

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

Université Ferhat Abbas de SÉTIF

THÈSE

Présentée à la Faculté des Sciences
Département de Physique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option : **Physique Energétique**

Par

SALMI MOHAMED

THEME

**Contribution à la quantification de l'irradiation solaire
globale en Algérie et applications aux générateurs
photovoltaïques**

Soutenue le : **27/06/2012**

Devant le jury composé de :

Président :	Dr OUENNOUGHI Zahir	Prof.	U. Ferhat Abbas- SETIF
Rapporteur :	Dr CHEGAAR Mohamed	Prof.	U. Ferhat Abbas- SETIF
Examineur :	Dr NOUIRI Abdelkader	Prof.	U. Larbi Ben Mhidi- Oum El Bouaghi
Examineur :	Dr MOKHNACHE Ammar	MCA	U. Mentouri- Constantine

À la mémoire de mon père

REMERCIEMENTS

Une partie de cette thèse a été réalisé au sein du laboratoire LP2A de l'université de Perpignan (France).

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à mon directeur de thèse le Professeur Mohamed Chegaar de l'Université de Sétif qui a dirigé mon travail avec beaucoup de patience et amitié malgré ses nombreuses occupations. Je le remercie également de son aide et ses conseils durant ces années de thèse.

Je remercie également le Professeur Pierre Miahle de l'université de Perpignan de m'avoir accueilli dans son laboratoire et mis à ma disposition tous les moyens pour réaliser ce travail, ainsi que les nombreuses discussions que j'ai eu avec lui sur les méthodes d'estimation du rayonnement solaire.

Je remercie vivement le Professeur Zahir Ouennoughi de l'Université de Sétif d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse.

J'adresse également toute ma reconnaissance à Monsieur Abdelkader Nouiri, Professeur de l'Université Larbi Ben Mhidi- Oum El Bouaghi et à Monsieur Ammar Mokhnache, maître de conférence à l'Université Mentouri – Constantine, qui m'ont fait l'honneur d'examiner le manuscrit et de participer au jury de la thèse.

Je remercie aussi Monsieur Messaoud Bourelaf, chef de section communication ONM - Dar El-Beida Alger- et Monsieur Abdelkader Dilmi Directeur de la station météorologie de M'sila pour leurs aides.

Je souhaite saluer également Lazhar Marouani, Hassen Bouzgou, Abdelhakim Boursas, Abdelmadjid Boussendel et Nasreddine Allal.

Une pensée bien affectueuse à ma femme qui m'a toujours soutenue dans mes décisions et m'a toujours aidé de son mieux, sans oublier mes fils Hossam-Eddine et Hibato-Allah, que le Bon Dieu les garde et les bénisse.

Je profite de ces remerciements pour exprimer mon affection pour mes parents, sœurs et mes frères et toute la famille.

Table des matières

Introduction	1
Chapitre 1 : Généralités sur le rayonnement solaire	4
1.1 La physique du soleil	5
1.1.1 Définition	5
1.1.2 Structure du soleil	5
1.1.3 Origine de l'énergie solaire	6
1.1.4 Constante solaire	7
1.2 Influence de l'atmosphère terrestre sur le rayonnement solaire	10
1.2.1 La masse atmosphérique	10
1.2.2 Composition de l'atmosphère	11
1.2.3 Absorption de la radiation solaire	13
1.2.4 Le phénomène de diffusion du rayonnement solaire	14
1.2.5 Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère	15
1.3 Rappel de coordonnées célestes et paramètres astronomiques	16
1.3.1 Sphère céleste	16
1.3.2 Système de coordonnées	16
1.4 Mouvement de la terre	19
1.4.1 Mouvement apparent du soleil	20
1.5 Durée du jour et temps	21
1.5.1 durée du jour	21
1.5.2 Relation entre temps légal et temps solaire	21
1.5.2 Durée et taux d'ensoleillement	23
1.6 Conclusion	24
Chapitre 2 : Le rayonnement solaire au sol et instrument de mesure	25
2.1 Le rayonnement solaire	26
2.1.1 Définition	26
2.1.2 Composantes du rayonnement solaire	26
2.1.3 Rayonnement solaire sur un plan horizontal	28
2.1.4 Rayonnement solaire sur un plan quelconque	30
2.2 Instruments de mesure	31
2.2.1 Le rayonnement direct	31
2.2.2 Le rayonnement diffus	32
2.2.3 Le rayonnement globe	33
2.2.4 L'héliographe	35
2.2.5 Centrales de mesure ou station automatiques	36
2.2.6 Potentiel solaire en Algérie	37
2.3 Conclusion	39
Chapitre 3 : Estimation le rayonnement solaire global	40
3.1 Méthodologies d'estimation du rayonnement solaire	41
3.2 Méthodes d'estimation du rayonnement solaire	42
3.2.1 Méthodes atmosphériques	42
3.2.2 Interpolation temporelle	43

3.2.3 Méthodes qui utilisent les photos satellitaires	43
3.2.4 Méthodes expérimentales et statistiques	43
3.3 Estimation du rayonnement solaire global mensuel sur un plan horizontal sur une surface importante du territoire algérien	44
3.3.1 Les sites étudiés	45
3.3.2 Les données examinées	45
3.3.3 Modèles appliqués	47
3.4 Discussion des résultats	48
3.5 Conclusion	58
Chapitre 4 : Application aux générateurs photovoltaïques	59
4.1 Rappel théorique	60
4.1.1 Définition	60
4.1.2 Le silicium	62
4.1.3 Effet photovoltaïque	62
4.1.4 Les cellules solaires	62
4.1.5 Les différents types de cellules solaires	63
4.1.6 Structure de la cellule photovoltaïque	65
4.1.7 Fonctionnement d'une cellule solaire	66
4.1.8 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	67
4.1.9 Le rendement énergétique	68
4.1.10 Modules photovoltaïques	68
4.2. Les systèmes photovoltaïques en Algérie	69
4.2.1 Politique nationale de développement des systèmes photovoltaïques	70
4.2.2 Programmes d'utilisation de l'énergie photovoltaïque	70
4.2.3 Electrification photovoltaïque	70
4.3 Logiciel RETScreen	72
4.3.1 Description	72
4.3.2 Données des produits	72
4.3.3 Modèle énergétique	73
4.3.4 Données mensuelles	73
4.3.5 Rendement global du système PV	73
4.4 Application aux sites algériens	74
4.4.1 Sites choisies	74
4.4.2 Logement Type	75
4.5 Résultats	77
4.5.1 Production et consommation d'énergie	77
4.5.2 Analyse des coûts	79
4.6 Conclusion	81
Conclusion générale et perspectives	82
Bibliographie	84

ملخص

الهدف من هذا العمل هو وضع نماذج لتقدير متوسط الإشعاع الشمسي الكلي الشهري الساقط على مساحة معتبرة لمناطق مختلفة من القطر الجزائري هي : الجزائر العاصمة، عين بسام، قسنطينة، وهران، الجلفة، معسكر وتمنراست , نظرا لتوفر قيم الإشعاع الشمسي الكلي الشهري وتوفر قيم مدة تواجد الشمس خلال اليوم, أخذنا القياسات مدة 6 سنوات خلال الفترة الزمنية من 2000 إلى 2005 . النماذج المعتبرة أساسها معادلة آنغستروم و العلاقات من النوع اللوغاريتمي والآسي.

نتائج مقارنة قيم الإشعاع المقاس مع القيم المحسوبة جيدة، حيث كانت أحسن قيم الفروق النسبية MAE, MBE و RMSE هي: (-0.010) ، (1.312) و (1.640) على الترتيب. الدراسة التقديرية لمولد كهروضوئي باستعمال البرنامج RETScreen ، أعطت أعلى قيمة للاستطاعة الكهربائية المحسوبة لمنطقة تمنراست ، حيث كانت 3581 KWh .

Résumé

Le but de ce travail est la mise au point de modèles d'évaluation du rayonnement solaire global mensuel sur différents sites du territoire algérien. Les sites considérés sont Alger, Ain Bessem, Constantine, Oran, Djelfa, Mascara, et Tamanrasset. Ces sites disposent des données mesurées du rayonnement solaire global ainsi que les valeurs de la durée de l'ensoleillement pour une durée de six ans (2000-2005). Les modèles considérés sont basés sur l'équation d'Angström et sur des corrélations de type logarithmique et exponentiel. Les résultats de la comparaison des valeurs du rayonnement mesuré avec ceux estimés par les différents modèles sont en bonne concordance. Les meilleurs résultats de l'analyse statistique en utilisant les écarts relatifs (MBE, MAE et RMSE) sont respectivement de (-0.010%), (1.312%) et (1.640%).

Une étude estimative de l'énergie fournie par un générateur photovoltaïque, en utilisant le logiciel RETScreen a été faite pour différents sites. Les meilleurs résultats ont été obtenus pour le site de Tamanrasset avec une énergie de 3581 KWh.

Abstract

The aim of this work is to develop different models to assess the monthly global solar radiation for different Algerian locations. These are Algiers, Ain Bessem, Constantine Oran, Djelfa, Mascara, and Tamanrasset. The measured global solar radiation and sunshine duration for a period of six years (2000-2005) of the different locations are considered. The considered models are based on the Angstrom type equation and logarithmic and exponential correlations. The obtained results using these models are in good agreement with the measurements. The best statistical analysis of the results using the MBE, MAE and RMSE are (-0.010%), (1.312%) and (1.640%), respectively.

Using the RETScreen code, an estimative study of the generated power by a photovoltaic generator has been made for different locations. The best results are obtained for Tamanrasset with a generated energy of 3581 kWh.

INTRODUCTION

INTRODUCTION

L'utilisation des sources d'énergie conventionnelles (charbon, pétrole, gaz naturel ou uranium) est l'un des fondements principaux de nos sociétés industrielles. Cependant nous sommes confrontés avec elles à deux problèmes insurmontables:

- Elles produisent divers types de polluants, aussi bien à l'échelle locale que planétaire : si nous n'y prenons garde, la pollution atmosphérique, le changement climatique ou les déchets nucléaires peuvent remettre en cause les conditions mêmes de la vie sur Terre.
- Elles sont issues de stocks limités de matières qui doivent être extraites du sous-sol et vont inexorablement s'épuiser d'ici quelques décennies (un siècle pour le charbon).
- Elles ne peuvent donc pas garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique à long terme.

En contre partie, l'énergie solaire est la plus prometteuse et la plus puissante parmi les énergies renouvelables. Elle est propre, inépuisable et suffisamment disponible pour des applications rentables. En effet, la puissance du rayonnement solaire au niveau du sol est d'environ 950 Wm^{-2} . La quantité totale d'énergie solaire reçue au niveau du sol pendant une semaine dépasse l'énergie produite par les réserves mondiales de pétrole, de charbon, de gaz et d'uranium. Mais dans la plupart des cas, une conversion de l'énergie du rayonnement solaire en électricité est nécessaire. L'électricité photovoltaïque est obtenue par la transformation directe de la lumière du soleil en électricité, au moyen de cellules photovoltaïques. La production d'électricité photovoltaïque connaît une croissance importante depuis les années dernières, pour dépasser les 700 MW.

Notre pays avec plus de deux millions de km^2 de superficie, reçoit l'équivalent de 300 milliards de Tep par an en énergie solaire. En terme d'insolation, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation quant à elle dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara, ce qui représente une moyenne élevée comparée aux pays du monde. Pour exploiter efficacement

cette énergie par les systèmes photovoltaïques ou photo thermiques, une connaissance de la distribution de la quantité du rayonnement solaire reçue sur les différentes régions du territoire algérien est indispensable.

Le pyranomètre est le meilleur moyen pour mesurer la quantité du rayonnement solaire. Mais vu le manque de moyens de mesure, la non disponibilité des stations météorologiques dans tous les endroits et l'ampleur des régions étudiées représentent des difficultés qui nous ont poussé à penser de mettre sur le point des modèles dont le but est d'estimer la quantité du rayonnement solaire global dans n'importe quel endroit à n'importe quel moment.

L'idée d'utiliser l'énergie solaire en Algérie n'est pas nouvelle. Son existence remonte au moins à 1870, lorsque le célèbre physicien Auguste Mouchot a proposé la création de nombreux "machines thermiques" pour les applications industrielles et agricoles. Un siècle plus tard, son travail a été poursuivi par un autre célèbre ingénieur, Maurice Touchais, qui a installé en 1951 le premier Concentrateur solaire du monde sur le site de Bouzaréah-Alger.

Les premières applications photovoltaïques parues dans la fin des années soixante-dix; sont utilisées dans l'éclairage public et l'alarme incendie des forêts. Cette première expérience a été suivie par un programme national de démonstration (1985-1990), mis à l'essai par les centres publics de recherche (CDER, UDTS, UDES, SEES-MS), qui ont installé des systèmes photovoltaïques dans quelques wilayas du sud. Le programme comprenait plusieurs applications: l'électrification rurale, le pompage, les télécommunications etc., la puissance totale installée a été d'approximativement de 800kW. A partir de la fin de 1998, et par le passage à une économie de marché et jusqu'à maintenant, en estimant une puissance totale installée actuelle plus de 1,5 MW

Dans le but d'exploiter nos résultats obtenus de modélisation du rayonnement solaire globale, et pour contribuer au développement des systèmes photovoltaïques en Algérie, on a utilisé le logiciel RETScreen pour estimer la puissance électrique produite par les systèmes photovoltaïques installés dans les régions de Tamanrasset, Alger, Oran et Constantine. Notre travail est organisé comme suit:

Dans le premier chapitre on a fait un résumé sur l'origine du rayonnement solaire et les phénomènes physiques qui y sont liés.

Le second chapitre est consacré à une étude détaillée sur le rayonnement solaire au sol ainsi que les instruments de mesures.

La modélisation du rayonnement solaire global sur un plan horizontal est établie dans le troisième chapitre.

Dans le dernier chapitre, nous présentons les systèmes photovoltaïques et leur situation en Algérie et le logiciel qu'on a utilisé pour estimer l'énergie électrique produite à partir de l'énergie solaire.

Enfin on termine par une conclusion où les synthèses des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus sont mentionnés.

Chapitre 1

Généralités sur le rayonnement solaire

Ce chapitre représente un aperçu sur l'origine du rayonnement solaire et les phénomènes physiques qui y ont liés.

Nous avons aussi étudié l'influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire et enfin on a fait un rappel sur les coordonnées du système soleil - terre, les paramètres astronomiques et l'ensoleillement.

1.1 La physique du soleil

1.1.1 Définition

Sur le plan humain cette étoile a une importance primordiale puisque sans elle la vie n'existerait pas sur terre. C'est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène, ses caractéristiques physiques principales [1] sont données dans le tableau 1.1

L'énergie du soleil provient des réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.10^6 tonnes d'hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10^{22} kW.

Caractéristique	Valeur
Masse	$1.989.10^{30}$ Kg
Diamètre	$1.392.10^9$ m
Masse volumique moyenne	1410 Kg/m^3
Puissance rayonnée	$3.83.10^{26}$ W
Température superficielle	$5770 \text{ }^\circ\text{K}$
Vitesse de déplacement	216 Km s^{-1}

Tableau 1.1 : Caractéristiques principales du soleil

1.1.2 Structure du soleil

Le Soleil, peut être découpé en plusieurs couches concentriques, sa structure est schématisée dans la figure 1.1. On distingue quatre zones particulières ; le noyau, la photosphère, la chromosphère et la couronne.

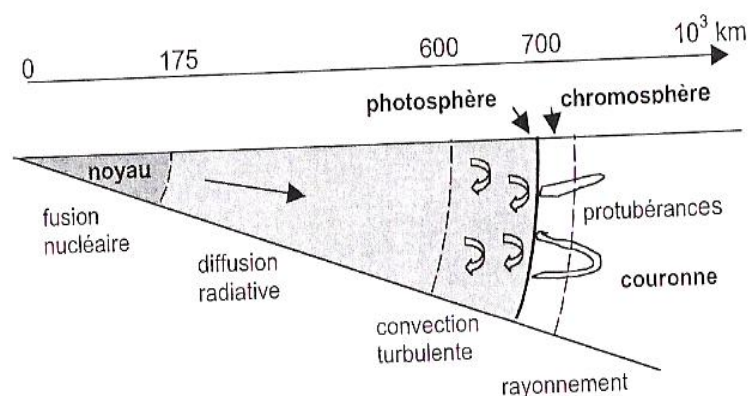


Figure 1.1 : Coupe schématique du Soleil

Les réactions nucléaires de fusion se produisent dans le noyau du soleil, en libérant ainsi une énergie très considérable. Les réactions sont assurées grâce aux caractéristiques importantes du noyau : sa densité très élevée ($\cong 10 \text{ Kg/m}^3$), sa température énorme de 15 millions de degrés celcius ainsi que sa pression de 2.10^{11} bars. La densité diminuant avec l'éloignement à un quart du rayon solaire, soit 175.00km environ.

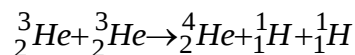
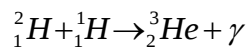
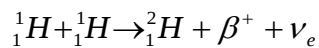
L'énergie produite se propage par diffusion radiative puis par convection turbulente jusqu'à la photosphère d'où elle s'échappe sous forme de rayonnement électromagnétique vers l'espace.

1.1.3 Origine de l'énergie solaire

L'énergie solaire provient de la fusion d'hydrogène en hélium au sein du noyau de notre étoile. Deux cycles ont été imaginés par les astrophysiciens pour décrire les étapes conduisant à cette fusion.

1.1.3.1 Le cycle Proton –Proton

Le cycle proton -proton fournit 90% de l'énergie solaire. Les réactions nucléaires régissant ce cycle sont données par les équations suivantes [2,3].

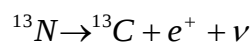
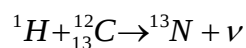


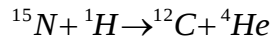
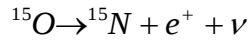
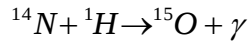
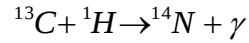
La notation (${}^1_1\text{H}$) représente le noyau de l'atome d'hydrogène 1, c'est-à-dire un proton.

Il y a émission de positrons β^+ (rayonnement bêta), de neutrinos ν_e et de photons γ (rayonnement électromagnétique).

1.1.3.2 Le cycle du carbone

Le cycle de Carbone fournit les 10% restants de l'énergie solaire a été découvert par Hans Bethe et Carl von en 1938. Les réactions faisant intervenir le carbone et l'azote forment un cycle; celui-ci reste répétitif tant que subsiste la présence de l'hydrogène : la série de transformations est représentée par les réactions ci-dessous [2,3] :





Ce cycle peut être schématisé par le diagramme ci-dessous.

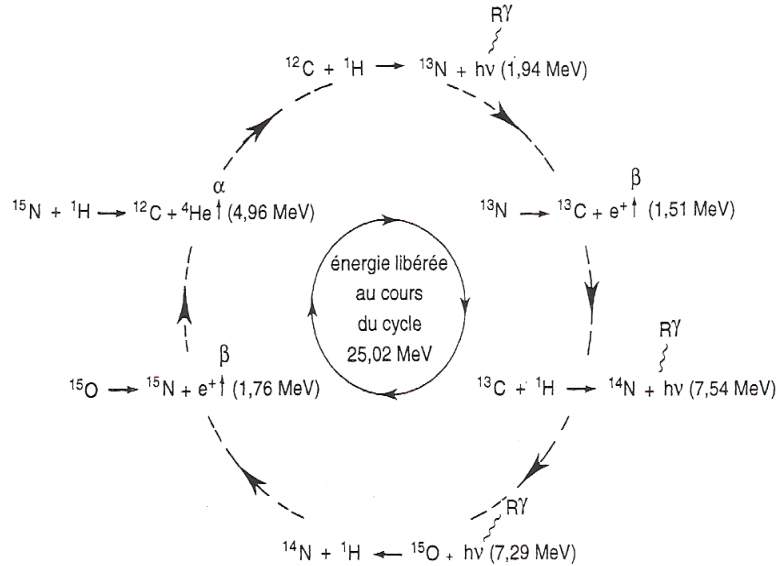


Diagramme de cycle du carbone

1.1.4 Constante solaire (I_0)

La valeur moyenne du flux solaire moyen reçu par un plan perpendiculaire d'un mètre carré de surface et placé à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre est appelée constante solaire, notée I_0 . Cette valeur déterminée à partir des mesures réalisées à l'aide de ballon, de fusées ou des satellites. La valeur moyenne annuelle est $I_0 = 1353 \text{ W/m}^2$ [4], confirmée par les travaux de Thekaekara ; Duncan et al [5,6] qui ont proposés la valeur de 1367 W/m^2 . Cette valeur est en fonction de la distance Terre - Soleil, qui varie quelque peu au cours de l'année.

Le tableau 1.2 indique les valeurs de la constante solaire pour le 1^{er} de chaque mois, et l'écart relatif du flux solaire par rapport à cette constante solaire.

Date du 1 ^{er}	Flux solaire (w/ m ²)	Ecart relatif (%)
Janvier	1399	+3.40
Février	1394	+3.03
Mars	1379	+1.92
Avril	1354	+0.07
Mai	1333	-1.48
Juin	1312	-3.03
Juillet	1308	-3.33
Août	1312	-3.03
Septembre	1329	-1.77
Octobre	1350	-0.22
Novembre	1373	+1.48
Décembre	1392	+2.88

Tableau 1.2 : Valeurs du flux solaire à la limite de l’atmosphère terrestre.

En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l’année j [7-9] par :

$$E = E_0 [1 + 0,033 \cos(0,984j)] \quad (1. 1)$$

On trouvera sur la figure 1.2 la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.

On notera que 98 % du rayonnement solaire est émis dans les longueurs d’onde entre 0 et 4 µm, en première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d’un corps noir à une température de 5777 °k.

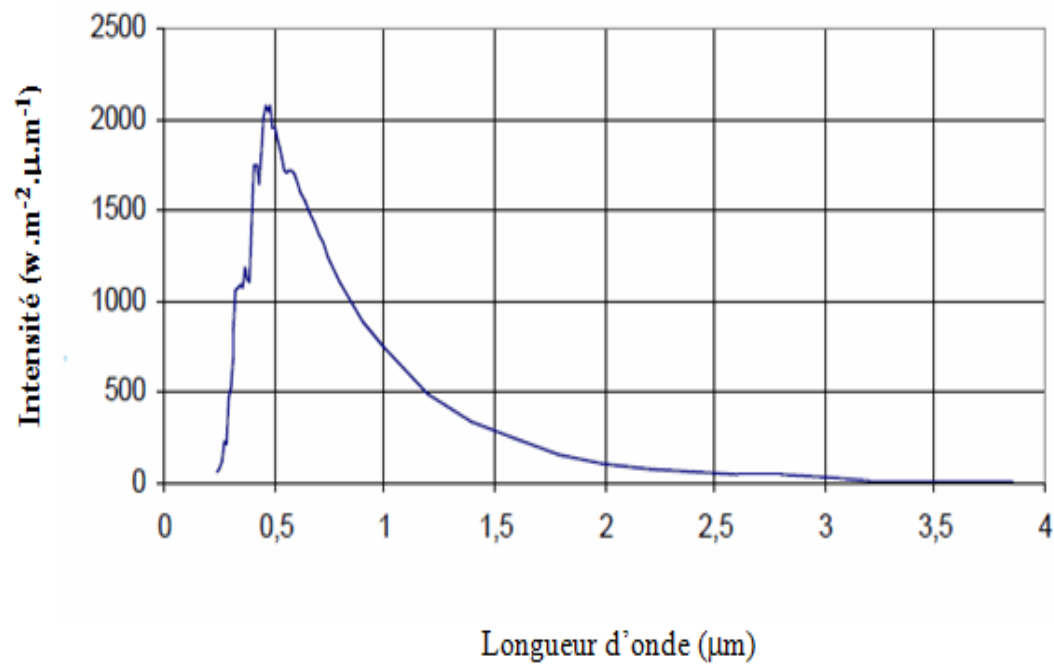


Figure 1.2 : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère

La terre est située à 150 millions km du soleil, celui-ci émit en permanence une puissance de 1026W sous forme de rayonnement et la terre reçoit 178 millions de watt sur sa face éclairée. Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique composé essentiellement par [3, 10] :

- de la lumière visible de longueur d'onde comprise entre 0,38 μm et 0,78 μm .
- du rayonnement infrarouge (IR) de longueur d'onde supérieure à 0,78 μm .
- du rayonnement ultraviolet (UV) de longueur d'onde inférieure à 0,38 μm .

1.2 Influence de l'atmosphère terrestre sur le rayonnement solaire

1.2.1 La masse atmosphérique

Pour tenir compte du trajet parcouru par les photons, on utilise la notion de masse atmosphérique, encore appelée masse de la distance optique atmosphérique; elle est définie à partir de l'unité d'épaisseur atmosphérique prise verticalement au niveau de la mer, elle est égale au rapport, noté m_h . En considérant la figure ci-dessous, où l'atmosphère est une couche d'épaisseur constante et au sol supposé horizontal [3], on a :

$$(1.2) m_h = \frac{1}{\sin h}$$

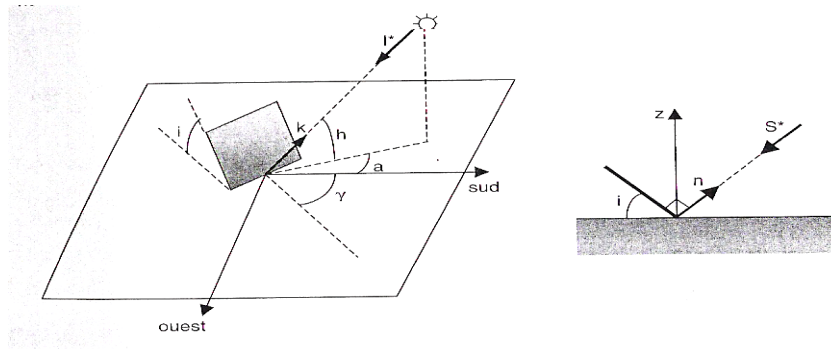


Figure 1.3 : Influence de la courbure du globe terrestre sur le trajet parcouru par le rayonnement solaire

Pour le soleil au zénith ($h=90^\circ$), $m_h=1$ (AM1=Air Mass One en anglais) et pour le soleil vu sous un angle $h=30^\circ$, $m_h=2$ (AM2). Le cas $m_h=0$ correspond à l'étude du rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère terrestre (référence AM0). Le tableau 1.3 donne les valeurs de la masse atmosphérique calculée et celle mesurée [11] en fonction de l'altitude du soleil.

