représentatif du jour moyen du mois considéré .D'autres ont montré qu'il était préférable de choisir ce jour à l'aide du tableau (2.1) suivant :

Tableau. II.1: Choix du jour du mois représentant le jour moyen de ce mois [10].

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
N° du jour du mois	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N° du jour dans l'année	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Le Rayonnement diffus et le global horaire, sur un plan horizontal (H_D^h) et (H_G^h) sont données par les deux formules suivantes :

$$H_G^h = r_g \cdot H_G^m \quad (2.22)$$

$$H_D^h = r_d \cdot H_D^m \quad (2.23)$$

H_G^m : Rayonnement global moyenne mensuelle

H_D^m : Rayonnement diffus moyenne mensuelle

Le Rayonnement direct horaire, sur un plan horizontal est donnée par les la formule suivante:

$$H_B^h = H_G^h - H_D^h \quad (2.24)$$

II.6 Irradiation globale sur un plan incliné

L'irradiation globale sur un plan incliné est constituée de trois composantes [27] :

- La composante directe, H_{Bt}
- La composante réfléchie de l'irradiation solaire, H_{Rt}
- La composante diffuse, H_{Dt}

La modélisation des deux premières composantes, à savoir le direct et le réfléchi peuvent être obtenus à l'aide d'une relation simple, par contre le problème réside en la modélisation de l'irradiation diffuse, Pour le calcul de cette dernière composante, la connaissance de la position du soleil est insuffisante, il est nécessaire de tenir compte de la modélisation de l'état du ciel à tout moment de la journée, de K_T et de K_D .

II.7 Irradiation directe sur un plan incliné H_{Bt}

Le rayonnement direct sur un plant horizontal : $H_B = B \cdot \cos(\theta z)$ (2.25)

Le rayonnement direct sur un plant incliné : $H_{Bt} = B \cdot \cos(\theta i)$ (2.26)

La composante directe inclinée est donnée par la relation suivante:

$$H_{Bt} = R_B \cdot H_B \quad (2.27)$$

$$R_B = \frac{\int_{-W_{sr}}^{W_{ss}} \cos(\theta i)}{\int_{W_{ss}} \cos(\theta z)} = \frac{A}{B} \quad (2.28)$$

Avec :

B : Est l'éclairement du au rayonnement solaire direct sur un plant normal.

θi : L'angle d'incidence à la surface inclinée.

θz : Angle zénithal du soleil.

R_B : Rapport du rayonnement direct journalier frappant la surface inclinée au rayonnement direct journalier sur le plan horizontal avec :

$$\begin{aligned} A = & (\sin(\varphi) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha)) \cdot \frac{\pi}{180} \cdot (2\omega) \\ & + (\cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\beta)) + \cos(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha) \cdot (\sin(\omega) \\ & - \sin(-\omega)) - (\cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\alpha)) \cdot (\cos(\omega) - \cos(-\omega)) \end{aligned} \quad (2.29)$$

$$B = (\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta)) \cdot (\sin(\omega_{ss}) - \sin(\omega_{sr})) + (\cos(\varphi) \cdot \sin(\delta)) \cdot \pi/180 \cdot (\omega_{ss} - \omega_{sr}) \quad (2.30)$$

(ω_{ss} Et (ω_{sr})) sont les angles horaires de couché ou lever de soleil elles donnaient par :

$$\omega_{ss} = -\omega_{sr} = \arccos(\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)) \quad (2.31)$$

ω : C'est l'angle horaires qu'il correspond l'absence de l'irradiation direct sur un plan quelconque elles donnaient par:

$$\omega = \min(\omega_{ss}, \omega(\beta, \alpha)) \quad (2.32)$$

$\omega(\beta, \alpha)$ C'est l'angle horaire a($\theta_i = 90^\circ$) , on peut l'obtenir à partir de l'équation suivante :

$$\cos(\theta_i) = 0 \quad (2.33)$$

(α) Est l'angle formé par la projection de la normale du plan considéré et la direction de l'axe Nord-Sud du lieu considéré. L'angle prend la valeur zéro quand la surface est orientée plein Sud, positive pour une orientation vers l'Est et négative pour une orientation vers l'Ouest.

(β) Est l'inclinaison de la surface du plan considéré par rapport à un plan horizontal. Ces deux derniers paramètres (β, α) sont les paramètres sur lesquels nous intervenons pour augmenter la quantité d'énergie captée sans qu'il y ait une incidence significative sur le coût de l'installation.

II.8 Modèles d'estimation du rayonnement diffus sur un plan incliné

A partir des mesures effectuées sur des plans horizontaux, on peut calculer le rayonnement diffus sur un plan incliné, avec plusieurs modèles

II.8.1 Modèles isotopique d'estimation du rayonnement diffus sur un plan incliné :

II.8.1.1 Modèle de Liu et Jordan

Modèles de Première génération a. Modèle isotrope Le modèle Isotrope de Liu et Jordan (1962) est le plus simple de tous les modèles, c'est un modèle qui suppose que le ciel est isotrope.

Dans ce modèle, l'intensité du rayonnement diffus du ciel est supposée être uniforme sur toute la voûte céleste.

Le rayonnement diffus du ciel sur un plan incliné avec une inclinaison (β) peut être estimé par l'expression suivante [30] :

$$D_t(\beta, \alpha) = D_h \cdot \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \quad (2.50)$$

Où D_h est le rayonnement diffus sur un plan horizontal

Le rayonnement réfléchi du ciel sur un plan incliné peut être estimé par l'expression suivante:

$$R(\beta, \alpha) = \rho \cdot G_h \cdot \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \quad (2.51)$$

Le rayonnement global sur une surface inclinée pour un ciel isotrope se résume par :

$$G_t(\beta, \alpha) = R_B(G_h - D_h) + D_h \cdot \left[\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \right] + D_h \cdot \left[\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \right] \quad (2.52)$$

II.8.2 Modèles anisotrope d'estimation du rayonnement diffus sur un plan incliné :

II.8.2.1 Modèle de *Klucher*

Le modèle de *Klucher* (1979) est une généralisation du modèle Temps-Coulson pour tout type de ciel [12].

$$G_t(\beta, \alpha) = DH \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left(1 + F \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \cdot [1 + \cos^2(\beta) \sin^3(\theta_z) + \rho G_h \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)] \quad (2.34)$$

Avec :

$D_h \cdot \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] [1 + F \sin(\beta/2)] [1 + \cos^2(\beta) \sin^3(\theta_z)]$ Est le facteur dans la composante du rayonnement diffus tient compte de l'effet du rayonnement d'horizon. Le second tient $\rho \cdot G_h \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$ Compte de l'effet du rayonnement de circumpolaire. Où F est une fonction de modulation donné par :

$$F = [1 - (D_h G_h)^2] \quad (2.35)$$

Sa valeur est nulle lorsque le ciel est couvert et l'équation devient pour l'isotrope, Quand F tend à un équation devient pour les conditions de ciel clair semblable à l'équation donnée par Temps et Coulson.

II.8.2.2 Modèle de Hay et Davies

Il est composé de la composante isotrope et de la composante circumpolaire. Il est donné par la relation [28]:

$$G_t(\beta, \alpha) = Rb. (B_h(0) + Fi. D_h(0)) + D_h(0)(1 - Fi) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \rho G_h(0) \left[\frac{(1 - \cos(\beta))}{2} \right] \left(\frac{(1 - \cos(\beta))}{2} \right) \quad (2.48)$$

(**Fi**) Est un indice d'anisotropie, qui est en fonction de la transmittance de l'atmosphère du rayonnement direct.

$$Fi = B_h / G_{ext} \quad (2.49)$$

II.8.2.3 Modèle de Perez

Dans ce modèle, la composante directe dans un plan d'inclinaison (**β**) et d'orientation (**α**) et pour une hauteur (**h**) est donnée par la relation suivante [29] :

$$G_B(\beta, \alpha) = [F1 \frac{\max(0, \cos(\theta i))}{\cos(\theta z)}] \cdot FT(\theta i) \cdot H_B \quad (2.36)$$

Où:

θi : est l'angle d'incidence

θz : est l'angle zénithal

$$FT(\theta i) = 1 - 0.0663(\theta i)^2 + 0.0882(\theta i)^3 - 0.194(\theta i)^4 \quad (2.37)$$

$FT(\theta i)$ Est un facteur de transmittance qui quantifie la réduction de l'irradiation directe sur le plan du module photovoltaïque.

Le modèle de Perez *et al* est basé sur une analyse plus détaillée des trois composants du rayonnement diffus à savoir :

-Le rayonnement diffus circonférence. (H_{Dc})

-Le rayonnement diffus horizon. (H_{Dh})

-Le rayonnement diffus le reste du ciel. (H_{Dr})

$$H_{Dc}(\beta, \alpha) = H_D \cdot [F1 \frac{\text{Max}(0, \cos(\theta_i))}{\cos(\theta_z)}] \quad (2.38)$$

$$H_{Dh}(\beta, \alpha) = H_D \cdot [F2 \cdot \sin(\beta)] \quad (2.39)$$

$$H_{Dr}(\beta, \alpha) = H_D \cdot [(1 - F1) \frac{(1 + \cos(\beta))}{2}] \quad (2.40)$$

Où F1 et F2 sont des coefficients exprimant respectivement le degré d'anisotropie autour du soleil et d'anisotropie à l'horizon et au zénith. Ils s'obtiennent à partir des paramètres de clarté et de brillance du ciel. Ils ont été obtenus à partir de mesures. F1 et F2 sont calculés à partir de l'indice de clarté (ϵ) et de la brillance du ciel Δ

$$F1 = F11 + F12\Delta + F13 \cdot \theta_z \quad (2.41)$$

$$F2 = F21 + F22 \cdot \Delta + F23 \cdot \theta_z \quad (2.42)$$

Les expressions de l'indice de clarté (ϵ) et la luminosité Δ sont données respectivement par:

$$\epsilon = H_D + \frac{HB(0)/\cos(\theta_z)}{H_D} \quad (2.43)$$

$$\Delta = H_D / G_{ext} \cdot \cos(\theta_z) \quad (2.44)$$

Perez classifie les divers ciels en huit catégories basées sur l'indice de clarté ϵ de 1.000 à 1.065 pour ciel couvert (rayonnement direct nul); au-delà de 10.08 pour un ciel sans nuages et entre les valeurs extrêmes on a des états de ciels nuageux (voir tableau II.2):

Tableau II.2 : les coefficients Perez.

E	F11	F12	F13	F21	F22	F23
1 à 1.065	-0.142	0.505	-0.044	-0.120	0.138	-0.034
1.586 à 1.253	0.261	0.559	-0.243	-0.019	0.083	-0.081
1.253 à 1.586	0.481	0.460	-0.354	0.077	0.006	-0.116
1.586 à 2.134	0.825	0.187	-0.532	0.172	-0.050	-0.151
2.134 à 3.230	1.102	-0.299	-0.586	0.350	-0.398	-0.171
3.230 à 5.980	1.226	-0.451	-0.617	0.444	-0.949	-0.073
5.980 à 10.08	1.367	0.838	-0.655	0.431	-1.750	0.094
$\varepsilon > 10.08$	0.978	-0.8	-0.393	0.335	-2.160	0.186

Donc la relation mathématique du rayonnement diffus est donnée comme suit:

$$H_{Dt}(\beta, \alpha) = FT \cdot H_{Dc}(\alpha, \beta) + 0.856 \cdot H_{Dh}(\alpha, \beta) + 0.856 \cdot H_{Dr}(\alpha, \beta) \quad (2.45)$$

L'éclairement réfléchi reçu sur une surface inclinée se donne par l'équation suivante :

$$H_R(\beta, \alpha) = 0.856 \cdot H_G(1 - \cos(\beta/2)) \cdot \rho \quad (2.46)$$

L'éclairement global se donne par la relation suivante:

$$H_{Gt}(\beta, \alpha) = H_{Bt}(\beta, \alpha) + H_{Dt}(\beta, \alpha) + H_{Rt}(\beta, \alpha) \quad (2.47)$$

II.9 L'estimassions de la puissance produite du générateur photovoltaïque sur un plant incline

La production d'une cellule photovoltaïque dépend évidemment du soleil. Par conséquent il est impossible de dire par avance quelle quantité d'électricité produira un panneau solaire, La production sera différente selon l'endroit où d'installation et même suivant le positionnement.

L'objectif de cet travaille est d'évaluer la production réelle à l'endroit où ils sont installés les panneaux solaires.

La puissance des panneaux solaires est exprimée en watt crête : un panneau de 1kilowatt crêt produit une puissance de 1kilowatt crêt dans des conditions standards. L'énergie produite est donc de 1kilo watt heure dans ces mêmes conditions.

L'énergie produite dans des conditions réelles sera en général nettement inférieure à celle qui aurait été produite dans des conditions standards. Elle dépendra essentiellement de 3 facteurs

- le rayonnement global journalier, c'est-à-dire l'ensoleillement
- la position des panneaux solaires (orientation et inclinaison)
- la température

II.9.1 Calcul de la puissance à la sortie du module

La puissance produite par le générateur photovoltaïque peut être calculée à partir de l'équation suivante [31]:

$$P = \eta_r \times S \times N \times G \quad (2.53)$$

Où

S : Surface du module photovoltaïque

G : Eclairement solaire sur plan incliné (W/m²)

N : Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque

η_r : Rendement de référence du module sous les conditions standards. ($T_0 = 25$ °C, $G = 1000$ W/m² et AM1.5)

L'énergie produite du générateur photovoltaïque peut être calculée à partir de l'équation suivante :

$$E = \eta \times S \times N \times H_{Gt} \quad (2.54)$$

Le rendement instantané est représenté par la relation suivante [31]:

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma (T_c - 25)) \quad (2.55)$$

γ : Coefficient de température (°C) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C de la température de la cellule, Les valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 °C [31].

