

Sommaire

Dédicaces

Remerciements

Résumés

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclatures

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Gisement solaire

I.1. Introduction.....3

I.1.1. Soleil.....3

I.1.1.1. Description.....3

I.1.1.2. Grandeurs.....3

I.1.1.3. Constitution du soleil.....4

I.1.1.3.a. Intérieur4

I.1.1.3.b. Photosphère4

I.1.1.3.c. Chromosphère.....4

I.1.1.3.d. Couronne.....4

I.1.1.4. Spectre solaire.....5

I.1.1.5. Constante solaire(I_0).....6

I.2. Rappels astronomique.....7

I.2.1. Mouvement de la terre.....7

I.2.2. Grandeurs géographiques et astronomiques.....8

I.2.2.1. Grandeurs pour le repérage du soleil.....8

I.2.2.a. Repère de coordonnées équatoriale.....8

I.2.2.b. Repère de coordonnées horizontales.....10

I.2.2.2. Grandeurs pour le repérage d'un site à la surface terrestre.....12

I.2.2.3. Orientation d'un plan.....13

Sommaire

I.2.2.4. Angle d'incidence sur un plan.....	13
I.2.2.5. Rayonnement solaire.....	13
I.2.2.6. Gisement solaire en Algérie.....	15
I.3. Conclusion.....	17

Chapitre II : Technologies solaire

II.1. Introduction.....	19
II.2. Partie 1.....	19
II.2.1 Energie solaire à concentration (CSP).....	19
II.2.2. Systèmes de concentration.....	19
II.2.3. Fluides caloporteurs et thermodynamiques.....	20
II.2.4. Systèmes de génération d'électricité.....	21
II.2.5. Production en continu par le stockage et l'hybridation.....	22
II.2.6. Différents types de centrales solaires thermodynamiques.....	22
II.2.6.1. Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.....	22
II.2.6.2. Centrales solaires à miroir de Fresnel.....	23
II.2.6.3. Centrales à tour.....	24
II.2.6.4. Centrales à capteurs paraboliques.....	25
II.2.6.5. Cas particulier : la tour solaire à effet de cheminée.....	26
II.2.7. Perspectives de la solaire thermodynamique.....	26
II.3. Partie 2.....	28
I.3.1. Photovoltaïque.....	28
II.3.2. Photovoltaïque à concentration (CPV).....	29
II.3.3. Type de centrales PV.....	29
II.3.4. Cellule photovoltaïque.....	30
II.3.4.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	30
II.3.4.2. Différents types de panneaux photovoltaïques.....	31
II.3.4.2.a. Panneaux PV avec des cellules monocristallines.....	31
II.3.4.2.b. Panneaux PV avec des cellules poly-cristallines.....	32
II.3.4.2.c. Modules photovoltaïques amorphes.....	33
II.4. Conclusion.....	33

Chapitre III : Modélisations

III.1. Introduction.....	34
III.2. Modélisation des technologies solaires.....	34
III.2.1. Concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.....	34
III.2.1.1. Modélisation du modèle.....	34
III.2.1.2. Modélisation mathématique.....	36
III.2.1.3. Comportement du collecteur solaire.....	40
III.2.2. Photovoltaïque.....	41
III.2.2.1. Modélisation du système photovoltaïque.....	42
III.2.2.2. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque.....	43
III.2.2.2.a. Circuit électrique idéal.....	43
III.2.2.2.b. Circuit électrique réel.....	44
III.3. Conclusion.....	45

Chapitre IV : Simulations

IV.1. Introduction.....	46
IV.2. Présentation des Logiciels de simulation.....	46
IV.2.1. Présentation de TRNSYS.....	46
IV.2.2. Présentation de RETSCREEN.....	47
IV.3. Simulation.....	48
IV.3.1. Partie 1 : Photovoltaïque.....	48
IV.3.1.1. Champ solaire.....	49
IV.3.1.2. Cycle de puissance.....	49
IV.3.1.2.a. Convertisseur d'unités.....	49
IV.3.1.2.b. Panneaux photovoltaïques cristallins.....	50
IV.3.1.2.c. Onduleur.....	50
IV.3.1.2.d. Intégrateurs.....	51
IV.3.1.2.e. Traceur en ligne.....	51
IV.3.2. Partie 2 : Solaire à concentration.....	52
IV.3.2.1. Logiciel RETScreen.....	52
IV.3.2.1.a. Présentation du logiciel RETScreen.....	52

Sommaire

IV.3.2.1.b. Utilisation de RETScreen.....	53
IV.3.2.1.c. Organigramme d'une analyse par RETScreen.....	54
IV.3.2.1.d. Code de couleur des cellules.....	55
IV.3.2.1.e. Avantages et limitations de RETScreen.....	56
IV.3.2.2. Etude de projet des technologies solaires.....	57
IV.3.2.3. Analyse technico-économique du projet.....	59
IV.4. Conclusion.....	59

Chapitre V : Résultats et interprétations

V.1. Introduction.....	60
V.2. Résultats et discussion.....	60
V.2.1. Etude du système Photovoltaïque par TRNSYS.....	60
V.2.1.1. Analyse de la production électrique pour une journée du mois de Janvier.....	60
V.2.1.2. Analyse de la production électrique pour 03 mois typiques de l'année.....	62
V.2.1.3. Analyse de la production électrique mensuelle.....	64
V.2.2. Evaluation Technico-économique du système PV.....	65
V.2.2.1. Modèle énergétique.....	66
V.2.2.2. Analyse des résultats RETScreen pour le système PV.....	67
V.2.3. Evaluation Technico-économique du système concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.....	68
V.2.3.1. Modèle énergétique.....	69
V.2.1.2. Analyse des résultats RETScreen pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.....	71
V.2.4. Evaluation Technico-économique de la tour solaire.....	72
V.2.4.1. Modèle énergétique.....	73
V.3. Conclusion.....	75
Conclusion générale.....	76

Bibliographie

Annexe

Liste des figures

Chapitre I : Gisement solaire

Figure (I.1) : Constitution du soleil.....	5
Figure (I.2) : Distribution spectrale du flux solaire	6
Figure (I.3) : Variation de la constante solaire I_0 en fonction de l'année	7
Figure (I.4) : Mouvement de la terre autour du soleil.....	8
Figure (I.5) : Repère de coordonnées horaires.....	10
Figure (I.6) : Repère de coordonnées azimutales.....	11
Figure (I.7) : Repérage d'un site sur la surface terrestre.....	12
Figure (I.8) : Rayonnement direct, diffus et global.....	14
Figure (I.9) : Gisement solaire de l'Algérie	15
Figure (I.10) : Situation de la Wilaya d'Ouargla.....	17

Chapitre II : Technologies Solaires

Figure (II.1) : Concentrateur principales	20
Figure (II.2) : Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.....	22
Figure (II.3) : Centrales solaires à miroir de Fresnel.....	23
Figure (II.4) : Centrales à tour.....	24
Figure (II.5) : Centrales à capteurs paraboliques.....	25
Figure (II.6) : Tour solaire à effet de cheminée.....	26
Figure (II.7) : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque.....	28
Figure (II.8) : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	31
Figure (II.9) : Panneaux PV (cellule monocristalline).....	32
Figure (II.10) : Panneaux PV) cellule poly cristalline).....	32
Figure (II.11) : Module photovoltaïque amorphe.....	33

Chapitre III

Figure (III.1) : Géométrie du capteur cylindro-parabolique solaire.....	35
Figure (III.2) : Équilibre énergétique.....	37
Figure (III.3) : Analogie électrique du problème.....	37
Figure (III.4): Circuit électrique équivalent dans le modèle à 4 paramètres.....	42
Figure (III.5) : Schémas électriques idéals de cellule photovoltaïque.....	43
Figure (III.6) : Schémas électriques équivalents d'une cellule PV.....	44

Chapitre IV

Figure (IV.1): Interface du logiciel TRNSYS 16.....	47
Figure (IV.2): Modèle de Photovoltaïque	48
Figure (IV. 3): Champ solaire.....	49
Figure (IV.4) : Convertisseur d'unités.....	49
Figure (IV.5) : Panneaux photovoltaïques cristallins	50
Figure(IV.6) : Onduleur.....	50
Figure(IV.7) : Intégrateur.....	51
Figure(IV.8) : Traceur en ligne.....	51
Figure(IV.9) : Axes d'analyses d'énergies renouvelables par RETScreen.....	52
Figure(IV.10) : Présentation générale du logiciel.....	55
Figure(IV.11) : Code de couleur des cellules de RETScreen.....	56
Figure(IV.12) : données météorologiques d'Ouargla.....	58

Chapitre IIV : Résultats et interprétations

Figure (IIV .1) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Janvier 24h.....	61
Figure (IIV .2) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Janvier 72h.....	61
Figure (IIV .3) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Janvier	62
Figure (IIV .4) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Mars.....	63
Figure (IIV .5) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Juillet.....	63
Figure (IIV .6) : Puissance de sortie du système de PV pour une année typique.....	64

Liste des figures

Figure (IIV .7) : Feuille de calcul Démarrer pour photovoltaïque.....	65
Figure (IIV .8) : Feuille de calcul modèle énergétique pour le photovoltaïque.....	66
Figure (IIV .9) : Feuille de calcul « Analyse financière » pour le photovoltaïque	67
Figure (IIV .10) : Graphique des flux monétaires cumulatifs pour le système PV.....	68
Figure (IIV .11) : Feuille de calcul « Démarrer » concentrateurs solaires cylindro- paraboliques.....	69
Figure (IIV .12) : Feuille de calcul modèle énergétique pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.....	70
Figure (IIV .13) : Feuille de calcul « Analyse financière» pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques	71
Figure (IIV .14) : Graphique des flux monétaires cumulatifs pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques	72
Figure (IIV .15) : Feuille de calcul « Démarrer » pour la tour solaire.....	73
Figure (IIV .16) : Modèle énergétique pour la tour solaire.....	73
Figure (IIV .17) : Feuille de calcul « Analyse financière» pour la tour solaire.....	74
Figure (IIV .18) : Graphique des flux monétaires cumulatifs pour la tour solaire.....	75

Liste des figures

Liste des tableaux

Chapitre I : Gisement solaire

Tableau(I.1) : Grandeurs de soleil.....	3
Tableau(I.2) : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques	16

Chapitre I : Gisement solaire

Tableau (III.1) : Propriétés du collecteur.....	41
Tableau (III.2) : Propriétés du fluide.....	42

Nomenclatures

Symbole	Definition	Unité
a	Azimut	degrés
A	Area (Surface)	m ²
a	Aperture (Ouverture)	m
a	Ambient, l'ouverture, l'atmosphère	-
B	Inclinaison	degrés
b	Absorbeur	-
C	Chaleur spécifique	J/(kg K)
C	Taux de concentration	-
D	Diamètre	m
e	Externe	-
f	Distance focale	m
F	Facteur	-
f	Fluide	-
G	Irradiation	W/m ²
g	Glass (Verre)	-
h	Coefficient de transfert de chaleur	W/(m ² K)
h _d	conduction de gaz coefficient de transfert de chaleur de l'espace annulaire	W/(m ² K)
h	Hauteur de concentrateur	m
h	Hauteur du soleil	degrés
i	Angle d'incidence	degrés
i	Interne	-
I _s	Courant de saturation de la diode	A
I _{ph}	Photo courant	A

Nomenclatures

J	Numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.	/
K	Constante de Boltzmann	$W/(m^2K^4)$
k_a	conductivité thermique du gaz annulaire à une température et une pression standard	$W/(m^2K)$
Le	Longitude	degrés
M	Masse	kg
Nu	Nombre de Nusselt	-
Pr	Nombre de Prandtl	-
q	Charge de l'électron	C
R	Réflectance	-
Re	Nombre de Reynolds	-
r	Réflecteur	-
R_p	Résistances shunt	Ω
R_s	Résistance série	Ω
s	Sky (Ciel)	—
T	Température	K
T_c	Température de jonction	K
V	Vitesse du vent	m/s
ω	Angle horaire	degrés
δ	Déclinaison	degrés
λ	Longueur d'onde	μm
Φ	Latitude du lieu	degrés
ASA	Agence Spatiale Allemande	/
TSV	Temps solaire vrai	h
TU	Temps universel	h
ET	Equation du temps	/
IISiBat	Intelligent Interface for Simulation of Building	/
LSt	Méridien standard du lieu	degrés

Nomenclatures

Lg	Méridien local du lieu	degrés
CSP	Concentrated solar power	/
AIE	Agence Internationale de l'Énergie	/
Estela	Agence européenne du solaire à concentration	/
CPV	Photovoltaïque à concentration	/
PV	Photovoltaïque	/
PTC	Parabolic trough collector	/
TRI	taux de rendement interne	/

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie solaire est plus que jamais à l'ordre du jour dans tous les organismes scientifiques, économiques, sociaux et politiques.

Elle est devenue l'objet de l'attention générale, ce qui marque de plus sa nécessité en tant qu'énergie de remplacement des sources traditionnelles, qui sont en voie d'épuisement tel le charbon, les hydrocarbures, etc.

Aussi présente-elle d'immenses avantages : d'être naturelle, disponible sur de très vaste étendues du globe, non polluante, gratuite à la source et inépuisable même si l'on compte le temps en million d'années.

Le moyen qui permet le captage du rayonnement solaire s'appelle capteur, ce dernier est partagé en deux catégories : capteur à cellules photovoltaïques et capteur thermique.

Dans ce contexte et s'agissant du programme de production d'électricité, l'Algérie qui auparavant produisait 95% de son électricité à partir du gaz naturel s'est orienté vers les technologies solaires.

Les énergies renouvelables, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne et hydraulique, représentent une solution de remplacement par excellence et elles sont de plus en plus utilisées de nos jours. L'énergie alternative qui peut accomplir la demande mondiale jusqu'à maintenant c'est l'énergie solaire.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages.

Dans le cas de la mise en œuvre d'un projet photovoltaïque, proprement dit la réalisation d'une centrale électro-solaire destinée principalement à l'alimentation énergétique d'un site isolé, une estimation économique succincte peut être alors menée, après avoir préalablement effectué l'étude de faisabilité et de viabilité d'un tel ensemble adapté aux zones rurales.

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.

La production d'électricité solaire suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires..). On transforme la chaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et haute pression qui fait tourner une turbine. Puis cette énergie mécanique est transformée en électricité.

On s'est vite aperçu que l'énergie solaire, contrairement à une idée répandue, n'est pas tout à fait gratuite ; son utilisation nécessite un investissement de départ souvent plus lourd que pour les sources d'énergie conventionnelles et beaucoup d'installations solaires sont aujourd'hui à l'arrêt faute d'avoir prévu un budget insuffisant pour la maintenance des équipements.

L'idée de ce projet de Master est de mettre la lumière sur un ensemble de technologies solaires afin de mettre en exergue les aspects techniques et économiques les plus adéquats pour une région particulière située dans le sud Algérien à savoir la région de Ouargla. Cette analyse comparative devrait nous permettre de situer les meilleures approches en terme d'investissement afin de maximiser la rentabilité ceci, dans une perspective beaucoup plus large qu'une simple satisfaction des besoins locaux, mais prétendre beaucoup plus à une logique d'exportation devant assurer au pays une diversification dans les exportations.

Dans ce mémoire, nous avons suivi le plan de travail suivant :

- Au premier chapitre nous avons présenté une vue générale sur le gisement solaire, ensuite nous citons les modèles mathématiques du rayonnement solaire reçus par la terre.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'exposition et à la description des technologies solaire.
- Le troisième chapitre porte sur la modélisation des technologies solaires.
- Dans le quatrième chapitre, nous avons effectué la simulation de notre projet avec les deux logiciels : TRNSYS et RETScreen.
- Enfin, le dernier chapitre est consacré à la présentation et l'interprétation des résultats obtenus.

CHAPITE I

Gisement solaire

Chapitre I : Gisement solaire

1. Introduction

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitables. Comme la plupart des énergies douces, elle donne à l'utilisateur la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partie de ses besoins.

La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation et l'irradiation globale.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES 

1.1. Soleil

1.1.1. Description

Le soleil est situé au centre d'un système dit « système solaire » dont la terre fait partie avec d'autres planètes.

Il a une forme sphérique en état gazeux, composée à peu près de 70 % d'hydrogène, de 27% d'hélium et d'une faible proportion d'autres corps chimiques simples [1], [2].

1.1.2. Grandeurs

Tableau(I.1) : Grandeurs de soleil

Grandeurs	
Diamètre du soleil	1391000 Km
Masse du soleil	$199 \cdot 10^{25}$ t
Densité du soleil	1400 Kg/m ³
Distance soleil-terre	14959800 Km
Puissance rayonnée par le soleil	$4 \cdot 10^{23}$ KW
Consommation journalière d'H ₂ par le soleil	$260 \cdot 10^9$ t

1.1.3. Constitution du soleil

Le soleil est une sphère non homogène dans laquelle on peut distinguer 3 zones principales à l'intérieur, la photosphère, la chromosphère et couronne solaire.

a. Intérieur

C'est la source d'énergie du soleil, il est composé de 2/3 d'hydrogène et 1/3 d'hélium. La température au centre de l'astre atteint 15.10^6 K.

b. Photosphère

C'est la couche gazeuse qui enveloppe l'intérieur du soleil. Elle est responsable de presque la totalité du rayonnement que la terre reçoit.

Elle est mince d'environ 300 Km, où gouvernent une pression de 10^{-2} atmosphères et une densité de 10^{-8} g/cm³.

c. Chromosphère

Elle surmonte la photosphère. C'est une couche gazeuse qu'on assimile à l'atmosphère solaire son épaisseur ne dépasse pas 800 Km et sa température est de 10^6 K.

d. Couronne

C'est une auréole blanche irrégulière sans limite définies, son épaisseur est de l'ordre de 3.10^6 Km.

Figure (I.1) représente la constitution du soleil.

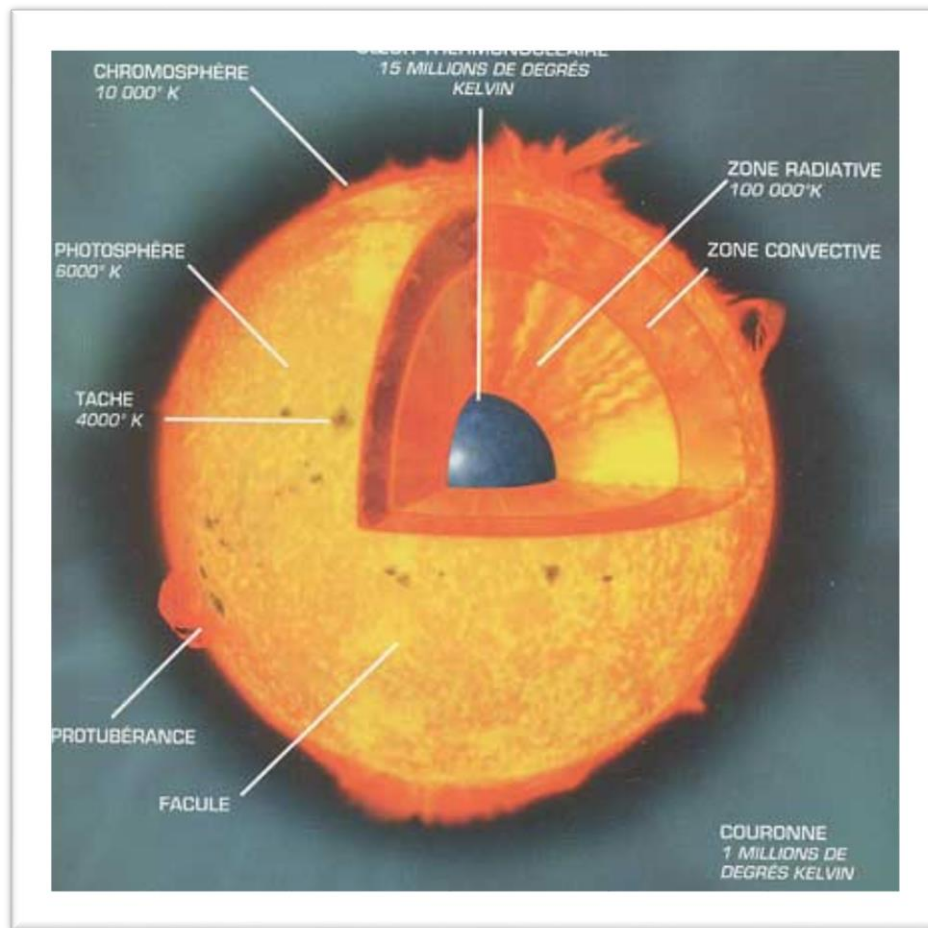


Figure (I.1) : Constitution du soleil

1.1.4. Spectre solaire

La distribution spectrale du flux solaire extraterrestre en fonction de la longueur d'onde à une distance terre – soleil moyenne est représentée dans la figure (I.2).

Le spectre solaire s'étend pratiquement de 0,1 μm à 5 μm , il est au maximum à la longueur d'onde $\lambda = 0,5 \mu\text{m}$ et 2,5 μm .