L'effet de pénétration du rayonnement solaire dans l'atmosphère terrestre est fonction de la hauteur du soleil. L'extinction atmosphérique tient essentiellement en compte des phénomènes :

- de diffusion du rayonnement par toutes les particules en suspension
- de l'absorption par les molécules O_2 , O_3 , H_2O et CO_2

Ces deux phénomènes étant fonction de la longueur d'onde du rayonnement. La loi de transmission de celui-ci est décrite par la relation [12]

$$\phi_t = \phi_i [\exp(-\alpha_\lambda m_h)] \quad (1.3)$$

où

- ϕ_t : le flux énergétique transporté par le rayonnement solaire après un parcours atmosphérique m_h .
- ϕ_i : le flux énergétique transporté par le rayonnement solaire hors atmosphère
- α_λ : le coefficient d'extinction atmosphérique du rayonnement solaire pour la longueur d'onde λ .

h (°)	m_h calculée	m_h mesurée
90	1.000	1.000
70	1.060	1.064
60	1.160	1.154
50	1.310	1.304
40	1.560	1.304
30	2.00	1.995
20	2.924	2.906
15	3.864	3.821
12	4.810	4.716
10	5.759	5.616
6	9.570	8.900
5	11.474	10.461

Tableau 3.1 : La masse atmosphérique en fonction de l' hauteur du soleil.

1.2.2 Composition de l'atmosphère :

L'atmosphère est constituée de trois grandes couches de caractéristiques différentes, qui sont :

- La troposphère, comprise entre le sol et 16 km d'altitude; dans cet intervalle la température et la pression décroît. La masse de la troposphère représente les $\frac{3}{4}$ de la masse totale de l'atmosphère qui est de 5.10^{15} Tonne. L'air de la troposphère renferme de la vapeur d'eau, du gaz carbonique, des poussières et des cristaux de sel. C'est le siège des nuages, des pluies et des orages.

- La stratosphère est la zone entre 16 et 65 km d'altitude. A sa limite supérieure, la stratopause, la pression n'est plus que de 1 mb.

La stratosphère comprend des couches à différentes températures dont l'une, particulièrement riche en ozone, présente une température voisine de 0°C. Ce réchauffement est vraisemblablement dû à l'absorption partielle du rayonnement UV émis par le Soleil.

- La mésosphère, comprise entre 55 et 80 km d'altitude. La pression n'est plus que de 10^{-2} mb à sa limite supérieure, appelée mésopause.

La figure 1.4 montre l'influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire reçu au niveau de la mer, par ciel clair et pur, la hauteur du soleil étant 30° [3,13].

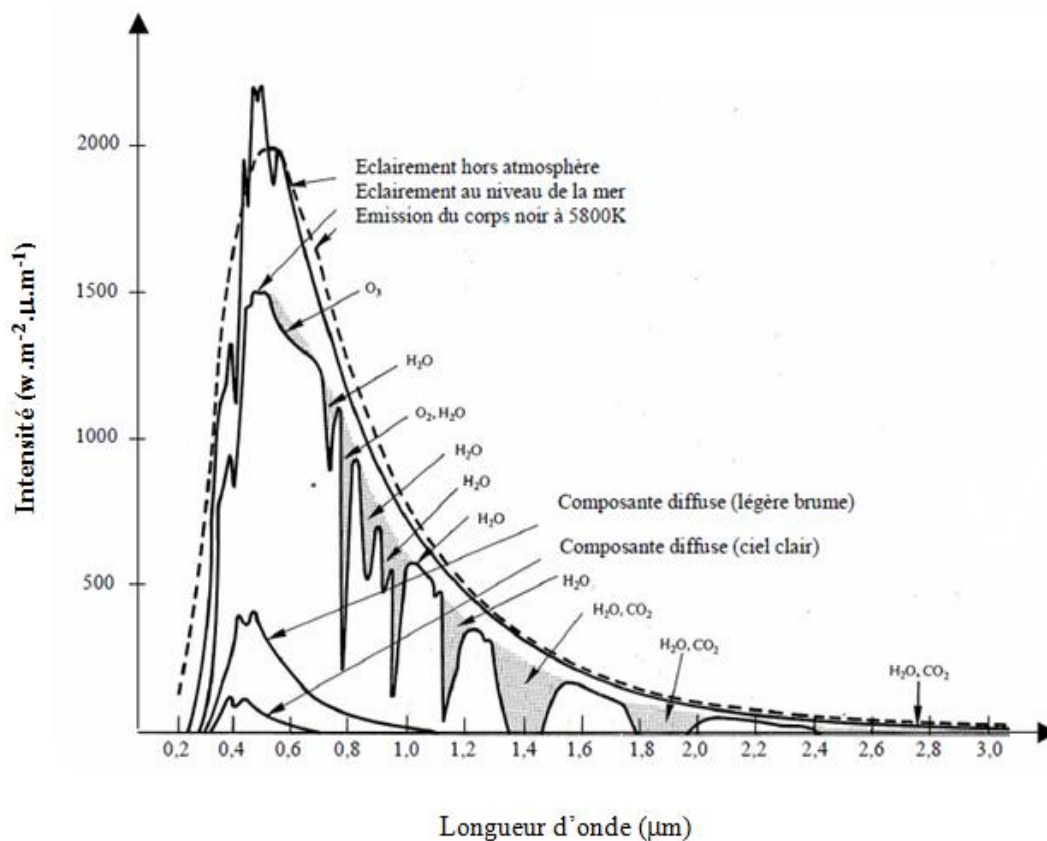


Figure 1.4 : Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire

1.2.3 Absorption de la radiation solaire:

L'absorption du rayonnement solaire est sélective et dépend principalement de quatre éléments qui sont :

1 - Ozone (O_3) : Il absorbe des bandes fortes entre 0.2 et 0.3 μm , des bandes faibles de 0.45 à 0.7 μm et deux bandes IR à 10 et 14 μm . il forme aussi un écran qui arrête les UV.

2- Oxygène (O_2) : Il absorbe des bandes étroites du spectre visible (vers 0.69 et 0.76 μm).

3- Gaz carbonique (CO_2) : Il absorbe des une partie de l'infrarouge lointain ($\lambda > 2\mu m$).

4- Vapeur d'eau qui entraîne des bandes d'absorption multiples surtout dans l'IR. On ne la rencontre pratiquement qu'au niveau du sol ($z < 5$ km).

La figure 1.5 représente le spectre de la principale absorption sélective par les gaz atmosphériques

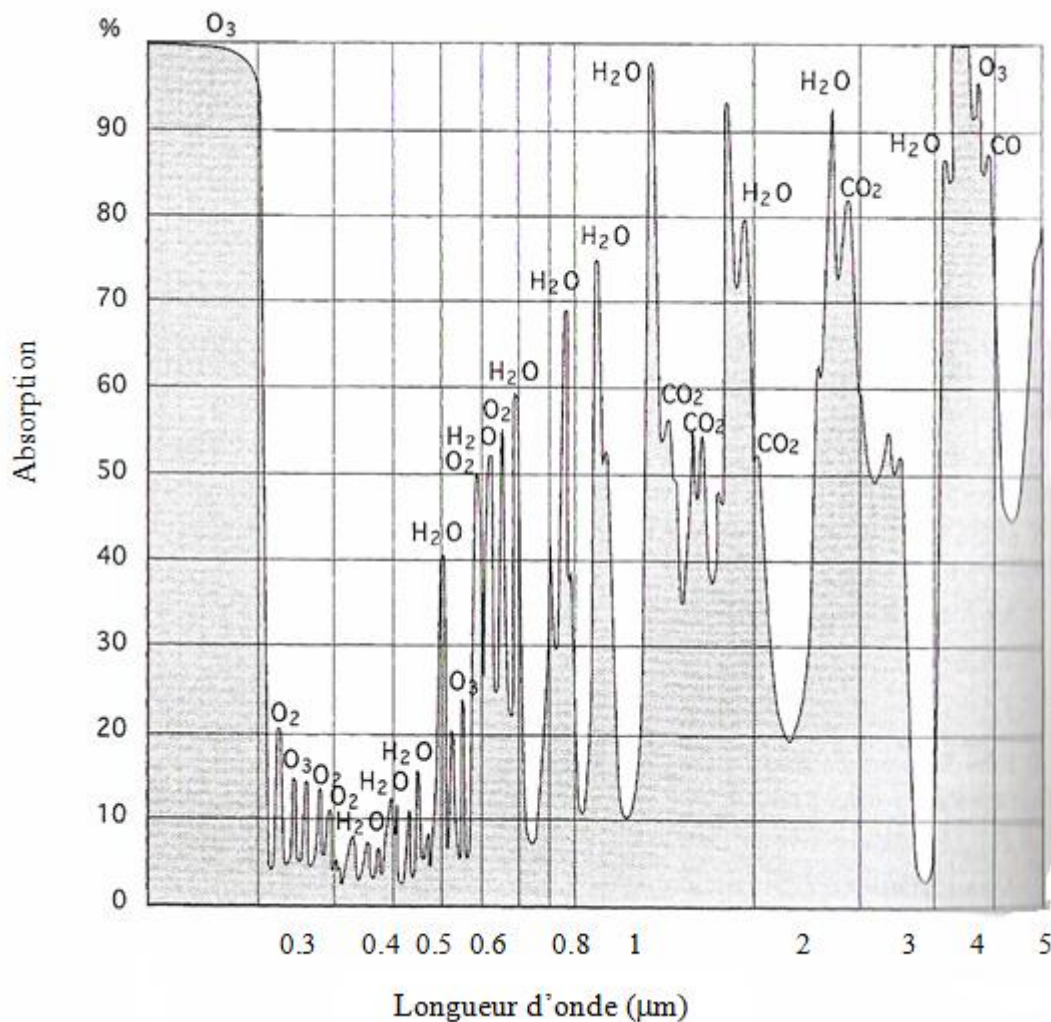


Figure 1.5 : Spectre d'absorption du rayonnement atmosphère [3]

1.2.4 Le phénomène de diffusion du rayonnement solaire:

On distingue dans l'atmosphère deux types de diffusion : la diffusion de Rayleigh par les particules de diamètre inférieur à la longueur d'onde incidente [12] et la diffusion de Mie [14] par les corpuscules de grand diamètre (aérosols). Un rayon diffusé peut lui-même subir une diffusion et ainsi de suite selon la densité et le volume de la matière traversée; c'est la diffusion multiple dont il faut aussi tenir compte. Les directions d'une diffusion moléculaire vers l'avant et vers l'arrière sont privilégiées par rapport à la direction latérale. Par contre, dans le cas d'une diffusion de grosses particules, la plupart des photons seront diffusés vers l'avant dans un angle de 10 degrés autour de la direction incidente [14].

L'absorption de Rayleigh explique pourquoi le ciel est bleu dans la journée et rouge - orange le matin et le soir lorsque le soleil est bas sur l'horizon. En effet, considérons le soleil à midi; le trajet des rayons lumineux est relativement court. Compte tenu de la loi de Rayleigh, le rayonnement de courte longueur d'onde est plus diffusé par les molécules de l'atmosphère que le rayonnement de grande longueur d'onde; il s'en suit que la lumière bleue ($\lambda=0.47 \mu\text{m}$) est plus diffusée que la lumière rouge ($\lambda=0.67 \mu\text{m}$) et le ciel nous paraît bleu. A l'aurore ou au crépuscule, la même loi s'applique; mais comme le trajet de la lumière est beaucoup plus long, les longueurs d'onde bleues sont diffusées mais aussi absorbées et il ne reste, fortement atténuées, que les grandes longueurs d'onde. La rétine de l'observateur qui fixe le soleil enregistre alors un disque rouge.

Enfin, on caractérise l'ensemble des phénomènes d'absorption et de diffusion par un facteur appelé facteur de trouble total [2,3].

Le facteur de trouble de Linke T_l conduit à une évaluation de l'extinction atmosphérique par des molécules gazeuses et les aérosols ; une valeur moyenne est donnée par [2,3]:

$$T_l = 2.5 + 16\beta_A + 0.5 \ln \omega \quad (1.4)$$

Le coefficient β_A est appelé coefficient de trouble ou coefficient d'Angström. Ce coefficient caractérise, la clarté du ciel et on a ainsi :

$\beta_A = 0.02$ pour un ciel bleu foncé.

1.2.5 Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère

Les radiations solaires arrivant au sommet de l'atmosphère sous forme d'ondes électromagnétiques se répartissent premièrement en deux parties : L'une (E) est directement réfléchie vers l'espace avant de s'enfoncer dans l'atmosphère. L'autre partie (R), en pénétrant dans l'atmosphère subit des réflexions et des diffractions pour être à son tour, soit renvoyée vers l'espace (R_a) soit dirigée vers la terre (D).

Dans l'atmosphère la vapeur d'eau et de multiples gaz absorbent de façon très irrégulière certaines radiations caractérisées par leurs longueurs d'ondes, les radiations (R_A) absorbées par les composantes de l'atmosphère sont ensuite émises. Une fois ces radiations arrivées au sol, une fraction est réfléchie directement vers le ciel, l'autre est gagnée par la terre, pour être à son tour émise par le sol sous forme de chaleur latente et chaleur [12].

La figure 1.6 ci-dessous présente la distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère.

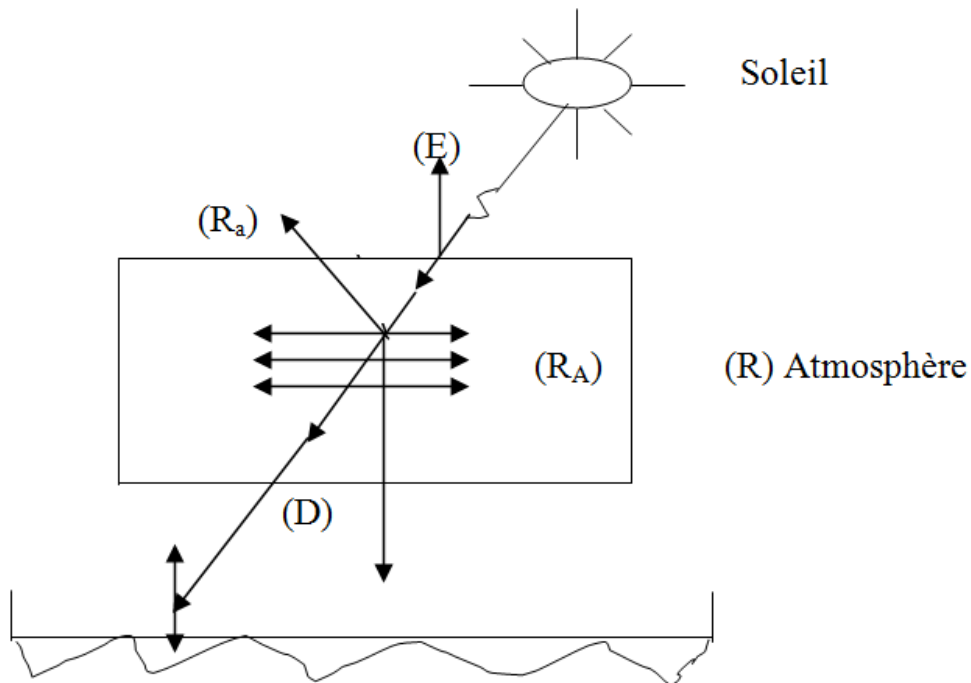


Figure 1.6 : Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère

1.3 Rappel de coordonnées célestes et paramètres astronomiques

1.3.1 Sphère céleste

La sphère céleste est une sphère imaginaire dans l'espace d'un diamètre immense, avec la terre au centre [2, 3].

On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes caractéristiques sur la sphère elle-même comme c'est indiqué sur la figure 1.7.

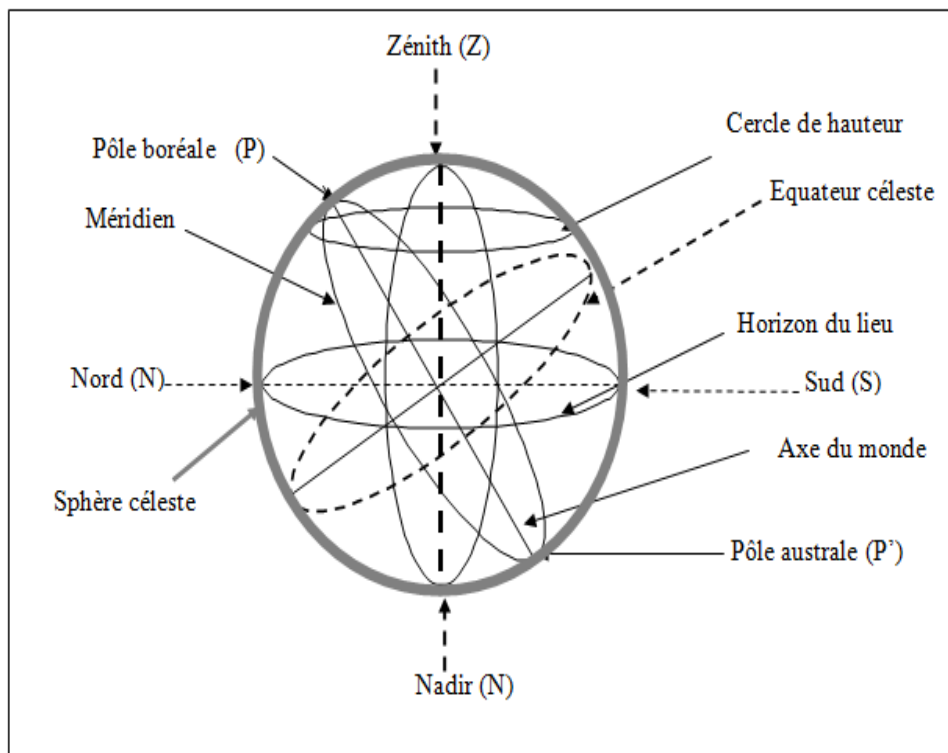


Figure 1.7 : Sphère Céleste [2, 3].

1.3.2 Système de coordonnées

1.3.2.1 Les coordonnées géographiques

Ce sont les coordonnées angulaires (L et Φ) qui permettent le repérage d'un point sur la terre comme représente dans la figure 1.8, telles que:

-**La longitude L** , est comptée positivement vers l'est et négativement vers l'ouest, à partir du méridien **Greenwich**.

-**La latitude Φ** , permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de **0° à 90°** dans l'hémisphère nord et de **0° à -90°** dans l'hémisphère sud.

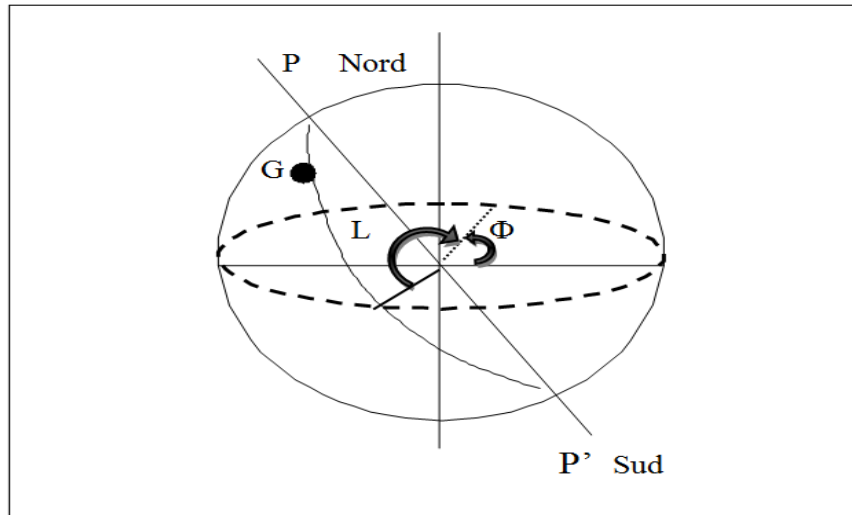


Figure 1.8 : Les coordonnées géographiques

1.3.2.2 Coordonnées horizontales

Les Coordonnées horizontales sont caractérisées dans la sphère céleste par deux angles :

- **L'azimut a** , ou l'angle que fait la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal

avec la direction sud. Il est compté de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l'ouest.

- **La hauteur h** , ou l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection. Il est compté de 0° à 90° vers le zénith et de 0° à -90° vers le nadir.

On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle h :

$z + h = 90^\circ$ (Fig 1.9).

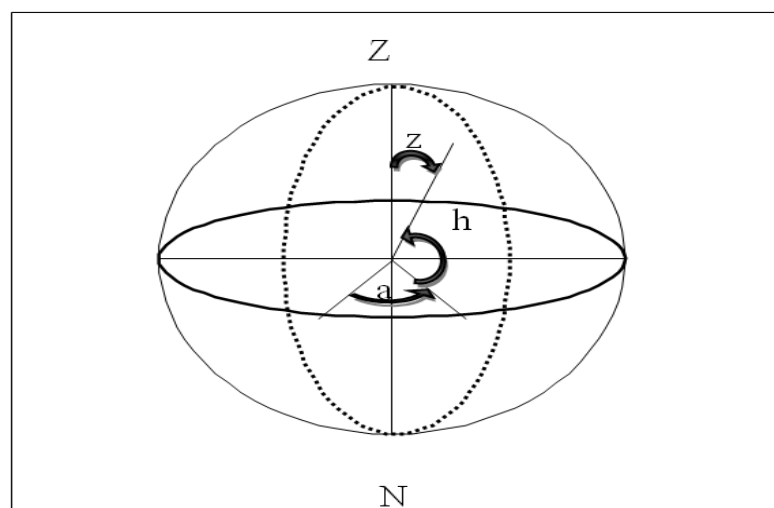


Figure 1.9: Coordonnées horizontales.

Ces deux angles sont fonction de :

- La latitude L du lieu.
- L'heure solaire TS dans la journée
- La date j (numéro du jour de l'année).

La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du soleil dans le ciel et l'heure TS donne le temps mis par la terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24 h et on a défini l'heure solaire TS en fixant TS = 12h lorsque la hauteur du soleil est maximale (le soleil est à son « Zénith »).

On définit également l'angle horaire ω par :

$$\omega = 15^\circ (TS - 12) \quad (1.5)$$

ω est compté positivement l'après-midi.

L'hauteur h du soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\sin(h) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (1.6)$$

et l'azimut a par la relation:

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (1.7)$$

1.3.2.3 Coordonnées horaires

Dans la figure 1.10 on représente les coordonnées horaires dans la sphère céleste qui sont repérées par :

- **La déclinaison δ** , c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^\circ 27'$ à $-23^\circ 27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours.
- **L'angle horaire ω** : il est déterminé par la rotation régulière de la terre autour de son axe.

Il est compté positivement dans le sens rétrograde de 0° à 360°

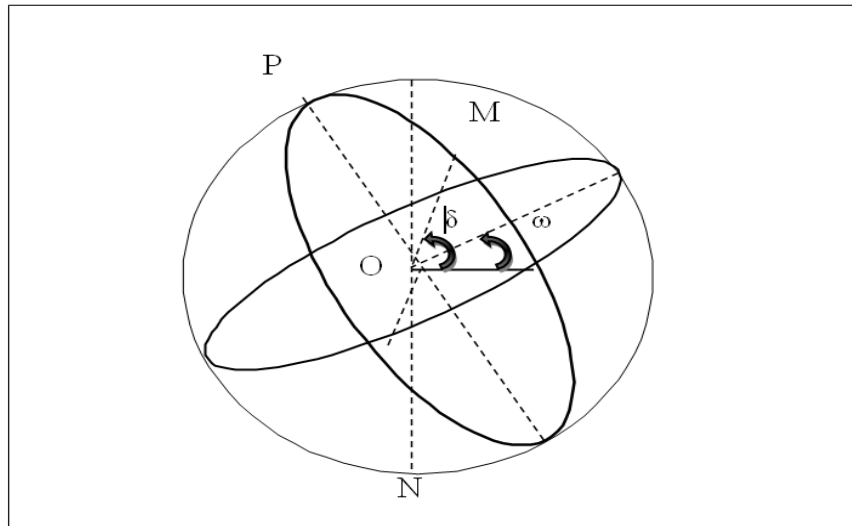


Figure 1.10 : Coordonnées horaires.

1.4 Mouvements de la terre

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse dont le soleil est l'un des foyers, le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance terre/soleil ne varie que $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de 150 millions Km ($149475 \cdot 10^6$ Km).

La terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé l'équateur. Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil sont schématisés sur la figure 1.11

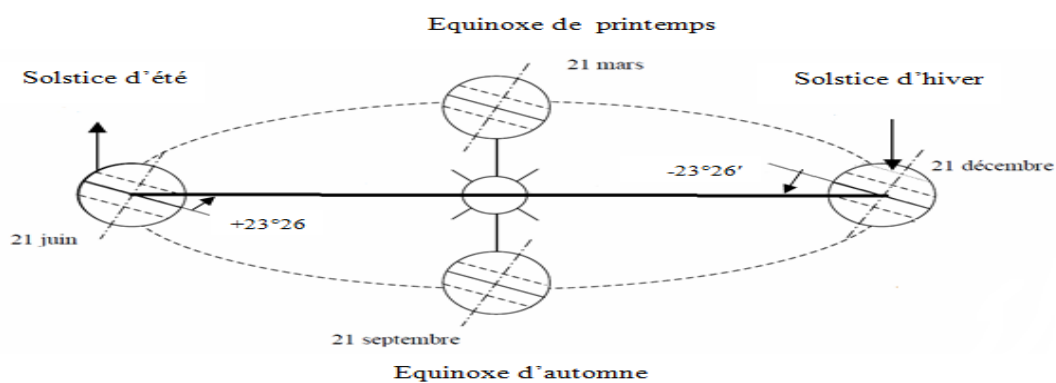


Figure 1.11: Schématisation des mouvements de la terre autour du soleil.

On appelle déclinaison δ , l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre $- 23,45^\circ$ et $+ 23,45^\circ$, elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [3,6] :

$$\delta = 23,45 \sin[0,980(j + 284)] \quad (1.8)$$

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

1.4.1 Mouvement apparent du soleil

Le mouvement apparent du soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure 1.12

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - \delta)$.

La durée du jour est de 12 h aux équinoxes, elle est inférieure à 12 h entre le 21 septembre et le 21 mars et supérieure à 12h entre le 21 mars et 21 septembre.

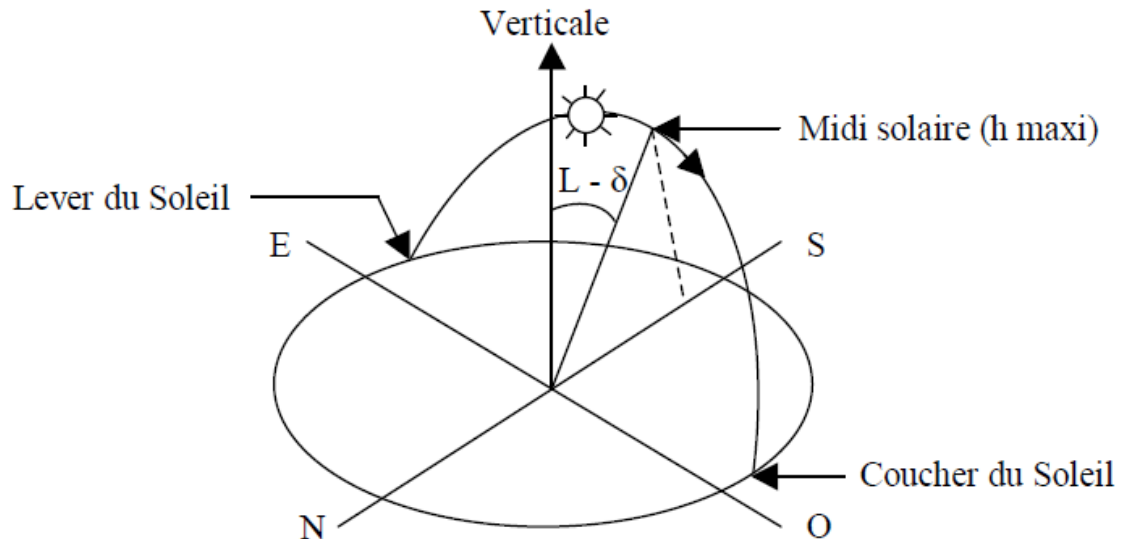


Figure 1-12 : Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude.

1.5 Durée de jour et temps

1.5.1 Durée du jour :

Le module ω de l'angle horaire au lever du soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ dans la formule (1.4). Ce qui conduit à :

$$\cos(\omega_1) = -\tan(L) \tan(\delta) \quad (1.9)$$

L'heure solaire au lever du soleil a donc pour valeur :

$$(TS)_1 = 12 - \frac{\omega_1}{15} \quad (1.10)$$

L'angle horaire ω_c au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc $\omega_c = -\omega_1$ et la durée du jour est [15] :

$$d = 2 \frac{\omega_1}{15} \quad (1.11)$$

1.5.2 Relation entre temps légal et temps solaire

Les relations se rapportant au mouvement du soleil utilisent le temps solaire TS qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré [3,7]. Cette différence est liée à :

- La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF du faisceau horaire dans lequel il se trouve :

$$C = TL - TCF \quad (1.12)$$

- L'heure civile TCF du faisceau horaire est égal au temps universel TU (temps solaire du méridien de Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire que l'on trouvera sur la figure 1.13

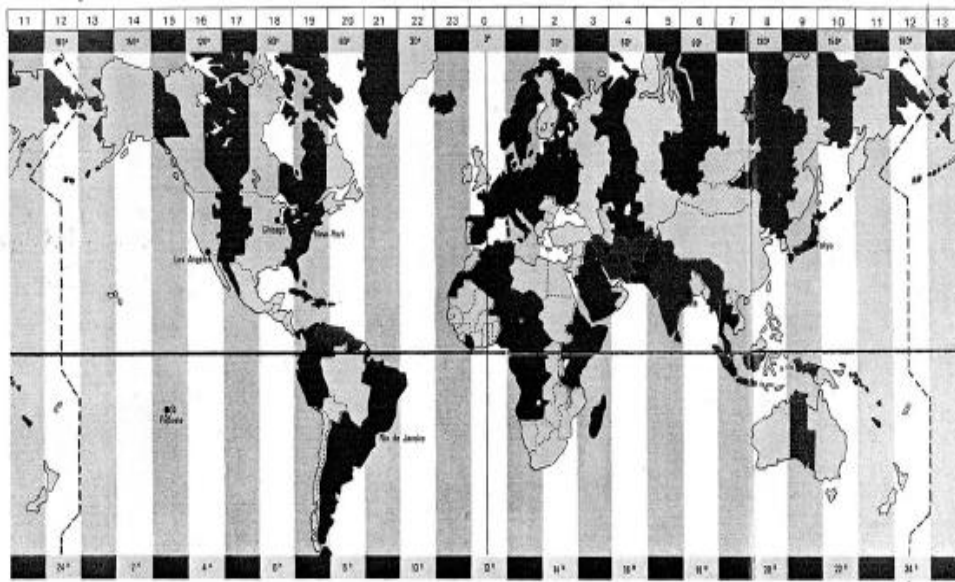


Figure 1.13 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

- La différence de longitude ($l - l_{\text{ref}}$) entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du faisceau).

Le temps solaire TS se calcule finalement par la formule [16]:

$$TS = TL - C + ET + \frac{l_{\text{ref}} - l}{15} \quad (1.13)$$

La correction maximale dû à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on peut ne pas tenir en compte en première approximation. On trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure 1.14.

Le problème est souvent de déterminer la différence C entre TL et TCF en un lieu donné, on peut procéder de la manière suivante :

Il est possible de connaître TL et TU .

D'où $(TL - TU)$.

- La différence $(TL - TU)$ peut être lue sur la figure 1.13.
- On en déduit $C = (TL - TU) - (TCF - TU)$.

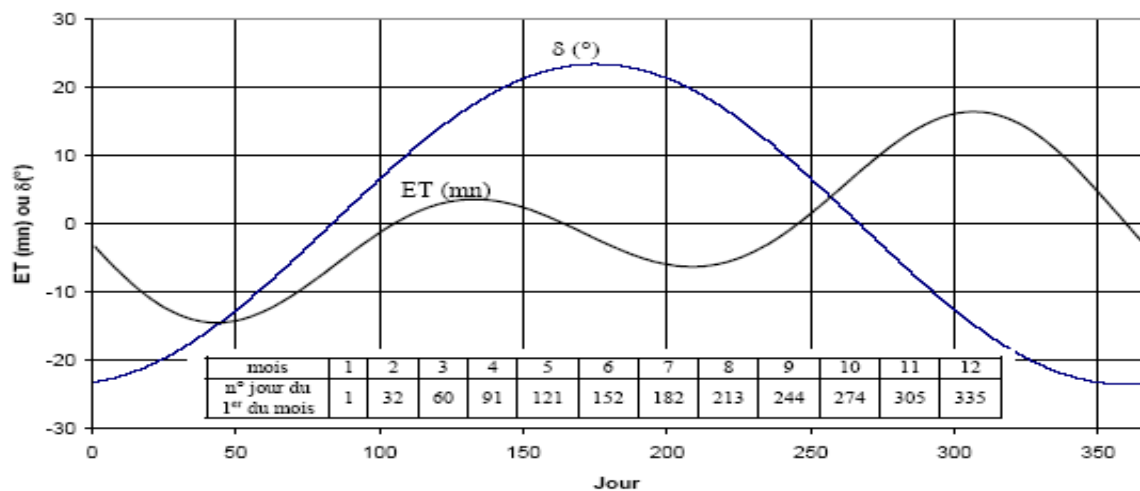


Figure 1.15 : Equation du temps ET et déclinaison δ en fonction du jour de l'année.

1.5.3 Durée et taux d'ensoleillement

1.5.3.1 Durée d'ensoleillement

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée. Ceux-ci occultent le soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus ou moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle durée effective d'ensoleillement ou insolation S , le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle rayonnement direct le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le soleil.

1.5.3.2 Taux d'ensoleillement

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement S_0 . On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement S_0 [17] :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \quad (1.14)$$

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du soleil et ses caractéristiques physiques principales. On a vu que l'énergie solaire provient de la fusion de l'hydrogène en hélium au sein du noyau du soleil et cela se fait suivant deux cycles: le cycle Proton – Proton et le cycle du carbone.

Nous avons étudié l'influence de l'atmosphère (la troposphère, la stratosphère et la mésosphère) sur le rayonnement solaire. Deux phénomènes: La diffusion de Rayleigh et de Mie et l'absorption. Cette dernière est sélective et dépend principalement de quatre éléments qui sont: la vapeur d'eau, l'ozone, l'oxygène et le gaz carbonique.

Chapitre 2

Le rayonnement solaire au sol et instruments de mesure

Dans ce chapitre nous allons faire une étude détaillée sur les composantes du rayonnement solaire au sol ainsi que les instruments de mesure.

2.1 Le rayonnement solaire

2.1.1 Définition

Le rayonnement solaire est de nature électromagnétique, provenant essentiellement d'une série d'interactions composites émises par le soleil [18].

Le rayonnement électromagnétique émis a un double aspect ondulatoire et corpusculaire correspondant à deux champs, l'un électrique et l'autre magnétique, il se déplace dans le vide avec une vitesse de 299793 Km/s. Le corpuscule, appelé photon, de masse nulle, a une énergie reliée à la fréquence ν ou à la longueur d'onde λ par la relation suivante :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.1)$$

Où,

E : l'énergie, exprimée en Joule

c : la vitesse de la lumière en (m/s)

h : la constante de Planck ($h = 6.626 \cdot 10^{-37}$ J/s)

Le spectre du rayonnement solaire est divisé en plusieurs domaines de longueurs d'onde. Sa distribution est répartie comme suit (Tab. 2.1) [3].

Bande spectrale		Energie solaire rayonnée
ultraviolet	$\lambda < 0.38 \mu\text{m}$	12%
visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$	39%
infrarouge	$0.78 < \lambda < 4 \mu\text{m}$	48%

Tableau 2.1: Bandes spectrales du rayonnement solaire

2.1.2 Composantes du rayonnement solaire

Le sol terrestre est éclairé ou irradié par le rayonnement solaire après sa traversée de l'atmosphère. Ces deux termes peuvent être indifféremment utilisés :

- L'éclairement, qui est une densité de puissance, s'exprime en Wm^{-2} .
- L'irradiation, qui représente l'énergie correspondante à l'éclairement pendant une durée déterminée, s'exprime en Wh m^{-2} .

Au sol, on distingue trois composantes :

- **Le rayonnement direct** : rayonnement parvenant directement au sol sous un angle solide limité au seul disque solaire et reçu sur une surface normale à l'axe de cet angle solide. Ce rayonnement traverse l'atmosphère sans subir de modifications [19,20].

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sans une incidence normale est désigné par I .

- (I) l'énergie reçue (irradiation)

- (I^*) le flux reçu (éclairage) en Wm^{-2} .

Nous avons la relation : $S = I \cdot \sin(h)$ (2. 2)

- **Le rayonnement diffus** : est la partie du rayonnement solaire diffusée par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.

- **Le rayonnement global** : Le rayonnement provenant du soleil et de l'atmosphère à partir d'un angle solide de 2π d'ouverture reçue sur une surface horizontale.

Généralement le rayonnement global sur une surface quelconque au voisinage du sol est la somme des deux composantes (direct +diffus) [21].

- Notation

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau suivant :

Eclairement solaire Flux instantané ($W.m^{-2}$)	GLOBAL	G^*	$G^* = S^* + D^*$
	DIFFUSE	D^*	
	DIRECT	S^*	
Irradiation solaire Energie reçue pendant une certaine durée ($KWh.m^{-2}$)	GLOBAL	G	$G = S + D$
	DIFFUSE	D	
	DIRECT	S	

Tableau 2.2 : Notations des composantes de rayonnement solaire

2.1.3 Rayonnement solaire sur un plan horizontal

2.1.3.1 Eclairement solaire direct S^* :

L'éclairement solaire direct S^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles.

A- Par mesure des G^* et D^* , on déduit $S^* = G^* - D^*$

B- À partir de la mesure des irradiances journalières globales G et diffus D sur un plan horizontal, on déduit : $S = G - D$

et S^* par la fonction de répartition suivante [9] :

$$S^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_1)}{\sin(\omega_1) - \pi (\omega_1/180) \cos(\omega_1)} S \quad (2.3)$$

$$\text{Où: } a = 0.409 + 0.502 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$$

$$b = 0.661 + 0.478 \sin(\omega_1 - 60)$$

ω : angle solaire. ω_1 : angle solaire au lever de jour.

C- A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G , on évalue l'irradiation journalière diffusée D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [22]:

$$D = 0.99 G : K_T \leq 0.17 \quad (2.4)$$

$$D = (1,188 - 2,272 K_T + 9,473 K_T^2 - 21,865 K_T^3 + 14,648 K_T^4) G : 0.17 < K_T \leq 0.75 \quad (2.5)$$

$$D = (-0.54 K_T + 0.632) G : 0.75 < K_T \leq 0.80 \quad (2.6)$$

$$D = 0.2 G : K_T \geq 0.8 \quad (2.7)$$

$$\text{Où : } K_T = G/G_0 \quad (2.8)$$

G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé à la limite de l'atmosphère calculée par :

$$(2.9) \quad G_0 = 3.795 \cdot 10^4 \cos(L) \cos(\delta) \left[\sin(\omega_1) - \frac{\pi \omega_1}{180} \cos(\omega_1) \right]$$

où ω_1 est en degré et G_0 en kJ.m^{-2} .

On calcule ensuite $S = G - D$ et on est ramené au cas précédent.

- A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière G , on calcule l'irradiation diffusée journalière moyenne D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [22]:

$$D = 0.775 + 0.00606 (\omega_1 - 90) - [0.505 + 0.00455 (\omega_1 - 90)] \cos(115 K_T - 103) \quad (2.10)$$

- A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par [23] :

$$G = G_0 [0,29 \cos (L) + 0,52 \sigma] \quad \text{Zone tropicale} \quad (2. 11)$$

Si on ne dispose d'aucune mesure : on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I^* = 1370 \exp\left[-\left(\frac{TL}{0.9 + 9.4 \sin(h)}\right)\right] \quad (2. 12)$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke calculée par :

$$TL = [2,4 + 14,6 \beta + 0,4 (1 + 2 \beta) \ln (p_v)] \quad (2. 13)$$

β est le coefficient de trouble de l'atmosphère que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale.

$\beta = 0,1$ en zone urbaine.

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée.

p_v est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg.

On déduit: $S^* = I^* \sin (h)$. I^* est le flux reçu (éclairage) en $W.m^{-2}$

2.1.3.2 Irradiation direct journalière S

L'irradiation directe journalière sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- Par mesure directe de G et D, on en déduit $S = G - D$
- A partir de G, on calcule D par la formule.
- A partir de la mesure du taux d'ensoleillement on évalue G par la formule.
- Par intégration sur la journée des valeurs de $S^* = I^* \sin (h)$, I^* étant calculé par la formule (2. 10).

2.1.3.3 Eclairement solaire diffus D^* :

L'éclairement solaire diffus D^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- Par mesure directe.
- A partir de la mesure de l'irradiation journalière diffusée D sur un plan horizontal, on déduit

$$D^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cos (\omega)] \frac{\cos (\omega) - \cos (\omega_1)}{\sin (\omega_1) - (\omega_1/180) \cos (\omega_1)} D \quad (2. 14)$$

- A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule (2.10).

- A partir de la mesure du taux d'ensoleillement, on évalue G par la formule (2. 11).

- par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54,8\sqrt{\sin(h)} [TL - 0,5\sqrt{\sin(h)}] \quad (2. 15)$$

2.1.3.4 Irradiation diffusée journalière D :

L'irradiation diffusée journalière D sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- A partir de la mesure directe.

- A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule (2.10).

A partir de la mesure de taux d'ensoleillement S, on évalue G par la formule (2.11).

Par intégration des valeurs de D* données par la corrélation (2.14) en l'absence de toutes données [3].

2.1.4 Rayonnement solaire sur un plan quelconque

2.1.4.1 Eclairement :

Soit une surface plane inclinée d'un angle i par rapport à l'horizontal et orientée vers une direction faisant un angle γ avec la direction sud (γ compté positivement vers l'ouest). Le rayonnement global G*(i, γ) reçu par cette surface est la somme de 3 termes [11]:

$$G^*(i, \gamma) = S^*(i, \gamma) + D^*(i, \gamma) + R^*(i, \gamma) \quad (2. 16)$$

Chacun des trois termes se calcule de la façon suivante [3] :

- **Eclairement direct** [3, 9]:

$$S^*(i, \gamma) = \frac{S^*}{\sin(h)} [\cos(h) \sin(i) \cos(a - \gamma) + \sin(h) \cos(i)] \quad (2. 17)$$

- **Eclairement diffus** [3,9]:

$$D^*(i, \gamma) = \frac{D^*}{2} [1 + \cos(i)] \quad (2. 18)$$

- *Eclairement réfléchi* [3,9]:

$$R^*(i, \gamma) = \frac{G^*}{2} \rho [1 - \cos(i)]. \quad (2.19)$$

Où ρ est le facteur de réflexion du sol vis-à-vis du rayonnement solaire, et est appelé aussi l'albédo.

2.2 Instruments de mesure :

Les stations météorologiques recueillent les données nécessaires pour établir les bilans énergétiques solaires. On effectue les mesures pour chaque gisement solaire selon un pas déterminé, sachant que les périodes de leurs établissements soient les plus longues possibles. Nous allons décrire les principaux appareils de mesure du rayonnement solaire, de façon générale, les mesures s'effectuent par les radiomètres. En principe le rayonnement solaire parvenant du soleil à la surface du sol se subdivise en trois types, et chaque type se mesure par différentes méthodes [2, 3, 14, 24]:

2.2.1 Le rayonnement direct (S) : est mesuré à l'aide d'un actinomètre, appelé aussi pyrhéliomètre que l'on installe de façon que sa surface réceptrice soit orientée perpendiculairement aux rayons solaires sur un support à l'hauteur d'un mètre et demi du sol, son axe de rotation doit être parallèle à celui de la terre. Lorsqu'on expose l'organe sensible du pyrhéliomètre normale aux rayons solaires, on obtient un courant thermoélectrique détecté par un galvanomètre, dont l'intensité (i) est proportionnelle à la radiation solaire I et on peut écrire $S = a \cdot i$ (cal/cm².min).

a : coefficient de conversion qui varie un peu avec la température. Ce coefficient est déterminé d'après l'étalonnage de l'appareil. Pour obtenir des séries de mesures stables et correctes, il est absolument nécessaire de laisser l'appareil en position de mesure durant au moins 15 min afin de permettre aux températures internes de s'équilibrer et aux petites particules d'eau qui peuvent être enfermées dans le tube et de s'évaporer.

Exemple : Pyrhéliomètre Eppley

L'élément sensible de ce pyrhéliomètre est une thermopile WIRE-WOUND associée à un circuit de compensation en température, et peinte avec du noir PARSON'S.

La thermopile est montée à la base d'un tube en laiton, chromé sur sa partie extérieure et noirci et diaphragmé sur sa partie intérieure.

A l'opposé de la thermopile le tube est fermé par une fenêtre de quartz. L'appareil est étanche et a été monté en atmosphère sèche.

Il est possible de placer des filtres colorés devant l'ouverture pour procéder à des mesures spectrales.

Les caractéristiques sont :

- Sensibilité : $60 \text{ à } 100 \mu \text{ v mw}^{-1} \text{ cm}^2$;
- Résistance : 200 Ohms environ ;
- Température : $\pm 1\%$ de -20 à $+40^\circ \text{ C}$;
- Linéarité : meilleure que 0,5% ;
- Constante de temps : 1 seconde.

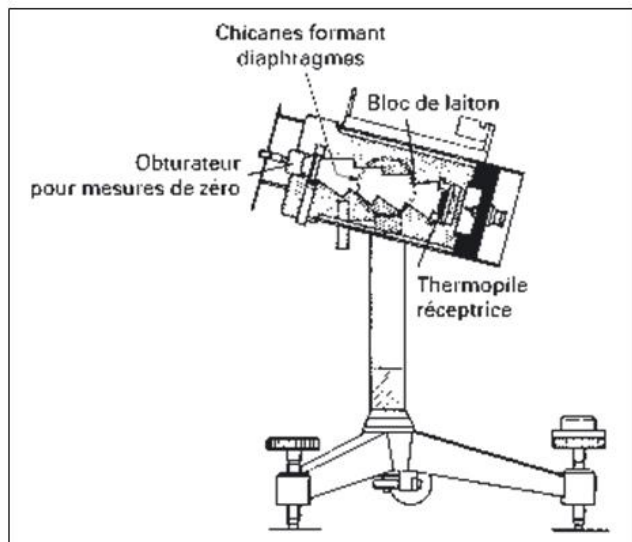
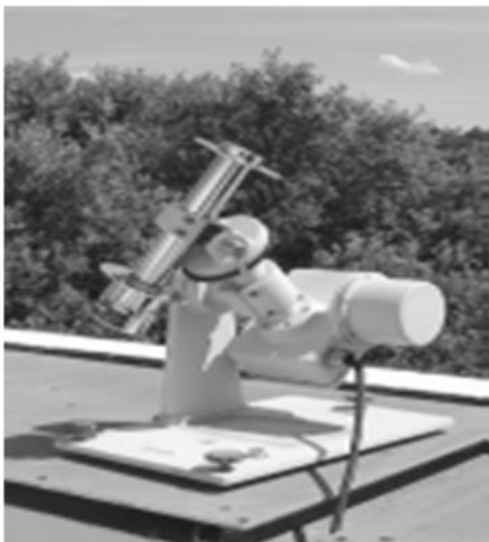


Figure 2.1 : Pyrhéliomètre Eppley

2.2.2 Le rayonnement diffus (D) il peut être mesuré par un pyranomètre, à condition d'occulter le rayonnement solaire direct. L'écran utilisé est un bandeau circulaire étroit de

façon à ne cacher qu'une faible partie du ciel : on doit cependant tenir compte de cette interception du rayonnement diffus par terme correctif approprié [3].

La figure (2.3) représente le dernier modèle de Kipp et Zonen [25], pour mesurer la composante diffus. Sa mise en place implique l'horizontalité de la thermopile à l'aide d'un niveau à bulle incorporé, permet d'afficher la latitude du lieu à partir d'un repère gradué, de placer le plan du bandeau perpendiculairement au méridien Nord-Sud par rotation de la potence horizontale et d'incliner le bandeau sur le plan horizontal selon l'angle de déclinaison de l'époque en faisant coulisser les deux tiges parallèles solidaires du pare-soleil. Cette dernière condition nécessite au moins, suivant la période de l'année deux interventions par semaine.

2.2.3 Le rayonnement global (G) est mesuré avec le même instrument qui sert à mesurer le rayonnement diffus, la différence est de mettre la thermopile du pyranomètre en position ouverte vers le ciel, y compris de soleil ceci s'obtient facilement en éloignant l'ombre de la bande par soleil de la surface sensible [25-26].

Exemple : le pyranomètre KIPP-ZONEN :

La figure 2.2 représente le pyranomètre Kipp et Zonen, la surface réceptrice est une thermopile à surface plane composée de 14 thermocouples disposés circulairement de façon à diminuer l'erreur d'éclairement azimutal. Cette thermopile est rectangulaire. L'élément sensible est monté dans un boîtier en laiton chromé surmonté de deux coupelles concentriques de verre assurant à la fois un isolement thermique vis-à-vis des échanges convectifs et radiatifs dans le domaine des grandes longueurs d'ondes.

- Sensibilité : comprise entre 100 et 130 $\mu\text{V MW}^{-1}\text{cm}^2$;
- Résistance : de l'ordre de 10 Ohms ;
- Influence de la température : -0,17% par degré ;
- Linéarité : $\pm 1\%$;
- Constante de temps : 20 seconde ;
- Effet d'azimut : $\pm 2\%$ après nivellement [27].