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

T_c : Température de la cellule, qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, selon la relation linéaire suivante [33] :

$$T_c = T_a + [(NOCT - 20) / 800] * G \quad (2.56)$$

Avec T_a est la température ambiante.

NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature), Elle est définie comme étant la température de la cellule, si le module est soumis sous certaines conditions comme l'éclairement solaire (800 W/m^2), la distribution spectrale (AM 1.5), la température ambiante (20°C) et la vitesse de vent ($> 1\text{m/s}$); G (W/m^2): Eclairement solaire incident sur un plan incliné [34].

Tableau II.3 : caractéristiques techniques des quelques types des modules photovoltaïques.

Type de module	$\eta_r(\%)$	NOCT	$\gamma(\%/^\circ\text{C})$
Silicium monocristallin	15.44	49	0.49
Silicium poly-cristallin	11.0 à 15	45	0.40
Silicium amorphe	5.0	50	0.11
Cd Te	7.0	46	0.24
$C_uI_nSe_2(cB)$	7	47	0.46

La puissance maximale produite du générateur (P_{Max}) est la puissance produite avec des angles optimums d'orientation (α_{opt}) et d'inclinaison (β_{opt}) . On a introduit pour estimer la productivité du générateur PV dans des conditions quelconques un facteur de production F_p par watt crête qui peut être obtenu comme suit :

Nous avons : $P^{STC} = \eta \times S \times N \times G^{STC} \quad (2.57)$

Nous avons divisons (2.54)/(2.57) nous obtenons :

$$F_p = \frac{E}{P^{STC}} = \frac{\eta}{\eta_r} \cdot \frac{H_{Gt}}{G^{STC}} \quad (2.58)$$

Nous substituons la relation (2.55) dans (2.58)

$$F_p = (1 - \gamma (T_c - 25)) \cdot \frac{H_{Gt(\alpha,\beta)}}{G^{STC}} \quad (2.59)$$

I.9.2 Pertes liées à l'orientation et à l'inclinaison des panneaux

Le calcul des pertes d'irradiation solaire est nécessaire pour toutes les installations photovoltaïques et en particulier les installations PV intégrés aux bâtiments, i.e. les capteurs la structures porteuses des capteurs PV peuvent ne pas être orientés et/ou inclinés d'une façon optimale. Ceci peut engendrés des pertes énormes dans l'irradiation reçue sur le plan des capteurs photovoltaïque. Dans cette partie, nous avons procédé à l'établissement d'une formule de calcul des pertes d'irradiation en utilisation la relation suivante :

$$L'énergie\ perdu = E(\alpha_{opt}, \beta_{opt}) - E(\alpha, \beta) \quad (2.60)$$

Alors le facteur de perte par watt crêt (F_L) peut être donner par la relation suivante :

$$F_L = \frac{E(\alpha_{opt}, \beta_{opt})}{p_{STC}} - \frac{E(\alpha, \beta)}{p_{STC}} = F_{Pmax} - F_P \quad (2.61)$$

F_L : The loss factor

F_{Pmax} : est le facteur de production maximum qui correspondons à (α_{opt} et β_{opt})

F_P : facteur de production pour (α, β) quelconques

II.9.3 Méthodologie de calcule

Pour calculer les irradiances et la puissance à la sortie du module ainsi que les pertes, nous avons utilisé MATLAB script pour programmer les composants précédents à l'orientation et à l'inclinaison.

Les étapes présentées dans l'algorithme de la figure II.1:

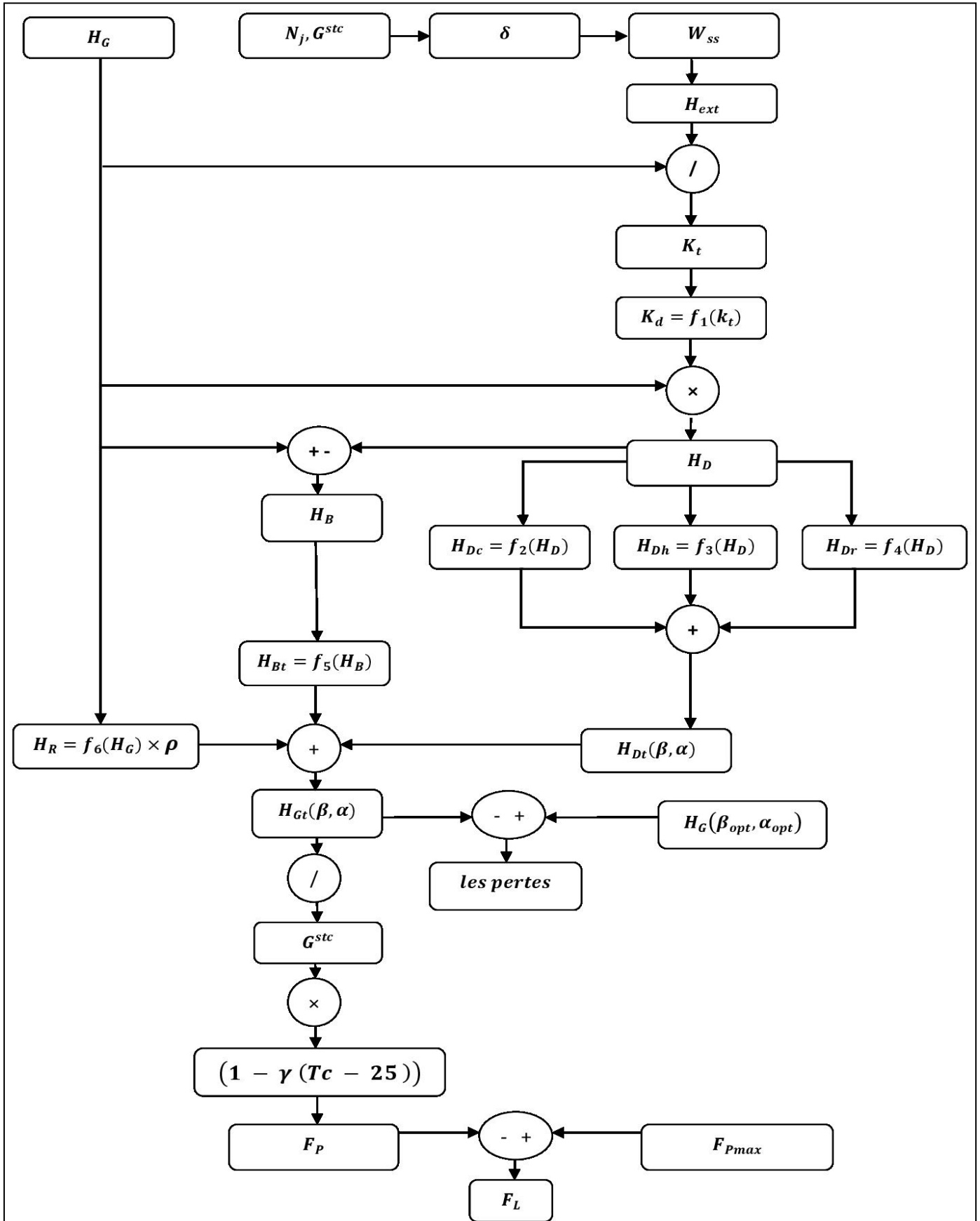


Figure (II.1) : Algorithme de calcul : l'irradiation solaire, la production et pertes

Avec :

$$f_1(k_t) = 1.0 - 1.13 K_T$$

$$f_2(H_D) = H_{Dc}(\beta, \alpha) = H_D \cdot [F1 \frac{\text{Max}(0, \cos(\theta_i))}{\cos(\theta_z)}]$$

$$f_3(H_D) = H_D \cdot [F2 \cdot \sin(\beta)]$$

$$f_4(H_D) = H_D \cdot [(1 - F1) \frac{(1 + \cos(\beta))}{2}]$$

$$f_5(H_B) = [F1 \frac{\text{Max}(0, \cos(\theta_i))}{\cos(\theta_z)}] \cdot FT(\theta_i) \cdot H_B$$

$$f_6(H_G) = 0.856 \cdot H_G (1 - \cos(\beta / 2)) \cdot \rho$$

II.10 Conclusion

Le travail présenté dans ce chapitre concerne l'étude théorique des composantes du rayonnement solaire incident sur les différents plans (horizontal et incliné). Pour ce faire, nous avons utilisé des modèles théoriques permettant de simuler des paramètres qui influent directement ou indirectement sur le rayonnement solaire. En deuxième phase une étude relative d'évaluation des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque issue du modèle théorique est présentée. Dans le chapitre suivant nous présentons les résultats de simulations avec les discussions.

CHAPITRE III

Chapitre III

Résultat et discussions

III.1. Introduction

Nous présentons dans ce chapitre les résultats des simulations qui ont été réalisées grâce au logiciel *Matlab*. Ces résultats concernent les trois paramètres à savoir les pertes d'irradiations solaires annuelles moyennes journalières engendrées par une structure porteuse arbitrairement incliné et orienté d'un générateur photovoltaïque, le facteur de production et le facteur des pertes en fonction de l'orientation (α°) et l'inclinaison (β°) pour six villes algériennes (Alger, Msila, Laghouat, Biskra, Djelfa et Tlemcen).

Pour la simulation des paramètres, on utilise le model du ciel anisotrope de Perez qui tient en compte de tous les aspects de la diffusion du rayonnement, tel que : la présence des nuages dans le ciel et leur effet sur la diffusion du rayonnement.

III.2 Résultats de simulation des Pertes d'irradiation solaire

Les résultats de simulation sont présentés comme des tableaux et des figures qui montrent les variations du pourcentage des pertes d'irradiation solaire annuelle moyenne journalière d'un capteur solaire photovoltaïque en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison (β). Le capteur en question est placé en un site dans l'une des six villes algériennes proposées précédemment. La valeur du pourcentage des pertes est calculée en utilisant la relation suivante :

$$\text{Pourcentage des pertes} = \frac{H_{\max}(\alpha, \beta) - H(\alpha, \beta)}{H_{\max}(\alpha, \beta)} * 100 \quad (3.1)$$

Où $H_{\max}(\alpha, \beta)$: est la valeur maximale de l'irradiation solaire obtenue pour des angles optimaux d'orientation (α_{opt}) et d'inclinaison (β_{opt}) et $H(\alpha, \beta)$; la valeur de l'irradiation solaire des angles α, β quelconques.

III.2. 1 Pertes d'irradiation solaire pour le site de M'sila

-Les caractéristiques géographiques de ce site sont :

La latitude $\varphi = 35,31^\circ$.

La longitude $\lambda = 4,23^\circ$ (Est).

-La température ambiante annuelle moyenne journalière est égale à (19.6°C) .

-L'irradiation solaire annuelle moyenne journalière sur un plan horizontal est égale à $(5260\text{Wh/m}^2/\text{j})$.

Le tableau (3.1), et la figure (3.1) ci-dessous nous montrent les résultats d'estimation du pourcentage des pertes dues à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de M'sila.

La valeur maximale de l'irradiation annuelle moyenne journalière pour ce site est égale à 5919 Wh/m^2 . Elle est trouvée pour les angles ($\alpha_{opt} = 0^\circ$ et $\beta_{opt} = 30^\circ$).

Tableau 3.1 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
10	7	6	5	4	4	4	4	4	4	4	5	6	7
20	7	5	3	2	1	1	1	1	1	2	3	5	7
30	9	6	4	2	1	0	0	0	1	2	4	6	9
40	13	10	7	5	3	2	2	2	3	5	7	10	13
50	20	16	12	10	8	6	6	6	8	10	12	16	20
60	28	23	20	16	14	13	12	13	14	16	20	23	28
70	38	33	29	25	23	21	21	21	23	25	29	33	38
80	49	43	39	35	33	31	31	31	33	35	39	43	49
90	60	55	51	47	44	43	42	43	44	47	51	55	60

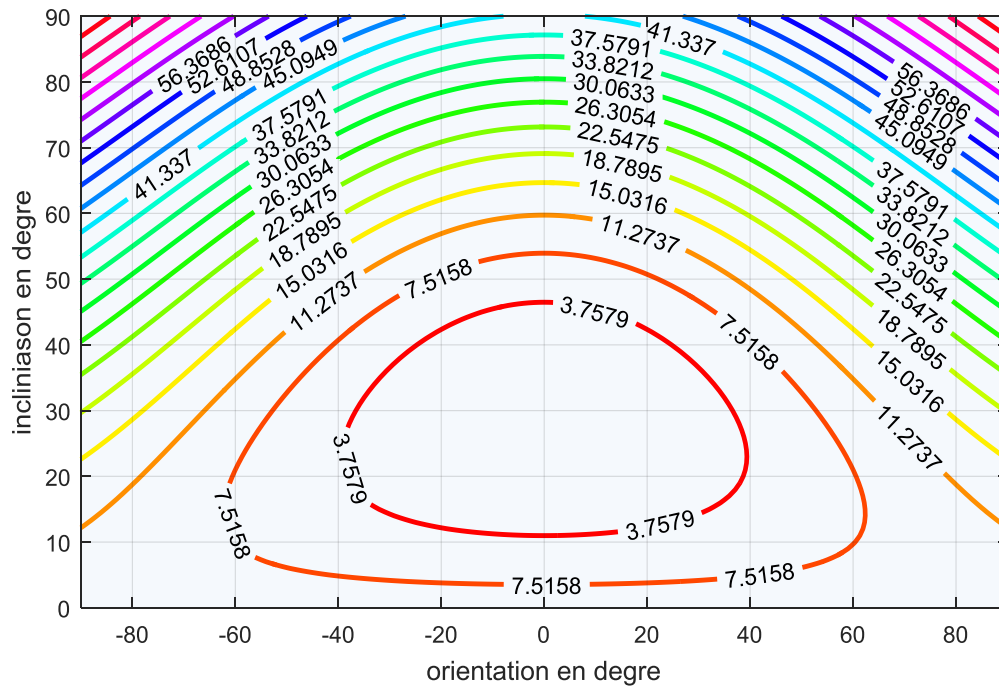


Figure 3. 1: Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation solaire annuelle moyenne journalière en fonction des angles (α , β) pour le site de m'sila.