99% de l'énergie solaire est émise dans une gamme de longueur d'onde comprise entre 0,25 μm et 2,5 μm .

50% de l'énergie est émise entre 0,4 μm et 0,7 μm domaines des fréquences visibles.



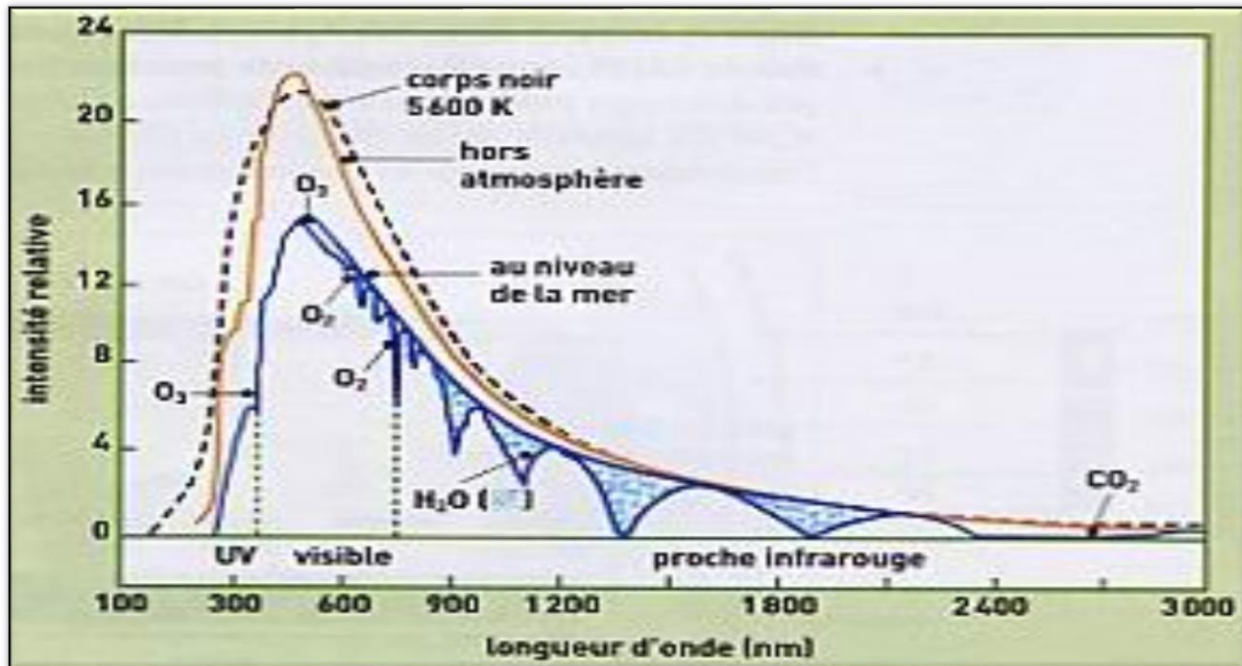


Figure (1.2) : Distribution spectrale du flux solaire [1]

1.1.5. Constante solaire (I_0)

C'est l'énergie rayonnante reçue par unité de surface sur un plan normal au rayonnement solaire direct, situé à la distance moyenne terre – soleil et en l'absence d'atmosphère.

Sa valeur a été mesurée et elle est estimée à environ 1353 W/m^2 . [1]

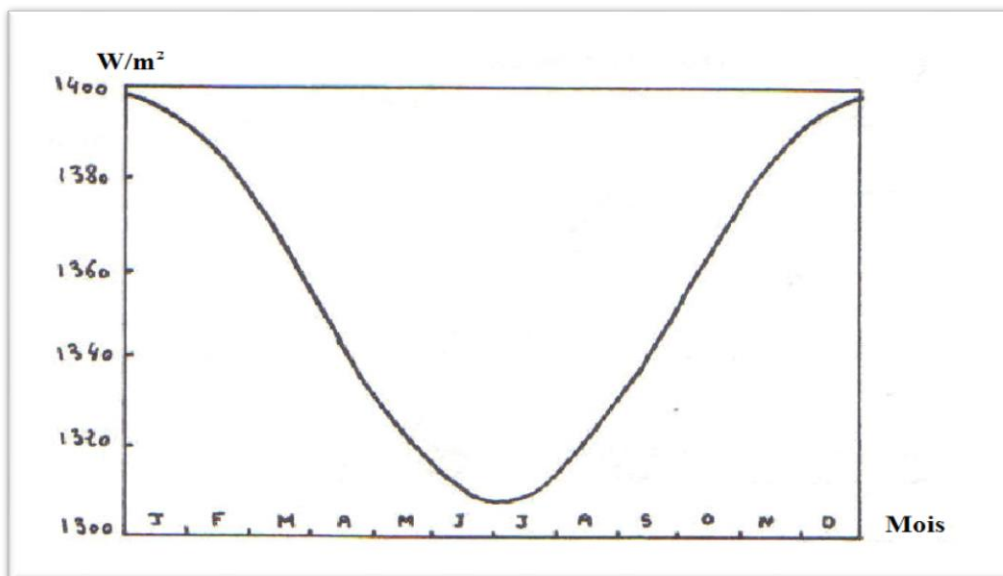


Figure (1.3) : Variation de la constante solaire I_0 en fonction de l'année [1]

2. Rappels astronomique

2.1. Mouvement de la terre

Dans son mouvement autour du soleil, la terre décrit une ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers, la révolution complète s'effectue en une période de 365,25 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique [2].

C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil: 147 millions de km. Au 22 juin la distance terre-soleil vaut 152 millions de km, c'est le jour où la terre est la plus éloignée, c'est le solstice d'été. Le 21 mars et le 21 septembre sont appelés respectivement équinoxes de printemps et équinoxe d'automne. Aux équinoxes le jour et la nuit sont égaux [2].

En plus de sa rotation autour du soleil, la terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Cette rotation s'effectue en une journée.

Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique, ils font entre eux un angle appelé inclinaison, elle atteint sa valeur maximale $23^{\circ}27'$ au solstice d'été [2].

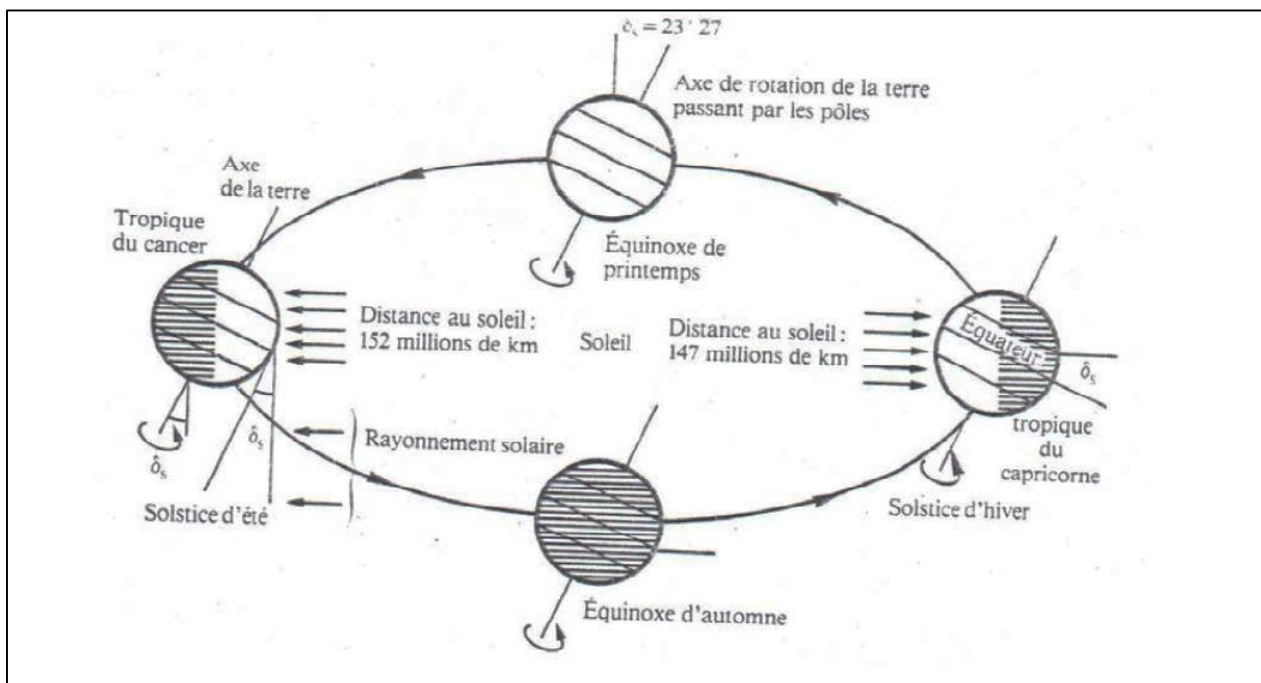


Figure (I.4) : Mouvement de la terre autour du soleil

2.2. Grandeurs géographiques et astronomiques

2.2.1. Grandeurs pour le repérage du soleil

La position du soleil dans le ciel n'est pas fixe, elle change à travers le jour et la saison. Ce changement de position est engendré par la rotation de la terre sur elle-même (autour de son axe), et de son mouvement autour du soleil (dans son orbite) [2], [3].

Afin de déterminer cette position il est d'usage d'utiliser deux repères : le repère équatorial ou horaire et le repère horizontal ou azimutal.

a. Repère de coordonnées équatoriale

Dans ce repère la position du soleil dans le ciel est déterminée par deux grandeurs [2], [3]:

- **Déclinaison (δ)** : C'est l'angle entre la direction soleil-terre et le plan de l'équateur terrestre. Elle est nulle aux équinoxes et maximale aux solstices, elle varie de $-23,27^\circ$ au solstice d'hiver à $+23,27^\circ$ au solstice d'été.

Elle peut être évaluée en première approximation par la relation suivante :

$$\delta = 23,27 \sin [360 / 3655(j + 284)] \quad \text{I.1}$$

δ : exprimée en degrés ;

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

- **Angle horaire (ω)** : C'est l'angle compris entre le méridien origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel. Il est donné par la relation suivante

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad \text{I.2}$$

TSV : temps solaire vrai.

Il vaut 0° à midi solaire, ensuite chaque heure correspond à une variation de 15° , car la période de la terre dans sa rotation sur elle-même est égale à 24h. Compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir.

Le temps solaire vrai est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence.

$$\mathbf{TSV = TU + 4 (LSt - Lg) + ET} \quad \mathbf{I.3}$$

TU : temps universel standard (mn) ;

LSt : méridien standard du lieu (°) ;

Lg : méridien local du lieu (°) ;

ET : correction de l'équation du temps, donnée par la relation suivante :

$$\mathbf{ET = 9,87 \sin (2JD) - 7,35 \cos (JD) - 1,5 (JD)} \quad \mathbf{I.4}$$

$$\text{Avec } \mathbf{JD = (J - 81) \times (360/365)} \quad \mathbf{I.5}$$

Et **J** : nombre de jours à partir du premier janvier.

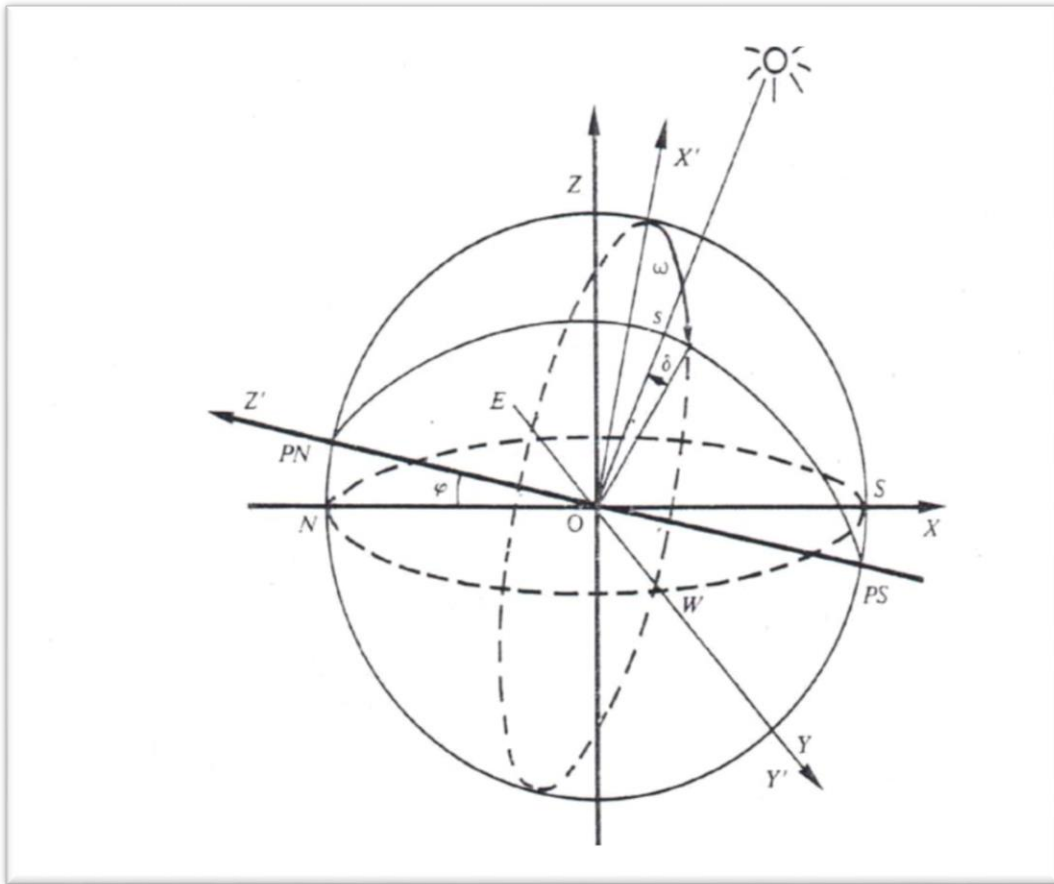


Figure (I.5) : Repère de coordonnées horaires

b. Repère de coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu [1].

Dans ce repère les coordonnées du soleil sont :

- **Hauteur du soleil (h) :** est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal.

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin (\mathbf{h})=\sin (\Phi) . \sin (\delta)+\cos (\Phi) . \cos (\delta) \quad \text { I.6}$$

Φ : latitude du lieu.

- **Azimet du soleil (a)** : est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du sud. L'azimet est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(a) = (\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)) / \cos(h)$$

I.7

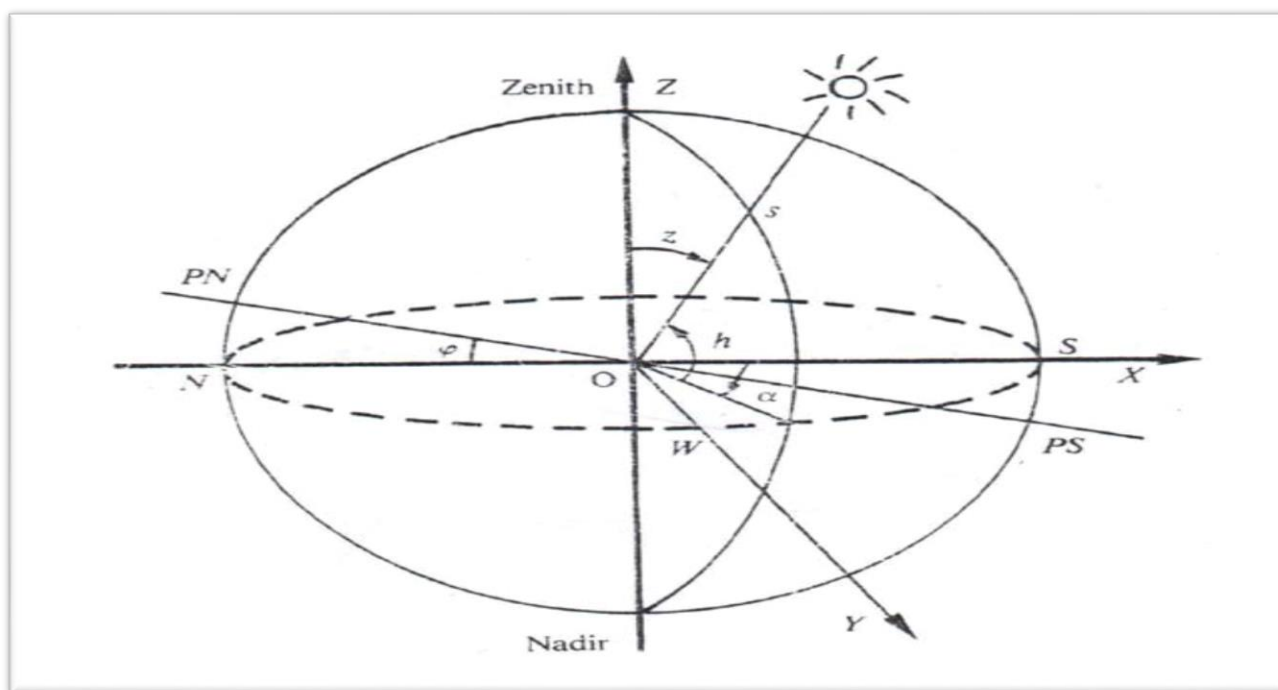


Figure (I.6) : Repère de coordonnées azimutales

2.2.2. Grandeurs pour le repérage d'un site à la surface terrestre

Un point quelconque d'un lieu donné du globe peut être défini par les coordonnées suivantes [2], [3] :

- **Latitude (Φ)** : correspond à l'angle entre le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu et le plan équatorial. Elle varie de -90° à $+90^\circ$, elle est positive vers le nord.

- **Longitude (Le)** : représente l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu et le plan méridien origine (Green winch).

L'altitude est la distance verticale entre ce point et une surface théorique de référence (surface de la mer).

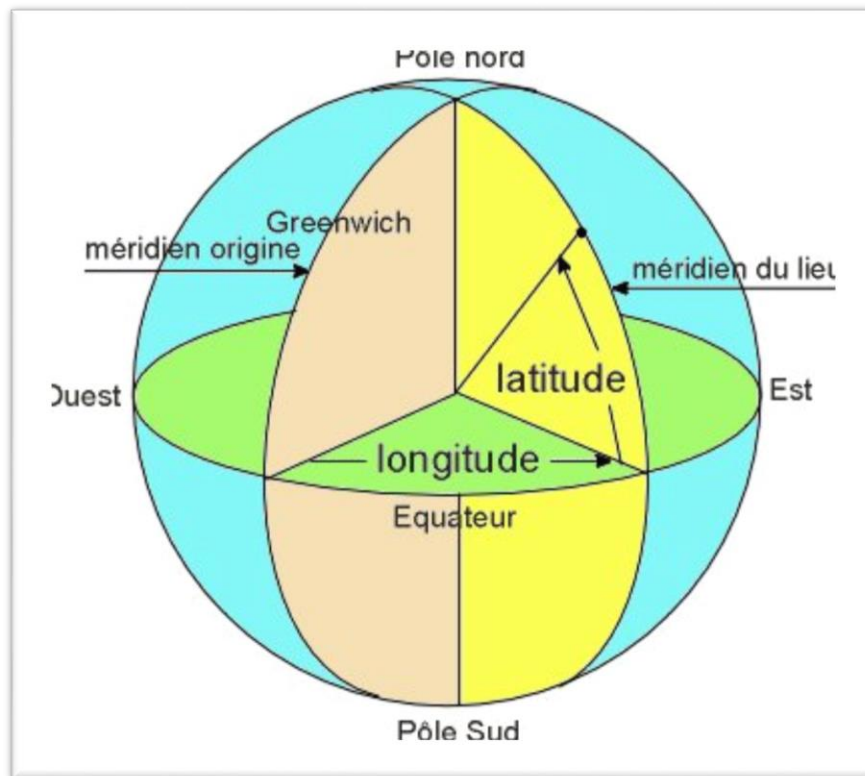


Figure (I.7) : Repérage d'un site sur la surface terrestre

2.2.3. Orientation d'un plan

L'orientation d'un plan quelconque est définie par deux angles (α , γ) [2], [3] :

α : azimut du plan, c'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud.

γ : **hauteur du plan**, c'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal. L'inclinaison β du plan par rapport au plan horizontal est donnée par :

$$\beta = 90 - \gamma \quad \text{I.8}$$

2.2.4. Angle d'incidence sur un plan

L'angle d'incidence i est l'angle que fait la direction des rayons solaires incidents avec la normal au plan de la surface réceptrice. Il est donné par la relation suivante [1], [4] :

$$\cos(i) = \cos(\alpha - a) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(h) + \sin(\gamma) \cdot \sin(h) \quad \text{I.9}$$

2.2.5. Rayonnement solaire

Le rayonnement électromagnétique émis par le soleil est la manifestation externe des interactions nucléaires qui se produisent au cœur du soleil et de l'ensemble des interactions secondaires qu'elles génèrent dans son enveloppe. Il constitue la quasi-totalité de l'énergie expulsée par le soleil.