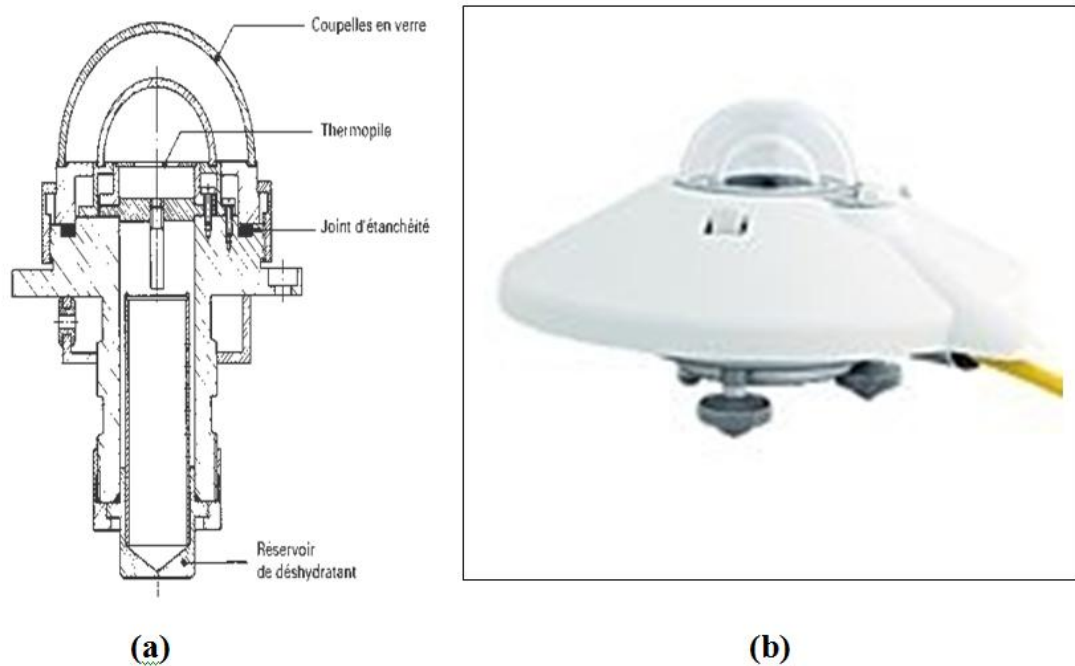


Figure 2.2 : Le pyranomètre Kipp et Zonen

Etalonnage du pyranomètre

La surface réceptrice de l'appareil reçoit, de façon générale, un éclairement global :

$$G^* = D^* + S^* \quad (2. 20)$$

Après le réglage de l'horizontalité de cette surface, l'éclairement reçu devient

$$G^* = D^* + I^* \sin h \quad (2. 21)$$

L'hauteur h du soleil , au moment de la mesure, est déterminée à l'aide des formules utilisant les paramètres locaux, la latitude du site, la déclinaison du soleil ainsi que le temps.

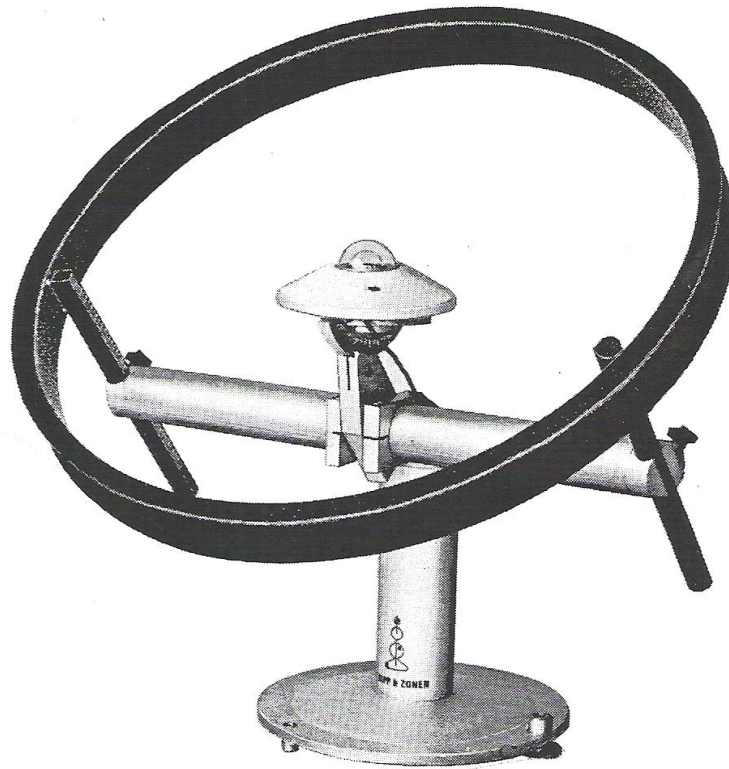


Figure 2.3 : Modèle de Kipp et Zonen

2.2.4 L'héliographe

La destination de l'héliographe est la mesure des durées d'ensoleillement d'un site pendant une période déterminée.

Le principe de fonctionnement de l'héliographe de Campbell-Stokes est la focalisation du rayonnement direct sur un écran de papier grâce à une lentille sphérique contenue dans cet appareil (Fig. 2.4).

La durée effective de l'ensoleillement S est donnée, après étalonnage du temps au cours de l'évaluation du rayonnement solaire, par les longueurs de la série de traces brunes apparues sur le papier grâce au rayonnement dirigé par le point de focalisation du rayonnement.

La valeur de 120 W m^{-2} , est le seuil d'enregistrement fixé internationalement et actuellement admis.

Le procédé d'enregistrement manuel et journalier représente le majeur inconvénient de l'héliographe Campbell-Stokes.

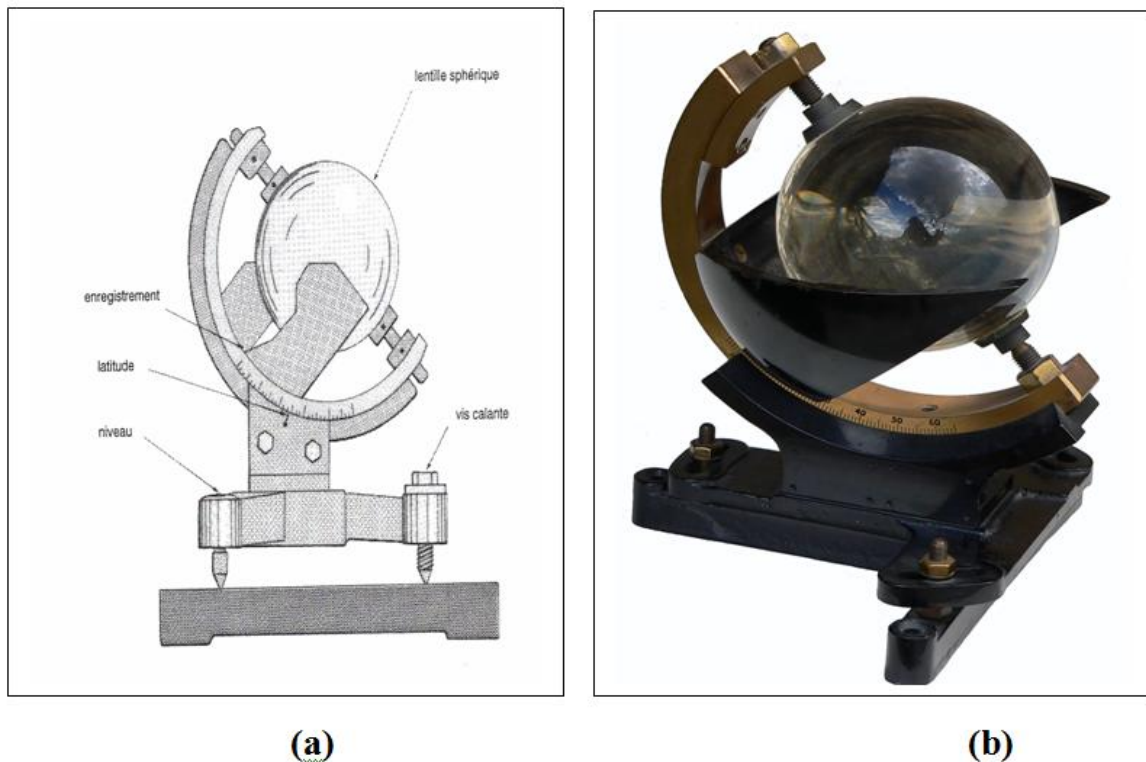


Fig 2.4 : L'héliographe

2.2.5 Centrales de mesure ou station automatiques

Les développements des stations automatiques et des centrales de mesure laissent entrevoir leur utilisation pour les mesures de rayonnement. Un certain nombre de précautions doivent être prises :

- utiliser des centrales capables de mesurer des tensions bas-niveau (0 à 20mV par exemple) avec une précision suffisante ;
- faire un prélèvement de mesure au moins toutes les 10 secondes, ceci est dû à la forte variabilité de l'éclairement énergétique à certains moments (journées à passages nuageux fréquents).

A titre d'exemple la station automatique SIMOUN utilisée par la météorologie comporte un modèle actinométrique comprenant :

- une voie pour la durée d'ensoleillement (associée à l'héliographe automatique) ;
- trois voies pour des mesures d'éclairement énergétique (capteurs monofaces type pyranomètre, pyréliomètre, pyrradiomètre ou autre) ;
- une voie pour la mesure du bilan radiatif (pyrradiomètre différentiel).

Le prélèvement des données a lieu toutes les 4 secondes. Ces valeurs sont stockées et moyennées sur 6 minutes. L'enregistrement se fait sur mini- cassette toutes les 6 minutes, la valeur enregistrée étant la moyenne de 90 valeurs prélevées toutes les 4 secondes [14].

2.2.6 Potentiel solaire en Algérie

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m².an au Nord et 2650 kWh/m².an au sud du pays. Le tableau 2.2 résume le potentiel solaire en Algérie [28,29].

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m ² .an)	1700	1900	2650

Tableau 2.2 : Potentiel solaire

Une évaluation par satellite, effectuée par l'agence spatiale allemande, a montrée que l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen [30]. Il est de 169,440 Tera-Watts.heure/an (TWh/an) pour le solaire thermique et de 713,9 TWh/an pour le photovoltaïque [31].

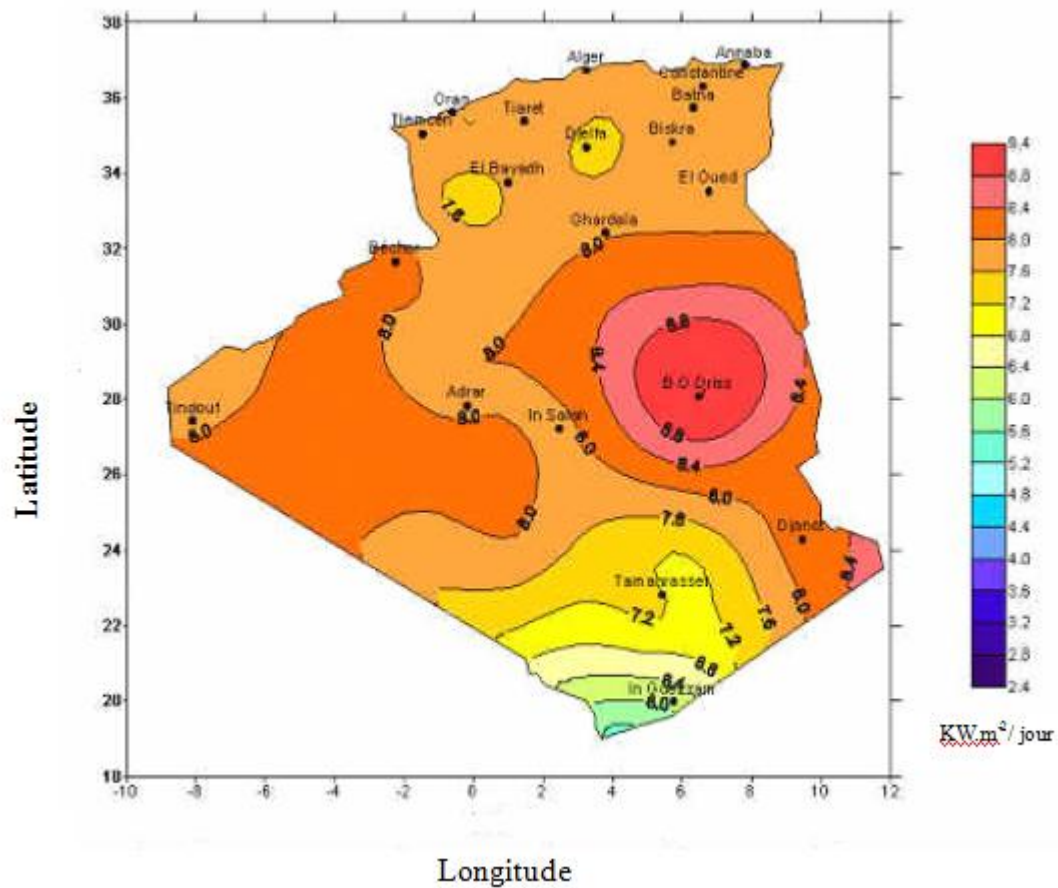


Figure 2.5: Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal sur le territoire Algérien au mois de Juillet [31].

b- Représentation graphique des fractions d'insolation

On peut représenter les valeurs des fractions d'insolation σ , en fonction du mois, pour chaque station. Par simple observation des courbes, on peut reconnaître trois groupes types de climat [32].

(a) : climat de l'Algérie du nord :

σ élevé en été (aux alentours de 0,8) et moyen en hiver (environ 0,5).

(b) : climat du Sahara :

σ très élevé en été (plus de 0,8) et élevé en hiver (environ 0,7 et plus au sud 0,8).

(c) : climat influencé par le climat de l'Afrique intertropicale :

σ élevé avec des valeurs plus faibles en été (saison des pluies dans le Sahel, plus au Sud) et maximum en mars.

2.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un bref rappel sur le rayonnement solaire qui est de nature électromagnétique, son spectre est divisé en plusieurs domaines de longueurs d'onde: ultraviolet, visible et infrarouge. Au sol, on distingue trois composantes: le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement global.

Nous avons étudié le rayonnement solaire sur un plan horizontal et sur un plan quelconque et enfin, nous avons présenté les principaux appareils de mesure du rayonnement solaire tels que: le pyréliomètre qui mesure le rayonnement direct, le pyranomètre qui mesure le rayonnement diffus et le rayonnement global et l'héliographe qui mesure la durée d'ensoleillement.

Chapitre 3

Estimation du rayonnement solaire global

Dans ce chapitre nous présentons la méthodologie d'estimation du rayonnement solaire global atteignant un plan horizontal, et nous procédons à la réalisation des modèles adéquats pour le territoire algérien afin d'évaluer la quantité du rayonnement solaire mensuel.

3.1 Méthodologie d'estimation du rayonnement solaire

La dispersion des stations de mesures du rayonnement solaire est, jusqu'à maintenant, insuffisante dans tous les endroits du monde et surtout dans les pays qui ne possèdent pas les moyens de couverture de ses surfaces très vastes telle que l'Algérie. Ce pays qui reste encore loin de maîtriser ces mesures malgré l'existence d'un grand nombre des stations, mais elles demeurent encore insuffisantes par rapport à la grande surface de ses terres. Pour compléter cette insuffisance, des progrès immenses sont procédés par beaucoup de chercheurs, pour l'estimation du rayonnement solaire [33,34] en se basant sur les données des stations météorologiques telles que l'insolation. Le point commun de la plupart des chercheurs est de construire des models puis trouver des relations mathématiques entre les valeurs mesurées, les valeurs estimées et les paramètres climatologiques [35-39]. Le but de la réalisation de ces modèles est :

- 1- La réalisation d'une banque de données pour les valeurs du rayonnement solaire qui servira dans les travaux et les recherches de l'énergie solaire ou dans n'importe quel domaine qui y est lié. Nous rappelons par exemple que les ingénieurs du froid et de la climatisation ont besoins des valeurs du rayonnement solaire pour l'établissement des bilans frigorifiques, ils donnent ainsi un grand intérêt à ses banques de données surtout qu'elles offrent une grande variété de valeurs en tenant en compte les différentes latitudes des endroits, les heures et les mois.
- 2- L'estimation du rayonnement solaire atteignant un plan incliné à travers les mesures sur un plan horizontal.
- 3- L'estimation du rayonnement solaire reçu au sol en utilisant les images satellitaires.

3.2 Méthodes d'estimation du rayonnement solaire.

Plusieurs travaux de recherche ont été faits pour modéliser l'estimation du rayonnement solaire, parmi eux on peut citer:

3.2.1 Méthodes atmosphériques : Ce sont un ensemble de relations théoriques utilisées pour le calcul du rayonnement solaire total ainsi que ses composantes en tenant compte des différents constituants de l'atmosphère [18]. Ces méthodes appelés les modèles atmosphériques, on peut les résumer comme suit :

- Modèle 1 : Qui considère que l'atmosphère est repartie en un nombre de couches horizontales, il calcule les deux composantes directe et diffusée dans chaque couche [40].
- Modèle 2 : c'est un ensemble de programmes pour déterminer les composantes du rayonnement solaire des différentes couches de l'atmosphère pour le cas où les nuages n'existent pas, ces programmes se basent sur des lois physiques (diffusions Rayleigh et de Mie) [41].
- Modèle 3 : c'est un modèle simple qui utilise les transmittances spectrales dues à la diffusion de Rayleigh [42].
- Modèle 4 : modèle analytique qui se base, dans le calcul du rayonnement, sur les deux composantes directes et diffusée, et qui utilise comme point de départ la relation :

$$G = I \cdot \sin(h) + D \quad (3.1)$$

- Modèle synthétique : Ce modèle donne les composantes du rayonnement pour un beau temps en fonction d'un seul paramètre, par exemple, le facteur de trouble de Link (TL) [43], et parmi les modèles considérés par OMM (Organisation Mondiale de la Météo.), nous trouvons les relations suivantes:

- Eclairement global sur plan horizontal [18].

$$G = (1300 - 57 \cdot TL) (\sin(h)) (36 + TL) / 33 \quad (3.2)$$

- Eclairement direct - normal [18].

$$I = (1390 - 31 \cdot TL) \exp[-TL / (12.6 \cdot \sin(h+2))] \quad (3.3)$$

- Eclairement diffus sur plan horizontal [18].

$$D = 380 \cdot \exp(-4/TL) (\sin(h)) (TL + 5.7) / 30 \quad (3.4)$$

A une heure donnée et pour le lieu considéré, on calcule l'angle solaire, exprimée en degrés, et en choisissant TL.

3.2.2 Interpolation temporelle

Le choix de cette méthode dépend de la durée de la séquence lacunaire d'une série de mesure. Si cette durée n'excède pas deux jours, on fera une interpolation linéaire en utilisant les journées de part et d'autre part de lacune. Si la durée est de l'ordre du mois, il faudra utiliser une série pluriannuelle du même mois et établir un mois moyen ou un mois type [35].

3.2.3 Méthodes qui utilisent les photos satellitaires : ce sont des approximations récentes qui utilisent les images acquises par des satellites, parmi les premiers qui ont utilisés ces méthodes d'exploitation satellitaire on trouve Ellis et al [16] qui ont travaillé avec des images de satellites à défilement. Puis, avec la mise en service du satellite géostationnaire GOES au-dessus de l'Amérique du Nord, les véritables initiateurs de cette méthodologie sont Tarpley [44] et Gautier et al [45].

Le premier a estimé à l'aide de méthodes statistiques, les irradiances horaires et journalières par le traitement de 7 à 10 images quotidiennes du canal visible du satellite GOES de la région des Grands Lacs des Etats-Unis, est basée sur les phénomènes d'absorption, de diffusion Rayleigh et de diffusion par l'eau. Par contre le second et son équipe ont développé, toujours avec les mêmes types d'images, un modèle physique " universel " d'estimation des irradiances globales horaires et journalières basé sur les échanges radiatifs. Les paramètres utilisés sont principalement les points de rosée, les coefficients de diffusions de Rayleigh, l'absorbance aux sommets de nuages. Ainsi, avec l'avènement d'autres satellites météorologiques tels que METEOSAT, GMS ou NOAA, plusieurs travaux d'équipes diverses ont utilisé des données de ces satellites [21,46-49].

3.2.4 Méthodes expérimentales et statistiques.

Dans ce travail, nous nous intéressons à ces méthodes. Elles ont été utilisées pour la mise au point des modèles de l'estimation du rayonnement solaire en Algérie. Ces méthodes utilisent des relations statistiques reliant le rayonnement et l'insolation [35].

Nous présentons les modèles essentiels utilisés.

a- Les relations linéaires :

Les relations linéaires entre le rayonnement solaire journalier ou mensuel et l'insolation sont considérées comme les plus simples et les meilleurs modèles pour l'estimation du rayonnement solaire sur un plan horizontal dans les sites où les stations de mesure sont disponibles, on peut les appliquer dans les sites ayant le même climat et les valeurs mesurées sont indisponibles.

Les constantes de ces relations mathématiques sont des coefficients qui se basent sur le climat de la zone étudiée, elles sont bien représentées par le modèle d'Angström [50], qui est donné par la relation suivante :

$$\frac{G}{G_0} = a + b(S/S_0) \quad (3.5)$$

Généralement c'est la relation d'Angstrom qui est préférée car la valeur de (G_0) est liée seulement au numéro du jour et la latitude.

b- Méthodes expérimentales :

On compte surtout sur les méthodes expérimentales pour l'estimation du rayonnement horaire, et dans ce cadre nous trouvons les travaux de Liu et Jordan [51] qui sont considérés comme référence pour de nombreux chercheurs, ces travaux utilisent une relation expérimentale entre les rapports horaires K_d et K_c :

$$K_c = \frac{G}{G_0} \text{ et } K_d = \frac{D}{G} \quad (3.6)$$

G_0 : Irradiation horaire globale hors atmosphère sur un plan horizontal.

G : Irradiation horaire globale mesurée sur un plan horizontal.

D : Irradiation horaire diffuse sur un plan horizontal.

La méthode s'applique à des valeurs horaires moyennes mensuelles et son intérêt est d'estimer la distribution des radiations au cours d'une journée moyenne mensuelle . C'est le cas des travaux de Supit et al [52] et Suehrcke [53].

3.3 Estimation du rayonnement solaire global sur un plan horizontal sur différents sites algériens

La quantité du rayonnement solaire reçue sur l'ensemble du territoire algérien dépasse les 2000 heures par an [33] ce qui représente une moyenne élevée [50,51] comparée aux pays du monde, et pour exploiter cette énergie comme une source des systèmes photovoltaïques ou photo thermiques [3,12,54-64], il faut connaître la quantité du rayonnement solaire reçue par les différents régions du territoire algérien, et les meilleures sources de ces renseignements sont les données mesurées à l'aide du Pyranomètre.

Le manque des moyens de mesure, la non disponibilité des stations météorologiques dans tous les endroits et l'ampleur des régions étudiées représentent des difficultés qui ont

obligé les chercheurs dans les différents pays du monde à penser à mettre au point des modèles dont le but d'estimer le rayonnement solaire global sur n'importe quel site.

Nous présentons dans ce chapitre les modèles basés sur l'équation linéaire d'Angström et les équations développées par les chercheurs pour estimer la quantité du rayonnement solaire global pour différents sites sur le territoire algérien.

3.3.1 Les sites étudiés

Pour cette étude nous avons choisi sept sites: Alger, Ain Bessem, Constantine Oran, Djelfa, Mascara, et Tamanrasset et cela vu la disponibilité des données mesurées du rayonnement globale. Les valeurs mesurées du rayonnement solaire ont été fourni par les services de l'ONM (Office Nationale de la Météorologie), en plus qu'elles couvrent une surface considérable du territoire algérien, en rappelant que :

- Alger représentant le nord,
- Constantine représentant l'Est,
- Oran et Mascara sont des sites de l'ouest algérien,
- Djelfa et Ain Bessem représente sud d'Alger
- et enfin Tamanrasset représente le sud.

Le tableau 3.1 représente les coordonnées géographiques de ces sites.

Station	Latitude (deg)(N)	Altitude (m)	Longitude (deg)
Oran	35.38	99	0.37W
Djelfa	34.68	1126	3.25E
Ain Bessem	36.31	629	3.67E
Tamanrasset	22.47	1378	5.31E
Alger	36,43	450	2.83E
Constantine	36.17	687	6.37E
Mascara	35,26	518	0.06E

Tableau 3. 1 Coordonnées des sites choisies pour l'étude.

3.3.2 Les données examinées

Nous avons les données complètes des valeurs mesurées du rayonnement solaire pour une période de six années (2000-2005). Après l'obtention de ces données sous forme de valeurs horaires, nous avons commencé à les traiter suivant les étapes suivantes :

- Le calcul de la moyenne des valeurs du rayonnement pour chaque jour,
- Le calcul de la moyenne des valeurs du rayonnement pour chaque mois,
- Le calcul de la moyenne des valeurs du rayonnement pour chaque année,
- Puis le calcul de la moyenne des six années.

Tableau 3.2 résume la moyenne mensuelle des valeurs mesurées du rayonnement solaire global.

Mois	Alger	Ain Bessem	Constantine	Djelfa	Mascara	Oran	Tamanrasset
Rayonnement solaire mesuré. $G_m (M.J.m^{-2})$							
Janvier	7,64	8,50	9,39	10,96	9,42	10,37	18,12
Février	10,88	10,77	12,85	15,51	12,90	12,83	22,22
Mars	13,60	14,91	15,55	20,79	15,55	16,69	25,54
Avril	18,76	18,91	22,59	24,26	22,72	21,32	26,29
Mai	21,48	22,77	21,70	28,60	21,75	24,85	26,65
Juin	23,24	25,11	25,84	30,80	25,84	27,35	26,35
Juillet	22,96	23,76	25,54	28,58	25,40	26,18	27,77
Août	21,08	21,19	21,99	24,90	22,33	23,95	25,17
Septembre	16,52	17,70	18,43	21,72	18,50	20,21	23,28
Octobre	11,56	13,32	13,38	15,84	13,41	14,07	21,08
Novembre	8,44	9,02	9,01	11,72	8,87	11,04	17,49
Décembre	6,80	7,40	7,42	9,74	7,56	9,33	16,45

Tableau 3. 1: Moyenne mensuelle des valeurs mesurées du rayonnement solaire global.