À partir de la lecture des valeurs de ses derniers on peut déduire que les valeurs minimales du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site de M'sila, varient entre 0 % et 3,75 %. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° et 40°) et (de 10° à 45°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour moins de pertes sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où le pourcentage des pertes pour ces angles est nul.

III.2.2 Pertes d'irradiation solaire pou le site de Laghouat

-Les caractéristiques géographiques de ce site sont :

-La latitude $\varphi = 33,80^\circ$.

-La longitude $\lambda = 2,87^\circ$ (Est).

-La température ambiante annuelle moyenne journalière est égale à (18.6°c).

-L'irradiation solaire annuelle moyenne journalière sur un plan horizontal est égale à (5570 Wh/m²/j).

Le tableau (3.2) et la figure (3.2), nous montrent les résultats d'estimation du pourcentage des pertes dues à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Laghouat. La valeur maximale de l'irradiation annuelle moyenne journalière pour ce site est égale à 6161 Wh/m². Elle est trouvée pour les angles ($\alpha_{opt} = 0^\circ$ et $\beta_{opt} = 30^\circ$).

Tableau 3.2 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	7	7	6	5	5	4	4	4	5	5	6	7	7
20	7	6	4	3	2	1	1	1	2	3	4	6	7
30	10	7	4	3	1	0	0	0	1	3	4	7	10
40	14	10	7	5	3	2	2	2	3	5	7	10	14
50	20	16	12	9	7	6	5	6	7	9	12	16	20
60	28	23	19	16	14	12	12	12	14	16	19	23	28
70	38	33	28	25	22	20	20	20	22	25	28	33	38
80	49	43	39	35	32	30	30	30	32	35	39	43	49
90	60	55	50	47	44	42	41	42	44	47	50	55	60

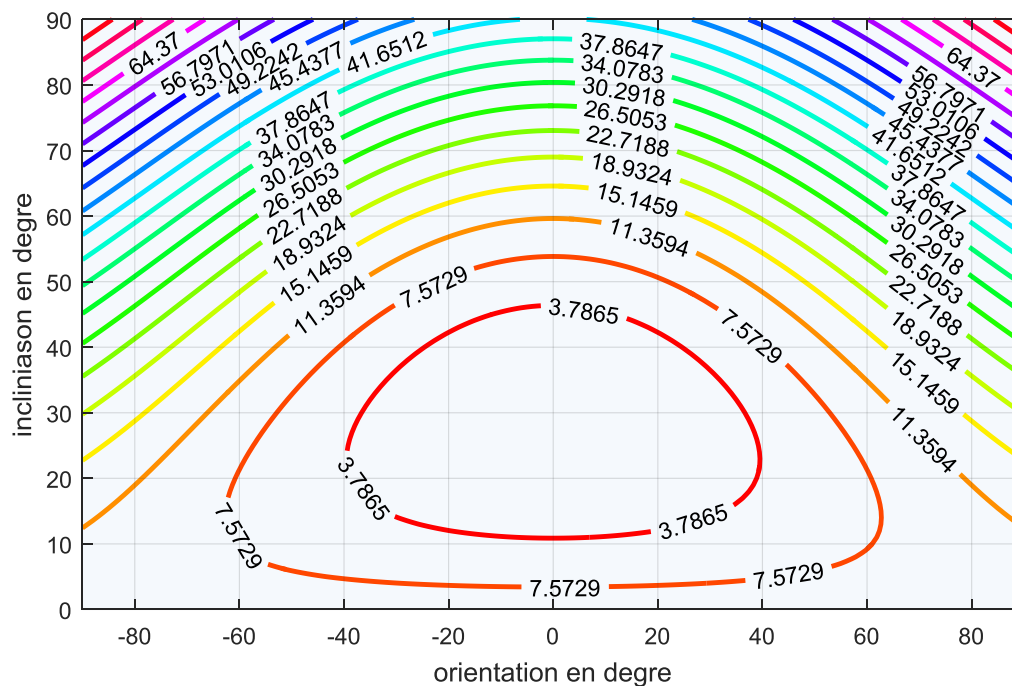


Figure 3. 2: Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction des angles (α , β) pour le site de Laghouat

D'après la lecture des valeurs du tableau (3.2) et de la figure (3.2), on peut déduire que les valeurs minimales du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site de Laghouat, varient entre 0 % et 3,78%. Ces valeurs

se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° et 40°) et (de 10° à 45°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour moins de pertes sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où le pourcentage des pertes pour ces angles est nul.

III.2.3 Pertes d'irradiation solaire pour le site d'Alger

-Les caractéristiques géographiques de ce site sont :

-La latitude $\varphi = 36,75^\circ$.

-La longitude $\lambda = 3,06^\circ$ (Est).

-La température ambiante annuelle moyenne journalière est égale à (18.3°C).

-L'irradiation solaire annuelle moyenne journalière sur un plan horizontal est égale à ($5100\text{Wh/m}^2/\text{j}$).

Le tableau (3.3), et la figure (3.3), nous montrent les résultats d'estimation du pourcentage des pertes dues à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site d'Alger.

La valeur maximale de l'irradiation annuelle moyenne journalière pour ce site est égale à 5604Wh/m^2 . Elle est trouvée pour les angles ($\alpha_{opt} = 0^\circ$ et $\beta_{opt} = 30^\circ$).

Tableau 3.3 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
10	7	6	5	5	4	4	4	4	4	5	5	6	7
20	7	5	4	2	1	1	1	1	1	2	4	5	7
30	9	7	4	2	1	0	0	0	1	2	4	7	9
40	13	10	7	5	3	2	2	2	3	5	7	10	13
50	20	16	12	9	7	6	6	6	7	9	12	16	20
60	28	23	19	16	14	12	12	12	14	16	19	23	28
70	37	32	28	24	22	20	20	20	22	24	28	32	37
80	48	43	38	35	32	30	30	30	32	35	38	43	48
90	59	54	50	46	43	42	41	42	43	46	50	54	59

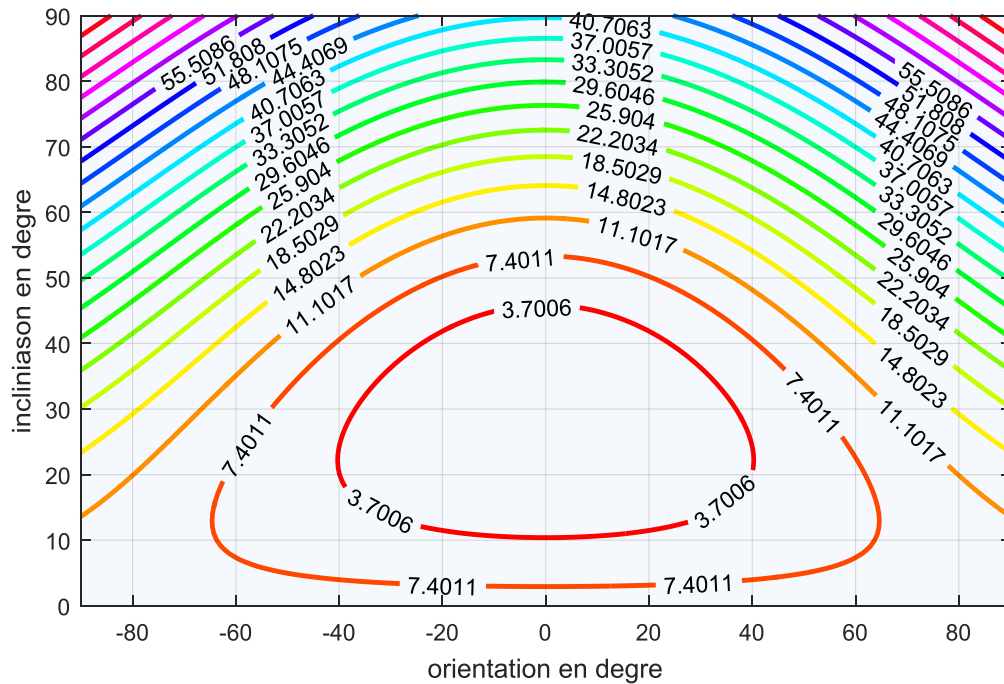


Figure 3. 3: Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction des angles (α , β) pour le site d'Alger.

À partir de la lecture des valeurs de ses derniers on peut déduire que les valeurs minimales du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site d'Alger, varient entre 0 % et 3,7 %. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° et 40°) et (de 10° à 45°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour moins de pertes sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où le pourcentage des pertes pour ces angles est nul.

III.2.4 Pertes d'irradiation solaire pour le site de Biskra

-Les caractéristiques géographiques de ce site sont :

-La latitude $\varphi = 34,84^\circ$.

-La longitude $\lambda = 5,75^\circ$ (est).

-La température ambiante annuelle moyenne journalière est égale à (22.7°C).

-L'irradiation solaire annuelle journalière moyenne sur un plan horizontal est égale à (5630Wh/m²/j).

Le tableau (3.4), et la figure (3.4), nous montrent les résultats d'estimation du pourcentage des pertes dues à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Biskra.

La valeur maximale de l'irradiation annuelle moyenne journalière pour ce site est égale à 6276 Wh/m². Elle est trouvée pour les angles ($\alpha_{opt} = 0^\circ$ et $\beta_{opt} = 30^\circ$).

Tableau 3.4 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	8	7	6	6	5	5	5	5	5	6	6	7	8
20	8	6	4	3	2	1	1	1	2	3	4	6	8
30	10	7	5	3	1	0	0	0	1	3	5	7	10
40	14	10	7	5	3	2	1	2	3	5	7	10	14
50	20	16	12	9	7	6	5	6	7	9	12	16	20
60	28	23	19	16	13	12	11	12	13	16	19	23	28
70	38	33	28	24	22	20	19	20	22	24	28	33	38
80	49	43	38	35	32	30	29	30	32	35	38	43	49
90	61	55	50	46	43	41	41	41	43	46	50	55	61

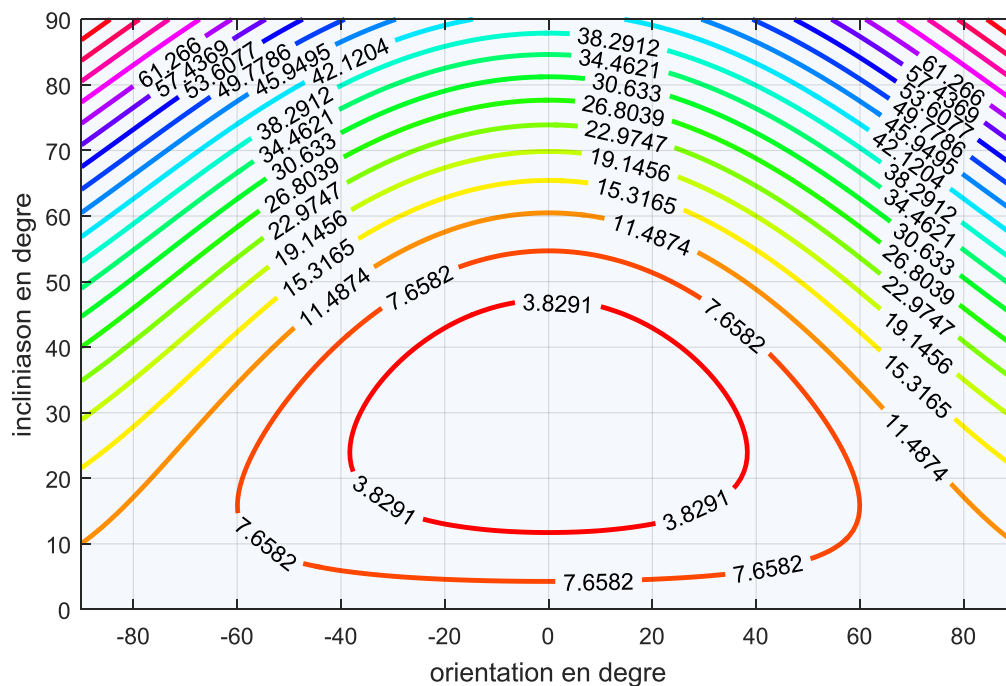


Figure 3. 4: Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction des angles (α , β) pour le site de Biskra.

D'après la lecture des valeurs de tableau (3.4) et la figure (3.4), on peut déduire que les valeurs minimales du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un

capteur photovoltaïque installé dans le site de Biskra, varient entre 0 % et 3,82 %. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° et 40°) et (de 10° à 45°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour moins de pertes sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où le pourcentage des pertes pour ces angles est nul.

III.2.5 Pertes d'irradiation solaire pour le site de Djelfa

-Les caractéristiques géographiques de ce site sont :

-La latitude $\varphi = 34,68^\circ$.

-La longitude $\lambda = 3,27^\circ$ (est).

-La température ambiante annuelle moyenne journalière est égale à (15°C).

-L'irradiation solaire annuelle moyenne journalière sur un plan horizontal est égale à (5190Wh/m²/j).

Le tableau (3.5), et la figure (3.5), nous montrent les résultats d'estimation du pourcentage des pertes dues à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Djelfa.

La valeur maximale de l'irradiation annuelle moyenne journalière pour ce site est égale à 5672 Wh/m². Elle est trouvée pour les angles ($\alpha_{opt} = 0^\circ$ et $\beta_{opt} = 30^\circ$).