- *Rayonnement solaire reçu au niveau du sol*

L'atmosphère terrestre perturbe grandement et par des processus variés le flux de photons issus du soleil. Donc, après sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire peut être considéré comme la somme de deux composantes [2], [5] :

- **Rayonnement direct** est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il provient du disque solaire seulement à l'exclusion de tout rayonnement diffusé, réfléchi ou réfracté par l'atmosphère.
- **Rayonnement diffus** est la part du rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste, à l'exception du disque solaire, et diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.
- **Le rayonnement global** est le rayonnement reçu sur une surface horizontale provenant du soleil et de la totalité de la voûte céleste. Il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. La figure (I.8) illustre les différents composants du rayonnement solaire au niveau du sol.

Les trois quantités, le rayonnement direct noté I, le rayonnement diffus D, et le rayonnement global G, sont reliés par la relation suivante :

$$G = I \cdot \sin(h) + D \quad \text{I.10}$$

Où **h** : la hauteur du soleil.

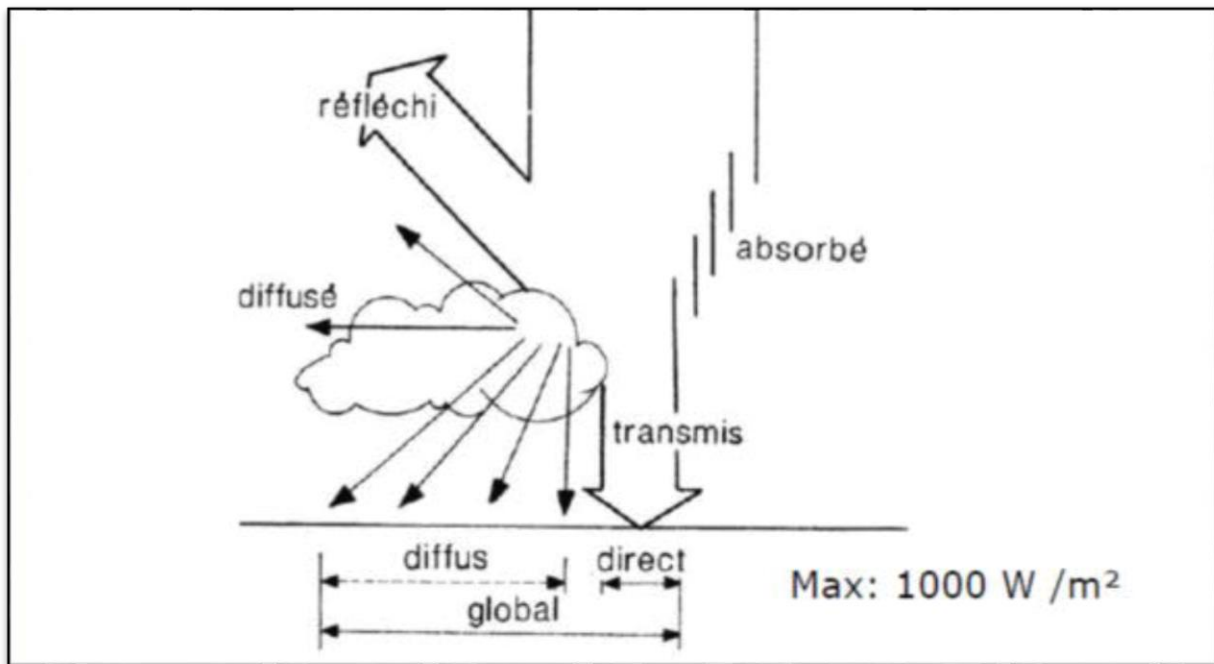


Figure (I.8) : Rayonnement direct, diffus et global

2.2.6. Gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [6].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure (I.9).

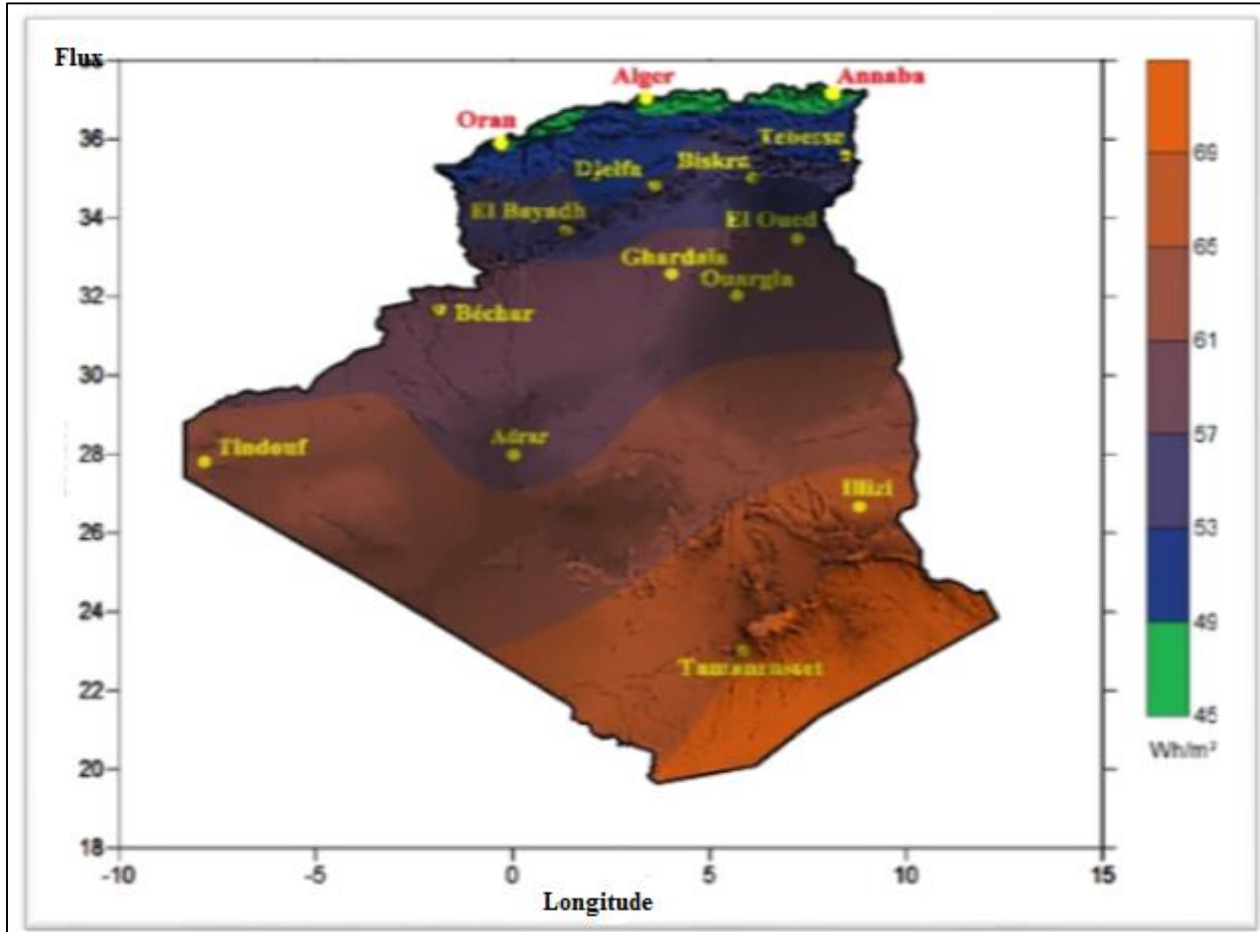


Figure (I.9) : Gisement solaire de l'Algérie

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque.

Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à HassiR'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau 2.1 selon l'ensoleillement reçu annuellement [7] :

Tableau(I.2) : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [7]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	26500

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

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire, notre site d'étude sera la wilaya d'Ouargla est une ville du sud de l'Algérie, peuplée de 210 175 habitants et le chef-lieu de la wilaya d'Ouargla est à 128 mètres d'altitude.



- **Situation**

Elle est située dans le sud-est de l'Algérie, au nord du Sahara algérien. Elle se situe à 190 km à l'est de Ghardaïa, 160 km au sud-ouest de Touggourt, 388 km au sud de Biskra.

Ouargla bénéficie d'un climat désertique chaud (Classification de KöppenBWh) typique du Sahara avec des étés très longs et extrêmement chauds et des hivers courts et très doux. Le climat y est hyperaride et très sec toute l'année puisque les précipitations moyennes annuelles avoisinent 45 mm. La sécheresse y est encore plus accentuée durant l'été où l'on enregistre 0 mm de précipitations entre juin et août. Cette ville-oasis étant encaissée, et très abritée des vents, elle devient vite une fournaise infernale, proche du climat d'Adrar et d'In Salah. En été, la chaleur est extrême et prend un caractère persistant : les températures moyennes maximales dépassent 45 °C en juillet (le mois le plus chaud) mais tournent plutôt autour de 50 °C entre juin et septembre. Les températures sont agréables et modérément élevées en hiver mais seulement la journée car dans les étendues désertiques, il n'y a rien pour retenir la chaleur et températures minimales moyennes avoisinent 5 °C. Le ciel est dégagé et clair toute l'année et les journées couvertes restent très rares, si existantes. La température moyenne annuelle avoisine 25 °C à Ouargla.

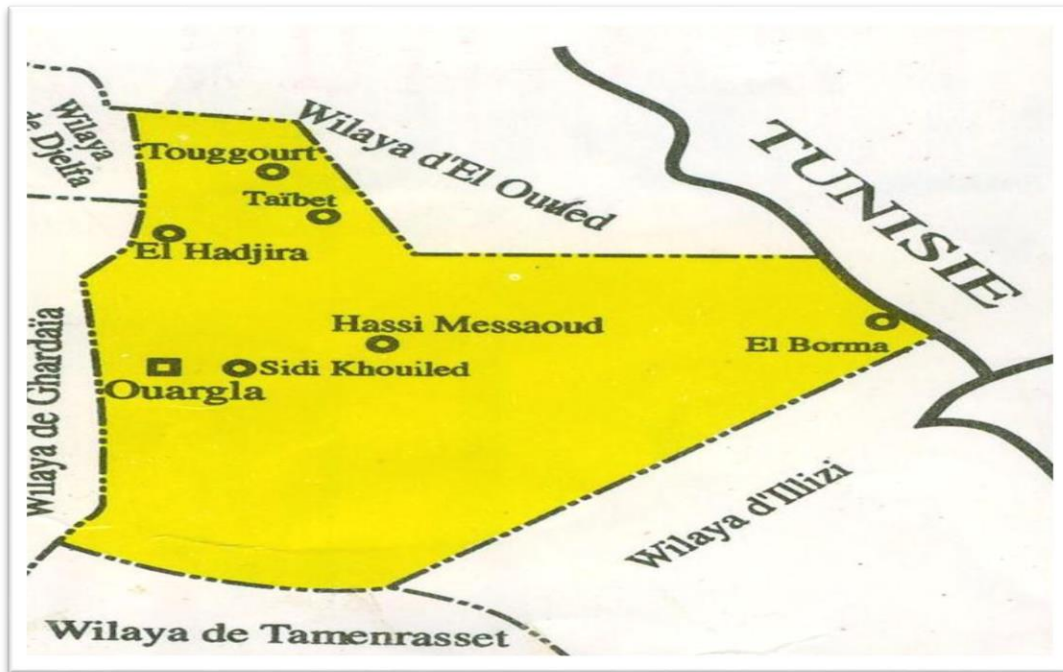


Figure (I.10) : Situation de la Wilaya d'Ouargla

3. Conclusion

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

L'énergie solaire est disponible sur toute la surface de notre planète qui reçoit plus de 15000 fois l'énergie que l'humanité consomme. L'exploitation de cette énergie peut se faire de trois manières: énergie thermique, énergie thermodynamique et l'énergie photovoltaïque.

L'Algérie dispose d'un gisement solaire important encore inexploité. Cette forme d'énergie présente beaucoup d'avantages en conversion thermique pour le chauffage et la production d'électricité principalement. C'est une forme d'énergie disponible, économique, non polluante et nécessite peu d'entretien.

Les mesures solaires sont principalement des mesures au sol du rayonnement direct, diffus et du rayonnement global. D'autres paramètres peuvent également être mesurés et qui sont : les durées d'insolation et le temps horaire.

CHAPITE II

Technologies Solaires

Chapitre II : Technologies Solaires

1. Introduction

L'énergie solaire correspond au type d'énergie que le soleil diffuse dans l'atmosphère par son rayonnement. Elle est obtenue grâce à des panneaux solaires et utilisée par les humains sous deux formes différentes : électrique et thermique.

2. Partie 1

2.1. Energie solaire à concentration (CSP)

Énergie solaire à concentration (CSP) est une technologie de production d'énergie qui utilise des miroirs ou des lentilles à 4 ; concentrer les rayons du soleil et, dans la plupart des systèmes de CSP d'aujourd'hui, pour chauffer un fluide et produire de la vapeur. La vapeur entraîne une turbine et génère de l'énergie de la même manière que les centrales classiques. D'autres concepts sont explorés et non toutes les futures centrales CSP utiliseront nécessairement un cycle de vapeur. [8]

La thermodynamique solaire est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels.

Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes disponibles tant au niveau de la concentration du rayonnement, du choix des fluides caloporteur et thermodynamique ou du mode de stockage.[8]

2.2. Systèmes de concentration

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le miroir et la transfère au fluide thermodynamique. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels. [8]

- **Facteur de concentration**

Une caractéristique du système est son facteur de concentration. Ce coefficient permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire : plus le facteur de concentration est élevé, plus la température atteinte sera importante. [8]

$$\text{Facteur de concentration} = \frac{\text{Surface du miroir}}{\text{Surface du récepteur}}$$

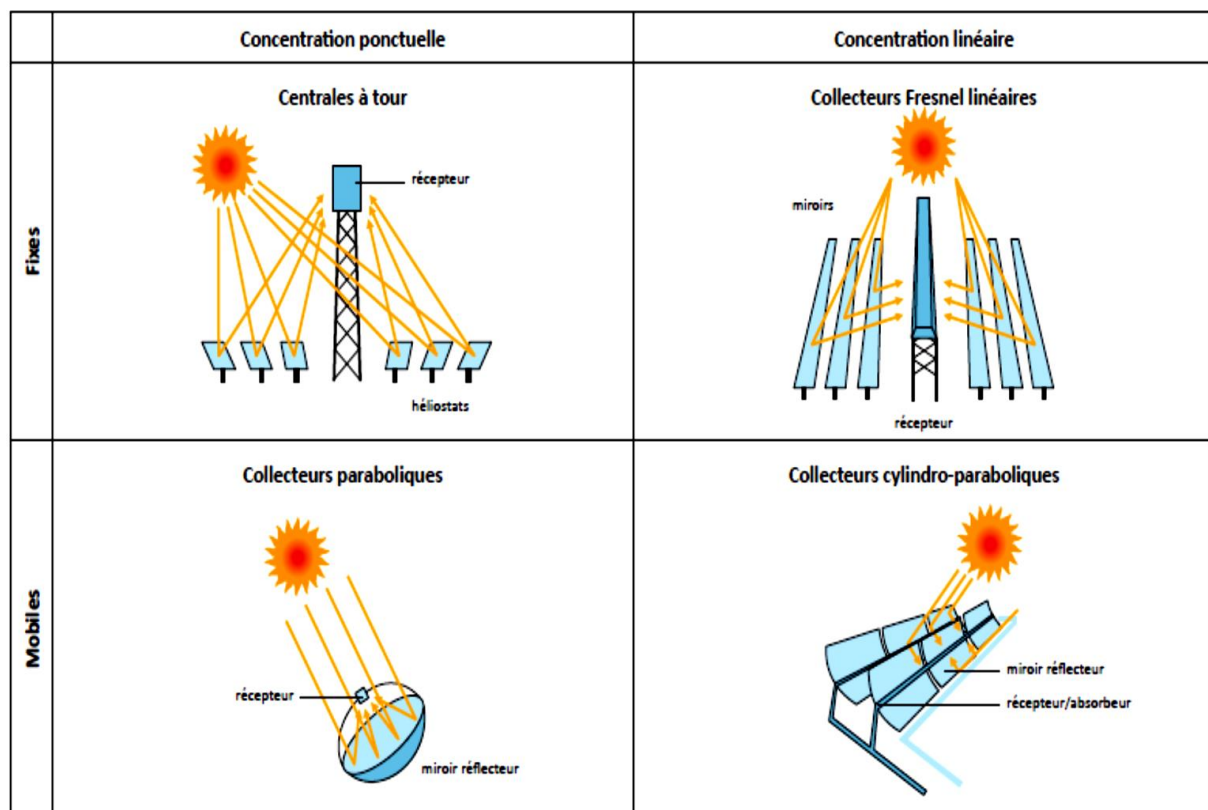


Figure (II.1) : Concentrateurs principales

2.3. Fluides caloporteurs et thermodynamiques

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, oriente les choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage. [8]

- **L'eau liquide** est, a priori, un fluide de transfert idéal .Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.

- **Les huiles** sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.

- **Les sels fondus** à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

- **Les gaz** tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.

- **Les fluides organiques** (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.

- **L'air** peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

2.4. Systèmes de génération d'électricité

Plusieurs systèmes de génération d'électricité sont envisageables : turbine à gaz solarisées, cycle de Rankine vapeur, moteur Stirling, cycle de Rankine organique, etc.

Le choix d'un système est conditionné par le type de fluide, la technique de captage et de stockage envisagés.

Les cycles de Rankine vapeur sont, dans l'état actuel des technologies, les plus largement déployés.

2.5. Production en continu par le stockage et l'hybridation

- **Stockage** : un atout majeur de certaines technologies solaires thermodynamiques est leur capacité de stockage qui permet aux centrales de fonctionner en continu. En effet, lorsque l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine, la chaleur en surplus est dirigée vers un stockage thermique, qui se remplit au cours de la journée. La chaleur emmagasinée permet de continuer à produire en cas de passage nuageux ainsi qu'à la tombée de la nuit. Plusieurs procédés de stockage peuvent être utilisés : sel fondu, béton, matériaux à changement de phase, etc.

- **Hybridation** avec une source de chaleur fossile ou biomasse permet d'accroître la disponibilité des installations et de produire la chaleur de manière garantie. Elle favorise ainsi la stabilité des réseaux électriques nationaux et continentaux.

2.6. Différents types de centrales solaires thermodynamiques

2.6.1. Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques

Ce type de centrale se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil.

Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui actionne une turbine ou un générateur électrique. [8]



Figure (II.2) : Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques

2.6.2. Centrales solaires à miroir de Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques repose sur la mise en forme du verre pour obtenir sa forme parabolique.

Une alternative possible consiste à approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans.

C'est le principe du concentrateur de Fresnel. Chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes.

En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide thermodynamique peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter la chaleur. [8]



Figure (II.3) : Centrales solaires à miroir de Fresnel

2.6.3. Centrales à tour

Les centrales solaires à tour sont constituées de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat est orientable, et suit le soleil individuellement et le réfléchit précisément en direction du receveur au sommet de la tour solaire.

Le facteur de concentration peut dépasser 1000 °C, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 600 °C à 1000 °C. L'énergie concentrée sur le receveur est ensuite soit directement transférée au fluide thermodynamique (génération directe de vapeur entraînant une turbine ou chauffage d'air alimentant une turbine à gaz), soit utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Ce liquide caloporteur est ensuite envoyé dans une chaudière et la vapeur générée actionne des turbines. Dans tous les cas, les turbines entraînent des alternateurs produisant de l'électricité. [8]



Figure (II.4) : Centrales à tour

2.6.4. Centrales à capteurs paraboliques

Ayant la même forme que les paraboles de réception satellite, les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils s'orientent automatiquement et suivent le soleil sur deux axes afin de réfléchir et de concentrer les rayons du soleil vers un point de convergence appelé foyer. Ce foyer est le récepteur du système. Il s'agit le plus souvent d'une enceinte fermée contenant du gaz qui est monté en température sous l'effet de la concentration. Cela entraîne un moteur Stirling qui convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité.

Le rapport de concentration de ce système est souvent supérieur à 2000 °C et le récepteur peut atteindre une température de 1000 °C.

Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Pour ce type de système, le stockage n'est pas possible. [8]



Figure (II.5) : Centrales à capteurs paraboliques

2.6.5. Cas particulier : la tour solaire à effet de cheminée

Dans ce concept, les rayons solaires ne sont pas concentrés. L'air est chauffé par une surface de captage solaire formée d'une couverture transparente et agissant comme une serre. L'air chaud étant plus léger, il s'échappe par une grande cheminée centrale. La différence de température entre la partie basse et la partie haute de la cheminée donne lieu à un déplacement perpétuel de l'air (phénomène de la convection naturelle). Cette circulation d'air permet alors à des turbines situées à l'entrée de la cheminée de produire de l'électricité.