La figure 3.1 représente la distribution de la durée d'ensoleillement effective moyenne mensuelle pour une période de six années des sept sites choisis. Elle est de plus de 8 heures par jour pendant les mois d'hiver et de plus de 12 heures par jour pendant les mois de juin à juillet. Les sites sont donc très favorable à l'utilisation de l'énergie solaire.

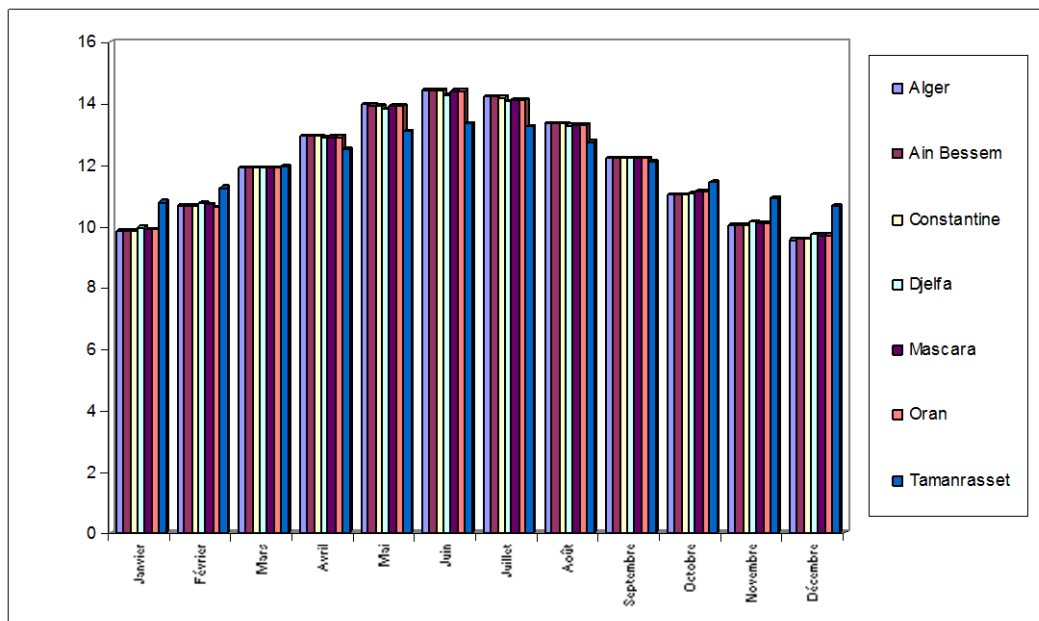


Figure 3.1: Distribution de la durée d'ensoleillement effective sur les sites

3.3.3 Modèles appliqués

Pour l'évaluation de l'irradiation solaire globale sur les sites choisis dans notre travail, plusieurs modèles ont été testés.

- **Modèle d'Angström-Prescott** [50,65]: est le premier modèle utilisé et est donné par la relation :

$$\frac{G}{G_0} = a + b\left(\frac{S}{S_0}\right) \quad (3.7)$$

- **Une forme logarithmique** [66] :

$$\frac{G}{G_0} = a + b \log\left(\frac{S}{S_0}\right) \quad (3.8)$$

- **Une forme exponentielle** [67] :

$$\frac{G}{G_0} = a + be^{\left(\frac{S}{S_0}\right)} \quad (3.9)$$

G : est le rayonnement global moyen mensuel mesuré sur un plan horizontal ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$).

G_0 est le rayonnement global moyen mensuel hors atmosphère sur un plan horizontal ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$). Il est calculé par l'équation [68]:

$$(3.10) \quad G_0 = \frac{24}{\pi} I_0 \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) \left(\cos \lambda \cos \delta \sin \omega + \frac{2\pi}{360} \omega \sin \lambda \sin \delta\right)$$

où I_0 est la constante solaire, est égale à 1367 Wm^{-2} , λ est la latitude du lieu, ω : l'angle horaire.

δ est la déclinaison, elle est donnée par [69]:

$$\delta = 23.45 \left[\sin \frac{360(284 + n)}{365} \right] \quad (3.11)$$

$$\omega = \cos^{-1}(-\tan \lambda \tan \delta) \quad (3.12)$$

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

S : la durée de l'ensoleillement effective.

S_0 : la durée maximale d'ensoleillement ou durée du jour, son expression est [70-72]:

$$S_0 = \frac{2}{15} \omega \quad (3.13)$$

Pour déterminer les constantes a et b des équations (3.7), (3.8) et (3.9), nous avons calculé le taux (G/G_0) et (S/S_0) pour chaque jours et chaque mois pour les différents sites.

Pour évaluer les résultats obtenus par les différents modèles nous avons calculé les écarts relatifs moyens algébriques suivants :

- MAE (Mean Absolute Error) : mesure l'ampleur moyenne des erreurs dans une série de prévisions, sans tenir compte de leur direction. Il mesure de *précision* pour les variables continues, son expression est donnée par [73]:

$$MAE = \sum_{i=1}^N |G_{i,m} - G_{i,c}| / N \quad (3.14)$$

- MBE (Mean Bias Error) : fournit des informations sur la performance à long terme des expressions, offrant des informations concernant plus ou sous-estimation des données estimatives, elle donnée par [74-75] :

$$MBE = \sum_{i=1}^N (G_{i,m} - G_{i,c}) / N \quad (3.15)$$

- RMSE (Root Mean Square Error) : fournit des informations sur la performance à court terme, en comparant l'écart entre les valeurs estimées et mesurées. Plus la valeur est très petite, plus le modèle est plus performant, il donné par la relation [74-75] :

$$RMSE = \left[\sum_{i=1}^N ((G_{i,m} - G_{i,c}))^2 / N \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.16)$$

où m est le nombre de mesures considérées.

3.4 Discussion des résultats

En utilisant les différentes équations, l'irradiation solaire moyenne mensuelle globale a été calculée et les différents coefficients a et b déterminés. Le tableau 3.2 résume les expressions obtenues pour les différents modèles ainsi que les indicateurs statistiques de précision MAE, MBE et RMSE.

1-Oran

Modèle	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,364+0,357(S/S_0)$	0,062	1,331	1,695
logarithmique	$G/G_0 = 0,703+0,566 \text{ Log } (S/S_0)$	0,022	1,353	1,754
Exponentielle	$G/G_0 = (0,247+0,181 e^{(S/S_0)})$	0,348	1,312	1,692

2-Tamanrasset

Model	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,498+0,261(S/S_0)$	-0,142	2,828	3,696
logarithmique	$G/G_0 = 0,755+0,468 \text{ Log } (S/S_0)$	-0,263	2,800	3,684
Exponentielle	$G/G_0 = 0,437+0,12 e^{(S/S_0)}$	0,043	2,838	3,718

3- Alger

Model	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,2106+0,473(S/S_0)$	-0,237	3,304	3,529
logarithmique	$G/G_0 = 0,646+0,68 \text{ Log } (S/S_0)$	-0,010	3,231	3,556
Exponentielle	$G/G_0 = 0,044+0,246 e^{(S/S_0)}$	0,028	3,355	3,550

4-Ain Bessamme

Model	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,342+0,321(S/S_0)$	0,056	2,695	3,337
logarithmique	$G/G_0 = 0,638+0,451 \text{ Log } (S/S_0)$	-0,165	2,691	1,640
Exponentielle	$G/G_0 = 0,225+0,168 e^{(S/S_0)}$	0,473	2,586	3,428

5-Djelfa

Model	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,507+0,232(S/S_0)$	-0,268	4,309	5,354
logarithmique	$G/G_0 = 0,728+0,372 \text{ Log } (S/S_0)$	0,946	4,883	6,076
Exponentielle	$G/G_0 = 0,429+0,119 e^{(S/S_0)}$	-0,235	4,326	5,363

6-Mascara

Model	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,216+0,525(S/S_0)$	-0,323	5,072	7,112
logarithmique	$G/G_0 = 0,7103+0,809 \text{ Log } (S/S_0)$	-0,397	5,092	7,106
Exponentielle	$G/G_0 = 0,0401+0,269 e^{(S/S_0)}$	-0,134	5,063	7,098

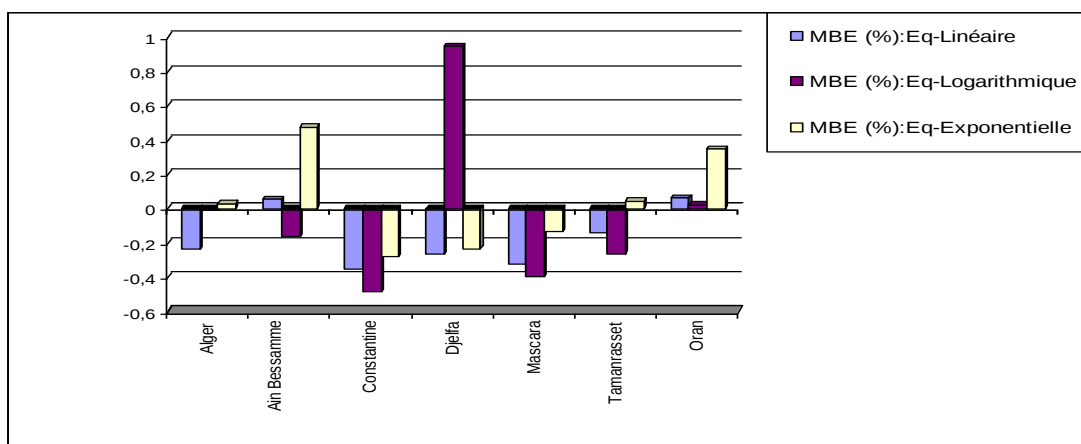
7-Constantine

Model	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Linéaire	$G/G_0 = 0,321+0,387(S/S_0)$	-0,355	4,994	5,878
logarithmique	$G/G_0 = 0,681+0,565 \text{ Log } (S/S_0)$	-0,486	4,914	5,720
Exponentielle	$G/G_0 = 0,182+0,203 e^{(S/S_0)}$	-0,282	5,041	5,937

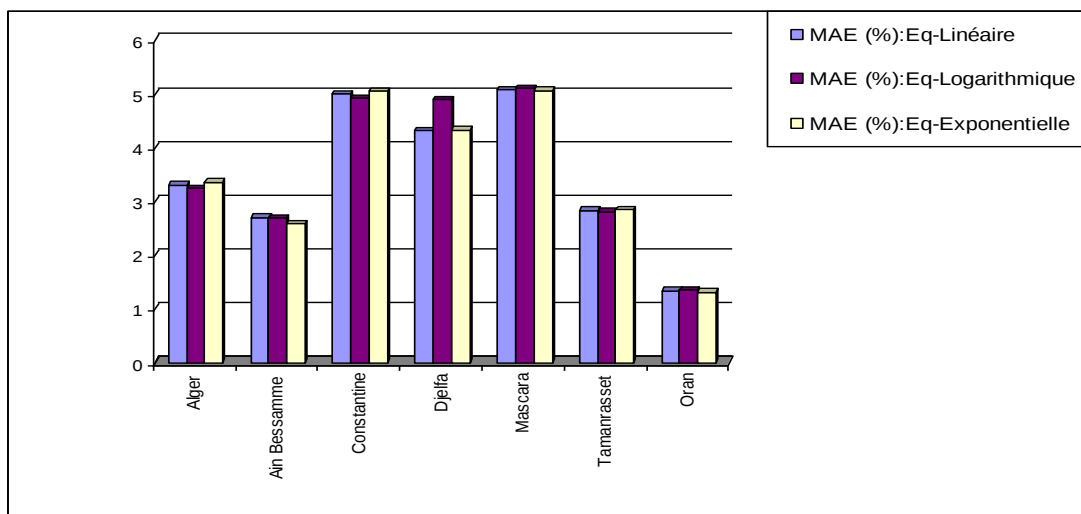
Tableau 3.2 : Modèles développés et valeurs de MBE, MAE et RMSE.

La figure 3.2 représente les erreurs relatives entre les valeurs mesurées et celles calculées par les différents modèles. Nous pouvons observer que les différentes méthodes fournissent, de bonnes estimations du rayonnement global. Les meilleurs résultats ont été obtenus pour Oran (MBE = 0,022%) et Alger (MBE = 0,01%) par le modèle logarithmique. L'erreur maximale est 5,937% obtenue à Constantine par le modèle exponentielle.

a-MBE (%)



b- MAE (%)



c-RMSE (%)

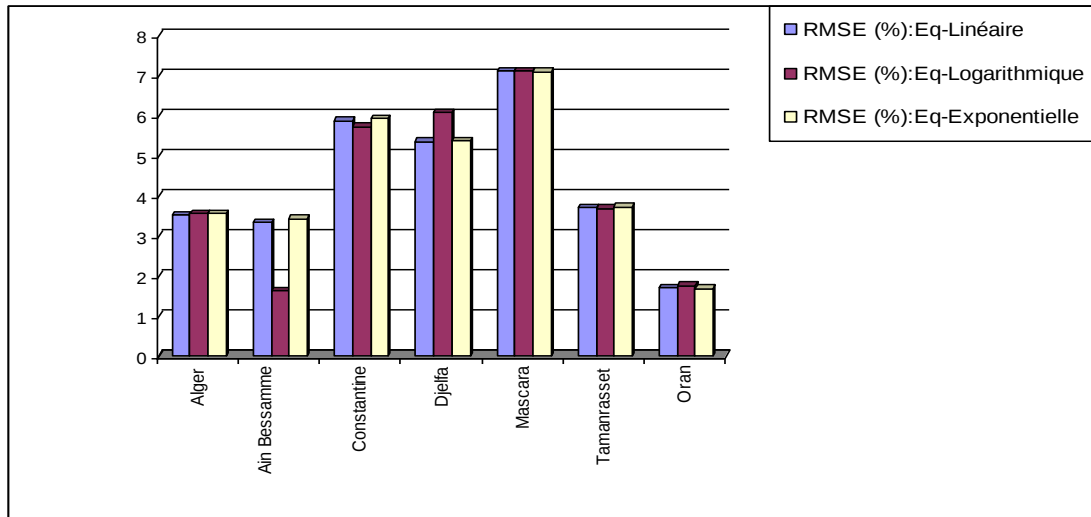
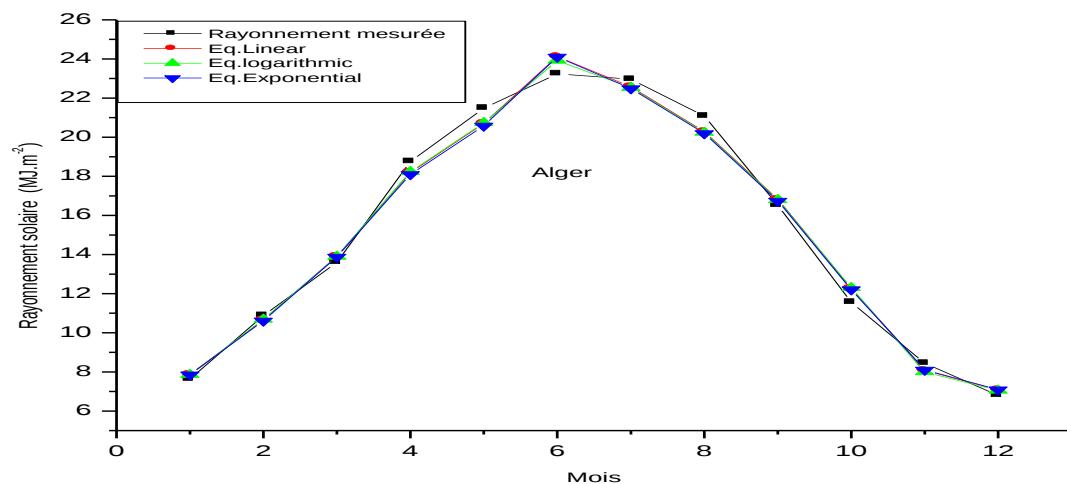


Figure 3.2 : Erreurs relatives entre les valeurs mesurées et celles calculées par les différents modèles

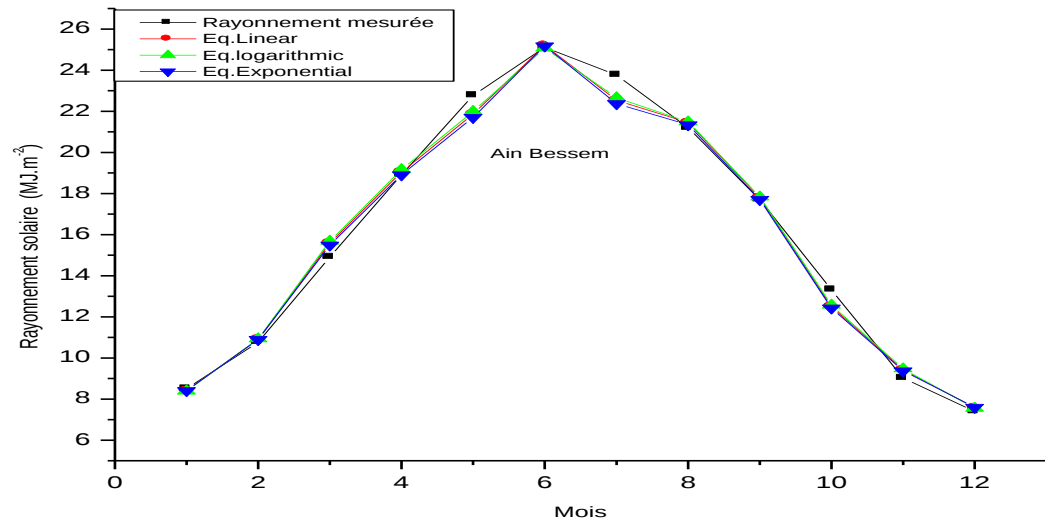
Cependant les meilleurs résultats sont obtenus par le modèle exponentiel avec un MAE (Fig 3.2 b) de 1.312 % pour Oran, alors que la grande valeur de MAE était 5.041% pour Constantine. Les résultats de calcul du RMSE (Fig. 3.2 c) montre, que les meilleurs modèles sont les modèles linéaire et logarithmique [76].

En comparant les valeurs mesurées du rayonnement solaire global pendant les 6 ans et les valeurs calculées (Fig. 3.3), on constate un accord remarquable entre les deux. Les variations linéaires et logarithmiques sont les meilleurs par rapport à l'autre.