Tableau 3.5 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
10	7	6	5	4	4	4	4	4	4	4	5	6	7
20	7	5	3	2	1	1	1	1	1	2	3	5	7
30	9	6	4	2	1	0	0	0	1	2	4	6	9
40	13	10	7	5	3	2	2	2	3	5	7	10	13
50	19	16	12	9	7	6	6	6	7	9	12	16	19
60	28	23	19	16	14	12	12	12	14	16	19	23	28
70	37	32	28	25	22	21	20	21	22	25	28	32	37
80	48	43	38	35	32	31	30	31	32	35	38	43	48
90	59	54	50	46	44	42	42	42	44	46	50	54	59

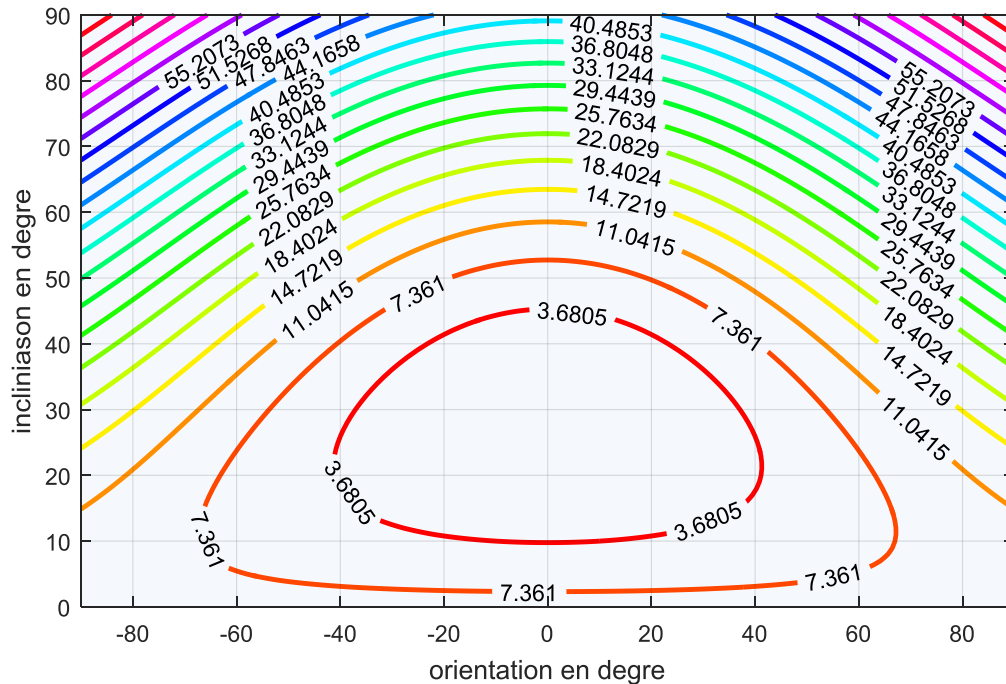


Figure 3. 5: Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction des angles (α , β) pour le site de Djelfa.

À partir de la lecture des valeurs de ses derniers on peut déduire que les valeurs minimales du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site de Djelfa, varient entre 0 % et 3,7 %. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° et 40°) et (de 10° à 45°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour moins de pertes sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où le pourcentage des pertes pour ces angles est nul.

III.2.6 Pertes d'irradiation solaire annuelle pour le site de Tlemcen

-Les caractéristiques géographiques de ce site sont :

La latitude $\varphi = 34,89^\circ$.

La longitude $\lambda = -1,32^\circ$.

-La température ambiante annuelle moyenne journalière est égale à (15.4°c).

-L'irradiation solaire annuelle moyenne journalière sur un plan horizontal est égale à (5150Wh/m²/j).

Le tableau (3.6), et la figure (3.6) ci-dessous nous montrent les résultats d'estimations du pourcentage des pertes dues l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Tlemcen.

La valeur maximale de l'irradiation annuelle moyenne journalière pour ce site est égale à 5610 Wh/m². Elle est trouvée pour les angles ($\alpha_{opt} = 0^\circ$ et $\beta_{opt} = 30^\circ$).

Tableau 3.6 : Valeurs du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
10	6	5	5	4	4	3	3	3	4	4	5	5	6
20	6	5	3	2	1	1	0	1	1	2	3	5	6
30	9	6	4	2	1	0	0	0	1	2	4	6	9
40	13	10	7	5	3	2	2	2	3	5	7	10	13
50	19	16	12	10	8	6	6	6	8	10	12	16	19
60	28	23	19	16	14	13	12	13	14	16	19	23	28
70	37	32	28	25	23	21	21	21	23	25	28	32	37
80	48	43	39	35	33	31	31	31	33	35	39	43	48
90	60	55	50	47	44	43	42	43	44	47	50	55	60

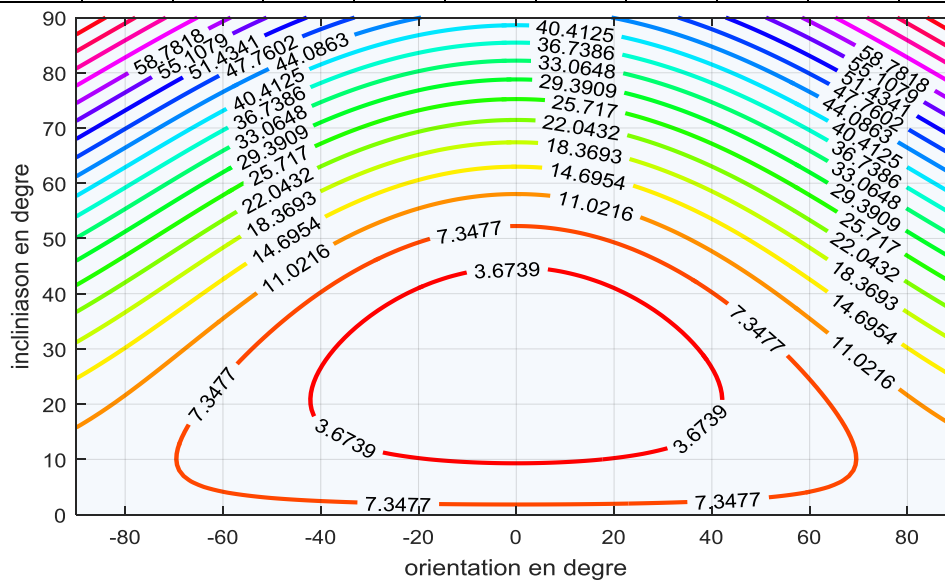


Figure 3. 6: Variation du pourcentage des pertes de l'irradiation annuelle moyenne journalière en fonction des angles (α , β) pour le site de Tlemcen.

D'après la lecture des valeurs de tableau (3.6) et la figure (3.6), on peut déduire que les valeurs minimales du pourcentage des pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site de Tlemcen, varient entre 0 % et 3,67 %. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° et 40°) et (de 10° à 45°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour moins de pertes sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où le pourcentage des pertes pour ces angles est nul.

III.3 Résultats de simulation du facteur de production

Les résultats de simulation sont présentés comme des tableaux et des figures qui montrent les variations du Facteur de production annuelle moyenne journalière d'un capteur solaire photovoltaïque en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison (β) pour les six villes algériennes proposée précédemment. Ces résultats sont obtenus en utilisant l'équation (2.59).

III.3.1 Résultats de simulation de facteur de production pour le site de M'sila

Le tableau (3.7), et la figure (3.7) ci-dessous, nous montrent un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Msila.

Tableau 3.7 : Valeurs du facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
10	53,3	53,9	54,4	54,7	55,0	55,2	55,2	55,2	55,0	54,7	54,4	53,9	53,3
20	53,4	54,5	55,4	56,1	56,7	57,0	57,1	57,0	56,7	56,1	55,4	54,5	53,4
30	52,2	53,7	55,1	56,2	57,0	57,5	57,6	57,5	57,0	56,2	55,1	53,7	52,2
40	49,7	51,8	53,5	54,9	55,9	56,6	56,8	56,6	55,9	54,9	53,5	51,8	49,7
50	46,2	48,6	50,6	52,3	53,5	54,3	54,6	54,3	53,5	52,3	50,6	48,6	46,2
60	41,6	44,3	46,6	48,5	49,9	50,8	51,0	50,8	49,9	48,5	46,6	44,3	41,6
70	36,1	39,0	41,5	43,6	45,1	46,0	46,4	46,0	45,1	43,6	41,5	39,0	36,1
80	29,9	32,9	35,6	37,7	39,3	40,3	40,6	40,3	39,3	37,7	35,6	32,9	29,9
90	23,1	26,2	28,9	31,1	32,7	33,7	34,0	33,7	32,7	31,1	28,9	26,2	23,1

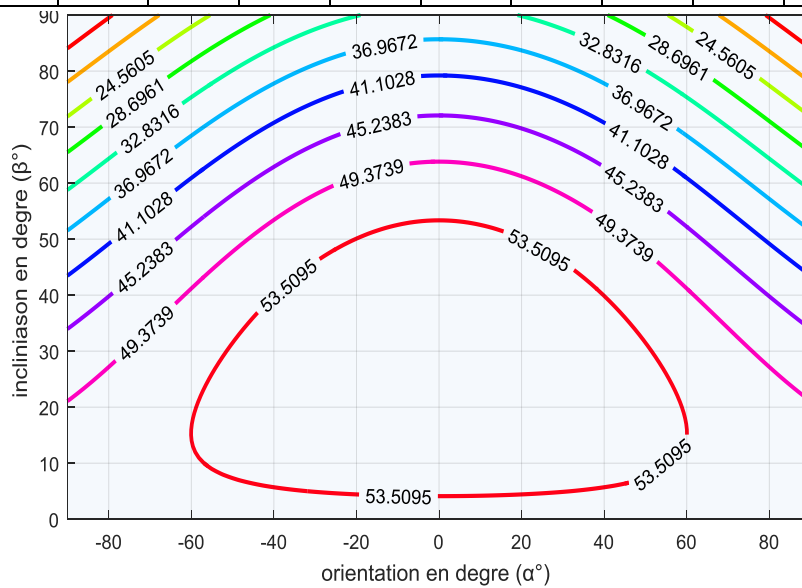


Figure 3. 7: Variation des Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.

Donc d'après la lecture des valeurs de ses derniers on peut déduire que les valeurs maximales du facteur de production d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site de M'sila, varient entre 53,509 à 57,6. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-60° et 60°) et (de 10° à 50°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour un facteur de production maximal sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°), où pour ces angles ce facteur est égale à 57,6.

III.3.2 Résultats de simulation du facteur de production pour le site de Laghouat

Le tableau (3.8) et la figure (3.8) ci-dessous, nous montrent un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Laghouat.

Tableau 3.8 : Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3
10	54,6	55,1	55,6	56,0	56,3	56,5	56,5	56,5	56,3	56,0	55,6	55,1	54,6
20	54,6	55,7	56,7	57,4	58,0	58,3	58,5	58,3	58,0	57,4	56,7	55,7	54,6
30	53,4	55,0	56,4	57,5	58,3	58,8	59,0	58,8	58,3	57,5	56,4	55,0	53,4
40	50,9	52,9	54,7	56,1	57,2	57,9	58,1	57,9	57,2	56,1	54,7	52,9	50,9
50	47,2	49,6	51,7	53,5	54,7	55,5	55,8	55,5	54,7	53,5	51,7	49,6	47,2
60	42,4	45,2	47,6	49,5	51,0	51,8	52,1	51,8	51,0	49,5	47,6	45,2	42,4
70	36,7	39,7	42,4	44,5	46,0	47,0	47,3	47,0	46,0	44,5	42,4	39,7	36,7
80	30,3	33,5	36,2	38,4	40,0	41,0	41,4	41,0	40,0	38,4	36,2	33,5	30,3
90	23,3	26,5	29,3	31,6	33,2	34,2	34,6	34,2	33,2	31,6	29,3	26,5	23,3

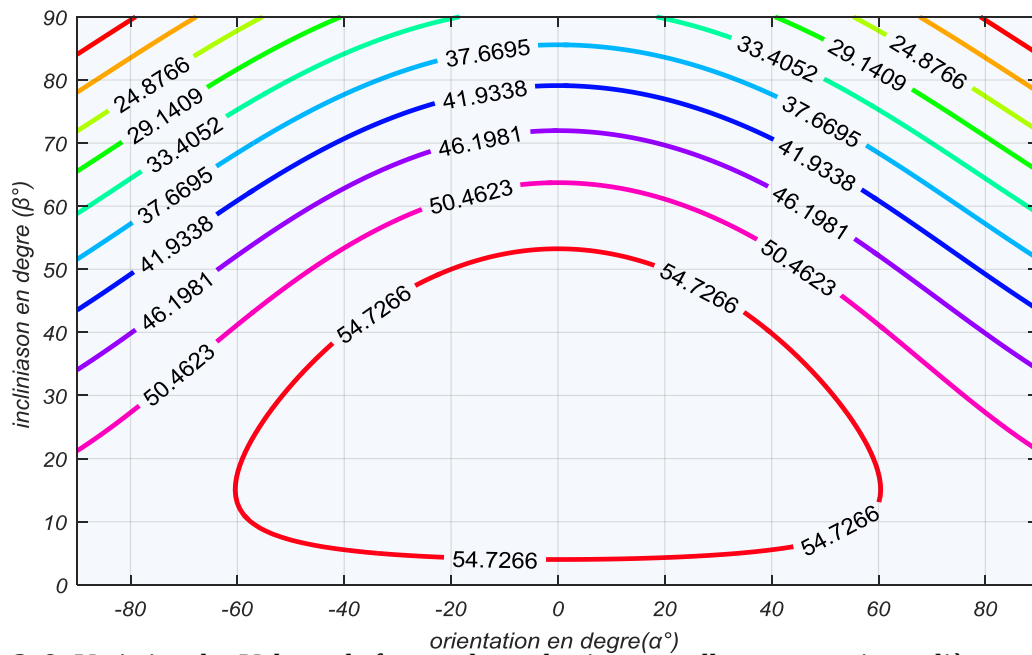


Figure 3. 8: Variation des Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.