Le principal avantage de ce système c'est qu'il peut fonctionner sans intermittence en utilisant le rayonnement du soleil le jour et la chaleur emmagasinée dans le sol la nuit. [8]

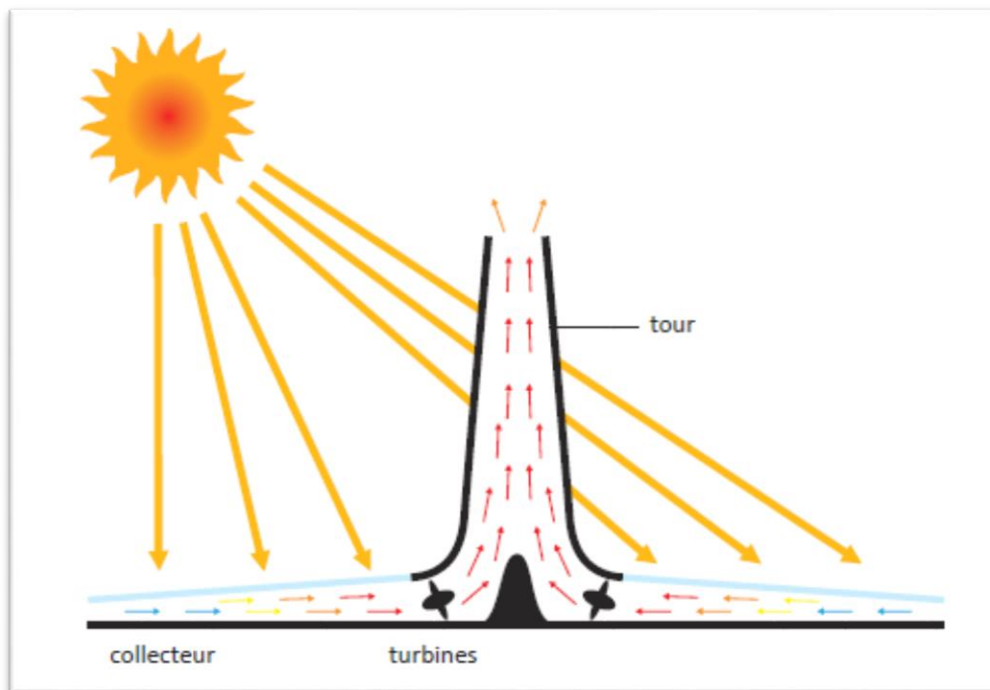


Figure (II.6) : La tour solaire à effet de cheminée

2.7. Perspectives de la solaire thermodynamique

La technologie de la thermodynamique solaire utilise une source renouvelable et possède un potentiel de ressources très important dans les régions à ensoleillement intense.

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit une contribution de cette technologie à hauteur de 11,3 % de la production d'électricité mondiale à l'horizon 2050. Avec plus de 1 000 000 MW de capacité installée, les centrales solaires thermodynamiques pourraient fournir une production électrique de 4 770 TWh par an.

L'Estela (Agence européenne du solaire à concentration) prévoit un objectif européen de 30 000 MW de capacité installée et de 89,8 TWh/an de production d'électricité en 2020.

- **Potentiel, ressources**

Les zones les plus favorables à l'utilisation de l'énergie solaire concentrée sont celles où l'ensoleillement direct est supérieur à 1 900 kWh/m²/an. Les régions adaptées sont très nombreuses et recèlent un potentiel très important. Elles se situent principalement en Afrique du Nord et septentrionale, au Proche et Moyen-Orient, en Australie, dans le sud-ouest des États-Unis, en Inde ou encore en Asie centrale. [8]

3. Partie 2

3.1. Photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque permet de récupérer et de transformer directement la lumière du soleil en électricité par des panneaux photovoltaïques. La conversion directe de l'énergie solaire en électricité se fait par l'intermédiaire d'un matériau semi-conducteur.

La cellule photovoltaïque est un composant électronique qui est la base des installations produisant cette énergie. Elle fonctionne sur le principe de l'effet photoélectrique. Plusieurs cellules sont reliées entre-elles pour former ce qu'on appelle un module solaire photovoltaïque. Par la suite, plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire. Cette installation produit de l'électricité qui peut être consommée sur place ou alimenter un réseau de distribution. La puissance d'une centrale solaire photovoltaïque est proportionnelle à la surface de modules installée. [9]

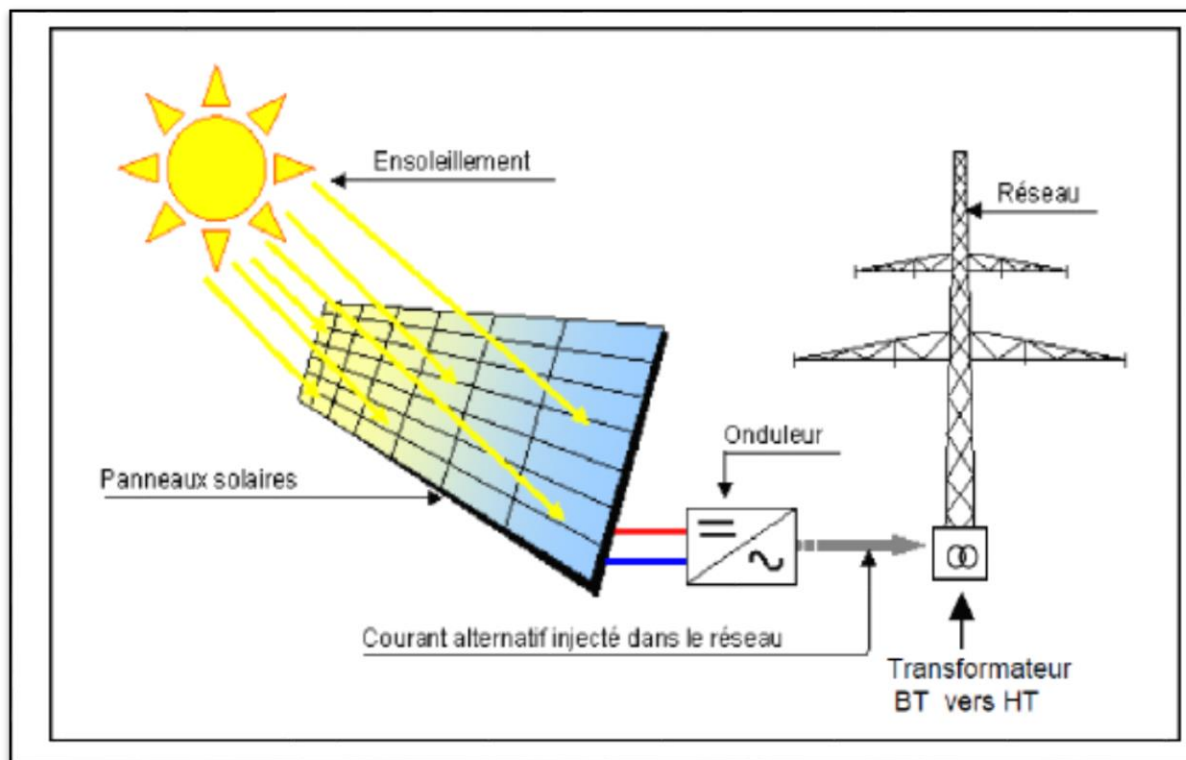


Figure (II.7) : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque [9]

Les principales caractéristiques des centrales photovoltaïques sont les suivantes :

- Haute fiabilité, pas de pièce mobile (sauf sur des systèmes de trackers, le mouvement est cependant très lent),

- Système silencieux,
- Entretien réduit, peu de coût de fonctionnement,
- Production d'électricité uniquement le jour,
- Stockage de l'électricité difficile (coûts importants, perte de la charge au cours du temps), et possible à l'heure actuelle pour des puissances modérées.

Parmi les différents types de cellules photovoltaïques existantes, il est possible de distinguer deux grandes familles : à base de silicium cristallin ou les « couches minces ».

3.2. Photovoltaïque à concentration (CPV)

Le photovoltaïque à concentration (CPV) est basé sur un principe simple : la lumière du soleil est concentrée plusieurs centaines de fois par un dispositif optique (miroir parabolique ou lentille de Fresnel) avant d'atteindre la cellule photovoltaïque. Grâce à la concentration, la surface de cellule utilisée est beaucoup plus faible et donc la quantité de matériels semi-conducteurs, composant le plus coûteux d'un module solaire, est diminuée. Le rendement d'un module photovoltaïque à concentration est nettement supérieur à celui des autres technologies. A puissance égale, une centrale CPV nécessite donc moins d'espace qu'une centrale PV classique. [9]

3.3. Type de centrales PV

En plus des différentes technologies de cellules, deux types de centrales PV existent : les centrales PV fixes et les centrales solaires PV avec un système trackers d'un axe ou de deux axes ou « suiveurs solaires » (permettant de suivre la course du soleil). Ces dernières peuvent permettre d'augmenter le productible de la centrale en plus de 40% par rapport aux centrales solaires PV traditionnelles. [9]

- **Photovoltaïque sans tracker :**

- Coûts plus faibles aussi bien en production qu'en exploitation (moins de maintenance) Le fonctionnement de ces panneaux ne nécessite pas d'énergie, contrairement aux trackers où un moteur est nécessaire pour orienter les panneaux (avec une consommation faible). [9]
- Imperméabilisation du sol plus faible (panneaux en général fixés à l'aide de pieux, alors que les trackers demandent en général des bases en béton).

- Hauteur beaucoup plus faible des panneaux d'où un impact paysager plus réduit.
- Technologie la plus couramment employée.
- Mise en place facile des panneaux et démantèlement aisé.
- **photovoltaïque avec tracker**
 - Rendement supérieur de 30 % environ (surtout pour les trackers 2 axes).
 - Surface continue de panneaux moins importante (facilite le ruissellement des eaux pluviales).
 - Hauteur plus importante, d'où une utilisation des sols sous les panneaux plus importante.
 - Technologie plutôt employée dans des régions très ensoleillées pour compenser les coûts de production.
 - S'adapter plus facilement aux différences de relief.

3.4. Cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en électrique. Nous allons ici présenter rapidement le fonctionnement du phénomène photovoltaïque. [10]

3.4. 1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir d'une jonction **pn** au silicium (diode). Pour obtenir du silicium dopé **n**, on ajoute du phosphore. Ce type de dopage permet au matériau de libérer facilement des électrons (charge -).

Pour obtenir du silicium dopé **p**, on ajoute du bore. Dans ce cas, le matériau crée facilement des lacunes électroniques appelées trous (charge +).

La jonction **pn** est obtenue en dopant les deux faces d'une tranche de silicium. Sous l'action d'un rayonnement solaire, les atomes de la jonction libèrent des charges électriques de signes opposés qui s'accumulent de part et d'autre de la jonction pour former un générateur électrique.

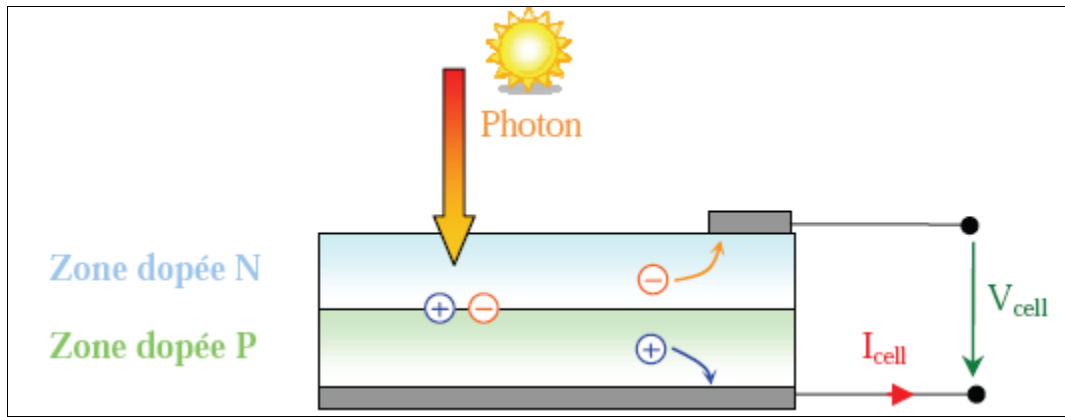


Figure (II.8) : Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [10]

3.4.2. Différents types de panneaux photovoltaïques

a. Panneaux PV avec des cellules monocristallines

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont des photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal.

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie ; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau.

Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium.

Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction p-n dépôt de Couche anti reflet, pose des collecteurs), le wafer devient une cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et vues de près, elles ont une couleur uniforme.

Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.

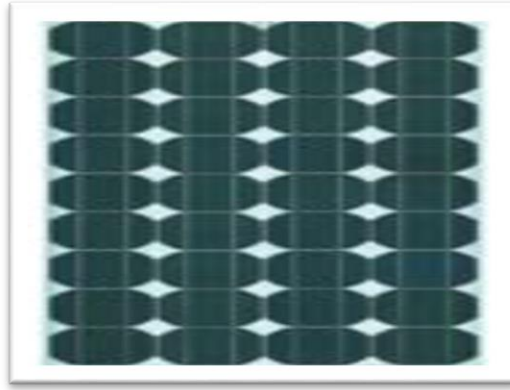


Figure (II.9) : Panneaux PV (cellule monocristalline) [11]

b. Panneaux PV avec des cellules poly-cristallines

Les panneaux PV avec des cellules poly cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure Poly-cristalline.

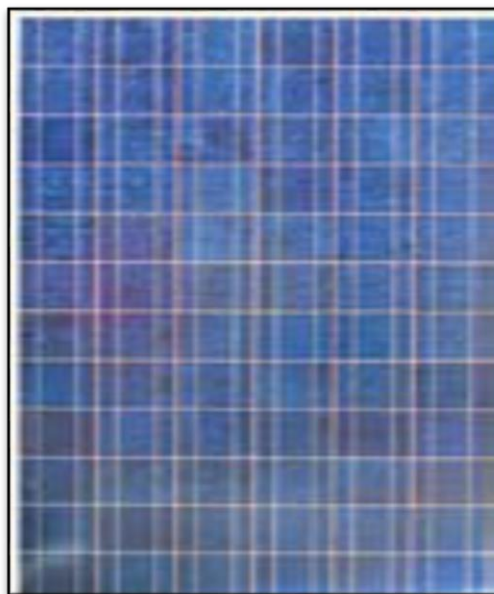


Figure (II.10) : Panneaux PV) cellule poly cristalline) [11]

c. Modules photovoltaïques amorphes

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, Mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines.

Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première [11].

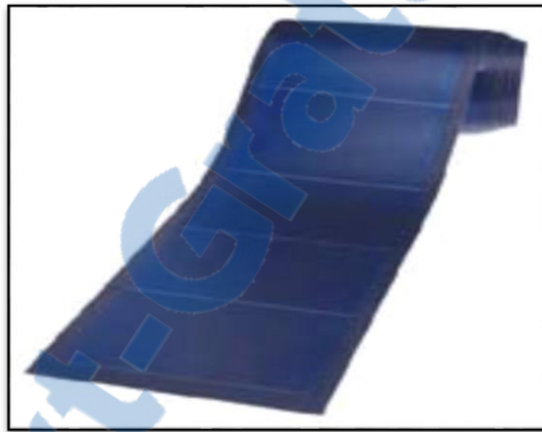


Figure (II.11) : Module photovoltaïque amorphe [11]

4. Conclusion

L'énergie solaire est une des 5 énergies renouvelables qui permet d'obtenir essentiellement de la chaleur et de l'électricité. Nous avons vu qu'à l'aide des nouvelles technologies, les panneaux solaires photovoltaïques ou thermiques, on peut obtenir de la chaleur grâce aux réactions transformant la lumière en chaleur ainsi que de l'électricité.

CHAPITE III

Modélisations

Chapitre III : Modélisations

1. Introduction

L'utilisation des sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, géothermique sont des alternatives très intéressantes pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux. Différentes techniques pour la collecte de cette énergie solaire a vu le jour. Parmi ces technologies, nous citerons les collecteurs cylindro-paraboliques (PTC) qui ont été généralisés et testés commercialement pour captage solaire. La majorité des installations cylindro-paraboliques déployée fonctionnent à des températures allant jusqu'à 400 ° C en utilisant l'huile synthétique comme fluide caloporteur (HTF) [12].

L'énergie solaire photovoltaïque permet aussi de transformer les rayons du soleil en électricité, par une réaction photovoltaïque par l'utilisation des cellules solaires photovoltaïque. La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique.

2. Modélisation des technologies solaires

2.1. Concentrateurs solaires cylindro-paraboliques

2.1.1 Modélisation du modèle

La plupart des modèles des concentrateurs cylindro-paraboliques supposent que le flux solaire et l'écoulement du fluide sont uniformes ou constants, ou que les corrélations dans les modèles sont fondées sur l'hypothèse d'une température uniforme ou constante [13].

Un modèle que nous nous proposons de détailler dans ce mémoire a été reporté par al Hachicha [14]. Il considère la discrétisation du récepteur en plusieurs segments dans les deux directions axiales et azimutales. L'ensemble des équations algébriques sont résolues simultanément en utilisant des méthodes directes. Les résultats obtenus présentent une bonne concordance avec les données expérimentale.

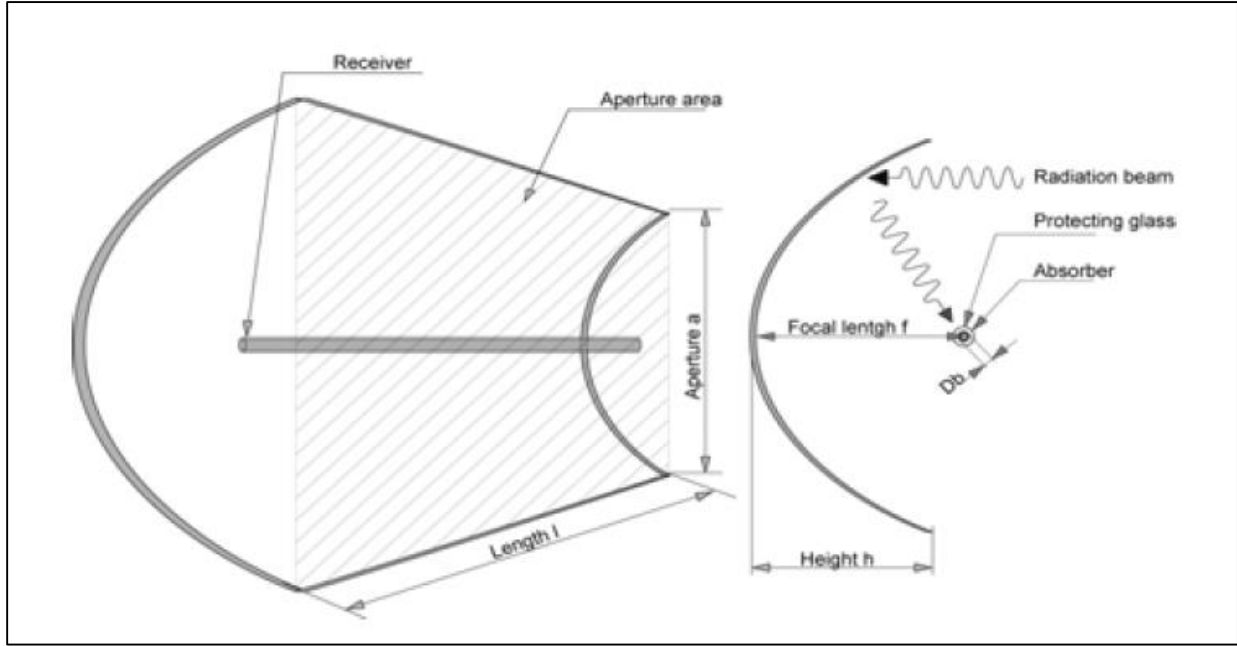


Figure (III.1) : Géométrie du capteur cylindro-parabolique solaire

Comme on le voit sur la figure (III.1), la forme de concentrateur parabolique linéaire est donnée par [15]:

$$y^2 = 4fx \quad \text{III.1}$$

Où f est la distance focale du collecteur. L'énergie thermique reçue à la ligne focale est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le rapport géométrique de concentration est une mesure de la concentration moyenne. Sa valeur dépend directement de la géométrie de collecteur. Ceci peut être calculé par le rapport de l'aire d'ouverture de collecteur (A_a) à l' zone de réception (A_r) [15]:

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad \text{III.2}$$

Le coefficient de concentration réelle est calculé en utilisant l'équation suivante [16]:

$$A_a = l \left[\left(\frac{a}{2} \sqrt{\left(\frac{4h}{a} \right)^2 + 1} \right) + 2f \ln \left(\frac{4h}{a} \sqrt{\left(\frac{4h}{a} \right)^2 + 1} + 1 \right) \right] \quad \text{III.3}$$

Avec

$$h = \frac{a^2}{16f} \quad \text{III.4}$$

$$A_r = \pi l D_b \quad \text{III.5}$$

a et l sont respectivement le diamètre d'ouverture de collecteur et la longueur du concentrateur, D_b est le diamètre moyen de l'absorbeur.

Dans la modélisation dynamique, l'énergie stockée dans certains niveaux est pris en considération. Ces niveaux sont considérés comme des nœuds à une uniforme température. Cette méthode consiste à subdiviser un système en plusieurs sous-systèmes. Mais avant d'établir le bilan énergétique du collecteur, les hypothèses de la modélisation doivent être considérées.