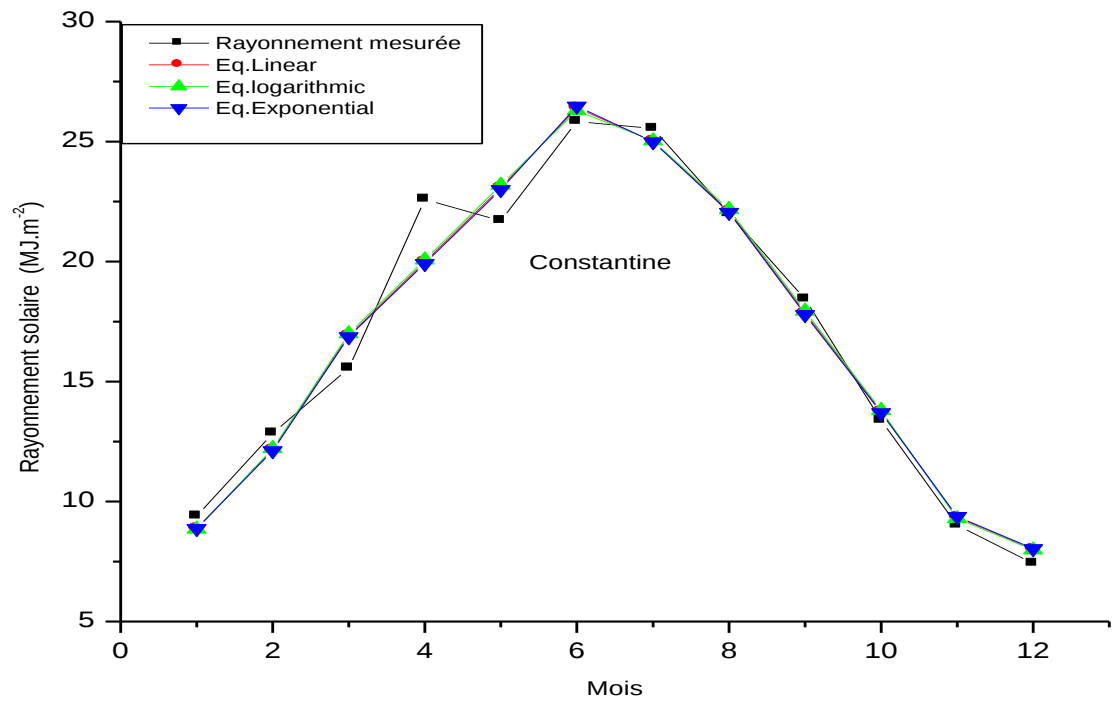
a- Alger



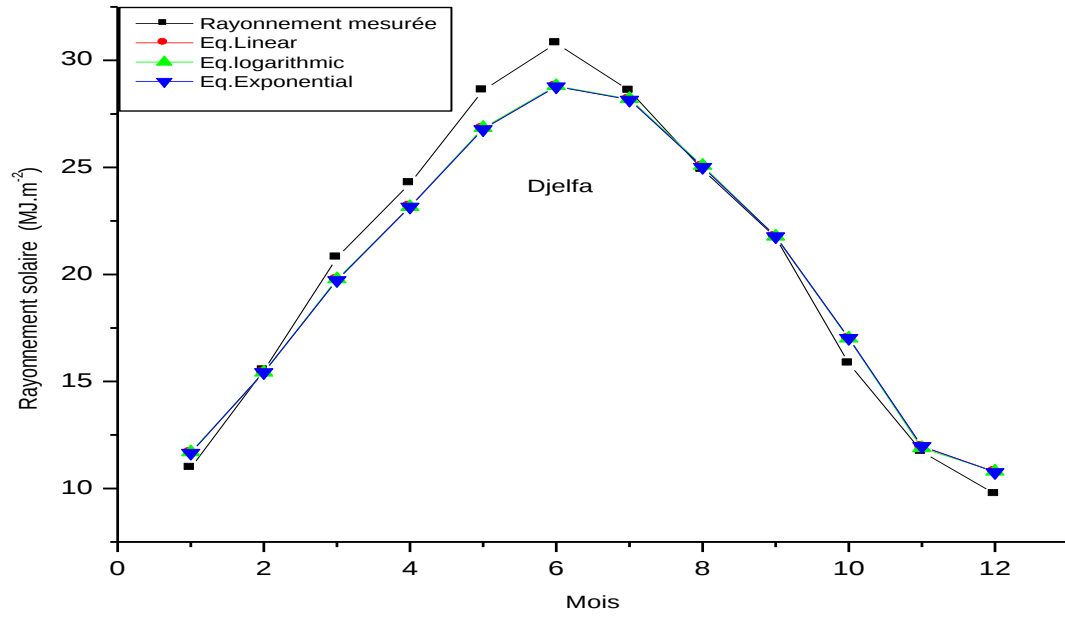
b-Ain Bessem



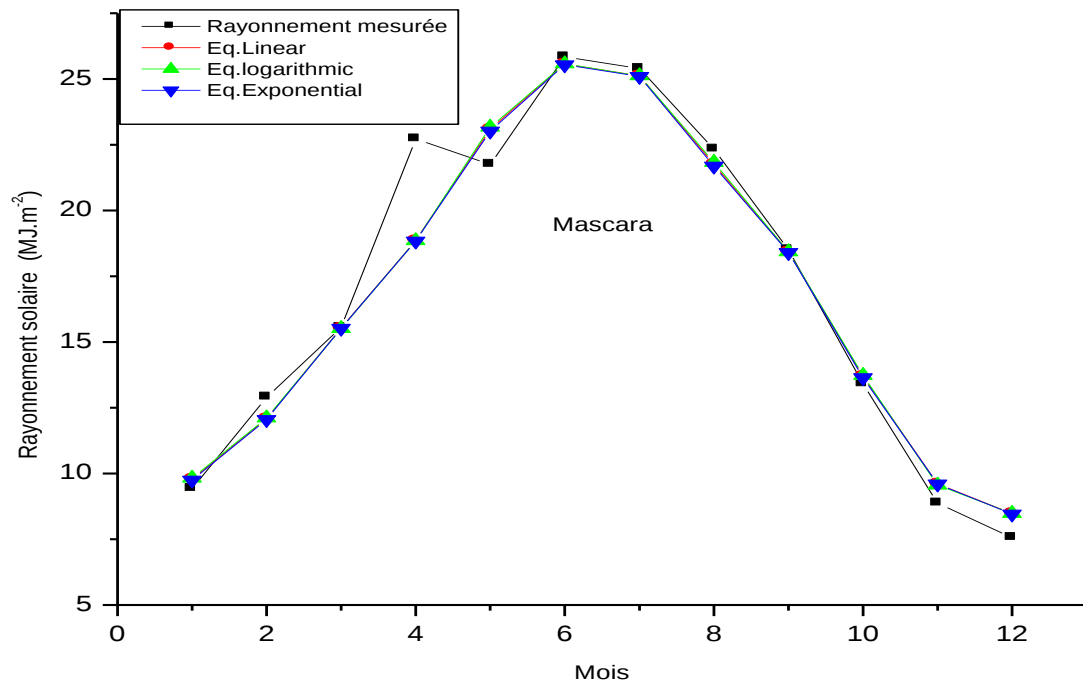
c- Constantine



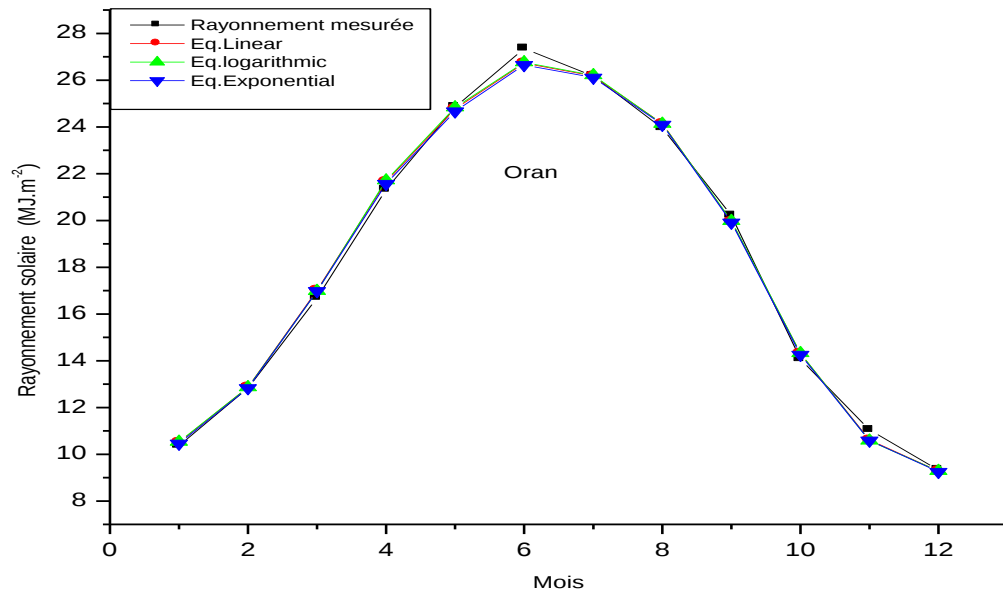
d- Djelfa



e- Mascara



f- Oran



g- Tamanrasset

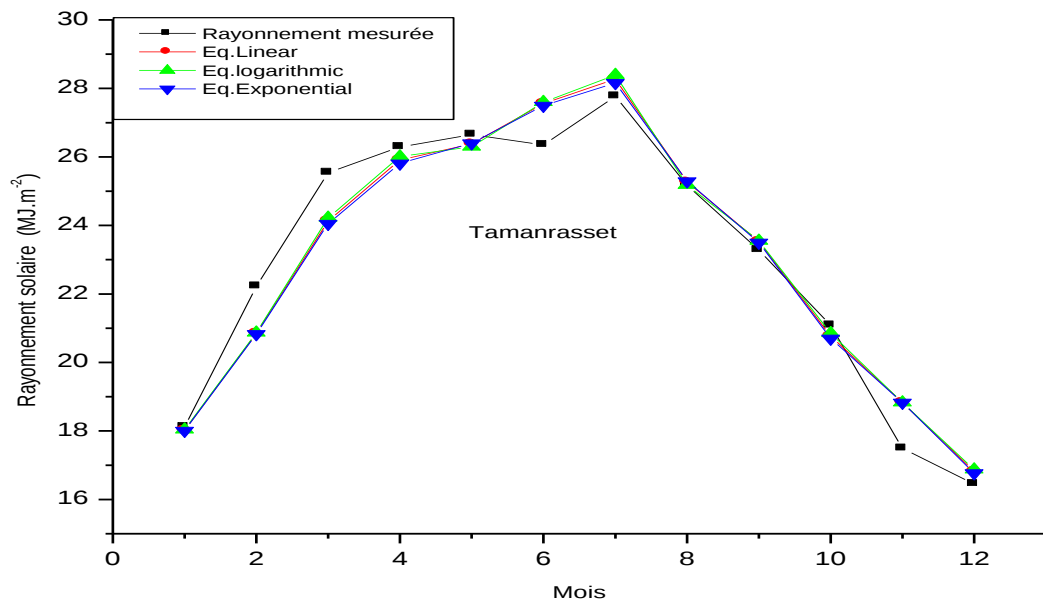


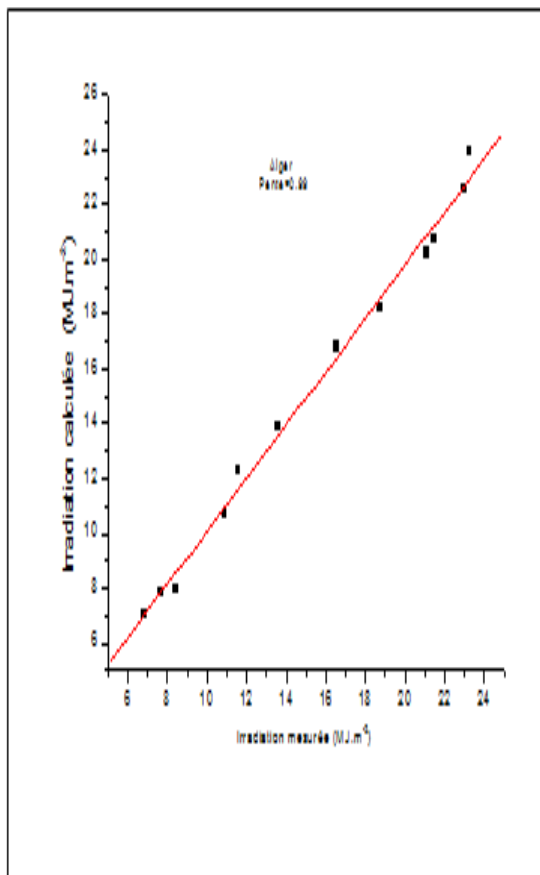
Figure 3.3 : Irradiation solaire globale

La valeur maximale de l'irradiation solaire globale estimée par les différents modèles est obtenue aux mois de Juin et Juillet pour les différents sites est :

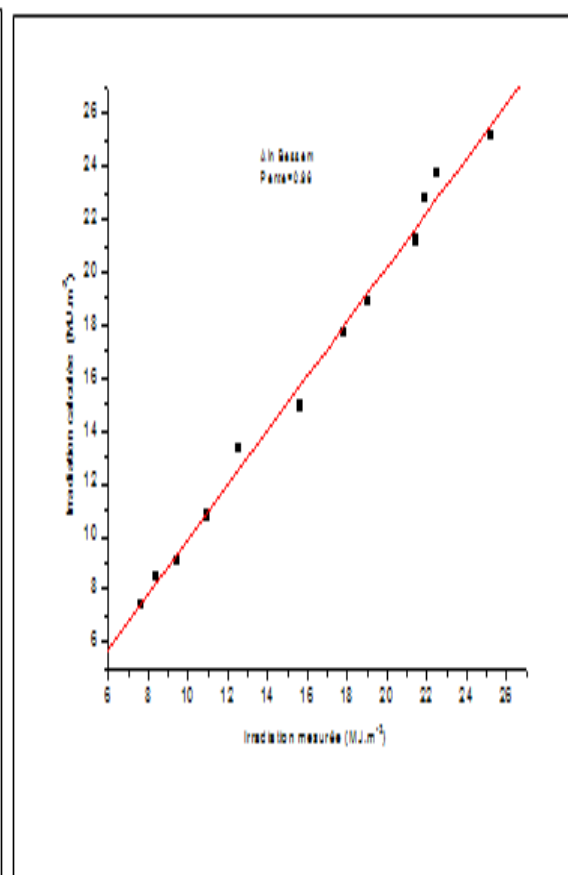
- Alger : 23.244 (MJ.m^{-2}),
- Ain Bessem : 25.11 (MJ.m^{-2}),
- Constantine : 25.84 (MJ.m^{-2}),
- Djelfa : 30.80 (MJ.m^{-2}),
- Mascara: 25.84 (MJ.m^{-2}),
- Oran: 27.35 (MJ.m^{-2}),
- Tamanrasset: 27.77 (MJ.m^{-2}),

Pour connaître les coefficients de liaison entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées on a pris le meilleur modèle de chaque site et les résultats sont représentés dans la figure 3.4

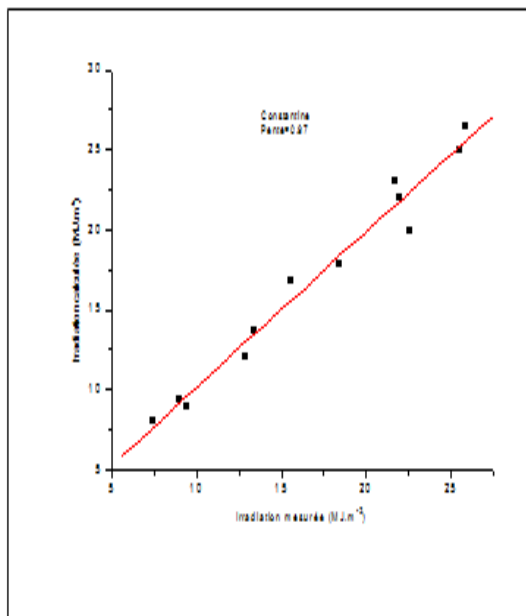
a- Alger



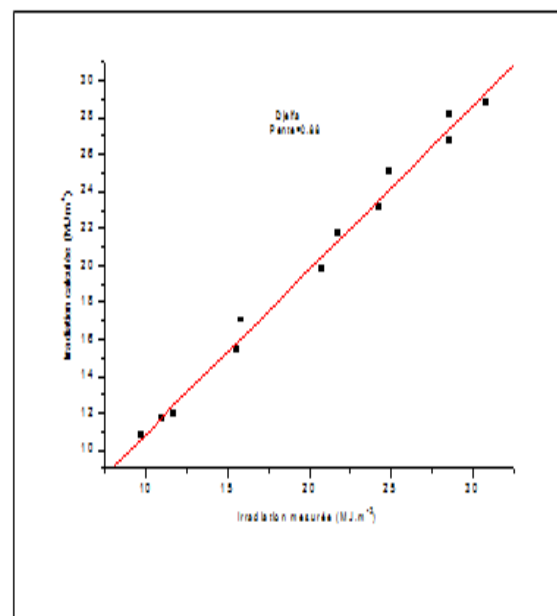
b-Ain Bessem



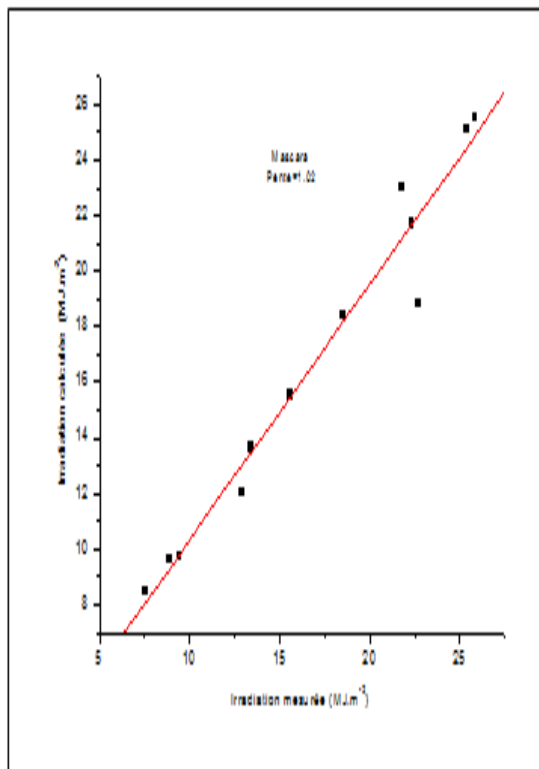
c- Constantine



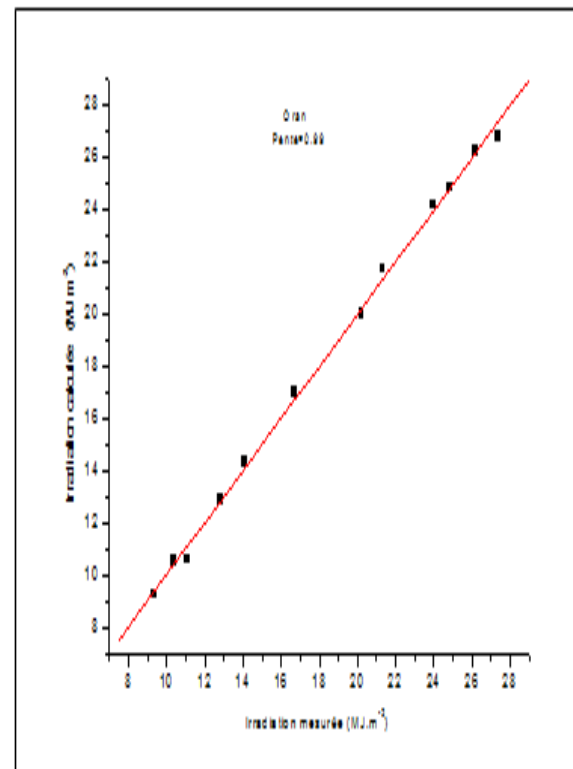
d- Djelfa



e- Mascara



f- Oran



g- Tamanrasset

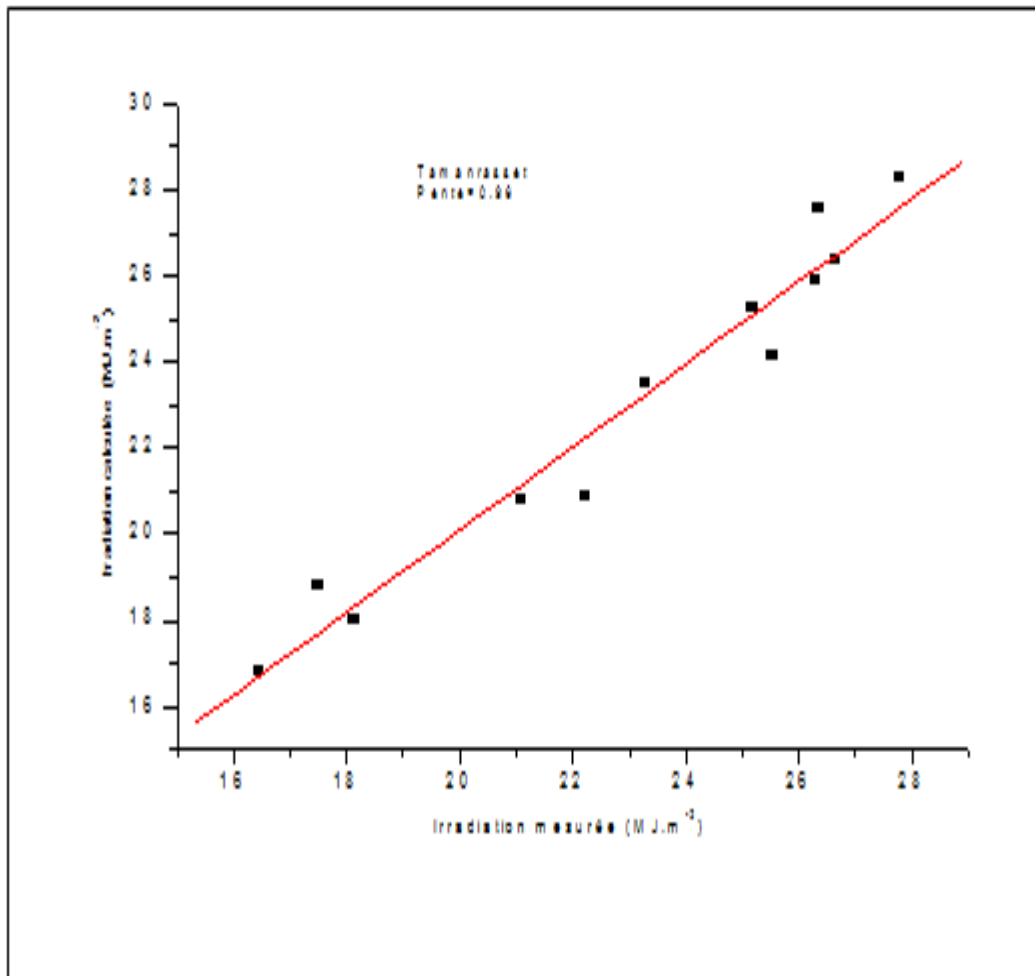


Figure 3.4 : Comparaison entre l'irradiation solaire globale mesurée et calculée

Pour Alger et Oran, le meilleur modèle est le modèle logarithmique avec un coefficient de liaison égale 0.99. Tamanrasset et Ain Bessem le meilleur c'était le modèle de l'équation linéaire avec un coefficient de liaison de 0.96 et pour Mascara et Constantine, le meilleur est le modèle exponentiel avec un coefficient de liaison de 1 et 0.97 respectivement et le mauvais coefficient de liaison est 0.88 pour Djelfa selon l'équation exponentielle.

3.5 Conclusion

Nous avons fait une modélisation du rayonnement solaire global reçu sur un plan horizontale de quelques sites algériens (Alger, Ain-Bessam, Constantine, Djelfa, Mascara, Oran et Tamanrasset). Nous avons utilisé les données mesurées de l'Office Nationale de la Météorologie Dar-El-Beida – Alger d'une période de six années (2000-2005). Nous avons développé trois modèles qui sont : l'équation linéaire d'Angström, la forme logarithmique et la forme exponentielle.

Une concordance remarquable entre nos valeurs calculées du rayonnement solaire global par les trois modèles et les valeurs mesurées pendant les 6 ans, surtout dans les sites d'Alger et Oran où on a trouvé que la pente est de l'ordre de 1.

Chapitre 4

Application aux générateurs photovoltaïques

Dans ce chapitre nous présentons une étude sur les systèmes photovoltaïques d'une façon générale et leur situation en Algérie. Pour la conversion d'énergie solaire en énergie électrique, nous avons utilisé un logiciel de simulation "RETScreen". Pour faire cette étude, pour chaque site, on a pris le meilleur modèle obtenu lors de la modélisation du rayonnement solaire dans quatre zones prise en considération par le logiciel "RETScreen", à savoir : Alger, Tamanrasset, Oran et Constantine.

4.1 Rappel théorique

4.1.1 Définition

La conversion photovoltaïque utilise le principe de la transformation directe de l'énergie lumineuse en une énergie électrique, les cellules solaires sont capables d'effectuer cette transformation. La première cellule solaire à homojonction en silicium a été fabriquée en 1954 aux laboratoires Bell avec un rendement voisin de 4.5% [77]. En 1960, ce rendement a été porté à une valeur supérieure à 10% pour les cellules solaires à base de silicium monocristallin. De nombreux travaux de recherche sur l'amélioration du rendement de conversion ont été publiés [78]. Jusqu'à 1972, les applications des cellules solaires étaient réservées au seul usage spatial à cause de leurs prix très élevés et leurs faibles rendements. Cependant, l'augmentation du rendement a été considérée plus déterminante par rapport à la réduction du coût, car toute amélioration des performances, optimisation des paramètres, s'applique directement sur le prix de l'énergie produite.

Un générateur photovoltaïque est tout d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition, c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière.

4.1.2 Le silicium

L'industrie photovoltaïque est concentrée à plus de 90% [79] sur l'utilisation du silicium comme matériau de base. Ce semiconducteur présente en effet, différents avantages : il est abondant à la surface du globe car facilement extrait à partir du sable ; il n'est pas toxique comme certains semiconducteurs III-V ; il possède un oxyde naturel (SiO_2) présentant d'excellentes propriétés électroniques et il peut se doper facilement (avec le phosphore ou le bore). Son seul véritable inconvénient est son gap indirect à 1,1 eV. Ceci entraîne une absorption du rayonnement plus faible qu'avec un matériau à gap direct. Pour absorber 90% du spectre solaire, il faudra utiliser une épaisseur de 100 μm pour le silicium, alors que seulement 1 μm de GaAs suffisent. De plus, la largeur de bande interdite du silicium fait qu'il n'est pas le mieux adapté pour capter la part optimale du spectre solaire (entre 1 et 1,7 eV) : le GaAs, avec une largeur de bande interdite de 1,43 eV, permet d'accéder à des rendements théoriques plus élevés.

Le silicium reste cependant le matériau le plus utilisé dans le photovoltaïque. Outre les avantages précités, il bénéficie d'une implantation importante et durable dans l'industrie de la microélectronique. Celle-ci utilise du silicium monocristallin de très haute

pureté, obtenu par des méthodes telles que le tirage CZ (Czockralski) [80]. Ce type de matériau, qui présente d'excellentes qualités électroniques, est très coûteux. La part de silicium monocristallin y est plus importante, puisque les modules produits selon cette technologie ont un rendement plus élevé que ceux en silicium multicristallin. Le silicium multicristallin est quant à lui fabriqué à partir de sources de matériau moins raffinées, mais convient aux processus de l'industrie photovoltaïque : il constitue 56,4% des modules fabriqués en 2000 [81].

Le silicium est caractérisé par la présence de quatre électrons sur sa couche externe. Dans le silicium, chaque atome est lié à quatre voisins, et tous les électrons de la couche externe participent aux liaisons. Si un atome de silicium est remplacé par un atome ayant 5 électrons dans la couche externe (phosphore par exemple), un électron ne participe pas aux liaisons, il peut donc se déplacer dans le réseau. Il y a conduction par un électron, et le semi-conducteur est dit dopé N. Si au contraire un atome de silicium est remplacé par un atome ayant 3 électrons dans la couche externe (bore par exemple), il manque un électron pour réaliser toutes les liaisons, et un électron peut venir occuper ce manque. On dit alors qu'il y a conduction par un trou et le semi-conducteur est dit dopé de type P (Fig. 4.1).

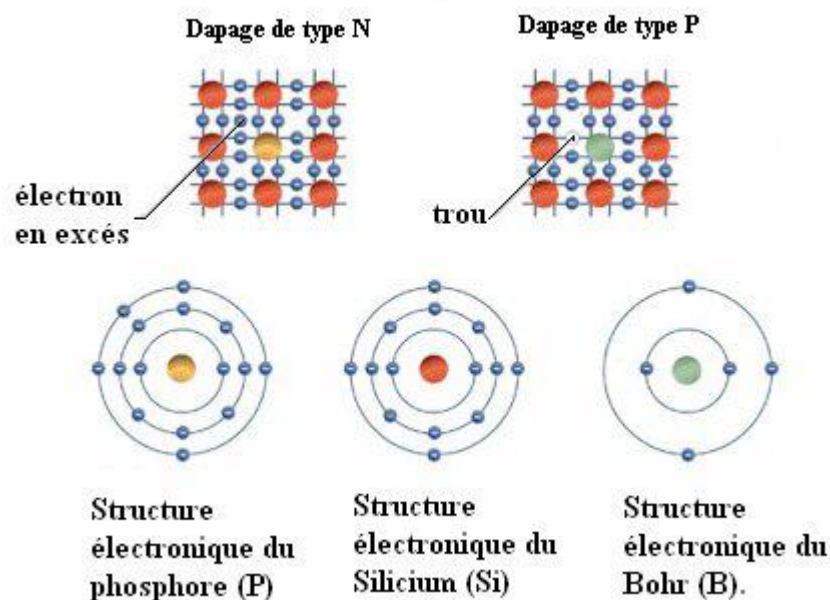


Figure 4.1 : Les atomes tels que le bore ou le phosphore sont des dopants du silicium

Selon les atomes des matériaux utilisés pour le dopage, on distingue deux types de dopage:

- **Type N**, où l'on ajoute un matériau dont les atomes ont pratiquement tous un électron excédentaire, celui-ci pouvant alors se propager librement dans le cristal. Le Phosphore, notamment, fait parti de ces matériaux "impurs" ayant des électrons excédentaires.
- **Type P**, où l'on ajoute un matériau dont les atomes ont pratiquement tous une charge positive excédentaire. On utilise généralement le silicium avec le Bore. La présence simultanée d'ions fixes positifs et d'ions fixes négatifs, crée alors un champ électrique et les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront alors contribuer au courant de la cellule photovoltaïque.

4.1.3 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été mis en évidence pour la première fois par Entoine Becquerel en 1839 : il découvrit que certains matériaux délivraient une petite quantité d'électricité quand ils étaient exposés à la lumière. Albert Einstein expliqua le phénomène photoélectrique en 1912 [81], mais il fallut attendre le début des années 50 pour sa mise en application pratique dans la réalisation d'une cellule PV en silicium. Cet effet permet la conversion d'énergie solaire en énergie électrique.

4.1.4 Les cellules solaires

Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs, capables de convertir directement la lumière en électricité.

L'utilisation des cellules solaires débute dans les années quarante dans le domaine spatial. Les recherches ont permis d'améliorer leurs performances et leur taille mais il faudra attendre la crise énergétique des années 70 pour que les gouvernements et les industries investissent dans la technologie photovoltaïque et ses applications terrestres.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV)

Aujourd'hui, les laboratoires de recherche et les industries travaillent en collaboration pour développer de nouveaux concepts ou de nouveaux procédés susceptibles d'améliorer les performances électriques et de réduire les coûts des cellules solaires. C'est ainsi que les modules photovoltaïques modernes, composés de cellules interconnectées, ont largement prouvé leur efficacité et leur haute fiabilité. De plus, leur champ d'application ne cesse de s'élargir, du pompage à l'éclairage, en passant par toutes les applications électroniques de poche.

4.1.5 Les différents types de cellules solaires

Il existe différents types de cellules solaires, et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent.

Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle:

- Les cellules monocristallines:

La réalisation de nombreux dispositifs commence par la production d'une matière monocristalline de grande pureté. En particulier la fabrication de puces microélectroniques nécessite des substrats monocristallins semi-conducteurs [82,83], par exemple du silicium, du germanium ou de l'arséniure de gallium. Dans le cas du Silicium, la fusion de zone et le tirage en creuset (méthode de Czochralski) sont les deux méthodes utilisées couramment pour obtenir des lingots monocristallins de grande pureté longs de plusieurs mètres et d'un diamètre allant jusqu'à 300mm. On a des rendements photovoltaïques élevés supérieurs à 15 %.