À partir de la lecture des valeurs de tableau (3.8) et la figure (3.8), on peut déduire que le maximum de valeur de facteur de perte annuelle d'un capteur photovoltaïque monocristallin installée à Laghouat, varier pour les angles α et β respectivement entre (-60° à 60°) et (10° à 50°), est égale à (54,726 à 59) . Alors que les deux angles Pour le max de facteur de production sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 59.

III.3.3 Résultats de simulation du facteur de production pour le site d'Alger

Le tableau (3.9) ci-dessous et la figure (3.9) suivante, nous montres un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site d'Alger.

Tableau 3.9 : Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
10	53,3	53,9	54,4	54,7	55,0	55,2	55,2	55,2	55,0	54,7	54,4	53,9	53,3
20	53,4	54,5	55,4	56,1	56,7	57,0	57,1	57,0	56,7	56,1	55,4	54,5	53,4
30	52,2	53,7	55,1	56,2	57,0	57,5	57,6	57,5	57,0	56,2	55,1	53,7	52,2
40	49,7	51,8	53,5	54,9	55,9	56,6	56,8	56,6	55,9	54,9	53,5	51,8	49,7
50	46,2	48,6	50,6	52,3	53,5	54,3	54,6	54,3	53,5	52,3	50,6	48,6	46,2
60	41,6	44,3	46,6	48,5	49,9	50,8	51,0	50,8	49,9	48,5	46,6	44,3	41,6
70	36,1	39,0	41,5	43,6	45,1	46,0	46,4	46,0	45,1	43,6	41,5	39,0	36,1
80	29,9	32,9	35,6	37,7	39,3	40,3	40,6	40,3	39,3	37,7	35,6	32,9	29,9
90	23,1	26,2	28,9	31,1	32,7	33,7	34,0	33,7	32,7	31,1	28,9	26,2	23,1

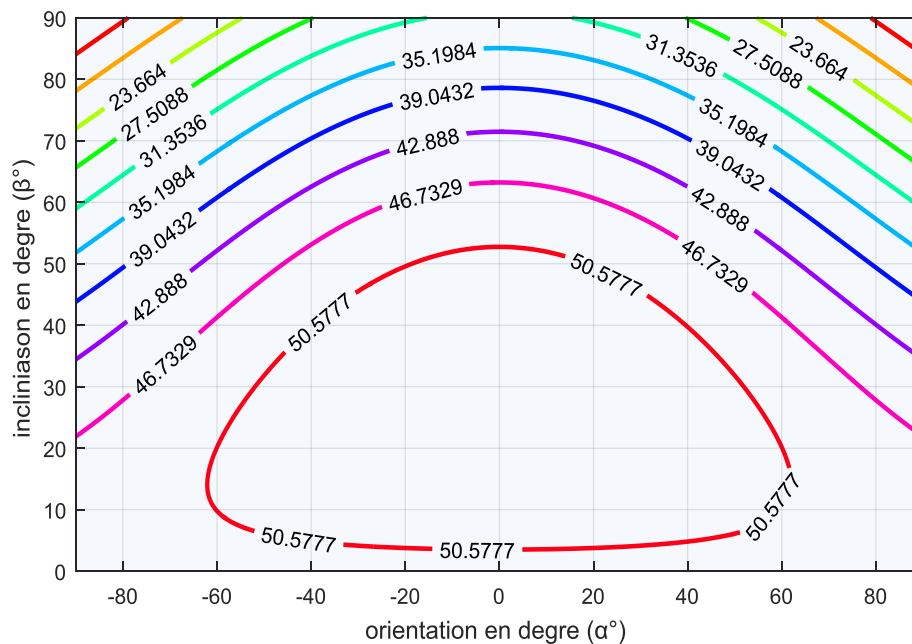


Figure 3. 9: Variation des Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.

Donc d'après la lecture des valeurs de ses derniers on peut déduire que le maximum de valeur de facteur de perte annuelle d'un capteur photovoltaïque monocristallin installée à Alger, varier pour les angles α et β respectivement entre (-60° à 60°) et (10° à 50°), est égale à (50,577 à 57,6). Alors que les deux angles Pour le max de facteur de production sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 57.6.

III.3.4 Résultats de simulation du facteur de production pour le site Biskra

Le tableau (3.10) ci-dessous et la figure (3.10) suivante, nous montrent un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Biskra.

Tableau 3.10 : Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2
10	57,7	58,3	58,9	59,3	59,6	59,8	59,9	59,8	59,6	59,3	58,9	58,3	57,7
20	57,8	59,0	60,1	60,9	61,5	61,9	62,1	61,9	61,5	60,9	60,1	59,0	57,8
30	56,5	58,3	59,8	61,1	62,0	62,6	62,7	62,6	62,0	61,1	59,8	58,3	56,5
40	53,9	56,2	58,2	59,8	60,9	61,7	61,9	61,7	60,9	59,8	58,2	56,2	53,9
50	50,0	52,8	55,1	57,0	58,4	59,3	59,5	59,3	58,4	57,0	55,1	52,8	50,0
60	45,0	48,1	50,7	52,9	54,5	55,4	55,8	55,4	54,5	52,9	50,7	48,1	45,0
70	39,0	42,3	45,2	47,5	49,2	50,3	50,7	50,3	49,2	47,5	45,2	42,3	39,0
80	32,1	35,6	38,7	41,1	42,9	44,0	44,4	44,0	42,9	41,1	38,7	35,6	32,1
90	24,7	28,3	31,3	33,8	35,6	36,7	37,1	36,7	35,6	33,8	31,3	28,3	24,7

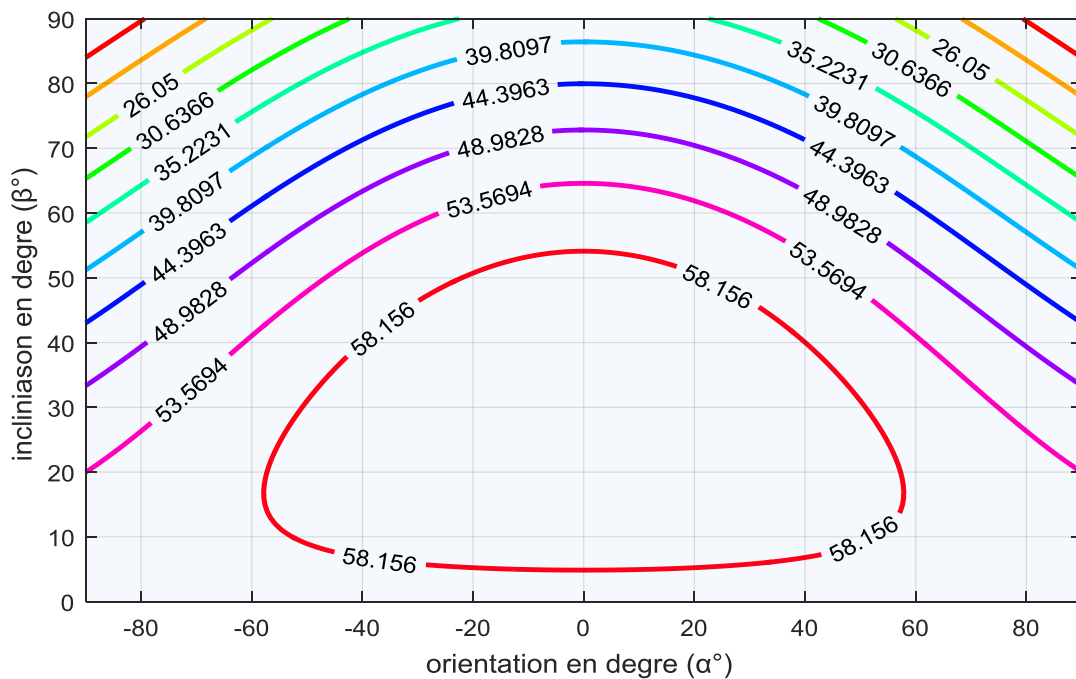


Figure 3. 10: Variation des Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.

À partir de la lecture des valeurs de tableau (3.10) et la figure (3.10), on peut déduire que le maximum de valeur de facteur de perte annuelle d'un capteur photovoltaïque monocristallin installée à Biskra, varier pour les angles α et β respectivement entre $(-60^\circ \text{ à } 60^\circ)$ et $(10^\circ \text{ à } 50^\circ)$, est égale à $(58.156 \text{ à } 62,7)$. Alors que les deux angles Pour le max de facteur de production sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°) . Est égale à 62,7.

III.3.5 Résultats de simulation du facteur de production pour le site Djelfa

Le tableau (3.11) ci-dessous et la figure (3.11) suivante, nous montrent un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Djelfa.

Tableau 3.11 : Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
10	49,0	49,5	49,9	50,2	50,4	50,6	50,6	50,6	50,4	50,2	49,9	49,5	49,0
20	49,0	49,9	50,7	51,3	51,8	52,1	52,2	52,1	51,8	51,3	50,7	49,9	49,0
30	47,8	49,1	50,3	51,2	51,9	52,3	52,5	52,3	51,9	51,2	50,3	49,1	47,8
40	45,5	47,3	48,7	50,0	50,8	51,4	51,6	51,4	50,8	50,0	48,7	47,3	45,5
50	42,3	44,3	46,1	47,5	48,6	49,2	49,4	49,2	48,6	47,5	46,1	44,3	42,3
60	38,1	40,4	42,4	44,0	45,2	45,9	46,2	45,9	45,2	44,0	42,4	40,4	38,1
70	33,1	35,6	37,7	39,5	40,8	41,6	41,9	41,6	40,8	39,5	37,7	35,6	33,1
80	27,4	30,1	32,3	34,2	35,5	36,4	36,7	36,4	35,5	34,2	32,3	30,1	27,4
90	21,3	24,0	26,3	28,2	29,6	30,4	30,7	30,4	29,6	28,2	26,3	24,0	21,3

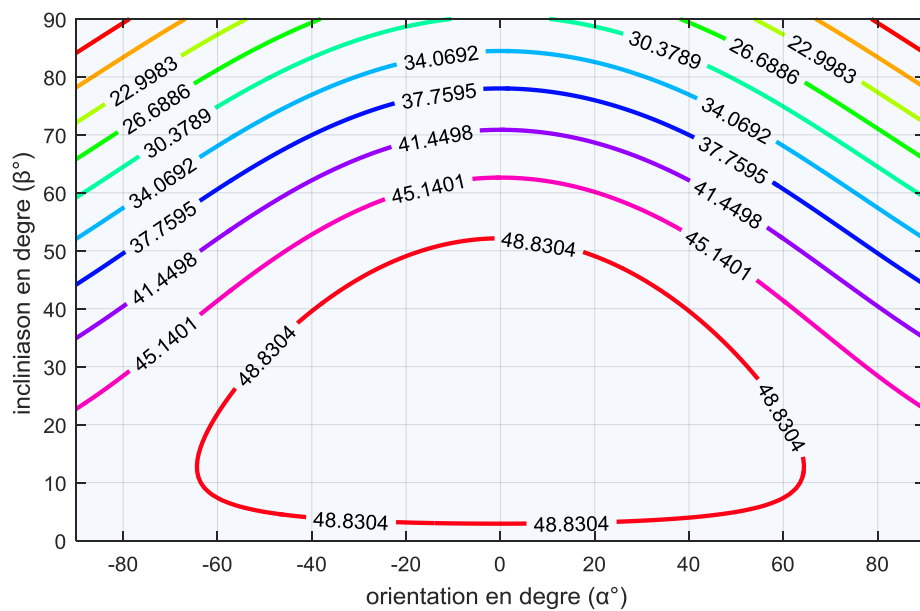


Figure 3. 11: Variation des Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.

Donc d'après la lecture des valeurs de ses derniers on peut déduire que le maximum de valeur de facteur de perte annuelle d'un capteur photovoltaïque monocristallin installée à Djelfa, varier pour les angles α et β respectivement entre $(-60^\circ \text{ à } 60^\circ)$ et $(10^\circ \text{ à } 50^\circ)$, est égale à $(48,830 \text{ à } 52,5)$. Alors que les deux angles Pour le max de facteur de production sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°) . Est égale à 52,5.

III.3.6 Résultats de simulation du facteur de production pour le site Tlemcen

Le tableau (3.12) ci-dessous et la figure (3.12) suivante, nous montrent un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Tlemcen.