A. Hypothèses

Les hypothèses simplificatrices suivantes ont été apportées:

- En raison de vide, le transfert de chaleur entre le verre et l'absorbeur est seulement dû au rayonnement et conduction ; convection donc est négligeable [17].
- Le fluide de travail est incompressible et sans changement de phase.
- Le tube absorbant coïncide avec la ligne focale.
- La température est uniforme à chaque nœud.
- Le verre est considéré comme étant opaque au rayonnement infrarouge.
- Les variations temporelles longues de l'absorbeur et l'épaisseur du verre sont négligeables.
- Le flux solaire à l'absorbeur est uniformément réparti.

2..1.2. Modélisation mathématique

La figure (III.2) montre les différents types de transfert de chaleur impliqués.

Selon cette représentation, une température homogène l'emporte à chaque nœud et un transfert de chaleur de révolution se produit.

Une analogie électrique du problème est illustrée sur la figure (III.3).

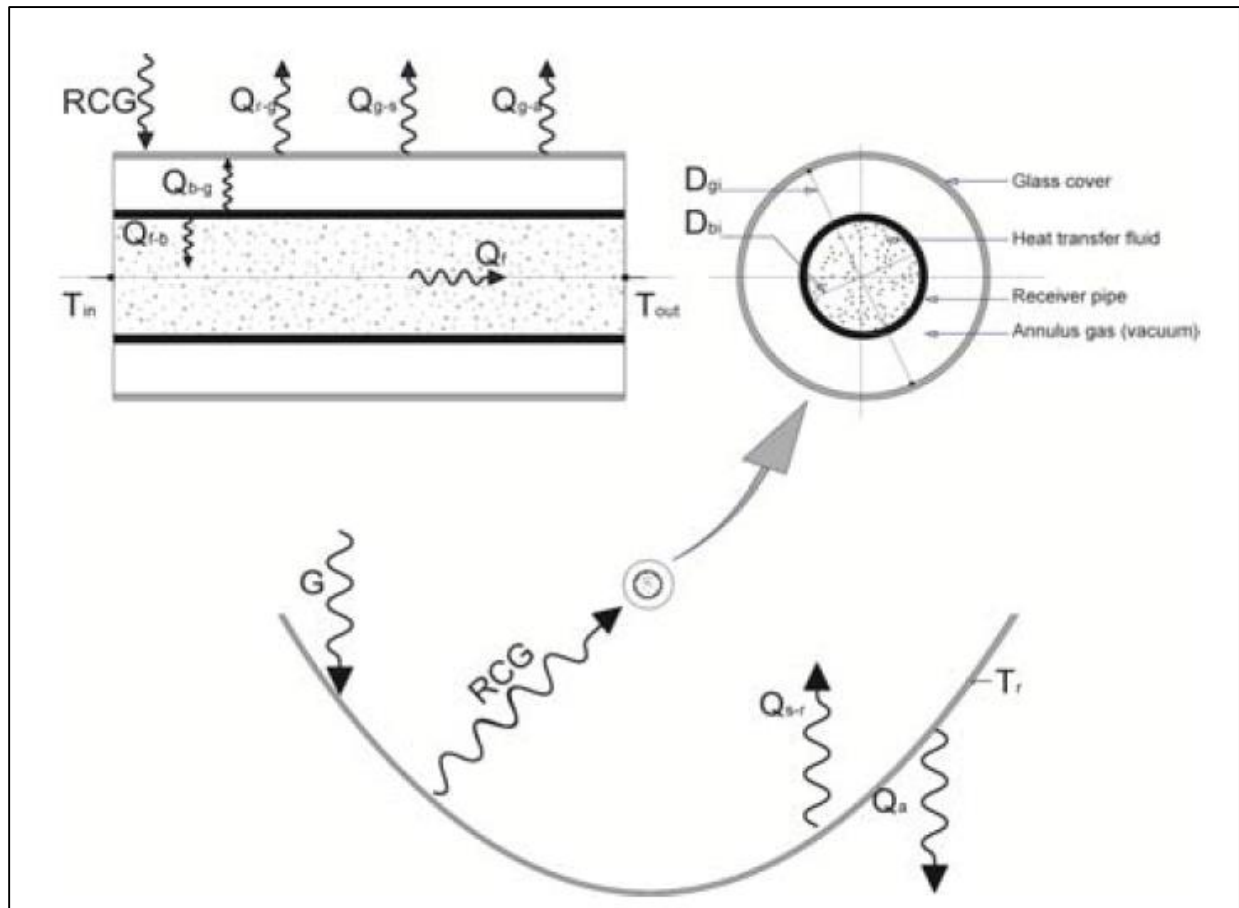


Figure (III.2) : Équilibre énergétique

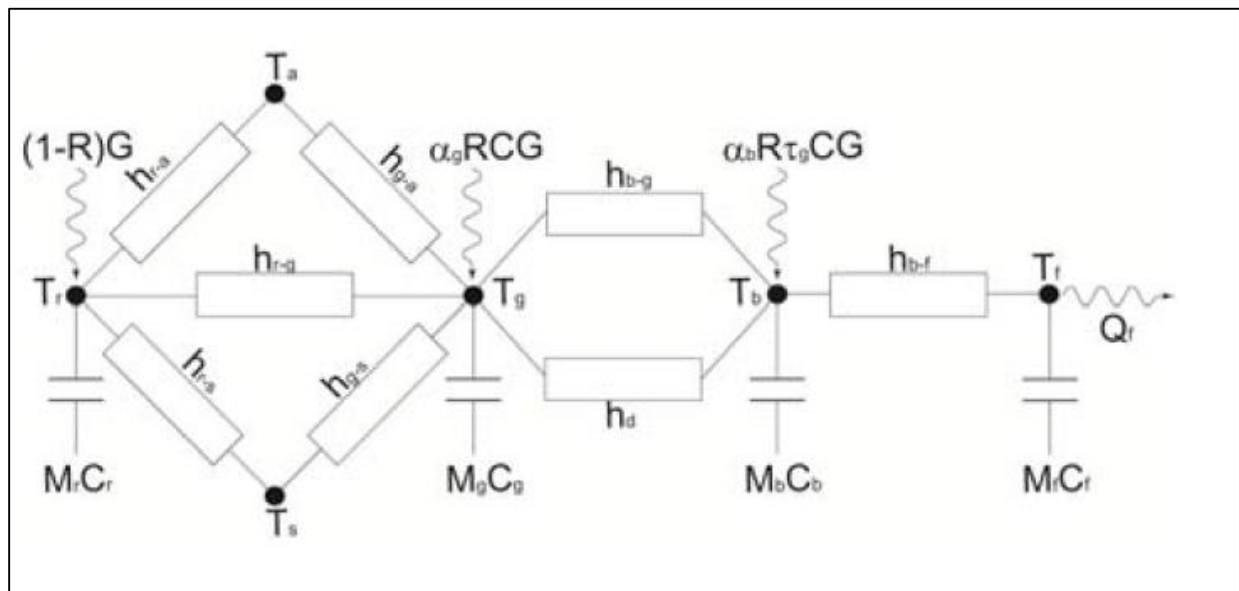


Figure (III.3) : Analogie électrique du problème

La quantité de chaleur échangée entre les nœuds peut être écrite comme suit

$$Q_i = A_{ij}h_{ij}(T_i - T_j) \quad \text{III.6}$$

i et j sont les deux nœuds voisins, a et b sont respectivement le coefficient de surface et le transfert de chaleur entre les deux i et j nœuds.

Chaque nœud mémorise une quantité de chaleur qui dépend de la capacité de la matière utilisée. Le changement de température au fil du temps est donné par:

$$Q_i = M_i C_i \frac{dT_i}{dt} \quad \text{III.7}$$

Les transferts de chaleur entre le réflecteur et l'air est donnée par:

$$M_r C_r \frac{dT_r}{dt} = \left((1 - R)G - h_{r-a}(T_r - T_a) - h_{s-r}(T_r - T_s) - h_{r-g}(T_g - T_r) \right) \quad \text{III.8}$$

Entre le verre et le réflecteur, il est exprimé par:

$$M_g C_g \frac{dT_g}{dt} = \alpha_g A_g R G + A_g h_{r-g}(T_g - T_r) - A_{ge} \left(h_{g-a}(T_a - T_g) + h_{s-g}(T_g - T_s) \right) + A_{gi}(h_{b-g} + h_d)(T_b - T_g) \quad \text{III.9}$$

De même en absorbant et en verre:

$$M_b C_b \frac{dT_b}{dt} = \tau_g \alpha_g A_g R G - A_{bi} h_{b-f}(T_f - T_b) - A_{gi}(h_{b-g} + h_d)(T_b - T_g) \quad \text{III.10}$$

Et enfin entre l'ATP et l'absorbeur:

$$M_f C_f \frac{dT_f}{dt} = A_{pi} h_{p-f}(T_f - T_p) - \dot{m} C_f \frac{dT_f}{dx} \quad \text{III.11}$$

Mi et Ci est la masse et la chaleur spécifique du nœud i matériel, \dot{m} est le flux de travail de masse fluide, T_s température de ciel est calculée par [12]:

$$T_s = 0.0552 T_a^{1.5} \quad \text{III.12}$$

De nombreuses corrélations empiriques permettent de déterminer directement le coefficient de transfert thermique entre les différents nœuds.

Réflecteur et le ciel [17]

$$h_{s-r} = \sigma \epsilon_r (T_s + T_r)(T_s^2 + T_r^2) \quad \text{III.13}$$

Réflecteur et le verre [18,17]

$$h_{r-g} = \frac{\sigma(T_g^2 + T_r^2)(T_g + T_r)}{\frac{1-\epsilon_g}{\epsilon_r} + \frac{1}{F_{rg}} + \frac{(1+\epsilon_r)A_r}{\epsilon_r A_{ge}}} \quad \text{III.14}$$

Avec

$$F_{rg} = \frac{[(W_1 + W_2)^2 + 4]^{\frac{1}{2}} - [(W_2 - W_1)^2 + 4]^{\frac{1}{2}}}{2W_1}$$

$$W_1 = \frac{D_{ge}}{f}$$

$$W_2 = \frac{a}{f}$$

Entre le réflecteur et l'air [19]

$$h_{r-a} = \frac{8.6V^{0.6}}{l^{0.4}} \quad \text{III.15}$$

Entre le verre et le ciel [17]

$$h_{s-a} = \sigma \epsilon_g (T_s + T_g)(T_s^2 + T_g^2) \quad \text{III.16}$$

Entre le verre et l'air [13]

$$h_{g-a} = \frac{4V^{0.58}}{D^{0.42}} \quad \text{III.17}$$

Entre le verre et l'absorbeur [18, 17, 20, 21]

$$h_{b-g} = \frac{\sigma(T_g^2 + T_b^2)(T_g + T_b)}{\frac{1-\varepsilon_g}{\varepsilon_r} + \frac{1}{F_{gb}} + \frac{(1+\varepsilon_r)A_r}{\varepsilon_b A_{be}}} \quad \text{III.18}$$

Avec

$$F_{gb} = \frac{1}{X} \left[\frac{1}{\pi} \left(\cos^{-1} \left(\frac{B}{A} \right) \frac{1}{2Y} \left(C \cos^{-1} \left(\frac{B}{XA} \right) + B \cos^{-1} \left(\frac{1}{X} \right) - \frac{\pi A}{2} \right) \right) \right]$$

$$X = \frac{D_{gi}}{D_{be}}, \quad Y = \frac{2l}{D_{be}}$$

$$A = X^2 + Y^2 - 1, \quad B = X^2 Y^2 - 1, \quad C = \sqrt{(A+2)^2 - (2X)^2}$$

Entre absorbeur et fluide [22]

Pour un écoulement turbulent, $Re > 10^4$:

$$Nu = 0.125(0.790 \log(Re) - 1.64)^{-2} Re Pr^{0.34} \quad \text{III.19}$$

Pour un écoulement laminaire, $Re < 10^4$:

$$Nu = 3.66 + \frac{0.0668 \left(\frac{D_{bi}}{l} \right) Re Pr}{1 + 0.04 \left[\left(\frac{D_{bi}}{l} \right) Re Pr \right]^{0.67}} \quad \text{III.20}$$

2..1.3. Comportement du collecteur solaire

L'équation de programmation de la parabole est effectuée dans la méthode itérative Matlab Gauss est utilisée pour résoudre ces équations après différences finies discrétisation

Les calculs sont effectués en utilisant un maillage uniforme contenant 100 nœuds, méthode de Gauss itérative a été utilisée et le programme a été écrit en Matlab. La géométrie des composants du collecteur et les propriétés thermodynamiques et les propriétés HTF sont résumée dans le tableau (III.1) et le tableau (III.2).

Tableau (III.1) : Propriétés du collecteur [12]

	Symboles	Paramètres	Valeurs	unités
Collecteur	L	longueur de collecteur	7.800	M
	A	Ouverture	5.000	M
	F	Distance focale	1.840	M
Réflecteur	Cp_r	Chaleur spécifique	0.581	Kj / (kg.k)
	ρ_r	Densité	2.400	Kg/m ³
	e_r	Épaisseur	0.005	M
	ε_r	Emittance	0.140	-
	R_r	Réflectance	0.930	-
Verre	Cp_g	Chaleur spécifique	1.090	Kj/'kg.k)
	p_g	Densité	2.230	Kg/m ³
	D_{gi}	Diamètre intérieur	0.109	M
	D_{ge}	Diamètre extérieur	0.115	M
	τ_g	Transmittance	0.935	-
	ε_g	Emittance	0.860	-
	α_g	Absorption	0.020	-
Absorbeur	Cp_b	Chaleur spécifique	0.500	Kj/(kg.k)
	P_p	Densité	8.020	Kg/m ³
	D_{bi}	Diamètre intérieur	0.066	m
	D_{be}	Diamètre extérieur	0.070	m
	ε_b	Emissivité	0.140	-
	α_b	Absorption	0.906	-
	P_v	la pression du vide	0.010	Bar

Tableau (III.2) : Propriétés du fluide

Paramètre	Valeurs	Unités
Chaleur spécifique	1,617	KJ/ (kg.k)
Densités	936	Kg/m ³
Conductivité	0.134	w/ (m.k)
Viscosité	9.1	Pa.s
Température critique	367	c°
pression critique	10.9	Bar
densité critique	3.22	L/kg

2.2. Photovoltaïque

Cette composante de la performance électrique d'un générateur photovoltaïque, peut être utilisée dans les simulations impliquant des batteries électriques de stockage, le couplage de charge directe et réseau de distribution. Elle emploie des équations pour un modèle de circuit équivalent empirique pour prédire la tension caractéristiques du courant d'un seul module. Ce circuit est constitué d'un DC source de courant diode, et soit un ou deux résistances.

La force de la source de courant dépend de la radiation solaire et les IV caractéristiques de la diode sont fonction de la température. Les résultats pour un seul module circuit équivalent sont extrapolés pour prédire les performances d'un réseau multi-module.

2.2.1. Modélisation du système photovoltaïque

Ceci est une approximation raisonnable pour les modules cristallins. Les "quatre paramètres" dans le modèle sont $I_{L, \text{ref}}$, $I_{0, \text{ref}}$, y , et R_s . Ce sont des valeurs empiriques qui ne peuvent pas être déterminés directement par l'intermédiaire mesure physique. Le circuit équivalent à quatre paramètres est représenté sur la figure (III.4).

Le modèle à quatre paramètres suppose que la pente de la courbe IV est nulle au court-circuit condition:

$$\left(\frac{dI}{dV}\right)_{v=0} = 0$$

III.21

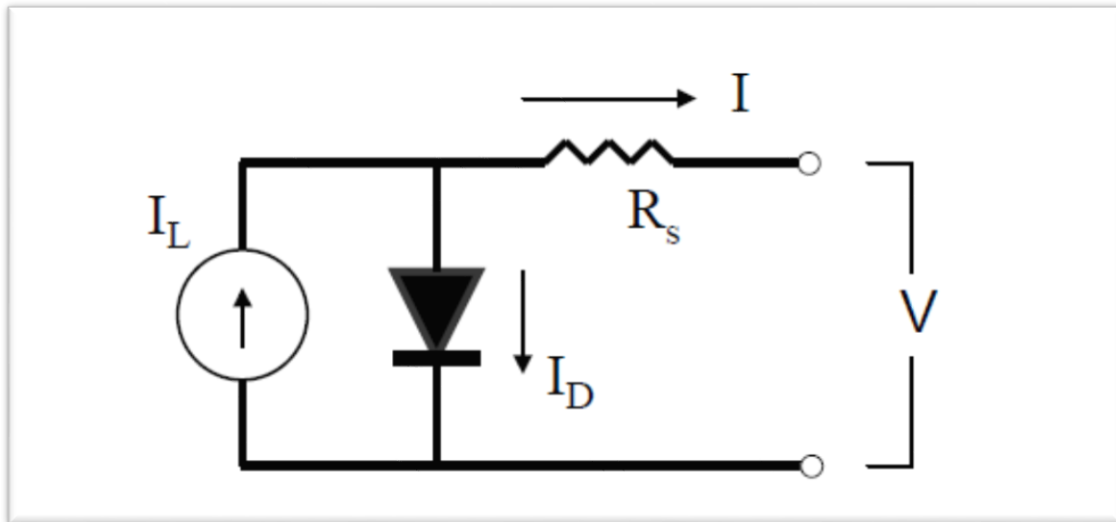


Figure (III.4): Circuit électrique équivalent dans le modèle à 4 paramètres

Le modèle décrit brièvement est utilisé pour la description du comportement électrique de la cellule PV. De plus amples détails sont discutés en annexe.

2.2.2. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

a. Circuit électrique idéal

La cellule photovoltaïque peut être représentée par le circuit électrique équivalent donnée par la figure (III-5) composé d'un générateur de courant et d'une diode parallèle. Le courant I généré par la cellule s'écrit alors [23] :

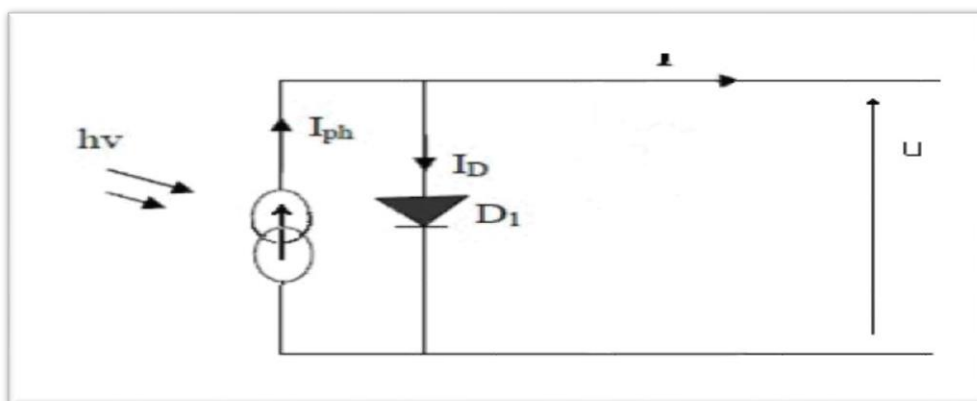


Figure (III.5) : Schémas électriques idéals de cellule photovoltaïque

$$I = I_{ph} - I_D \quad \text{III.22}$$

$$I_D = I_s (e^{u/UT} - 1) \quad \text{III.23}$$

$$I = I_{ph} - I_s (e^{u/UT} - 1) \quad \text{III.24}$$

U : tension. UT : KT/q tension thermique ;

K : 1.38×10^{-23} constant de Boltzmann ;

q : 1.602×10^{-19} charge de l'électron ;

T : température absolue en K ;

I_s : Courant de saturation de la diode ;

I_{ph} : Photo courant.

b. Circuit électrique réel

En réalité, il existe l'influence de résistances dans la génération du courant, et le circuit électrique équivalent est alors représenté par la figure (III.6)

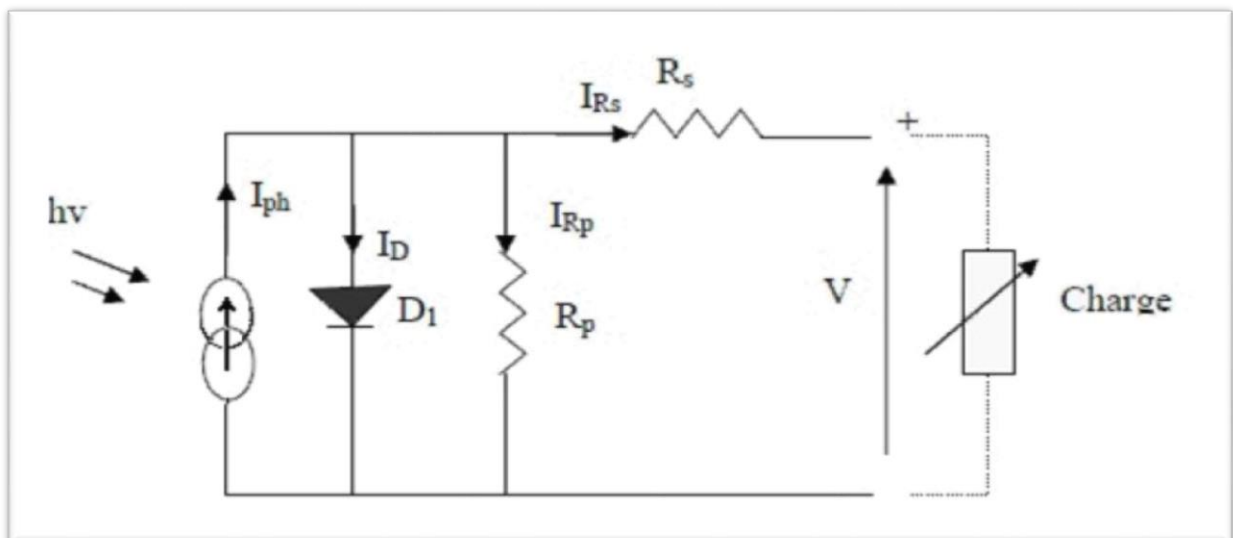


Figure (III.6) : Schémas électriques équivalents d'une cellule PV

La caractéristique courant-tension pour une température donnée et un éclairement solaire fixé est [9]:

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad \text{III.25}$$

$$I_D = I_0 (e^{q(V+R_s I)/A \cdot K \cdot T_c} - 1) \quad \text{III.26}$$

$$I_{sh} = (V + R_s I) / R_p \quad \text{III.27}$$

$$I = I_{ph} - I_0 (e^{q(V+R_s I)/A \cdot K \cdot T_c} - 1) - (V + R_s I) / R_p \quad \text{III.28}$$

A : le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < A < 3$) ;

I_{ph} : Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident) ;

I_0 : Courant de diode, représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la

Jonction p - n de la cellule ;

R_p : Résistances shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule ;

R_s : Résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi-conducteur, ainsi les résistances ohmique et de contact au niveau des connexions des cellules ;

q: la charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C) ;

K : constant de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K) ;

T_c : température de jonction (K) ;

$$T_c = T + (NOCT - 20) E_g / 800 \quad \text{III.29}$$

T : la température ambiante ;

E_g : Éclairement.