- **Les cellules polycristallines:** Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important. On peut réaliser d'un seul coup un lingot de grandes dimensions par refroidissement directionnel d'une masse de silicium en fusion. Le lingot obtenu est composé de plusieurs gros cristaux, séparés par des joints de grain. Ce matériau, moins homogène que le silicium monocristallin, a de ce fait un rendement énergétique légèrement moins de 13% dans le commerce, mais sa fabrication est plus facile. Ces lingots de silicium multicristallin doivent être eux aussi coupés en tranches de 200 à 400 mm, grâce cette fois-ci à une scie à fil.

- **Les cellules amorphes:** Elles ont un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres. Le silicium amorphe a une structure atomique désordonnée, non cristallisée, vitreuse, mais il possède un coefficient d'absorption de la lumière environ 1000 fois supérieur au silicium cristallin.

Une couche mince de 0,3 mm est donc suffisante pour absorber l'essentiel du spectre visible. Dans cette technologie, le silicium est produit directement sur une plaque de verre à partir du gaz silane SiH_4 . En fait, les plaques de verre sont placées dans une enceinte chauffée où l'on fait le vide, puis du silane est injecté et décomposé par une décharge radiofréquence; le silicium libéré se dépose alors sur les plaques. La présence d'hydrogène est également nécessaire pour la qualité du matériau. L'adjonction des dopants est réalisée par ajout de gaz 3 PH ou 26 BH au silane Avec ce type de matériau peu coûteux par rapport aux autres formes de silicium.

Le tableau 4.1 représente les rendements et le domaine d'application pour des différents types de cellules solaires.

Types de silicium	Rendement En laboratoire	Rendement commercial	Domaine d'application
Silicium monocristallin	24.7%	14.0-16.0%	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, pour appareils de faibles puissances pour l'espace (satellites)
Silicium polycristallin	19.8%	12.0-14.0%	Modules de grandes dimensions pour toits et façades ; pour générateurs de toutes tailles
Silicium amorphe	13.0%	6.0-8.0%	Modules de grandes dimensions pour intégration dans les bâtiments, pour appareils de faibles puissances

Tableau 4.1 : Rendement des différents types de cellules solaires.

Ainsi notre recherche de la performance maximale, nous a amenés à nous procurer des cellules monocristallines, qui ont le meilleur rendement dans les conditions réelles d'utilisation.

4.1.6 Structure de la cellule photovoltaïque

a- En laboratoire

La structure de la cellule photovoltaïque en silicium monocristallin est présentée sur la figure 4.2. Cette cellule a été élaborée avec des procédés de la microélectronique en utilisant la technologie PERL (Passivated Emitter with Rear Locally diffused) [84,85].

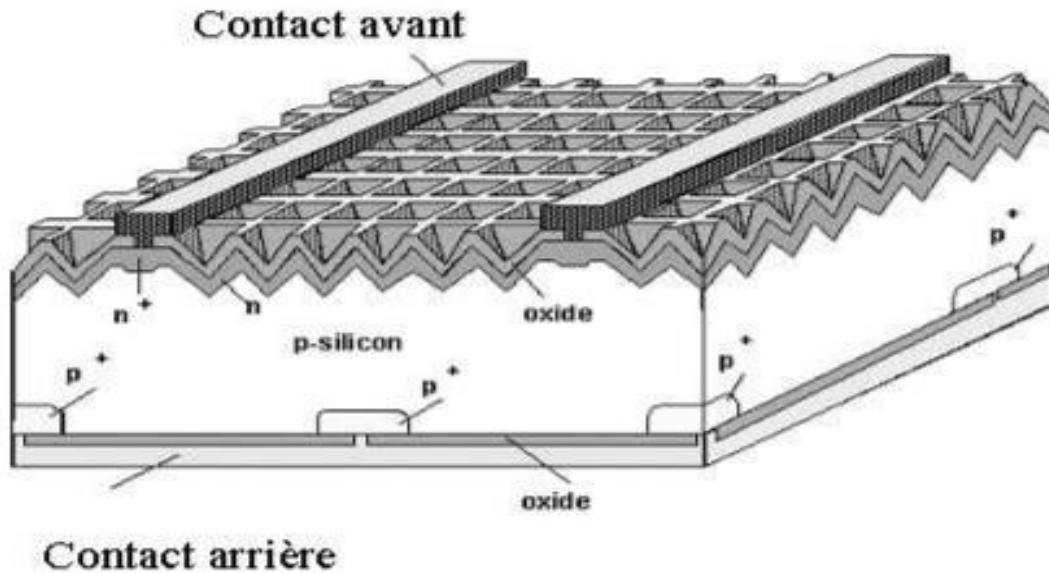


Figure 4.2: Structure d'une cellule photovoltaïque en Si monocristallin [85].

b- En industrie

La plupart des cellules photovoltaïques en silicium massif industrialisées ont la structure présentée sur la figure I-10. La structure de la cellule PV industrielle est simplifiée afin de réduire son coût. Par exemple, la texturation de la face avant est réalisée sous forme de «pyramides aléatoires» ou texturation acide et on dépose ensuite une simple couche anti-réfléchissante en SiN. De même, le champ électrique face arrière est obtenu par recuit d'une couche en Al déposée par sérigraphie.

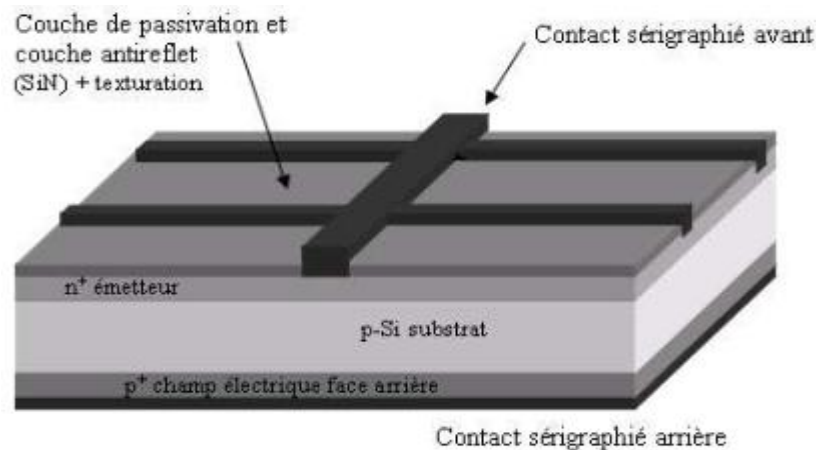


Figure 4.3: Structure d'une cellule industrielle en silicium cristallin [85].

4.1.7 Fonctionnement d'une cellule solaire

La conversion photovoltaïque met simultanément en jeu trois phénomènes physiques :

- l'absorption de la lumière dans le matériau,
- le transfert d'énergie des photons aux charges électriques,
- la collecte des charges.

La cellule solaire est notamment composée d'un semi-conducteur de silicium. Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres (électrons) est très faible par rapport aux métaux. Pour produire du courant à partir d'un semi-conducteur, il faut arracher un électron à son atome (bande de valence), et pour cela il faut une énergie, ici la lumière, lui permettant d'atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). Cette énergie est appelée énergie de la bande interdite (gap) et est mesurée en électrons-volts (eV). L'énergie nécessaire à la séparation de l'électron à son atome varie en fonction du semi-conducteur: Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin, et 1,7 eV pour le silicium amorphe.

Cependant, tous les rayons lumineux ne sont pas utilisés par la cellule: certains rayons lumineux sont déviés, soit par la couche antireflet, soit parce que leur énergie n'est pas suffisante pour arracher un électron, et d'autres passeront tout simplement à travers de la cellule [78].

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure 4.3

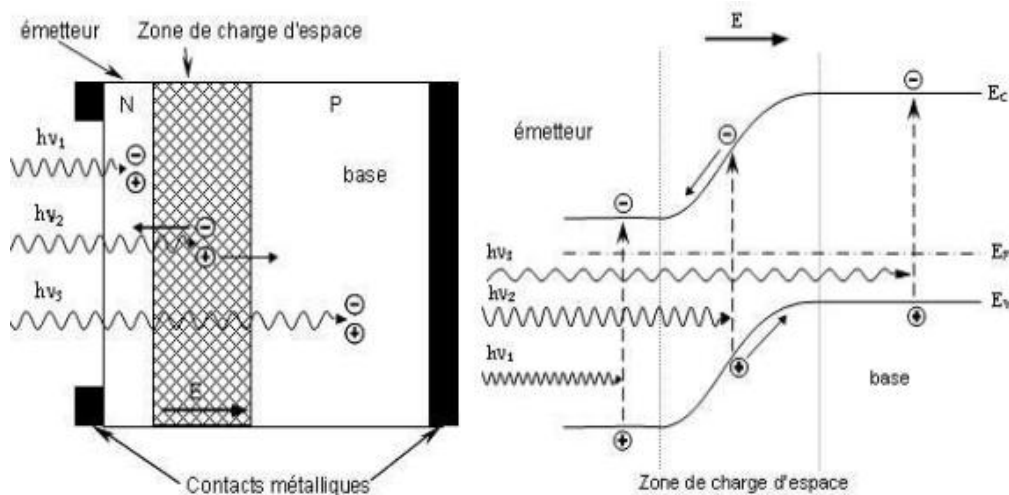


Figure 4.4: Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque.

4.1.8 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

La représentation la plus commune d'une cellule solaire au silicium, due à Schokley [79], est un circuit électrique (Fig. 4.5), se composant d'un générateur de courant I_{ph} , d'une diode, d'une résistance en série R_s et d'une résistance parallèle R_{sh} . Sa caractéristique $I(V)$ peut être décrite par une relation mathématique plus ou moins compliquée, cette complexité est en fonction des phénomènes à décrire, ayant lieu dans la cellule.

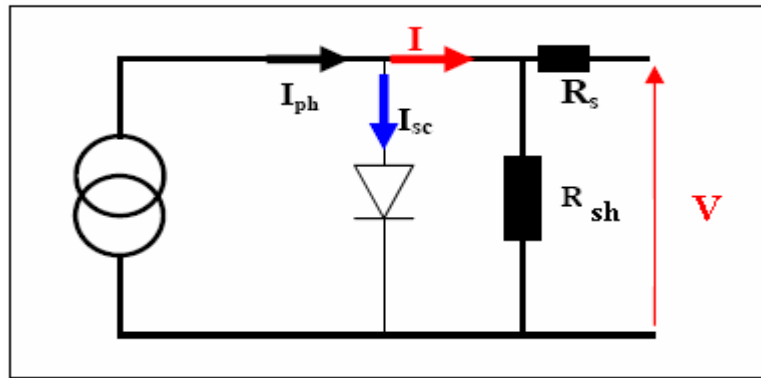


Figure 4.5 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le courant délivré par une cellule photovoltaïque éclairée s'écrit:

$$I(V) = I_{ph} - I_{obs}(V) \quad (4.1)$$

où

I_{ph} est la densité de courant photogénéré et I_{obs} est la densité de courant d'obscurité.

Pour une cellule photovoltaïque idéale, l'équation (4.4) peut être écrite sous la forme suivante:

$$I = I_{ph} - I_s [\exp(qV / KT) - 1] \quad (4.2)$$

avec :

I_s est le courant de saturation de la diode, q est la charge élémentaire, k est la constante de Boltzmann et T est la température.

Ainsi, dans une cellule photovoltaïque, deux courants s'opposent : le courant d'éclairement et un courant de diode appelé courant d'obscurité qui résulte de la polarisation du composant. La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identique à celle d'une diode. Sous éclairage, la caractéristique a l'allure présentée sur la figure 4.6.

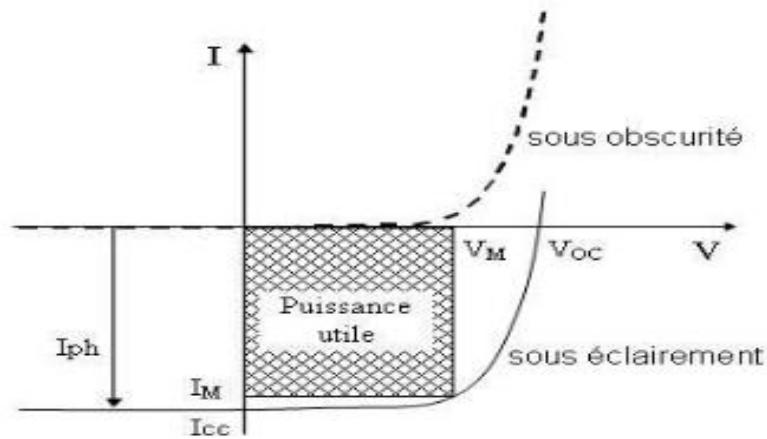


Figure 4.6 : Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque

A partir de la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule et notamment :

I_{cc} : courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$),

V_{co} : tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$),

I_m : courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque,

V_m : tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

4.1.9 Le rendement énergétique

La caractéristique la plus importante est le rendement énergétique qui est défini par le rapport de la puissance électrique maximum fournie, à la puissance du rayonnement incident que reçoit la photopile. Il donne un facteur de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{I_m \cdot V_m}{G \cdot S} \quad (4.3)$$

G : éclairement solaire en W/m^2 .

S : surface de la cellule solaire en m^2 .

4.1.10 Modules photovoltaïques :

Les panneaux solaires photovoltaïques ou module solaire photovoltaïque, sont des panneaux constitués d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliés électriquement. Un module photovoltaïque est une plaque qui exposée à la lumière la transforme en énergie électrique sous la forme de courant continu.

Un module PV est caractérisé par sa puissance (W), sa tension V. Un module PV se compose donc généralement d'un circuit de 36 cellules en série, encapsulées dans un laminage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. Les modules en silicium cristallin courants ont un rendement de conversion égale l'énergie électrique produite / énergie solaire incidente.

Certains fabricants développent des cellules à haut rendement qui fonctionnent sous une lumière concentrée, en utilisant des lentilles. L'idée de départ est que le matériau des lentilles coûtera moins cher par rapport aux modules classiques du silicium, réduisant ainsi le coût du Watt. Pour que les lentilles concentrent toujours le rayonnement sur les cellules PV, les modules doivent être bien orientés pour capter le maximum du rayonnement solaire.

4.2 Les systèmes photovoltaïques en Algérie

4.2.1 Politique nationale de développement des systèmes photovoltaïques

La politique nationale de promotion et de développement des énergies renouvelables en Algérie est encadrée par des lois et des textes réglementaires. Les principaux textes régissant les énergies renouvelables sont :

1- La loi n°99-09 [86]: Cette loi favorise le développement des énergies renouvelables en l'inscrivant comme un des outils de maîtrise de l'énergie à travers les économies qu'elle permet de réaliser. Elle stipule que des avantages financiers, fiscaux et en matière de droits de douane peuvent être accordés pour les actions et les projets qui concourent à la promotion des énergies renouvelables.

2- La loi n° 02-01 [87] : Cette loi permet à la commission nationale de régulation de l'électricité et du gaz de prendre des dispositions en matière d'organisation du marché pour la promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Les producteurs utilisant les énergies renouvelables peuvent ainsi bénéficier de primes nommées coûts de diversification.

3- La loi n° 04-09 [88] : Cette loi prévoit l'élaboration d'un programme national de promotion des énergies renouvelables et la mise en place d'un observatoire national chargé de la promotion et du développement de l'utilisation des énergies renouvelables.

4- Le décret exécutif relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité [89] :

Le décret définit les taux de prime alloués aux producteurs d'électricité à partir des énergies renouvelables. La prime peut atteindre jusqu'à 300% du prix par KWh de l'électricité dite conventionnelle selon la nature de la source d'énergie renouvelable utilisée et le taux de contribution de ladite énergie.

4.2.2 Programmes d'utilisation de l'énergie photovoltaïque

Trois principaux projets relatifs à l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et initiée par les pouvoirs publics sont décrits comme suit:

- Un programme annuel d'électrification rurale portant sur l'alimentation électrique par le biais de l'énergie photovoltaïque de centaines de foyers avec une puissance installée de l'ordre de 500 KW par année [90].
- Un programme de développement du pompage d'eau dans l'agriculture à travers le photovoltaïque ayant pour objectif la réalisation de 80 pompes pour une puissance de 275 KW.
- Un programme quinquennal (2009 – 2013) de développement des régions steppiques par l'électrification photovoltaïque de 4270 foyers et tentes.

4.2.3 Electrification photovoltaïque

L'Algérie a réalisé beaucoup de projets dans les zones rurales qui utilise l'énergie électrique produite à partir du photovoltaïque, parmi eux [91] :

- 1- Electrification de plus de 1000 foyers
- 2- Electrification de 15 mosquées
- 3- Electrification de 15 écoles
- 4- Electrification de 20 postes de sécurité

Le tableau 4.2 résume la puissance installée dans les wilayas du territoire national.

Malgré ces projets réalisés, ils restent faibles par rapport aux pays développés. En 2007 par exemple la production de la puissance électrique fournie des systèmes photovoltaïque dans l'union européenne est 2392 MW [79] et au Japan et les Etats Unis est 400 MW et 200 MW respectivement, cependant que la production de l'Algérie atteint 2358 KW [91].

Wilayas	Puissance installée (KW)
Alger	47
Adrar	235
Batna	8
Bechar	48
Biskra	5
Blida	6
Bord bou arreridj	2
Bouira	3
Constantine	2
Djelfa	115
El-bayadh	79
El-oued	31
Ghardaia	33
Illizi	154
Khenchla	13
Laghouat	93
Mascara	1
Medea	5
M'sila	46
Naama	88
Ouargla	61
Oum el bouaghi	13
Tamanrasset	579
Tebessa	64
Tiaret	90
Tindouf	96
Tipaza	2
Tizi ousou	6
Tlemcen	55
Saida	40
Setif	5
Sidi bel abbes	39
Souk ahras	6
Aures realisations	288
Totale	2358

Tableau 4.2 : Puissance installée par wilaya

4.3 Logiciel RETScreen

4.3.1 Description

Le logiciel RETScreen [92] peut être utilisé pour évaluer facilement la production énergétique, le coût du projet d'installation photovoltaïque pour trois applications de base : en réseau électrique, hors réseau et le pompage de l'eau. Pour les applications en réseau, le modèle peut être utilisé pour évaluer les projets raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité.

Pour les applications hors réseau, le modèle peut être utilisé pour évaluer les systèmes autonomes (PV-batteries) et hybrides (PV-batteries-groupe électrogène). Pour les applications de pompage de l'eau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets PV-système de pompage. Pour l'évaluation des projets PV, le logiciel RETScreen contient trois feuilles de calcul :

- Modèle énergétique,
- Évaluation de la ressource solaire et calcul de la charge,
- Analyse des coûts,

4.3.2 Données des produits

Certaines des exigences du modèle en matière de données sur les produits sont présentées dans la base de données de ceux ci. Ces dernières donnent des renseignements sur l'équipement associé au projet.

La routine de tri de la base des données des produits commence en utilisant le « Type de module PV » sélectionné dans la feuille de calcul modèle énergétique. À partir de la boîte de dialogue on sélectionne le site choisi pour l'étude, suivi du fournisseur, du modèle et du nombre de modules PV. Les données peuvent être collées depuis la boîte de dialogue dans les feuilles de calcul.

Note : Pour accéder à la liste complète des fournisseurs contenus dans la base de données de produits en ligne RETScreen, et à leurs coordonnées, l'utilisateur doit choisir l'option « Tous » à partir de la liste déroulante « Type de module PV » de la boîte de dialogue.

4.3.3 Modèle énergétique

Dans cette section du logiciel RETScreen, il y a trois parties:

- Caractéristiques du site qui contient le nom et lieu du projet et station météorologique.
- Paramètres du système qui contient le champ PV et le conditionnement de l'énergie.
- Production annuelle d'énergie qui contient le rendement et la puissance fournie.

4.3.4 Données mensuelles

Dans cette section, on introduit les moyennes mensuelles des données de température et de rayonnement. On spécifie aussi les mois ou les fractions de mois pendant lesquels le système PV sera réellement utilisé (par exemple on indiquera 0,25 pour un mois où le système ne sera utilisé qu'une semaine). Toutes les quantités d'énergie et tous les calculs de coûts de tout le reste du modèle PV sont basés uniquement sur cette fraction de l'année où le système PV est utilisé. Cela signifie que les mois où l'on n'utilisera pas le système PV, ne seront pas pris en compte dans l'analyse financière ou dans les bilans énergétiques. La raison est que l'analyse n'est pas affectée pour ces mois puisque qu'il n'y aura ni énergie conventionnelle convertie, ni production d'énergie solaire à calculer. Pour les mois d'utilisation partielle des équipements, la portion d'utilisation s'applique aussi à tous les autres éléments du bilan. Ces données sont :

a- Température moyenne mensuelle

L'utilisateur entre, en °C, la température extérieure moyenne mensuelle de chaque mois.

b- Rayonnement solaire global moyen mensuel: Introduire les valeurs moyennes du rayonnement pour chaque mois et sur la période considérée.

4.3.5 Rendement global du système PV

Le modèle permet le calcul du rendement global du système PV, en %. Cette valeur est la quantité d'énergie renouvelable fournie par rapport à l'énergie solaire captée par le module. Typiquement, cette valeur peut varier de 3 à 13 %, en fonction du type de module, du rendement du matériel de conditionnement de l'énergie et de la qualité du rayonnement solaire

4.4 Application aux sites algériens

4.4.1 Sites choisies

Nous avons choisis des villes types représentant les quatre régions: Nord, Sud, Ouest et Est du territoire algérien. Ces villes sont respectivement:

- 1- Alger
- 2- Tamanrasset
- 3- Oran
- 4- Constantine

Les coordonnées géographiques de ces sites sont présentées sur le Tableau 4.3.

Station	Latitude (deg)(N)	Altitude (m)	Longitude (deg)
Oran	35.38	99	0.37 W
Tamanrasset	22.47	1378	5.31 E
Alger	36,43	450	2.83 E
Constantine	36.17	687	6.37 E

Tableau 4.3 : Coordonnées géographiques des sites

Les valeurs moyennes de la température et du rayonnement solaire global mesurés reçus pour les différents sites sont représentés dans le tableau 4.4.

Site	Tamanrasset		Alger		Oran		Constantine	
Mois	G (MJ m ⁻²)	T (°C)	G (MJ m ⁻²)	T (°C)	G (MJ m ⁻²)	T (°C)	G (MJ m ⁻²)	T (°C)
Janvier	18,02	15,5	7,87	16,3	10,51	13,1	8,87	11,6
Février	20,85	16,0	10,66	16,0	12,87	14,9	12,15	10,8
Mars	24,13	19,2	13,91	17,8	17,02	15,6	16,91	10,6
Avril	25,91	24,0	18,20	15,5	21,66	14,3	19,98	11,6
Mai	26,38	27,2	20,70	20,2	24,77	17,8	23,07	15,6
Juin	27,56	32,1	24,12	23,4	26,73	25,0	26,40	22,9
Juillet	28,27	29,4	22,58	25,5	26,18	25,6	25,01	28,9
Août	25,27	30,9	20,28	26,7	24,14	24,7	22,09	26,9
Septembre	23,53	26,9	16,82	23,8	19,95	24,0	17,85	20,6
Octobre	20,77	24,8	12,27	21,0	14,31	20,2	13,74	16,8
Novembre	18,83	15,0	8,08	15,8	10,61	14,3	9,34	7,8
Décembre	16,82	12,6	7,08	12,8	9,28	9,0	8,02	6,5
Moyenne Annule	23,03	22,8	15,21	19,5	18,17	18,2	16,95	15,9

Tableau 4.4 : Rayonnement solaire global et température des sites

Où :

G est le rayonnement solaire global moyen mensuel estimé par le meilleur modèle, où :
 Nous avons utilisé pour Tamanrasset les valeurs du rayonnement estimé par le modèle linéaire, pour Alger et Oran le modèle logarithmique et pour Constantine, le modèle logarithmique et T est la température moyenne mensuelle obtenue par l'ONM.

4.4.2 Logement Type

Le logement choisi pour faire l'objet d'une étude estimative est un logement de type F3 occupé par une famille constituée d'un couple et trois enfants. Dans le tableau 4.5, nous présentons l'estimation des besoins énergétiques journaliers en Wh/j pour les quatre villes.

a- Alger

	Puissance (W)		Durée utilisation (heures)	Consommation (Wh/j)
Eclairage	3 Chambres	225	5	1125
	Couloir	75	4	300
	Salle de bain	75	2	150
	Toilette	75	1	75
	Cuisine	75	7	525
Equipements	Réfrigérateur	120	22	2640
	Téléviseur	75	10	750
	Ventilateur	120	4	480
	Divers	120	4	480
Total				6525

b- Tamanrasset

	Puissance (W)		Durée utilisation (heures)	Consommation (Wh/j)
Eclairage	3 Chambres	225	5	1125
	Couloir	75	2	150
	Salle de bain	75	2	150
	Toilette	75	1	75
	Cuisine	75	6	450
Equipements	Réfrigérateur	120	22	2640
	Téléviseur	75	10	750
	Ventilateur	120	8	960
	Divers	120	2	240
Total				6540

c- Oran

	Puissance (W)		Durée utilisation (heures)	Consommation (Wh/j)
Eclairage	3 Chambres	225	7	1575
	Couloir	75	2	150
	Salle de bain	75	2	150
	Toilette	75	1	75
	Cuisine	75	6	450
Equipements	Réfrigérateur	120	22	2640
	Téléviseur	75	10	750
	Ventilateur	120	4	480
	Divers	120	4	480
Total				6750

d- Constantine

	Puissance (W)		Durée utilisation (heures)	Consommation (Wh/j)
Eclairage	3 Chambres	225	5	1125
	Couloir	75	2	150
	Salle de bain	75	2	150
	Toilette	75	1	75
	Cuisine	75	7	525
Equipements	Réfrigérateur	120	22	2640
	Téléviseur	75	10	750
	Ventilateur	120	4	480
	Divers	120	3	360
Total				6255

Tableau 4.5: Estimation moyenne des besoins énergétiques journaliers en Wh/j pour les quatre villes

4.5 Résultats

4.5.1 Production et consommation d'énergie

Le tableau 4.6 montre les résultats obtenus en utilisant le logiciel RETScreen des quatre sites choisis dans notre étude.