Tableau 3.12 : Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
10	48,9	49,4	49,8	50,1	50,3	50,5	50,5	50,5	50,3	50,1	49,8	49,4	48,9
20	48,8	49,7	50,5	51,1	51,6	51,9	52,0	51,9	51,6	51,1	50,5	49,7	48,8
30	47,6	48,9	50,1	51,0	51,7	52,1	52,2	52,1	51,7	51,0	50,1	48,9	47,6
40	45,4	47,0	48,5	49,7	50,5	51,1	51,2	51,1	50,5	49,7	48,5	47,0	45,4
50	42,1	44,1	45,8	47,2	48,2	48,9	49,1	48,9	48,2	47,2	45,8	44,1	42,1
60	37,8	40,1	42,1	43,7	44,8	45,5	45,8	45,5	44,8	43,7	42,1	40,1	37,8
70	32,8	35,3	37,4	39,1	40,4	41,2	41,5	41,2	40,4	39,1	37,4	35,3	32,8
80	27,2	29,8	32,0	33,8	35,1	36,0	36,2	36,0	35,1	33,8	32,0	29,8	27,2
90	21,1	23,7	26,0	27,8	29,2	30,0	30,3	30,0	29,2	27,8	26,0	23,7	21,1

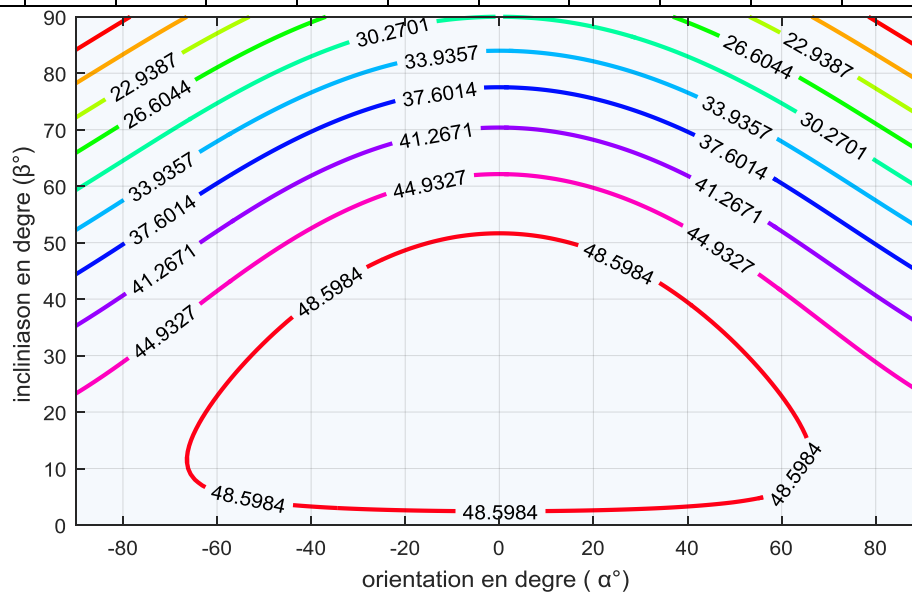


Figure 3. 12: Variation des Valeurs de facteur de production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.

À partir de la lecture des valeurs de tableau (3.12) et la figure (3.12), on peut déduire que le maximum de valeur de facteur de perte annuelle d'un capteur photovoltaïque monocristallin installée à Tlemcen, varier pour les angles α et β respectivement entre $(-60^\circ \text{ à } 60^\circ)$ et $(10^\circ \text{ à } 50^\circ)$, est égale à $(48.598 \text{ à } 52,2)$. Alors que les deux angles Pour le max de facteur de production sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°) . Est égale à 52,2.

III.4 Résultats de simulation de facteur de perte

Les résultats de simulation sont présentés comme des tableaux et des figures qui montrent les variations du facteur des pertes de l'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur solaire photovoltaïque en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison (β) pour les six villes algériennes proposée. Ce facteur est calculé en utilisant la relation (2.61).

III.4.1. Résultats de simulation du facteur de pertes pour le site M'sila

Le tableau (3.13) et la figure (3.13), nous montrent les résultats d'estimation du facteur de pertes dues à l'orientation (α) et à l'inclinaison(β) d'un capteur photovoltaïque placé dans le site de M'sila

Tableau 3.13 : Valeurs de facteur de pertes annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
10	4,3	3,8	3,3	2,9	2,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,9	3,3	3,8	4,3
20	4,3	3,2	2,3	1,5	1,0	0,6	0,5	0,6	1,0	1,5	2,3	3,2	4,3
30	5,5	3,9	2,6	1,5	0,7	0,2	0,0	0,2	0,7	1,5	2,6	3,9	5,5
40	7,9	5,9	4,2	2,8	1,7	1,1	0,9	1,1	1,7	2,8	4,2	5,9	7,9
50	11,5	9,1	7,0	5,3	4,1	3,3	3,1	3,3	4,1	5,3	7,0	9,1	11,5
60	16,1	13,4	11,0	9,1	7,7	6,9	6,6	6,9	7,7	9,1	11,0	13,4	16,1
70	21,6	18,6	16,1	14,0	12,5	11,6	11,3	11,6	12,5	14,0	16,1	18,6	21,6
80	27,8	24,7	22,1	19,9	18,3	17,3	17,0	17,3	18,3	19,9	22,1	24,7	27,8
90	34,6	31,4	28,7	26,5	24,9	23,9	23,6	23,9	24,9	26,5	28,7	31,4	34,6

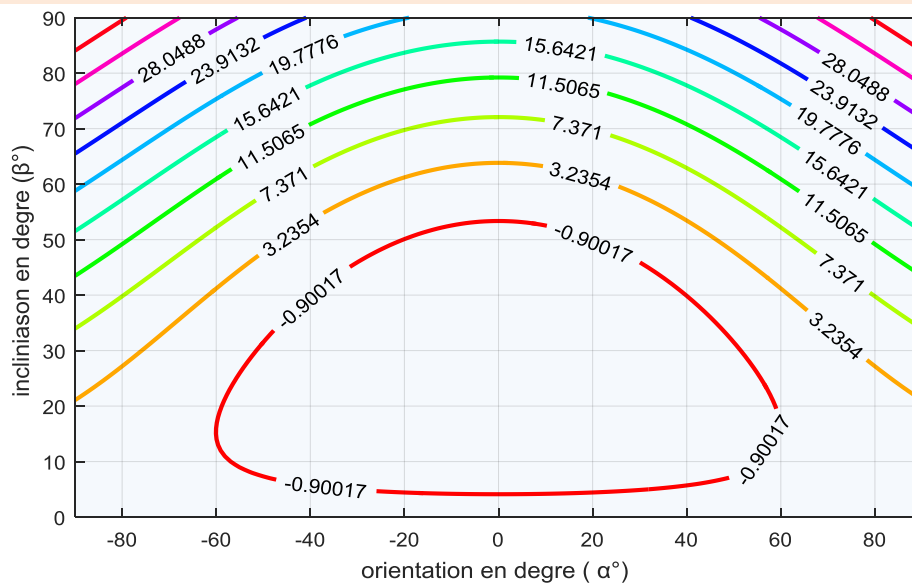


Figure 3. 13: Variation des Valeurs de facteur de pertes annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de M'sila.

D'après la lecture du tableau (3.13) et de la figure (3.13) on peut déduire que les valeurs minimales du facteur de pertes d'irradiation annuelle moyenne journalière d'un capteur photovoltaïque installé dans le site de M'sila, varient entre 0 et 0.9. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-60° et 60°) et (de 10° à 50°). Alors que les deux angles (α) et (β) pour un facteur de pertes minimale sont : l'orientation Sud (0°) et l'inclinaison (30°).

III.4.2 Résultats de simulation du facteur de perte pour le site Laghouat

Le tableau (3.2) ci-dessous et la figure (3.1) suivante, nous montrent un résultat d'estimations des facteurs de production à l'orientation (α) et à l'inclinaison (β) pour le site de Laghouat.

Tableau 3.14 : Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
10	4,4	3,8	3,4	3,0	2,7	2,5	2,4	2,5	2,7	3,0	3,4	3,8	4,4
20	4,4	3,3	2,3	1,6	1,0	0,6	0,5	0,6	1,0	1,6	2,3	3,3	4,4
30	5,6	4,0	2,6	1,5	0,7	0,2	0,0	0,2	0,7	1,5	2,6	4,0	5,6
40	8,1	6,1	4,3	2,8	1,8	1,1	0,9	1,1	1,8	2,8	4,3	6,1	8,1
50	11,8	9,4	7,2	5,5	4,3	3,5	3,2	3,5	4,3	5,5	7,2	9,4	11,8
60	16,6	13,8	11,4	9,5	8,0	7,1	6,8	7,1	8,0	9,5	11,4	13,8	16,6
70	22,3	19,2	16,6	14,5	13,0	12,0	11,7	12,0	13,0	14,5	16,6	19,2	22,3
80	28,7	25,5	22,8	20,6	19,0	18,0	17,6	18,0	19,0	20,6	22,8	25,5	28,7
90	35,7	32,5	29,7	27,4	25,8	24,8	24,4	24,8	25,8	27,4	29,7	32,5	35,7

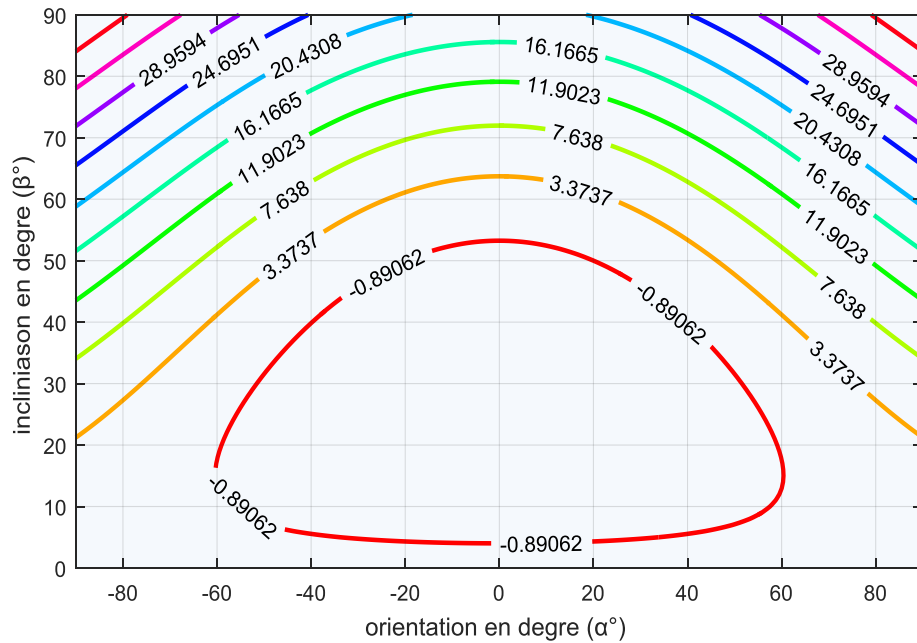


Figure 3. 14: Variation des Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Laghouat.

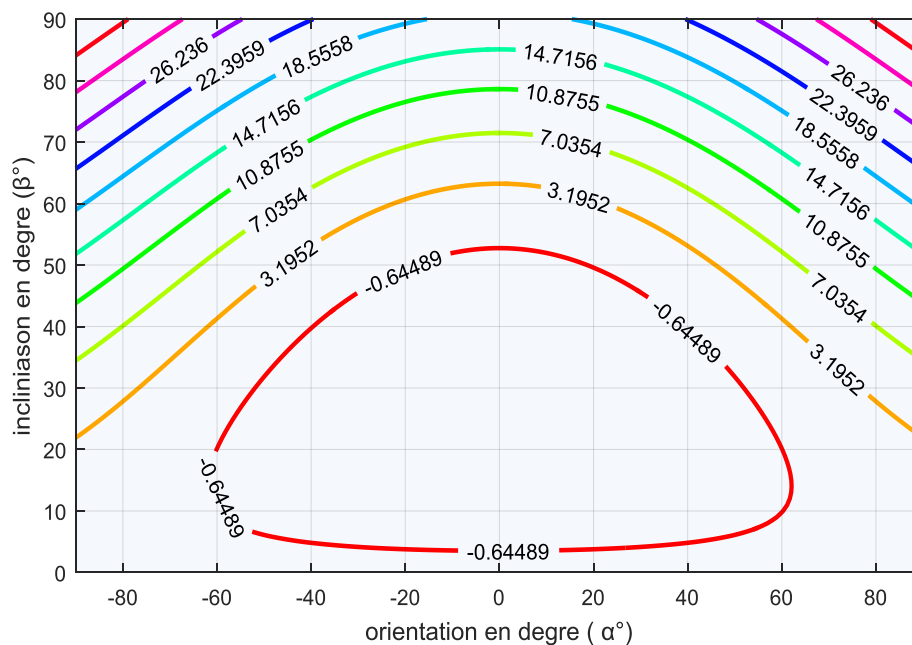
À partir de la lecture des valeurs de tableau (3.14) et la figure (3.14), on peut déduire que le minimum de valeur de facteur de perte journalière annuelle d'un capteur photovoltaïque mono cristallin installée à Laghouat, varier pour les angles (α) et (β) respectivement entre (-60° à 60°) et (10° à 50°), est égale à (0 à 0.89) Wh/m². Alors que les deux angles Pour moins de perte sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 0 Wh/m².

III.4.3 Résultats de simulation du facteur de perte pour le site d'Alger

Le tableau (3.2) ci-dessous et La figure (3.2) suivantes représente la variation de l'irradiation solaire journalière annuelle en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison(β) pour le site d'Alger.

Tableau 3.15 : Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
10	4,3	3,8	3,3	2,9	2,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,9	3,3	3,8	4,3
20	4,3	3,2	2,3	1,5	1,0	0,6	0,5	0,6	1,0	1,5	2,3	3,2	4,3
30	5,5	3,9	2,6	1,5	0,7	0,2	0,0	0,2	0,7	1,5	2,6	3,9	5,5
40	7,9	5,9	4,2	2,8	1,7	1,1	0,9	1,1	1,7	2,8	4,2	5,9	7,9
50	11,5	9,1	7,0	5,3	4,1	3,3	3,1	3,3	4,1	5,3	7,0	9,1	11,5
60	16,1	13,4	11,0	9,1	7,7	6,9	6,6	6,9	7,7	9,1	11,0	13,4	16,1
70	21,6	18,6	16,1	14,0	12,5	11,6	11,3	11,6	12,5	14,0	16,1	18,6	21,6
80	27,8	24,7	22,1	19,9	18,3	17,3	17,0	17,3	18,3	19,9	22,1	24,7	27,8
90	34,6	31,4	28,7	26,5	24,9	23,9	23,6	23,9	24,9	26,5	28,7	31,4	34,6

**Figure 3. 15:** Variation des Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site d'Alger.

D'après la lecture du tableau (3.15) et figure (3.15) on peut déduire que le minimum de valeur de facteur de perte journalière annuelle d'un capteur photovoltaïque mono cristallin installée à Alger, varier pour les angles (α) et (β) respectivement entre (-60° à 60°) et (10° à 50°), est égale à (0 à 0.64) Wh/m². Alors que les deux angles Pour moins de perte sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 0 Wh/m².