3. Conclusion

Nous avons abordé dans ce chapitre une étude sur les deux systèmes, les collecteurs cylindro-paraboliques et les photovoltaïques, tout en concentrant sur les points principaux :

- Spécification de notre système (les composants, les caractéristiques...etc.).
- Modélisation mathématique et numérique (le module de calcul, logiciel).

Chapitre IV

Simulations

Chapitre IV Simulations

1. Introduction

Après avoir fait l'étude de technologies solaires et modélisation dans les chapitres précédents, la simulation des deux technologies CSP et PV est présentée dans ce chapitre.

Pour ce faire, deux logiciels ont été utilisés. Il s'agit du TRNSYS qui présente l'avantage d'analyser le système considéré de façon très détaillée. Le second, en l'occurrence le RETSCREEN, utilise une approche plus globale incluant l'analyse économique.

2. Présentation des Logiciels de simulation

2.1. Présentation de TRNSYS

L'atelier de simulation IISiBat (Intelligent Interface for Simulation of Building) est une structure d'accueil permettant à la fois le développement de nouveaux modèles numériques et l'exécution d'études de simulations dynamiques.

TRNSYS est, aujourd'hui, la référence au niveau mondial dans le domaine de la simulation dynamique de bâtiments et de systèmes solaires [24].

La Simulation dynamique permet, par exemple, de simuler le comportement énergétique d'un équipement ou d'un système, en fonction de son emplacement, des matériaux de construction utilisés, de l'architecture, du concept énergétique choisi, etc.

La conception modulaire et ouverte de TRNSYS, basée sur une définition d'une interface logicielle rigoureuse, a encouragé un grand nombre d'équipe de recherche à intégrer des comportements dans cette structure d'accueil d'où la bibliothèque STEC. Ces composants sont ensuite directement utilisables et connectables avec tous les composants existants. Ainsi, de nombreuses collaborations multidisciplinaires ont été réalisées grâce à cette infrastructure.

Quelques 50 familles de composants, disponibles en standard dans une bibliothèque, permettent de simuler, en régime transitoire, les bâtiments (mono ou multizones), les systèmes de chauffages et de climatisation, les plus simples comme les plus complexes, y compris les systèmes solaires innovants.

De nombreuses bibliothèques de modèles TRNSYS sont aujourd'hui disponibles dans le domaine public, couvrant un large spectre d'applications (énergie solaire, éoliennes, hydraulique, microcontrôleurs, photovoltaïque, piles à combustibles, piscines, plafond

rayonnant, planchers chauffants, pompes à chaleur, régulation, stockage d'énergie intersaison, matériaux à changement de phase,...). Ces bibliothèques peuvent être connectées pour effectuer des études pluridisciplinaires (voir figure IV.1).



Figure(IV.1): Interface du logiciel TRNSYS 16

Des composants utilitaires permettent de coupler la simulation avec les conditions météorologiques, des plans d'occupation, d'utilisation de formes d'énergie, et de générer les fichiers de résultats souhaités.

2.2. Présentation de RETSCREEN

Le Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen est un outil unique d'aide à la décision développé en collaboration avec de nombreux experts de l'industrie, du gouvernement et du milieu académique. Offert gratuitement, il peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production et les économies d'énergies, le coût, les réductions des émissions, la viabilité financière et le risque de différentes technologies d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Le logiciel (disponible en plusieurs langues) inclut des bases de données de produits, de projets, hydrologiques et climatiques, un manuel de l'utilisateur, ainsi qu'un cours de formation de niveau collégial et universitaire basé sur des études de cas, incluant un e-Manuel d'ingénierie.

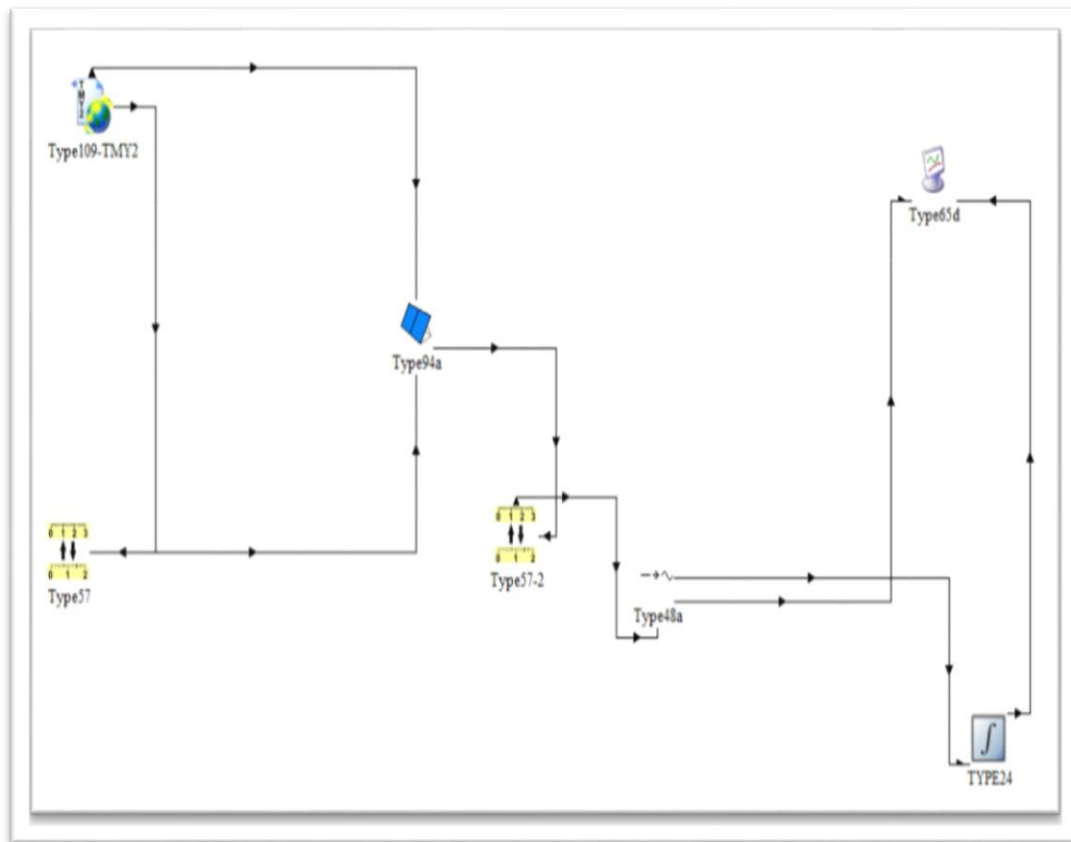
3. Simulation

Dans cette section, nous nous proposons d'analyser par l'usage de TRNSYS la station photovoltaïque. En effet, le TRNSYS dans sa version basique permet d'utiliser les éléments disponibles par défaut dans la bibliothèque. Cependant la station électrique avec concentrateur solaire, exige une bibliothèque plus élaborée à savoir la bibliothèque TESS. Malheureusement, cette bibliothèque payante n'est pas disponible au niveau du laboratoire ETAP, ce qui nous a poussés à utiliser le RETSCREEN.

3.1. Partie 1 : Photovoltaïque

Le champ solaire et le cycle de puissance ont été simulés par les composants de la bibliothèque dans le logiciel TRNSYS pour le site d'Ouargla pour une année type, dont la mesure est comprise entre 2016 et 2017, et les mois suivants :

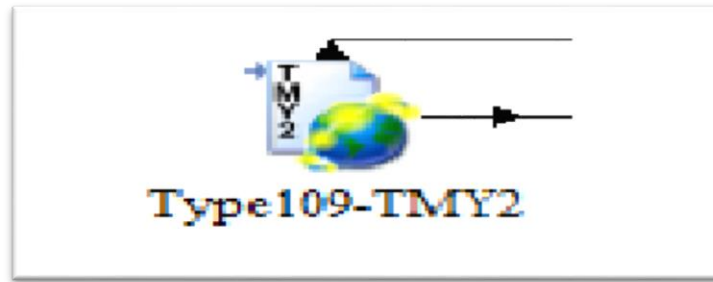
- Janvier
- Mars
- Juillet



Figure(IV.2): Modèle de Photovoltaïque

3.1.1. Champ solaire

Pour la simulation du champ solaire, nous avons utilisé le type suivant :



Figure(IV.3): Champ solaire

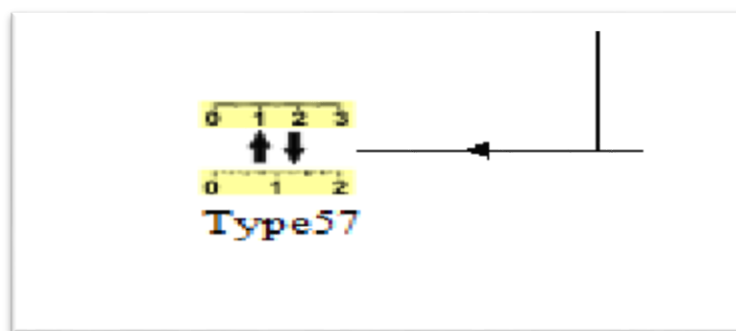
Cette composante sert le but principal de la lecture des données météorologiques à des intervalles de temps réguliers à partir d'un fichier de données, convertir en un système désiré d'unités de traitement et les données de rayonnement solaire pour obtenir un rayonnement de surface basculée et l'angle d'incidence pour un nombre arbitraire de surfaces.

Dans ce mode, le type 109 lit un fichier de données météorologiques dans le format TRY allemand.

3.1.2. Cycle de puissance

Pour la simulation du cycle de puissance, nous avons utilisé les composants suivants :

a. Convertisseur d'unités



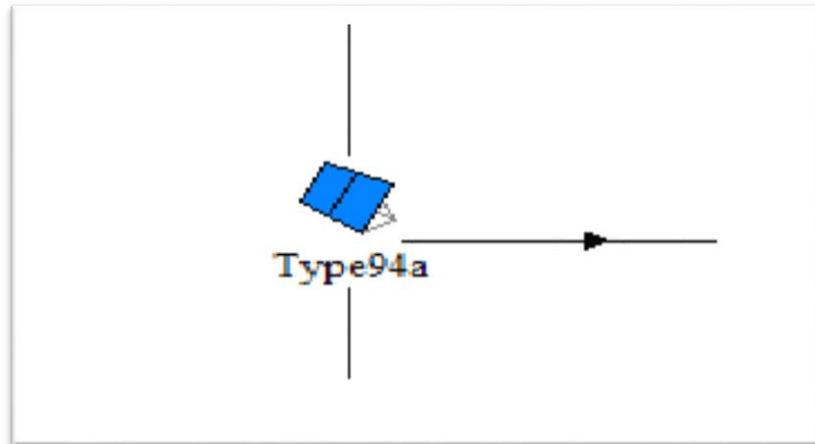
Figure(IV.4) : Convertisseur d'unités

Pour accommoder les utilisateurs habitués à travailler avec des unités anglaises TYPE 57 unité de routine de conversion est fourni.

Les utilisateurs doivent décrire le type d'entrée variable et des unités (température et C par exemple) et les unités variables de sortie souhaitée (F par exemple) à l'aide des tableaux fournis à la fin de la documentation technique de ce composant.

Les contrôles de routine de conversion de l'entrée pour vous assurer qu'il est du type de variable correct et des unités, effectue la conversion de l'unité, en fournissant un nouveau type de sortie et de toutes les unités en fonction de cette sortie.

b. Panneaux photovoltaïques cristallins



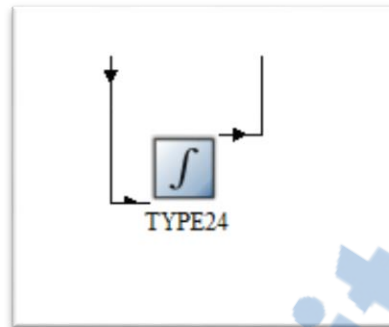
Figure(IV.5) : Panneaux photovoltaïques cristallins

c. Onduleur

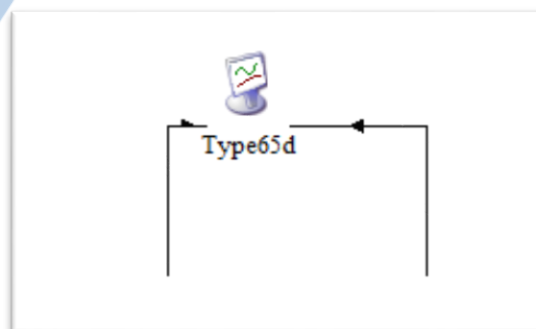


Figure(IV.6) : L'onduleur

L'électricité est produite en courant continu par les modules, puis transformée en courant alternatif par un petit appareil électronique appelé onduleur.

d. Intégrateurs*Figure(IV.7) :L'intégrateur*

Ce composant intègre une série de quantités sur une période de temps. Chaque intégrateur quantité peut avoir jusqu'à 500 entrées mais pas plus. TYPE24 est en mesure de réinitialiser périodiquement tout au long de la simulation soit après un spécifié nombre d'heures ou après chaque mois de l'année. Avec la sortie de TRNSYS 16, TYPE24 a été élargi de sorte que le temps écoulé entre les réinitialisations pourrait être prise en compte par rapport à l'heure de démarrage de la simulation ou en temps absolu. Pour Ainsi, avec un temps de 1 heure de remise à zéro, remise à zéro par rapport à l'heure et une heure de début de simulation de 0,5, l'intégrateur remis à zéro à temps 1,5, 2,5, 3,5, 4,5, etc. Avec un temps de 1 heure de remise à zéro, remise à zéro absolu de l'heure et une heure de début de simulation 0,5, l'intégrateur TYPE24 serait remis à zéro au moment de 1.0, 2.0, 3.0, 4.0, etc. Ainsi, la première période d'intégration ne serait pas une heure.

e. Traceur en ligne*Figure(IV.8) : Traceur en ligne*

Le composant graphique en ligne est utilisé pour afficher les variables du système sélectionnées alors que la simulation progresse.

Ce composant est fortement recommandé et largement utilisée car elle fournit des informations variables précieux et permet aux utilisateurs de voir immédiatement si le système ne fonctionne pas comme vous le souhaitez. Les variables sélectionnées seront affiché dans une fenêtre de tracé séparé sur l'écran.

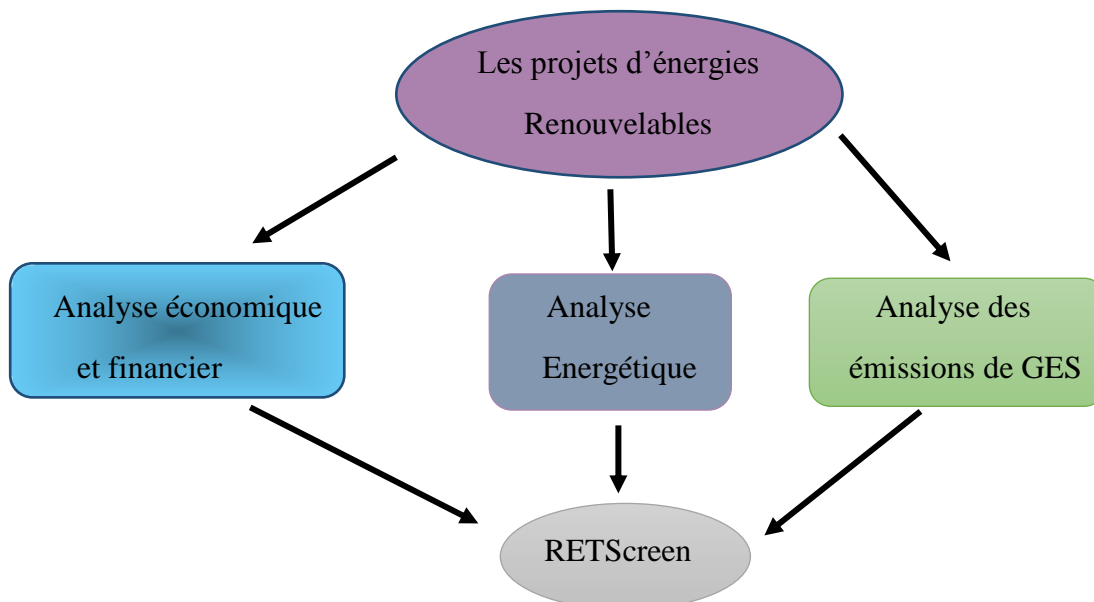
Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

3.2. Partie 2 : Solaire à concentration

3.2.1. Logiciel RETScreen

a. Présentation du logiciel RETScreen

Afin de tirer profit des technologies d'énergies propres, les utilisateurs, décideurs et responsables politiques, planificateurs, investisseurs et fournisseurs d'équipements potentiels doivent être en mesure d'analyser facilement et rapidement le bienfondé d'une proposition de projet d'énergies propres. Ce type d'analyse devrait permettre, avec un minimum d'effort et d'investissement en temps, de révéler si oui ou non un projet potentiel d'énergies propres est suffisamment prometteur pour mériter une étude plus poussée. Le logiciel RETScreen répond à toutes ces exigences.



Figure(IV.9) : Les axes d'analyses d'énergies renouvelables par RETScreen

RETScreen est un modèle mathématique complexe pour évaluer la production d'énergie, les économies des coûts, les réductions d'émissions, la viabilité financière, et de risque pour les différents types des énergies propre et technologies. [25]

Chaque modèle de technologie d'énergie propre RETScreen a été développé dans un classeurMicrosoft Excel individuel. Chaque classeur est ensuite composé d'une série de feuilles de Calcul. Ces feuilles de calcul ont un aspect commun et suivent une démarche normalisée, commune à tous les modèles RETScreen. [26], [27]

Le logiciel inclut des bases de données de produits, de coûts et climatiques (4700 stations météorologiques), ainsi qu'un manuel de l'utilisateur en ligne. Les autres outils comprennent un cours de formation de niveau collégial et universitaire basé sur des études de cas, un manuel électronique d'ingénierie ainsi qu'un site Web. Tous ces outils sont disponibles gratuitement en 36 langues.

RETScreen est utilisé par plus de 250 000 personnes dans 222 pays et territoires et ce nombre augmente avec 1000 utilisateurs par semaine. [28], [29]

Les options comprises dans RETScreen couvrent toutes les technologies, incluant les sources d'énergies propres traditionnelles et non traditionnelles, ainsi que les énergies classiques (Plus propres). [30], [31], [32]

b. Utilisation de RETScreen

1. RETScreen réduit considérablement les coûts (financiers et de temps) liés à l'identification et à l'évaluation de projets d'énergie potentiels.

2. RETScreen permet aux décideurs et aux professionnels de déterminer si un projet d'énergie renouvelable, d'efficacité énergétique ou de cogénération est financièrement viable.

Si le projet est viable ou non, RETScreen l'indiquera au décideur et ce, rapidement, sans équivoque, dans un format convivial et à un coût relativement bas.

3. RETScreen simplifie les évaluations préliminaires où, les quantités d'informations demandées dans le calcul sont relativement faibles et il calcule automatiquement les paramètres clés, il utilise seulement 12 points de données (mensuelles), contre 8760 points pour les modèles de simulation horaire. [33]

4. RETScreen permet une précision de l'analyse. Il aide les utilisateurs à déterminer rapidement et simplement dès les toutes premières étapes d'un projet d'énergies propres si

celui-ci mérite que l'on y consacre plus d'efforts ou non, avant d'amorcer des études d'ingénierie et de développement.