	Tam.	Alger	Oran	Constantine
Type de module PV	mono-Si			
Manufacturier de modules PV	Canadian Solar/ CS6A-190M			
Rendement nominal du module PV (%)	17.6			
Température nominale des cellules en opération	45 °C			
Rayonnement solaire annuel (MJ)	23.03	15.21	18.17	16.95
Température moyenne annuelle (°C)	22.8	19.6	18.2	15.9
Surface du champ PV pour quatre modules (m ²)	4.3	4.3	4.3	4.3
Rendement moyen de l'onduleur (%)	80	80	80	80
Pertes diverses du champ PV (%)	10	10	10	10
Taux d'absorption de l'énergie (%)	90	90	90	90
Rendement global du système PV (%)	10	10.2	10.2	10.3
Énergie captée (KWh)	4974	3561	4184	3970
Énergie fournie (KWh)	3581	2564	3012	2859

Tableau 4.6: Résultats obtenus en utilisant le modèle énergétique « RETScreen »

Le plus important du résultat pour nous est la valeur annuelle de l'énergie fournie. Pour Constantine, l'énergie fournie est de 2859 KWh. Pour Oran, elle est de 3012 KWh et pour Alger et Tamanrasset, elle est de 2564 KWh et 3581 KWh respectivement. Ces dernières sont proches avec ceux trouvés par Saheb-Koussa et al [93] qui ont utilisé le modèle de Singer pour estimer l'énergie électrique produite par un PV, comme représenté sur la figure 4.6.

La figure 4.7 montre le bilan annuel des quatre sites et l'énergie fournie et consommée d'une maison type. On voit clairement un excès d'énergie fournie. Cet excès sera stocké dans des batteries afin d'être utilisé en l'absence du soleil.

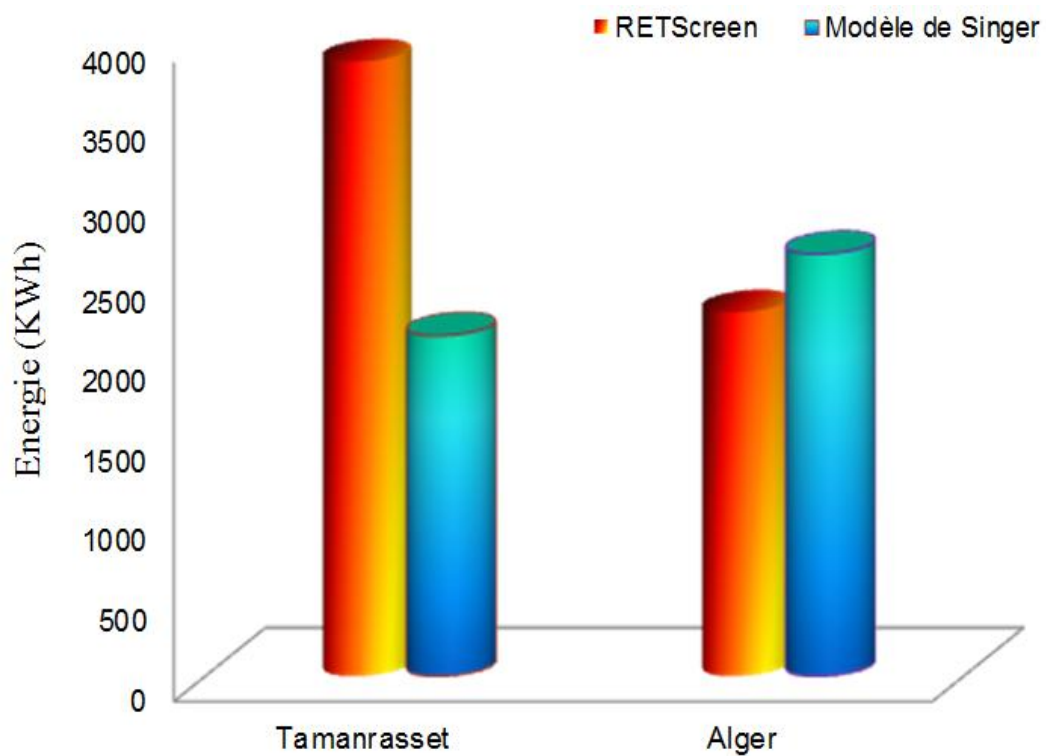


Figure 4.6 : Production d'énergie moyenne annuelle en utilisant les deux modèles

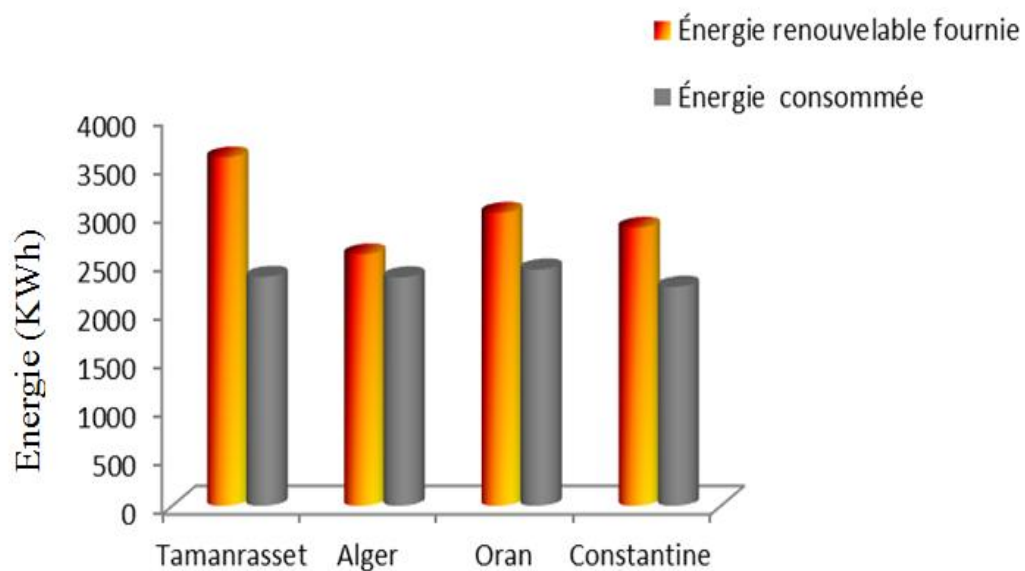


Figure 4.7 : Bilan annuel de l'énergie fournie et consommée

4.5.2 Analyse des coûts

On introduit les prix actuels des équipements solaires et les prix des différentes exploitations dans la fenêtre d'analyse de coût du logiciel RETScreen pour quatre villes (Tam, Alger, Oran et Constantine) d'un projet investit pour une durée de 25 ans, et les résultats obtenus sont mentionnés dans le tableau 4.7.

Équipements et exploitation	Prix (KDA)			
	Tam.	Alger	Oran	Constantine
Modules PV	160			
Onduleur	144			
Batterie	190			
Installation du projet	50			
Structure portante	50			
Taxes foncières et assurances	10			
Entretien	10			
Transport	130	100	120	120
Frais imprévus	36.2	34.7	35.7	35.7
Coût de projet (KDA)	780,2	748,7	769,7	769,7

Tableau 4.7: Coûts d'un projet PV estimés en utilisant le logiciel –RETScreen –

En comparant les coûts d'investissement du projet avec les coûts de la société de distribution de l'électricité (SDE) calculés pour une durée de 25 ans, et on prend un prix unitaire de KWh égal 4,179 DA, on obtient les résultats mentionnés dans la figure 4.8.

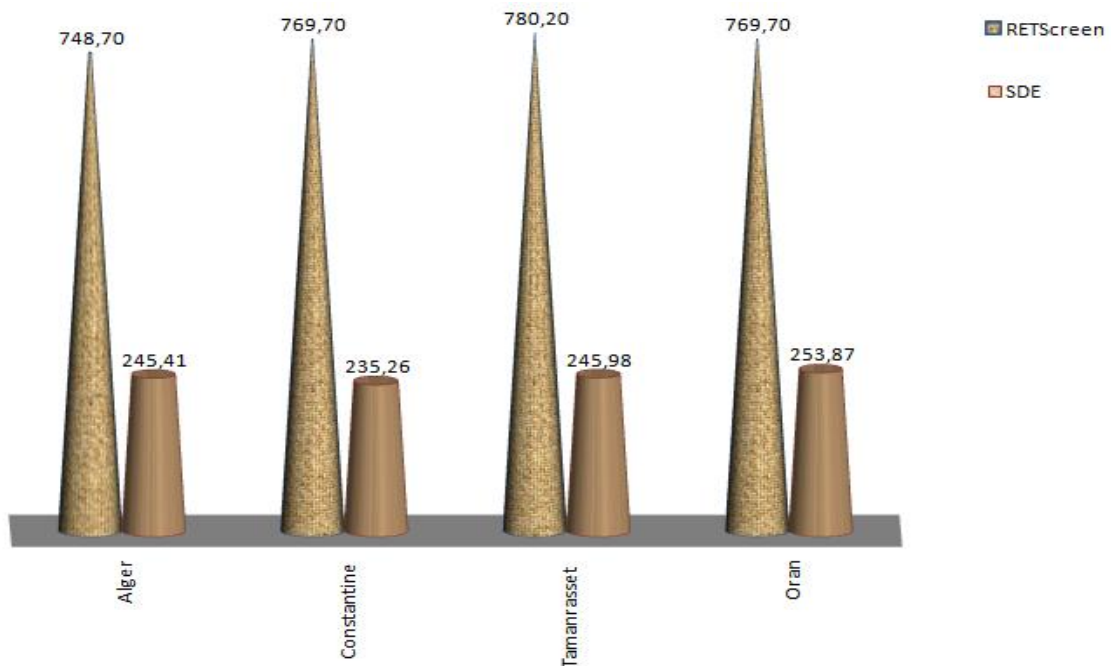


Figure 4.8 : Comparaison entre les coûts (en KDA) du projet PV estimés par RETScreen et du SDE.

On note qu'il y a une grande différence entre les deux coûts et cela dû aux prix les plus élevés des équipements solaires. D'autre part d'un point de vue énergétique un gain considérable d'énergie fournie par le logiciel RETScreen a été obtenu pour les quatre villes: Tamanrasset 20715 KWh, Alger 5375 KWh, Oran 14550 KWh et Constantine 15180 KWh.

4.6 Conclusion

Une description sommaire a été faite du logiciel RETScreen utilisé dans l'estimation du rendement d'un système photovoltaïque. Nous avons considéré le meilleur modèle obtenu lors de la modélisation du rayonnement solaire dans le chapitre trois et on a choisis des villes types représentant les quatre régions : Nord, Sud, Ouest et Est du territoire algérien. Ces villes sont respectivement: Alger, Tamanrasset, Oran et Constantine.

Les résultats d'estimation de la puissance fournie et le rendement du système PV obtenus par simulation avec le logiciel RETScreen pour Tamanrasset, Alger, Oran et Constantine sont respectivement : 3581, 2564, 3012 et 2859 KWh et 10, 10.2, 10.2 et 10.3%.

Ville	Gain (KWh)
Alger	5375
Oran	14550
Constantine	15180
Tamanrasset	20715

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale et perspectives

Le soleil est une source d'énergie renouvelable, inépuisable, propre et suffisamment disponible en Algérie pour des applications rentables.

L'étude sur le potentiel énergétique solaire en Algérie fait apparaître un potentiel considérable pour l'utilisation et l'exploitation de cette forme d'énergie. En effet, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation quant à elle dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara.

Une connaissance précise de la distribution de l'irradiation solaire sur un site géographique particulier est d'une importance vitale pour le développement des systèmes photovoltaïques, ainsi qu'à l'évaluation de leurs performances.

L'importance de notre travail repose sur la nécessité de quantifier la distribution de l'irradiation solaire sur le territoire.

Dans ce sens nous avons fait une modélisation du rayonnement solaire de quelques sites algériens (Alger, Ain-Bessam, Constantine, Djelfa, Mascara, Oran et Tamanrasset). Nous avons utilisé les données mesurées du rayonnement solaire et de l'insolation obtenues de l'office national de météorologie (ONM) d'une période de six années (2000-2005), suivi d'une étude estimative d'un projet d'installation des systèmes photovoltaïques par le logiciel RETScreen.

Les résultats trouvés dans notre étude sont :

- Nous avons réalisé un modèle pour estimer la quantité du rayonnement solaire global reçu sur un plan horizontale en Algérie, à partir de l'étude du rayonnement en fonction de l'ensoleillement où on a utilisé l'équation linéaire d'Angström et les modèles sous forme logarithmique et la forme exponentielle.
- Nous avons trouvé une concordance remarquable entre les valeurs estimées par les trois modèles et les valeurs mesurées et surtout dans les sites d'Alger et Oran où on a trouvé que la pente est de l'ordre de 1.
- Les meilleures valeurs de MBE, MAE et RMSE sont (-0.010), (1.312) et (1.640) respectivement pour les différents sites.
- Les performances des systèmes photovoltaïques sont fortement affectées par le rayonnement incident, l'insolation et la température.

- L'estimation de la puissance calculée par le logiciel RETScreen était la plus élevée pour la ville de Tamanrasset qui est égale 3581 KWh.
- Le meilleur rendement du système photovoltaïque obtenu est 10.3% pour la ville de Constantine.
- L'estimation du coût des projets d'installation PV obtenu par le logiciel RETScreen pour les quatre villes : Tamanrasset, Alger, Oran et Constantine est respectivement : 780.2 KDZ, 748.7 KDZ, 769.7 KDZ et 769.7 KDZ.

Les résultats trouvés sont encourageants et nous proposons de faire à l'avenir une étude sur les systèmes photo-thermiques pour une contribution efficace dans le développement de l'énergie solaire de notre pays.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] A. Lester, D. R. Myers, *Solar Energy* **80**, 322 (2006).
- [2] J. Bernard, Energie solaire; Calcul et Optimisation. *Ellipses Edition Marketing S. A.* Paris (2004).
- [3] P. H. Communay, Héliothermique Le gisement solaire Méthodes et calculs. *Groupe de Recherche et d'Édition France* (2002).
- [4] K. Skeiker, *Energy Conversion & Management* **47**, 331 (2006).
- [5] M. P. Thekaekara, *Solar Energy* **14**, 109 (1973).
- [6] C. H. M. P. Duncan, *Solar Energy* **5**, 385 (1982).
- [7] O. M. Hakan, C. Ertekin, H. S. Mehmet, *Energy Conversion & Management* **47**, 3149 (2006).
- [8] J. Leonaldo, R. M. Nicacio, M. A. L. Moura, *Renewable Energy* **30**, 1203 (2005).
- [9] <http://www.thermique55.com/principal/thermiquesolaire.pdf> (consulté mois du Juillet 2009).
- [10] http://www.lamap.fr/bdd_image/380_dossier_energie_solaire.pdf (consulté mois du Mars 2010).
- [11] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications. Technique & documentation, 2nd édition, Paris (1980).
- [12] V. Etienne, Physique de l'atmosphère; Phénomènes d'absorption et de diffusion dans l'atmosphère. *Gautier Villard, Tome 3*, Paris (1966).
- [13] C. Bowden, Photovoltaics: Devices, Systems and Applications. *Sydney (Aus). Univ. of New South Wales* (1998).
- [14] M. Iqbal, An Introduction to Solar Radiation. *Academic Press*, Canada (1983).
- [15] R. O. Tugrul, S. O. Noyan, *Applied Energy* **71**, 351 (2002).
- [16] A. Ricaud, Photopiles solaires; De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés. *Presses polytechniques et universitaires romandes*. Lausanne (1997).
- [17] M. El-Metwally, *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*. **67**, 1331 (2005).
- [18] Y. N'goran, Contribution à la modélisation du gisement solaire. Thèse de doctorat, *Université de Cocody Abidjan* (2005).

- [19] A. A. Sfeir, G. Guarracino, Ingénierie des Systèmes Solaire, application à l'habitat. *Technique et Documentation*, Paris (1981).
- [20] A. Labouret, M. Villoz, Energie solaire photovoltaïque. *Dunod*, 2^e édition, Paris (2005).
- [21] A. Mokhnache, Détermination des faibles atténuations du rayonnement solaire au sol A partir de l'imagerie satellitaire. Thèse de doctorat, *Univ. Mentouri*, Constantine (2002).
- [22] M. Collares-Pereira and A. Rabl, *Solar Energy* **22**, 155(1978).
- [23] L. T. Wong et al, Solar radiation model. *Applied Energy* **69**, 191 (2001).
- [24] M. P. Thekaekara, *Solar Energy* **18**, 309 (1976).
- [25] D. R. Myers, *Energy* **30**, 1517 (2005).
- [26] A. Lester, D. R. Myers, *Solar Energy* **80**, 322 (2006)
- [27] A. Labouret, M. Villoz, Energie solaire photovoltaïque. *Dunod*, Paris 2e édition (2005).
- [28] S. Bentouba, A. Slimani, M. S. Boucherit, *Revue des Energies Renouvelables* **7**, 109 (2007).
- [29] S. Labeled, Contribución al desarrollo de métodos para la electrificación rural fotovoltaica a gran escala. Thèse de doctorat. *Universidad politécnica de madrid escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación*, Madrid (2004).
- [30] <http://www.enerzine.com/1/235+algerie-le-nouvel-eldorado-solaire-energie+.html>(consulté mois du décembre 2010).
- [31] R. Sellami, M. Abbas, H. Bendjebbas , Installation et etude d'un chauffe-eau solaire couple a un cumulus pour alimenter la cuisinede l'udes en eau chaude, Rapport préliminaire. *Centre de Developpement des Energies Renouvelables*, Algérie (2007).
- [32] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie. Office des Publications Universitaires, T. II (1988).
- [33] M. Chegaar, A. Chibani, *Energy Conversion & Management* **42**, 967 (2001).
- [34] A. A. El-Sebaï, A. A. Al-Ghamdi, F. S. Al-Hazmi, A. Faidah, *Energy Policy* **37**, 3645 (2009).
- [35] C. Delorme, Système énergétique solaire:Le gisement solaire, *Université d'Avignon et des Pays du vaucluse*, France (1987).
- [36] J. Almorox, M. Benito, C. Hontoria, *Renewable Energy* **30**, 931 (2005).

- [37] C. Ertekin, O. Yaldiz, *Energy Conversion & Management* **41**, 311 (2000).
- [38] A. Al-Mohamed, *Applied Energy* **79**, 191 (2004).
- [39] A. A. El-Sebaei, A. A. Trabea, *Egypt. J. Solids* **1**, 28 (2005).
- [40] N. Braslau, J. V. Dave, *J. Appl. Meteor* **12**, 601 (1973).
- [41] G. Ferran, Modélisation physique d'images de télédétection optique. Thèse de doctorat, Centre d'Études Spatiales de la Biosphère, Toulouse (2001).
- [42] R. E. Bird, *Solar Energy* **32**, 461 (1984).
- [43] F. Linke, Handbuch der geophysik, *Borntrager Ed, Berlin* **8**, 239 (1929).
- [44] J. D. Tarpley, *J. Appl. Meteor* **18**, 1172 (1997).
- [45] C. Gautier, G. Diak, S. Masse, *Journal of Applied Meteorology* **19**, 1005 (1980).
- [46] G. Dedieu, P.Y. Dechamps, Y. H. Kerr, *Journal of Climate and Applied Meteorology* **26**, 79 (1987).
- [47] J. Amado, Cartographie de l'albedo et du gisement solaire à partir des données du satellite METEOSAT. Thèse de doctorat. *Université Paul Sabatier*, Toulouse (1982).
- [48] F. Huard, *Annales de l'Association Internationale de Climatologie*, **2**, 27 (2005).
- [49] M. Noia, C. F. Ratto and R. Festa, *Solar Energy* **51**, 457 (1993).
- [50] A. Angström, *Quart J. Roy Met. Soc* **50**, 121 (1924).
- [51] B. Liu, C. Jordan, *Solar Energy* **4**, 19 (1960).
- [52] I. Supit, R. R. A. Van, *Solar Energy* **63**, 147 (1998).
- [53] H. Suehrcke, *Solar Energy* **68**, 671 (2000).
- [54] W. E. Alnaser, B. Eliagoubi, A. Al-Kalak, H. Trabelsi, M. Al-Maalej, H. M. E-Sayed, M. Alloush, *Renewable Energy* **29**, 1085 (2004).
- [55] L. Diabaté, P. Balanc, *Solar Energy* **76**, 733 (2004).
- [56] A. Mouchot, La chaleur solaire et ses applications industrielles, *Gauthier et Villars* (1869).
- [57] D. E. Historic, *Solar Energy* **75**, 357 (2003).
- [58] A. G. R. Lourdes, *Solar Energy* **75**, 381 (2003).

- [59] R. Kumar, L. R. Umanand, *Renewable Energy* **30**, 2221 (2005).
- [60] S. Kalogirou, *Solar Energy* **83**, 39 (2009).
- [61] J. Carriona, A. E. Estrellaa, F. A. Dolsa, A. R. Ridaob, *Renewable Energy* **33**, 545 (2008).
- [62] J. K. Tonui, Y, *Solar Energy* **81**, 498 (2007).
- [63] I. Budihardjo, G. L. Morrison, *Solar Energy* **83**, 49 (2009).
- [64] J. Mondol , G. Yigzaw, B. Norton, *Renewable Energy* **33**, 1109 (2008).
- [65] M. M. Rolim, N. Fraidenraich, C. Tiba, *Solar Energy* **83**, 126 (2009).
- [66] C. Alexandru, *Fascicle of Management and Technological Engineering* **7**, 17 (2008).
- [67] J. A. Prescott, *Trans R Soc Sci Austr* **64**, 114 (1940).
- [68] D. B. Ampratwum, A. S. S. Dorvlo, *Applied Energy* **63**, 161 (1999).
- [69] R. M. Darly, *Energy* **30**, 1517 (2005).
- [70] M. Yorukoglu, A. A. Celik, *Energy Conversion & Management* **47**, 2441 (2006).
- [71] J. Souzaa, R. Mendonc, N. Ciob, M. A. L. Moura, *Renewable Energy* **30**, 1203 (2005).
- [72] J. A. Duffie, W. A. Beckman. Solar engineering of thermal processes. New York:Wiley (1991).
- [73] C. Tiba, R. de Aguiar, N. Fraidenraich, *Renewable Energy* **30**, 957 (2005).
- [74] J. Almorox, C. Hontoria, M. Benito, *Energy Conversion & Management* **46**, 1465 (2005).
- [75] C. P. Jacovides, H. Kontoyiannis, *Agricultural Water Management* **27**, 365 (2005).
- [76] M. Salmi, M. Chegaar, P. Mialhe, *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy* **6**, 187 (2011).
- [77] D. M. Chapin, C. S. Fuller, and G. L. Pearson, *J. Appl. Phys* **25**, 676 (1954).
- [78] A. Goetzberger, V. U. Hoffmann, Photovoltaic Solar Energy Generation, *Springer Series in Optical Sciences* Atlanta (2005).
- [79] O. Nichiporuk, Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigués. Thèse de doctorat, *L'institut national des sciences appliquées de Lyon* (2005).

- [80] A. Goetzberger, C. Hebling, *Solar En. Mat. & Sol. Cells* **62**, 19 (2000).
- [81] T. M. Bruton, *Solar En. Mat. & Sol. Cells* **72**, 10 (2002).
- [82] F. Abdo, Croissance de couches minces de silicium par epitaxie en phase liquide à basse température pour applications photovoltaïques. Thèse de doctorat, *L'institut national des sciences appliquées de Lyon* (2007).
- [83] G. C. Joyce, D. T. J. Hurle, Q. A. E. Vaughan, *Journal of crystal growth* **1**, 132 (1993).
- [84] J. J. Zhao, A. Wang, M. A. Green, *Solar En. Mat. & Sol. Cells* **41/42**, 87 (1996).
- [85] J. Zhao, A. Wang, M. A. Green, High Efficiency PERL Silicon Solar Cells on FZ, MCZ and CZ Substrates, Tech. Digest *11th Internat. Photovolt. Science and Engineering Conf. Sapporo, Japan*. 557 (1999).
- [86] Loi n°99-09 du 28 juillet, relative à la maîtrise de l'énergie. Journal officiel de la république Algérienne (1999).
- [87] Loi n° 02-01 du 05 février, relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisation. Journal officiel de la république Algérienne (2002).
- [88] Loi n° 04-09 du 14 août, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable. Journal officiel de la république Algérienne (2004).
- [89] Décret N° 04-92 du 25 avril, décret exécutif relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité. Journal officiel de la république Algérienne (2004).
- [90] G. Semrouni, Les Energies Renouvelables Les filières développées en Algérie. *Séminaire sur les énergies renouvelables en Berlin* (2007).
- [91] B. Sarl, Guide des Energies Renouvelables. *Ministère de l'Energie et des Mines*, Édition (2007).
- [92] G. J. Leng, U. T. Ziegler, N. Meioche, D. S. Parakh, F. Sheriff, K. Bourque, J. Poirier, T. Anderson, A. Richard. Logiciel RETScreen, *Ministre de Ressources naturelles Canada* (2006).
- [93] D. Saheb-Koussa, M. Belhamel et K. Benferhat, *Afrique Science* **5**, 23 (2009).