III.4.4 Résultats de simulation du facteur de pertes pour le site Biskra

Le tableau (3.2) ci-dessous et figure (3.1) représente la variation de l'irradiation solaire journalière annuelle en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison (β) pour le site de Biskra.

Tableau 3.16 : Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
10	5,0	4,4	3,9	3,5	3,2	3,0	2,9	3,0	3,2	3,5	3,9	4,4	5,0
20	4,9	3,7	2,7	1,8	1,2	0,8	0,7	0,8	1,2	1,8	2,7	3,7	4,9
30	6,2	4,4	2,9	1,7	0,8	0,2	0,0	0,2	0,8	1,7	2,9	4,4	6,2
40	8,8	6,6	4,6	3,0	1,8	1,1	0,9	1,1	1,8	3,0	4,6	6,6	8,8
50	12,7	10,0	7,7	5,8	4,4	3,5	3,2	3,5	4,4	5,8	7,7	10,0	12,7
60	17,7	14,7	12,0	9,9	8,3	7,3	7,0	7,3	8,3	9,9	12,0	14,7	17,7
70	23,8	20,4	17,6	15,2	13,5	12,5	12,1	12,5	13,5	15,2	17,6	20,4	23,8
80	30,6	27,1	24,1	21,7	19,9	18,7	18,4	18,7	19,9	21,7	24,1	27,1	30,6
90	38,0	34,5	31,4	29,0	27,1	26,0	25,6	26,0	27,1	29,0	31,4	34,5	38,0

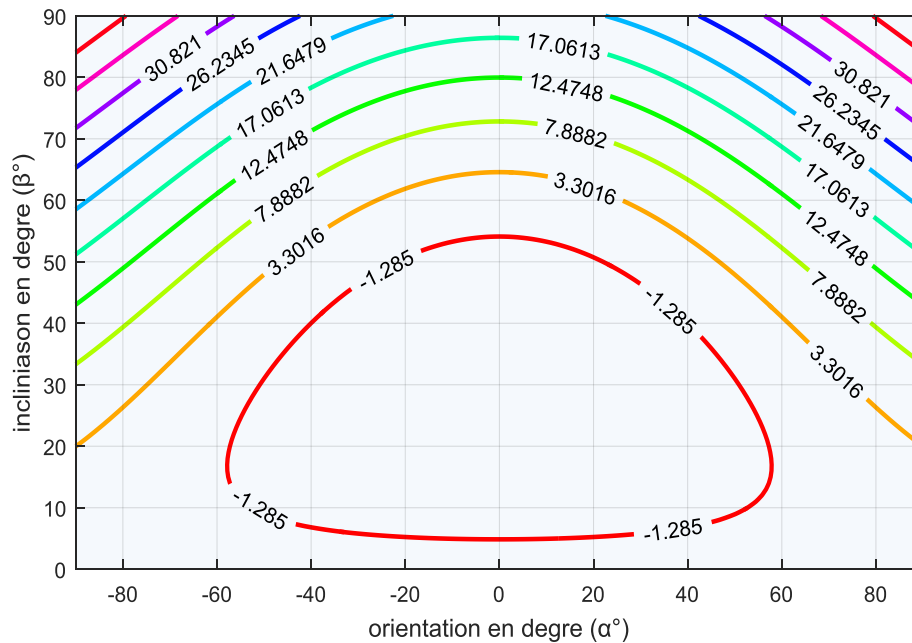


Figure 3. 16: Variation des Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Biskra.

À partir de la lecture des valeurs de tableau (3.16) et la figure (3.16), on peut déduire que le minimum de valeur de facteur de perte journalière annuelle d'un capteur photovoltaïque mono cristallin installée à Biskra, varier pour les angles (α) et (β) respectivement entre (-60° à

60°) et (10° à 50°), est égale à (0 à 1.28) Wh/m². Alors que les deux angles Pour moins de perte sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 0 Wh/m².

III.4.5 Résultats de simulation du facteur de pertes pour le site Djelfa

Le tableau (3.2) ci-dessous représente la variation de l'irradiation solaire journalière annuelle en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison(β) pour le site de Djelfa.

Tableau 3.17 : Valeurs de facteur de perte annuelle en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
10	3,5	3,0	2,6	2,3	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	2,3	2,6	3,0	3,5
20	3,5	2,6	1,8	1,2	0,7	0,4	0,3	0,4	0,7	1,2	1,8	2,6	3,5
30	4,7	3,4	2,2	1,3	0,6	0,1	0,0	0,1	0,6	1,3	2,2	3,4	4,7
40	7,0	5,2	3,7	2,5	1,7	1,1	0,9	1,1	1,7	2,5	3,7	5,2	7,0
50	10,2	8,2	6,4	5,0	3,9	3,3	3,1	3,3	3,9	5,0	6,4	8,2	10,2
60	14,4	12,1	10,1	8,5	7,3	6,6	6,3	6,6	7,3	8,5	10,1	12,1	14,4
70	19,4	16,9	14,7	13,0	11,7	10,9	10,6	10,9	11,7	13,0	14,7	16,9	19,4
80	25,1	22,4	20,2	18,3	16,9	16,1	15,8	16,1	16,9	18,3	20,2	22,4	25,1
90	31,2	28,5	26,2	24,3	22,9	22,1	21,8	22,1	22,9	24,3	26,2	28,5	31,2

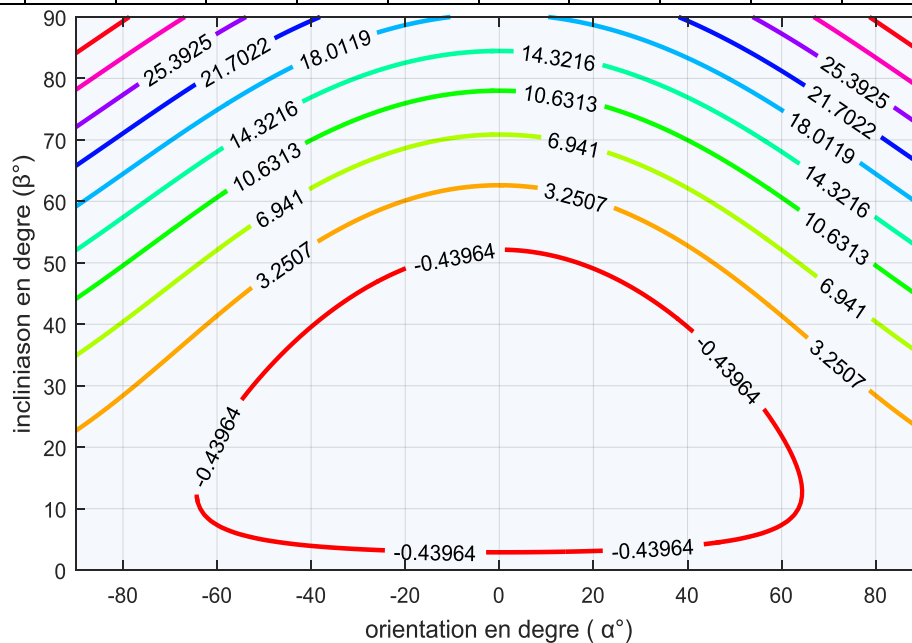


Figure 3. 17: Variation des Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Djelfa.

D'après la lecture du tableau (3.16) et figure (3.16) on peut déduire que le minimum de valeur de facteur de perte journalière annuelle d'un capteur photovoltaïque mono cristallin installée à Djelfa, varier pour les angles (α) et (β) respectivement entre (-60° à 60°) et (10° à 50°), est égale à (0 à $0,44$) Wh/m^2 . Alors que les deux angles Pour moins de perte sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 0 Wh/m^2 .

III.4.6 Résultats de simulation du facteur de pertes pour le site Tlemcen

Le tableau (3.2) ci-dessous et représente la variation de l'irradiation solaire journalière annuelle en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison(β) pour le site de Tlemcen.

Tableau 3.18 : Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
10	3,3	2,9	2,5	2,1	1,9	1,8	1,7	1,8	1,9	2,1	2,5	2,9	3,3
20	3,4	2,5	1,7	1,1	0,6	0,4	0,3	0,4	0,6	1,1	1,7	2,5	3,4
30	4,6	3,3	2,1	1,2	0,6	0,1	0,0	0,1	0,6	1,2	2,1	3,3	4,6
40	6,9	5,2	3,7	2,6	1,7	1,2	1,0	1,2	1,7	2,6	3,7	5,2	6,9
50	10,2	8,2	6,4	5,0	4,0	3,4	3,1	3,4	4,0	5,0	6,4	8,2	10,2
60	14,4	12,1	10,2	8,6	7,4	6,7	6,4	6,7	7,4	8,6	10,2	12,1	14,4
70	19,4	16,9	14,8	13,1	11,8	11,0	10,8	11,0	11,8	13,1	14,8	16,9	19,4
80	25,0	22,4	20,2	18,4	17,1	16,3	16,0	16,3	17,1	18,4	20,2	22,4	25,0
90	31,1	28,5	26,2	24,4	23,0	22,2	21,9	22,2	23,0	24,4	26,2	28,5	31,1

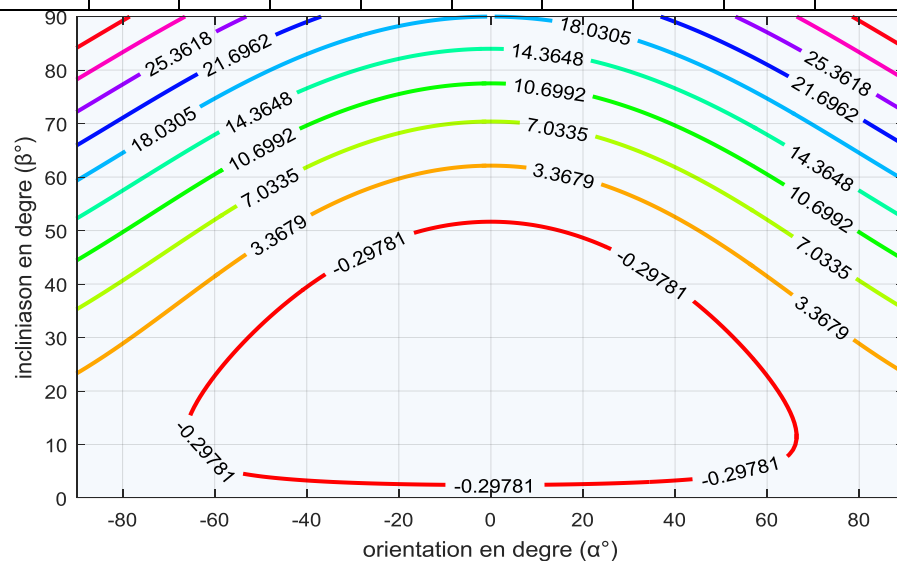


Figure 3. 18: Variation des Valeurs de facteur de perte annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de Tlemcen.

À partir de la lecture des valeurs de tableau (3.18) et la figure (3.18), on peut déduire que le minimum de valeur de facteur de perte journalière annuelle d'un capteur photovoltaïque mono cristallin installée à Tlemcen, varier pour les angles (α) et (β) respectivement entre (-60° à 60°) et (10° à 50°), est égale à (0 à 0,30) Wh/m². Alors que les deux angles Pour moins de perte sont l'orientation Sud (0°) et inclinaison (30°). Est égale à 0 Wh/m².

III.5 Evaluation de la production et des pertes du panneau solaire '*DualSun*' installée à M'sila

Pour évaluer la production de la puissance et les pertes annuelle d'un panneau solaire '*DualSun*' installée à Msila, pour la déférente orientation (α) et inclinaison (β) En utilisant les données des tableaux du facteur de production et du facteur de pertes pour

III.5.1. Les caractéristiques photovoltaïques du panneau' *DualSun* '

Les caractéristiques de ce module sont représentées par le tableau 3.19.

Tableau 3.19 : caractéristiques photovoltaïques du panneau' *DualSun*'

Nombre de cellules	60
Type de cellules	Monocristallin
Puissance nominale	250 Wc
Rendement du module PV	15.40%
Tolérance	+/-3%
Tension a puissance maximale	30.7 V
Intensité a puissance maximale	8.15 A
Tension en court-circuit	38.5 V
Perte de rendement	0.44%/C°
NOCT	49C°
Connectiques	MC4 PLUS
Classe d'application	Classe A
Intensité de court-circuit	8.55 A

III.5.2 Evaluation de la production annuelle du panneau 'DualSun'

Le tableau (3.20) ci-dessous et représente les variations de la production annuelle moyenne journalière du panneau 'DualSun' en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison (β) pour le site de Msila.