5. RETScreen présente les résultats de l'analyse financière sous forme d'analyse des coûts globaux du projet sur son cycle de vie, ce qui permet de réaliser une juste comparaison entre les technologies d'énergies propres et leurs correspondants conventionnels.

6. En facilitant le processus d'analyse de projets d'énergies propres, RETScreen encourage une prise en compte plus généralisée de ces technologies, ce qui augmente le nombre de projets qui sera effectivement réalisé.

7. Ses procédures normalisées permettent des comparaisons objectives.

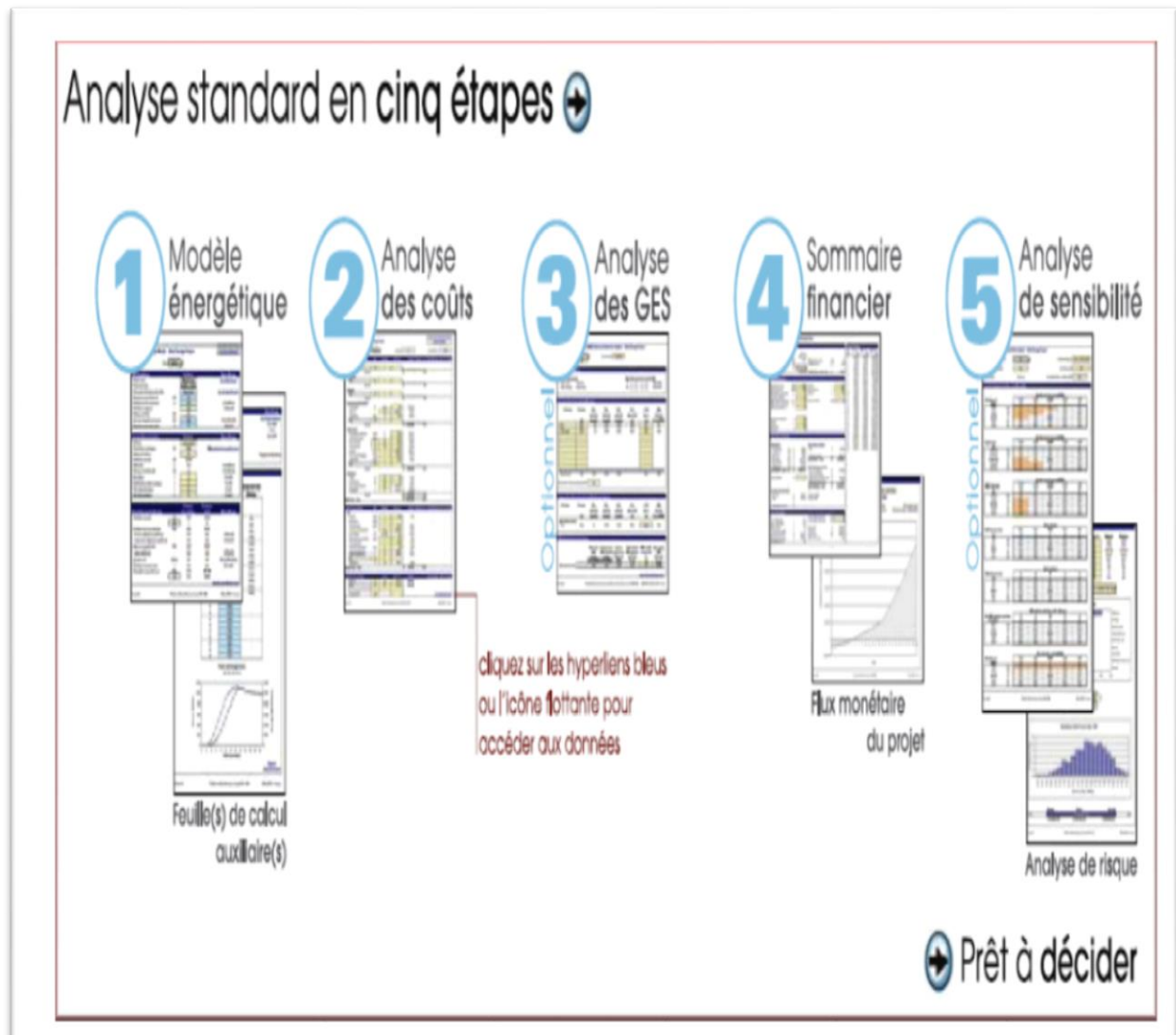
c. Organigramme d'une analyse par RETScreen

L'étude peut être scindée en 5 étapes :

- Modèle en énergétique
- Analyse des coûts
- Analyse des émissions
- Analyse financière
- Analyse des risques

Il faut compléter chaque feuille de calcul, ligne par ligne, de haut en bas, en entrant des valeurs à l'intérieur des cellules qui apparaissent en couleur. Pour se déplacer entre les feuilles de calcul, il suffit de cliquer sur les onglets du classeur en bas de l'écran ou de sélectionner les hyperliens (bleus et soulignés) se trouvant dans les feuilles de calcul.

Une feuille est prévue pour préciser les paramètres et conditions du site. La figure ci-dessous donne un résumé de l'organigramme de ce logiciel.



Figure(IV.10) : Présentation générale du logiciel. [27]

d. Code de couleur des cellules

Comme nous le voyons sur la figure suivante, les couleurs représentent des codes. Il appartient à l'utilisateur du logiciel de bien comprendre.

<u>Cellules d'entrée et de sortie</u>	
Blanche	Donnée de sortie - calculée par le modèle.
Jaune	Donnée d'entrée - requise par le modèle.
Bleue	Donnée d'entrée - requise par le modèle et base de données en ligne disponible.
Grise	Donnée d'entrée - pour référence seulement. Non requise par le modèle.

Figure(IV.11) : Code de couleur des cellules de RETScreen [27]

e. Avantages et limitations de RETScreen

- **Avantages de RETScreen**
 - Bien qu'un modèle RETScreen de technologies d'énergies propres différent soit utilisé pour chacune des technologies considérées par RETScreen, la même procédure d'analyse en cinq étapes est commune à tous les modèles.
 - RETScreen réduit la durée et les coûts d'analyse des études de pré faisabilité.
 - Il permet l'identification et/ou la vérification des opportunités d'exploitation des projets TÉR permettant des réductions de coûts et des GES.
 - Il aide à surmonter les obstacles à l'exécution des projets EE/TÉR (efficacité énergétique/technologies d'énergies renouvelables) par des planificateurs et des décideurs.
 - Il contribue à la formation et au transfert technologique.

- RETScreen utilise les moyennes mensuelles et ça facilite l'obtention et le traitement de ces données en comparaison des séries de 8 760 valeurs qu'il faut manipuler dans un logiciel de simulation horaire.

- **Limitation RETScreen**

- Actuellement, les systèmes de concentrateurs ne sont pas couverts.
- L'estimation des données de radiation utilise les corrélations.
- Seules les configurations spécifiques sont disponibles.
- Hypothèses simplifiées.
- Seuls les modèles de calculs de l'énergie sont détaillés.
- Chaque technologie est évaluée indépendamment.

3.2.2. Etude de projet des technologies solaires

- **Localisation du site**

La région choisie pour l'étude est la wilaya d'Ouargla. Nous avons utilisé les bases de données météorologiques qui se trouvent dans le logiciel RETScreen. Les données météorologiques utilisées par le logiciel RETScreen sont présentées dans la figure (IV.12).

Voir figure (IV.12).

Lieu des données climatiques		Ouargla	
Afficher information		<input checked="" type="checkbox"/>	

		Lieu des données climatiques		Lieu du projet	
Latitude	°N	31,9		31,9	
Longitude	°E	5,4		5,4	
Élévation	m	148		148	
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	3,5			
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	44,9			
Amplitude des températures du sol	°C	25,6			

Mois	Température de l'air		Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien		Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation
	°C	%		- horizontal						
				kWh/m²/j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j	
Janvier	10,5	60,0%		3,04	99,5	2,8	12,3	233	16	
Février	13,1	50,2%		4,35	99,3	3,3	15,2	137	87	
Mars	18,5	40,3%		5,62	99,0	3,9	19,9	0	264	
Avril	23,0	34,8%		7,06	98,6	4,4	25,3	0	390	
Mai	28,2	31,8%		7,25	98,5	4,9	31,2	0	564	
Juin	33,1	26,4%		7,69	98,5	4,5	36,5	0	693	
Juillet	36,3	23,9%		7,91	98,5	4,3	38,9	0	815	
Août	35,2	26,8%		7,42	98,6	4,1	38,5	0	781	
Septembre	30,3	36,9%		5,97	98,7	4,1	33,1	0	609	
Octobre	24,8	46,5%		4,33	99,0	3,3	26,3	0	459	
Novembre	16,7	57,2%		3,27	99,1	2,5	19,2	39	201	
Décembre	12,0	63,0%		2,66	99,4	2,7	13,8	186	62	
Annuel	23,5	41,4%		5,55	98,9	3,7	25,9	595	4 940	
Mesuré à	m					10,0	0,0			

Figure(IV.12) : données météorologiques d'Ouargla

- Le rayonnement solaire horizontal annuel est : 5,55 kWh/m²/j

3.2.3. Analyse technico-économique du projet

A l'aide du logiciel RETScreen, nous avons dimensionné les installations des systèmes de production d'électricité, puis nous avons fait une étude énergétique pour l'installation, nous avons fait également une estimation des coûts, et finalement nous avons fait une analyse financière du projet.

Pour la production d'électricité nous avons étudié trois technologies (photovoltaïques, concentrateurs solaires cylindro-paraboliques et tours solaires).

4. Conclusion

Dans ce chapitre, deux logiciels de simulation ont été abordés. Il s'agit du TRNSYS qui a été utilisé afin d'évaluer de façon précise l'énergie électrique produite par le système photovoltaïque. Le côté économique sera déterminé par l'usage de Retscreen.

D'un autre côté, faute de la bibliothèque TESS permettant de définir précisément les différentes composantes du concentrateur solaire, une approche plus globale a été entreprise en utilisant le logiciel Retscreen.

Dans le chapitre suivant, nous allons examiner les résultats de la simulation et comparer les différents scénarios afin d'évaluer la rentabilité économique des deux technologies.

CHAPITRE V

Résultats et interprétations

Chapitre V : Résultats et interprétations

1. Introduction

L'étude des deux technologies que nous nous proposons d'analyser dans ce qui va suivre a été simulée pour une région du sud algérien à savoir la wilaya d'OUARGLA. Le projet de production d'électricité à partir de l'énergie solaire des considérations économiques sont importantes pour le choix de la technologie utilisée. De la sorte, si l'endroit est bien choisi, les centrales photovoltaïques et/ou thermiques solaires seront économiquement viables pour la production d'électricité.

Dans ce qui va suivre, les résultats de la simulation d'abord par TRNSYS va nous permettre de vérifier la précision du modèle énergétique établi par Retscreen. Ensuite, une analyse de plusieurs scénarios économiques va nous permettre de valider la rentabilité des projets entrepris.

2. Résultats et discussion

2.1. Etude du système Photovoltaïque par TRNSYS

Un système PV d'une puissance théorique de 1 MW simulé par TRNSYS va nous permettre d'évaluer la quantité d'électricité pouvant être produite pour une année type. Les paramètres critiques tels que la puissance au point de puissance maximale (point de fonctionnement du module PV au cours de laquelle la puissance maximale est délivrée) et le facteur de capacité (Le rapport de la charge moyenne (ou puissance de sortie) d'un système de production d'électricité à la capacité Evaluation du système sur une période de temps déterminée) ont été calculés et sont présentés ci-dessous.

2.1.1. Analyse de la production électrique pour une journée du mois de Janvier

Les figures (V.1) et (V.2) illustrent la puissance électrique délivrée pendant une journée du mois de Janvier. Nous constatons que la puissance électrique délivrée le début du mois de Janvier n'excède pas 0.4 MW. Par ailleurs, la durée pour laquelle le système produit de l'électricité ne s'étale pas au-delà de 09 heures, durée de l'ensoleillement pour cette période de l'année. La production pour la journée du 1^{er} janvier n'a pas dépassé 1MWh.

Performance prévisible du système PV 0.10 MW

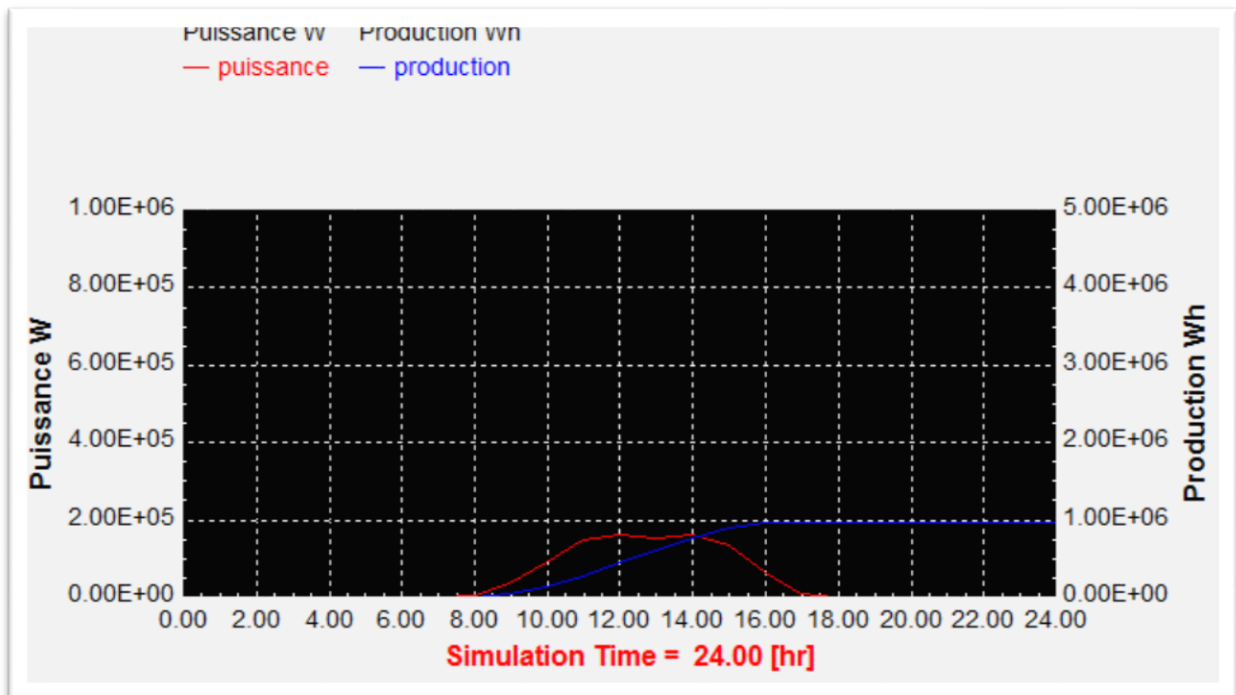


Figure (V.1) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Janvier 24h

Performance prévisible du système PV 0.4 MW

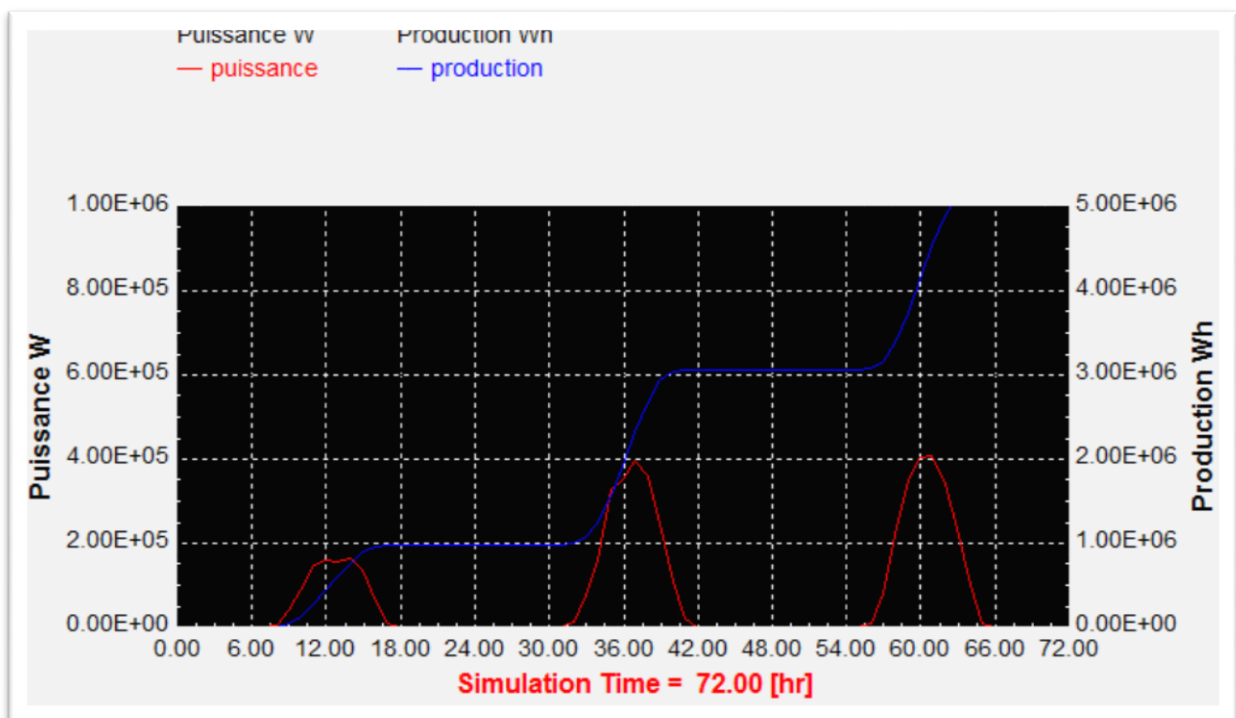


Figure (V.2) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Janvier 72h

2.1.2. Analyse de la production électrique pour 03 mois typiques de l'année

Les résultats de la simulation représentés par les figures (V.3) ; (V.4) et (V.5) montrent une nette amélioration de la puissance du système PV au cours du mois de Juillet en comparaison avec le mois de Mars et Janvier. En effet, la puissance maximale atteinte lors de ce mois avoisine le 1 MW.