Tableau 3.20 : Valeurs des de production annuelle moyenne journalière du panneau 'DualSun' en fonction des angles (α , β) pour le site de M'sila

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011	13011
10	13334	13470	13587	13682	13751	13794	13809	13794	13751	13682	13587	13470	13334
20	13344	13611	13842	14029	14167	14251	14279	14251	14167	14029	13842	13611	13344
30	13042	13432	13769	14042	14244	14367	14409	14367	14244	14042	13769	13432	13042
40	12435	12937	13370	13721	13980	14139	14192	14139	13980	13721	13370	12937	12435
50	11543	12141	12657	13076	13384	13573	13637	13573	13384	13076	12657	12141	11543
60	10392	11068	11652	12125	12474	12688	12760	12688	12474	12125	11652	11068	10392
70	9018	9752	10385	10899	11277	11509	11587	11509	11277	10899	10385	9752	9018
80	7462	8231	8895	9433	9830	10073	10155	10073	9830	9433	8895	8231	7462
90	5772	6553	7227	7774	8176	8423	8506	8423	8176	7774	7227	6553	5772

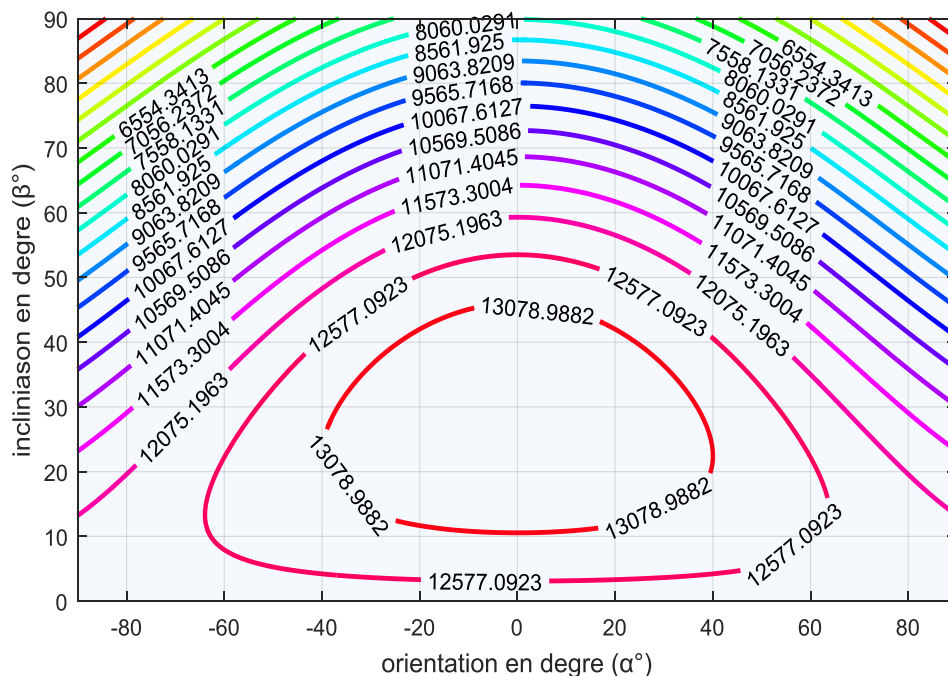


Figure 3. 19: Variation de production annuelle moyenne journalière du panneau 'DualSun' en fonction des angles (α , β) pour le site de M'sila

Par la lecture du tableau (3.20) et figure (3.20) on peut déduire que les valeurs maximales de la production annuelle moyenne journalière du capteur photovoltaïque DualSun installé dans

le site de M'sila, varient entre 13078.98 et 14490 Wh. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° à 40°) et (10° à 40°). Alors que la valeur maximale de production est 14490Wh. Elle est obtenue pour une l'orientation plein Sud (0°) et d'inclinaison (30°).

III.5.3 Evaluation des pertes du panneau 'DualSun'

Le tableau (3.21) ci-dessous représente les variations des pertes de la production annuelle moyenne journalière en fonction de l'orientation (α) et l'inclinaison(β) du panneau 'DualSun' inslaté dans le site de pour le site de M'sila.

Tableau 3.21 : Valeurs des pertes de la production annuelle moyenne journalière en fonction de (β et α) pour le site de M'sila

β/α	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
0	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398
10	1075	939	822	727	657	614	600	614	657	727	822	939	1075
20	1064	797	567	380	242	158	129	158	242	380	567	797	1064
30	1367	977	640	366	165	42	0	42	165	366	640	977	1367
40	1974	1472	1039	687	428	270	216	270	428	687	1039	1472	1974
50	2866	2268	1751	1333	1024	835	772	835	1024	1333	1751	2268	2866
60	4016	3340	2757	2283	1934	1721	1649	1721	1934	2283	2757	3340	4016
70	5390	4657	4023	3510	3131	2899	2821	2899	3131	3510	4023	4657	5390
80	6946	6177	5514	4975	4579	4336	4254	4336	4579	4975	5514	6177	6946
90	8636	7856	7182	6635	6232	5985	5902	5985	6232	6635	7182	7856	8636

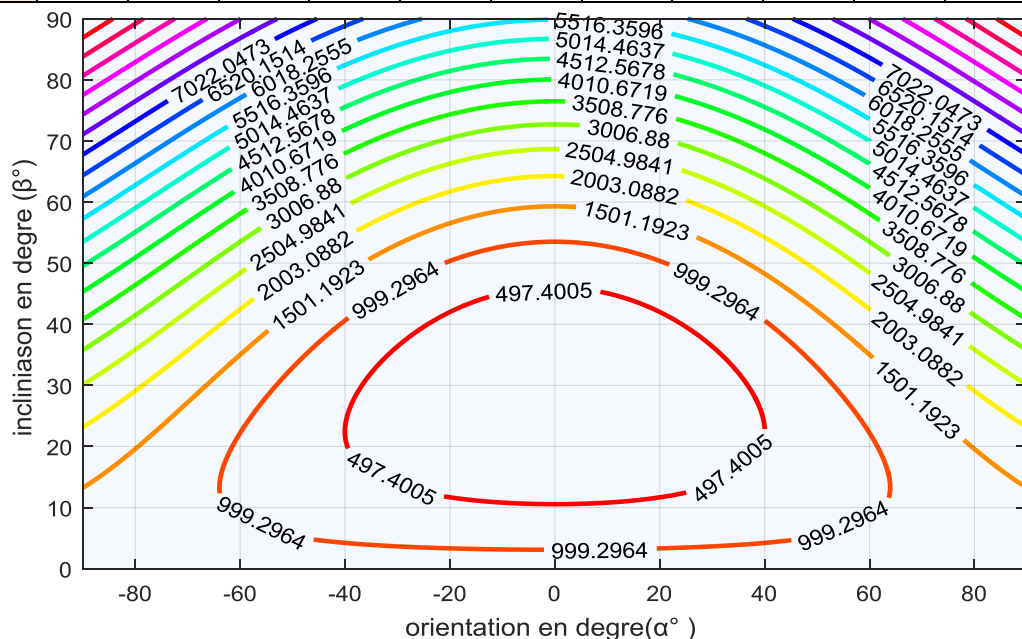


Figure 3. 20: Variation des pertes de la production annuelle du panneau 'DualSun' en fonction des angles (α , β) pour le site de M'sila

Par la lecture du tableau (3.21) et figure (3.21) on peut déduire que les valeurs minimales des pertes de la production annuelle moyenne journalière du capteur photovoltaïque *DualSun* installé dans le site de M'sila, varient entre 0 et 497.4 Wh. Ces valeurs se trouvent pour des angles (α) et (β) variant respectivement entre (-40° à 40°) et (10° à 40°). Alors que la valeur minimale des pertes de production est obtenue pour l'orientation plein Sud (0°) et l'inclinaison (30°).

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de simulations des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque, Dans un deuxième temps nous avons présenté les résultats de simulations des variations du facteur de production dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque de six sites en Algérie, Dans un troisième temps nous avons présenté les résultats de simulations du facteur de pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque. Dans un quatrième temps nous avons présenté la production et les de pertes du capteur solaire photovoltaïque *DualSun* installée à Msila.

Conclusion général

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'étude des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque. Pour ce faire, nous avons utilisé des modèles théoriques permettant de simuler des paramètres intrinsèques et extrinsèques qui influent directement ou indirectement sur le fonctionnement d'un capteur solaire photovoltaïque. Un code de calcul en langage *Matlab* a été élaboré. Il a été utilisé pour obtenir caractériser le gisement solaire pour plusieurs sites algériens.

Les résultats obtenus ont conduits au fait que les valeurs estimées du rayonnement solaire global par le modèle de Perez, montrent que le programme réalisé permet une estimation très précise par comparaison avec les résultats obtenus dans les mêmes sites algériens en utilisant le logiciel (PVGIS).

En deuxième phase une étude relative au calcul des pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque issue du modèle théorique à été réalisé. Les valeurs calculées sont présenté comme des tableaux et figures. Dans une troisième phase nous avons présenté les résultats de simulations du facteur de pertes dues à l'orientation et à l'inclinaison des capteurs solaire photovoltaïque. En Fin nous avons utilisé les données des tableaux d'estimation du facteur de production et du facteur des pertes pour l'estimation de la production et des pertes du capteur solaire photovoltaïque *DualSun* installée à Msila.

Comme perspective nous proposons de faire une étude comparative avec plusieurs modèles d'estimation de l'irradiation solaire.

Bibliographie

- [1] K. Kassmi et M. Hamdaoui et F. Oliu   ‘Conception et modélisation d’un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique’, université de maroc ,revue des énergies renouvelables ,pp 451 – 462, 2007.
- [2] A. T.SINGO ‘ Système d’alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l’habitat énergétiquement autonome’ Thèse de doctorats, université Henri Poincaré, Nancy-I,2010.
- [3] William WANDJI NYAMSI, Vers une méthode automatique d’estimation de la distribution spectrale du rayonnement solaire. Cas du ciel clair. Applications à la lumière du jour, photosynthèse et ultraviolet, Doctorat ParisTech, l’Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris,2015.
- [4] Cellules solaires Les bases de l’énergie photovoltaïque 5 e édition
- [5] L’énergie solaire est plus pérenne dans l’espace que sur Terre. De nombreuses navettes et satellites furent donc équipés de panneaux solaires afin d’alimenter leurs systèmes embarqués, plutôt que des systèmes de production à énergie nucléaire plus instables et moins durables.
- [6] BOUDEN Abd el Malek, « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque » , Magister en électronique , Université Mentouri de Constantine,2008.
- [7] F. Yettou, A. Malek, M. Haddadi, A. Gama ; Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie :2009.
- [8] R. Bernard, G. Menguy et M. Schwartz, ‘Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et applications’, Technique & Documentation, Ed. Lavoisier, France, 250 p., 1983.
- [9] CARREAU.C, DUFOUR .M, GIBILISCO.M, les énergies renouvelables dans l’habitat, France 2001.
- [10] KHENFER RIAD, Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques, DOCTORAT EN SCIENCES, UNIVERSITE FERHAT ABBES – SETIF ,2015.
- [11] M.Lopez, « contribution à l’optomisation d’un système de conversion éolienne pour une unité de production isolée », Thèse de doctorat université PARIS SUD 11,2008.
- [12] Salima Alem-Boudjemline, REALISATION ET CARACTERISATION DE CELLULES PHOTOVOLTAIQUES PLASTIQUES , Thèse de Doctorat , Université d’Angers,2004.

- [13] Djicknoum DIOUF, Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière, these de doctorat, 2010, univ paris-sud 11.
- [14] M. SLAMA Fateh, «Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique», De Magister En Electrotechnique, UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF- UFAS (ALGERIE), 2013
- [15] A. Lauger.J.A.Roger « Les photopiles solaire» technique et documentation ,1981.
- [16] G.Bonnet « Rapport interne ENS de Lyon » 2002.
- [17] MISSOUM MOHAMMED, «Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie», Magistère , UNIVERSITE HASSIBA BENBOUALI DE CHLEF, 2011.
- [18] M. Meinhardt and D. Wimmer, “ Multistring-converter: The next step in evolution of string converter technology,” Proceedings of the EPE'01 Conference, Graz, Austria, 2001.
- [19] Gary L. Johnson “wind energy systems”, book, Electronic Edition Manhattan October 10, 2006, pp.61- 70-15733
- [20] T.Muneer. Solar Radiation and Daylight Models . Elsevier Butterworth-Hermann
- [21] A. Zeroual, M. Ankrim and A.J. Wilkinson, ‘*The Diffuse-Global Correlation: Its Application to Estimating Solar Radiation on Tilted Surface In Marrakesh, Morocco*’, Renewable Energy, Vol. 7, N°1, pp. 1 – 13, 1996.
- [22] C.P. Jacovides, L. Hadjoannou, S. Pashirdis and L. Stefannou, ‘*On the Diffuse Fraction of Daily and Monthly Global Radiation for the Island of Cyprus*’, Solar Energy, Vol. 56, N°6, pp. 565 – 572, 1996.
- [23] B.Y.H. Liu and R.C. Jordan, ‘*The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation*’, Solar Energy, Vol. 4, N°1, 1960.
- [24] D.G. Erbs, S.A. Klein and J.A. Duffie, ‘*Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation*’, Solar Energy, Vol. 28, N°4, pp. 293 – 302, 1982.

- [25] M. Iqbal, 'Prediction of Hourly Diffuse Solar Radiation from Measured Hourly Radiation on Horizontal Surface', Solar Energy, Vol. 24, pp. 491 – 503,
- [26] C.C.Y. Ma and M. Iqbal, 'Statistical Comparison of Solar Radiation Correlations, Monthly Average Global and Diffuse Radiation on Horizontal Surfaces', Solar Energy, Vol. 33, N°2, pp. 143 – 148, 1984.
- [27] **M. Daguene**t, „Les Séchoirs Solaires, Théories et Pratique“, Unesco, **1985**.
- [28] **S. Benkaciali, K. Gairaa** *Unité de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables (URAER)*
Route de Ouargla, BP 88 ZI Garet Etaam, Ghardaïa
- [29]. M. Iqbal, an Introduction to Solar Radiation, Academic Press Canada, 1983.
- [30] Gary L. Johnson “wind energy systems”, book, Electronic Edition Manhattan October 10, 2006, pp.61- 70-15733
- [31] J.M. Chassériaux, 'Conversion thermique et rayonnement solaire ', E.d.Dunod, 1984.
- [32] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, 'A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System', Energy Policy, Vol. 35, N°11, pp. 5708 – 5718, 2007.
- [33] T. Markvart, 'Solar Electricity', John Wiley & Sons, Chichester, 1994.
- [34] Lin Lu, 'Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems', Ph.D Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, 2004.
- [35] Lin Lu and H.X. Yang, 'A Study on Simulation of the Power Output and Practical Models for Building Integrated Photovoltaic Systems', ASME Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 126, N°3, pp. 1-7, 2004.
- [36]<http://energie-developpement.blogspot.com/2012/01/production-solaire-photovoltaïque.html>
- [37] <https://dualsun.fr/produit/panneau-solaire-photovoltaïque-thermique/>