Performance prévisible du système PV 0.58 MW

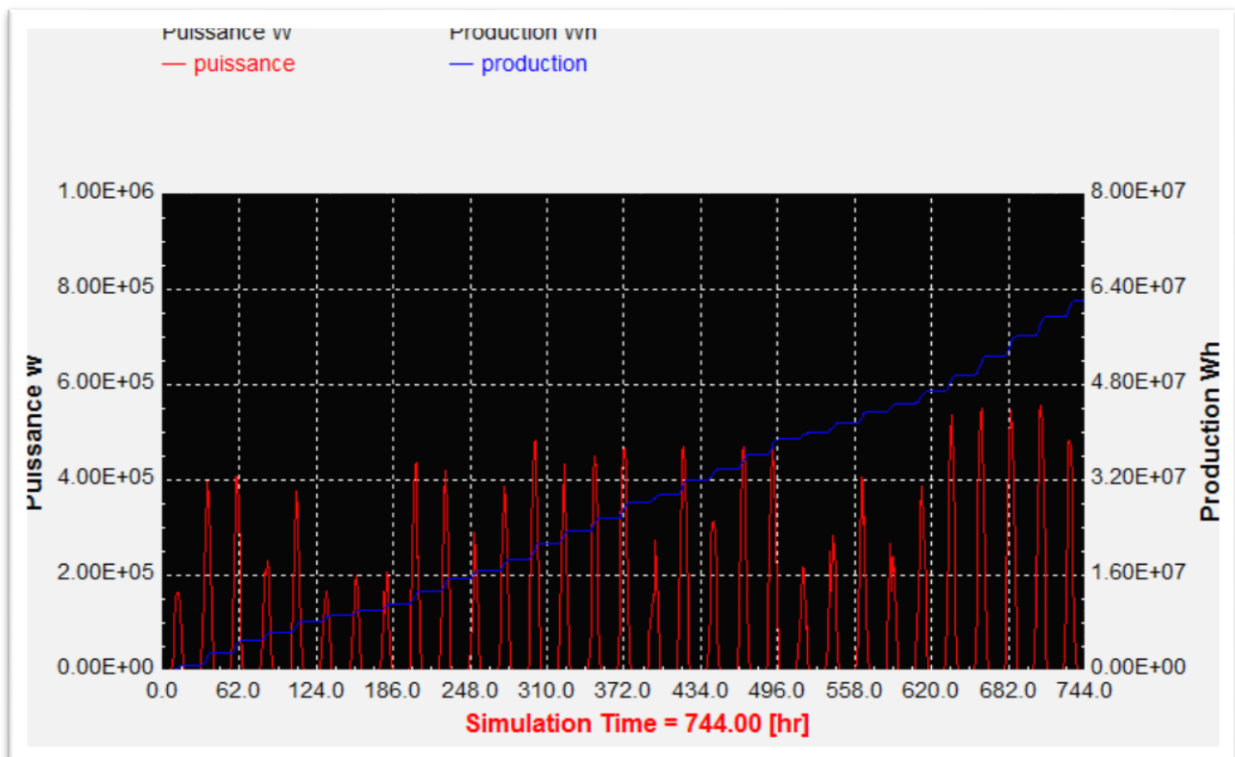


Figure (V.3) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Janvier

Performance prévisible du système PV 0.81 MW

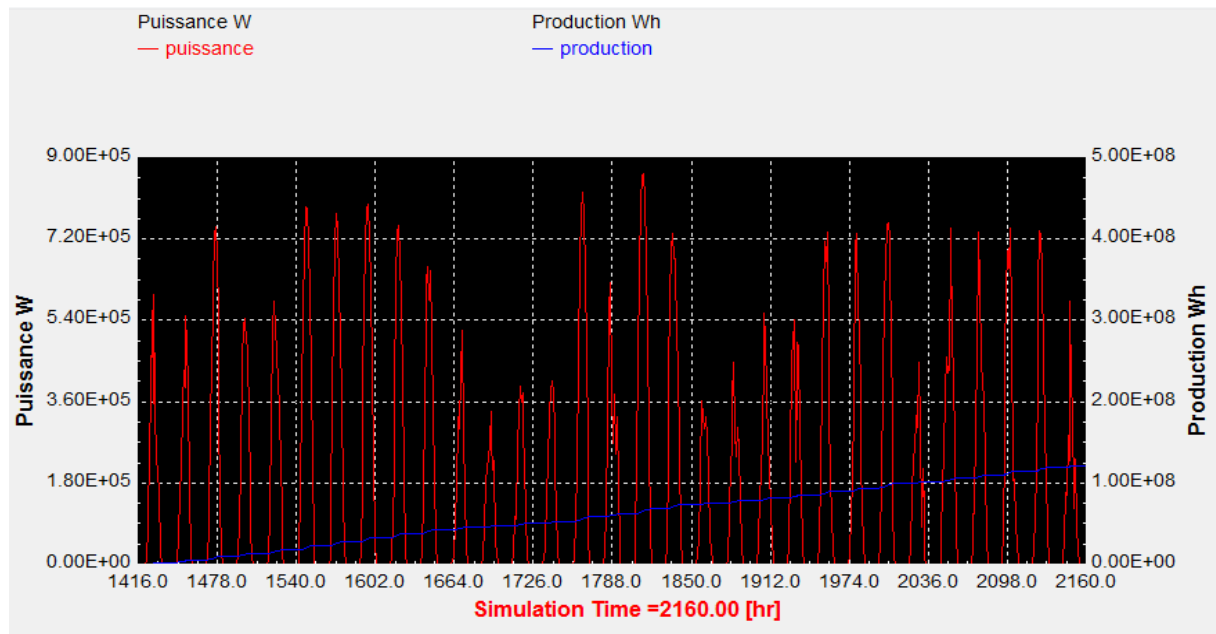


Figure (V.4) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Mars

Performance prévisible du système PV 1 MW

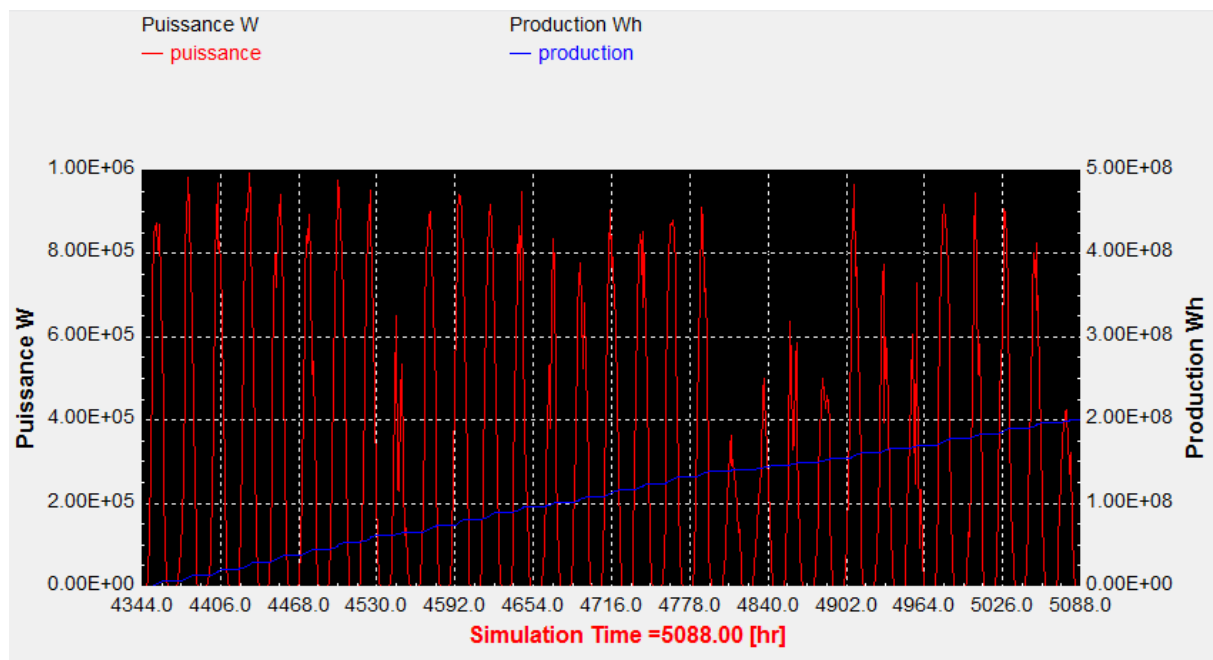


Figure (V.5) : Puissance de sortie du système de PV pour le mois de Juillet

2.1.3. Analyse de la production électrique mensuelle

La figure (V.6) montre la production pour une année type qui pourra servir de base de calcul pour les évaluations économiques du projet. Nous pouvons facilement constaté qu'une production annuelle de 1,5 GWh pendant toute l'année. Cette production nette sortie de l'onduleur ne prend pas en considération les pertes de transmission liées au réseau électrique. Ce résultat sera comparé ultérieurement avec celui évalué par le Retscreen.

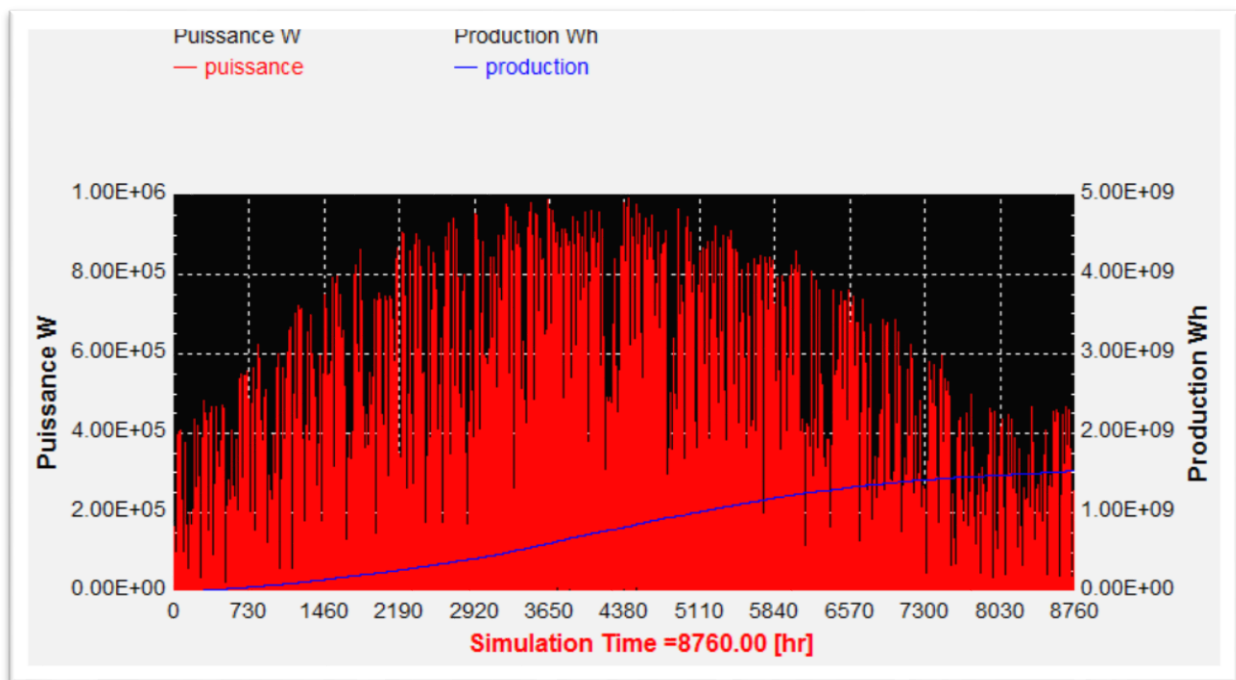


Figure (V.6) : Puissance de sortie du système de PV pour une année typique

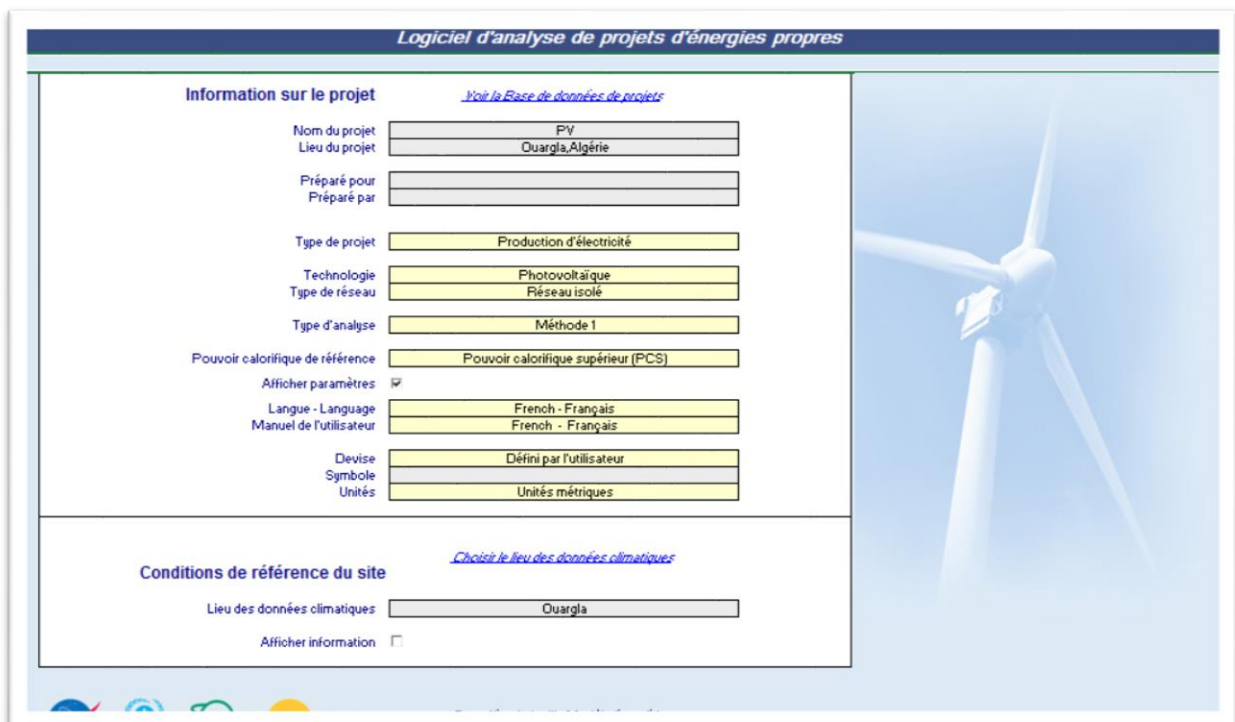
En conclusion de cette première simulation, nous pouvons dire que la performance du système PV a atteint sa capacité maximale de 1 MW lors des mois d'été, particulièrement en Juillet. Les mois de Mars et Juillet ont eu respectivement des facteurs de capacité de 16,9% et 15,8%. Pendant les mois d'hiver, la production a baissé considérablement avec des facteurs aussi faibles que 2,8% et 1,7% pour les mois de Novembre et Décembre respectivement.

2.2. Evaluation Technico-économique du système PV

Comme tout projet d'investissement l'étude technique doit être suivie par une évaluation économique, ceci afin d'analyser la rentabilité du projet. Cette analyse a été entreprise en utilisant le RETscreen. Les données introduites dans le modèle sont représenté sur cette feuille de calcul. Elle comprend sections suivantes :

1. paramètres financiers,
2. revenus annuels,
3. sommaire des coûts,
4. économies et revenus du projet,
5. viabilité financière,
6. flux monétaires annuels et graphique des flux monétaires cumulatifs.

La feuille de calcul « Démarrer » comporte les informations générales sur le projet ainsi que les conditions météorologiques du site de référence. Cette feuille de calcul est aussi utilisée pour sélectionner les paramètres standards pour effectuer l'analyse.



Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres

Information sur le projet [Voir la Base de données de projets](#)

Nom du projet	PV
Lieu du projet	Ouargla, Algérie
Préparé pour	
Préparé par	
Type de projet	Production d'électricité
Technologie	Photovoltaïque
Type de réseau	Réseau isolé
Type d'analyse	Méthode 1
Pouvoir calorifique de référence	Pouvoir calorifique supérieur (PCS)
Afficher paramètres	<input checked="" type="checkbox"/>
Langue - Language	French - Français
Manuel de l'utilisateur	French - Français
Devise	Défini par l'utilisateur
Symbole	
Unités	Unités métriques

Conditions de référence du site [Choisir le lieu des données climatiques](#)

Lieu des données climatiques	Ouargla
Afficher information	<input type="checkbox"/>

Figure (V.7) : Feuille de calcul « Démarrer » photovoltaïque.

2.2.1. Modèle énergétique

La figure suivante (V.8) représente la feuille de calcul modèle énergétique pour la première technologie.

Modèle énergétique RETScreen - Projet de production d'électricité	
Système de production d'électricité du cas proposé	
Surcoûts à l'investissement	
Technologie	Photovoltaïque
Type d'analyse	<input checked="" type="radio"/> Méthode 1 <input type="radio"/> Méthode 2
Photovoltaïque	
Capacité électrique	1 000,00 kW
Fabricant	Yingli Solar
Modèle	mono-Si - Panda - YL245C-30b 4082 unité(s)
Facteur d'utilisation	17,0%
Électricité exportée au réseau	1 489,2 MWh
Prix de l'électricité exportée	15 000,00 MWh

Figure (V.8) : Feuille de calcul modèle énergétique pour le photovoltaïque

Nous avons considéré sur la base les années précédentes un taux d'inflation, moyen annuel de 5% prévu pour la durée de vie du projet.

Une recherche bibliographique nous a permis d'évaluer la durée de vie du projet basée sur des expériences européennes, soit la période de 20 ans sur laquelle on évalue sa viabilité financière ; et correspondant à la durée de vie prévue des équipements énergétiques. Il y a lieu de préciser que le prix de vente du kWh prévu par la réglementation algérienne est de 15.94 DA. [34]

- Le coût d'investissement évalué à 240.000.000 DA. Ce montant est déduit du prix moyen pratiqué en Europe. [35]

Toutefois, il y a lieu de noter que le modèle énergétique élaboré par RETScreen repose une base de données technologique ainsi que sur une base de données météorologique élaborée par la NASA. Le modèle proposé concerne une technologie de modules Photovoltaïques de type

monocristallin. Il y a lieu de préciser que les quantités d'énergie électrique calculées par TRNSYS et par RETScreen sont comparables. Cette conclusion conforte notre approche et permet d'affirmer que RETScreen donne des résultats assez précis.

La figure suivante représente la feuille de calcul « Analyse financière » pour le photovoltaïque.

Analyse financière			
Paramètres financiers			
Taux d'inflation	%	5,0%	
Durée de vie du projet	an	20	
Ratio d'endettement	%	100%	
Taux d'intérêt sur la dette	%	5,00%	
Durée de l'emprunt	an	7	
Coûts d'investissement			
Système de production d'électricité		0	0,0%
Autre		240 000 000	100,0%
Total des coûts d'investissement		240 000 000	100,0%
Encouragements et subventions			0,0%
Frais annuels et paiements de la dette			
Coûts (économies) d'exploitation et entretien		4 000 000	
Coût en combustible - cas proposé		0	
Paielements de la dette - 7 ans		41 476 756	
		20	
Total des frais annuels et paiements de la dette		45 476 776	
Économies et revenus annuels			
Coût en combustible - cas de référence		0	
Revenu d'exportation d'électricité		22 338 000	
Total des économies et des revenus annuels		22 338 000	
Viabilité financière			
TRI avant impôt - capitaux propres	%	13,2%	
TRI avant impôt - actifs	%	1,9%	
Retour simple	an	13,1	
Retour sur les capitaux propres	an	immédiat	
<div> ◀ ▶ Démarrer Modèle énergétique Outils (+) </div>			

Figure (V.9) : Feuille de calcul « Analyse financière » pour le photovoltaïque

2.2.2. Analyse des résultats RETScreen pour le système PV

Les résultats des flux monétaires cumulatifs sont montrés dans la figure (V.10). Ils sont produits par le logiciel RETScreen.

Le taux de rendement interne (TRI), avant impôt, qui représente le rendement réel du projet pendant sa durée de vie avant impôt, on l'appelle aussi « rendement du capital propre investi » ou « taux de rentabilité interne » [27], est dans ce cas de 13.2 %. Les périodes de retour simple est de 13.1 ans, et sur les capitaux propres sont immédiat.

On remarque que le graphique des flux monétaires cumulatifs est divisé en deux parties ou bien deux régions :

- La première partie (0 ans à 11,13 ans) : dans cette partie le graphique des flux monétaires cumulatifs est négatif parce que les coûts de l'installation sont supérieurs aux bénéfices tirés du projet.
- La deuxième partie (11,13 ans à 20ans) : dans cette partie le graphique des flux monétaires cumulatifs est positif parce que les bénéfices tirés du projet sont supérieurs aux coûts du projet, où en l'année 11,13 on récupère le coût initial du projet.

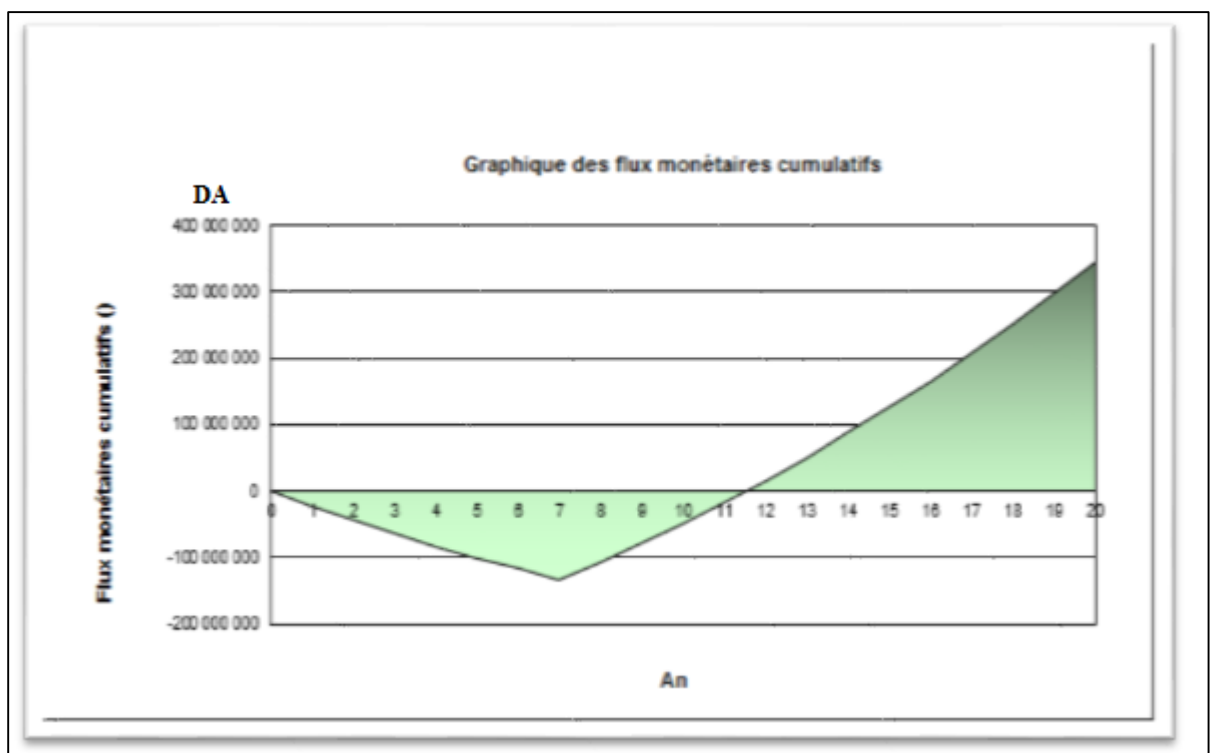
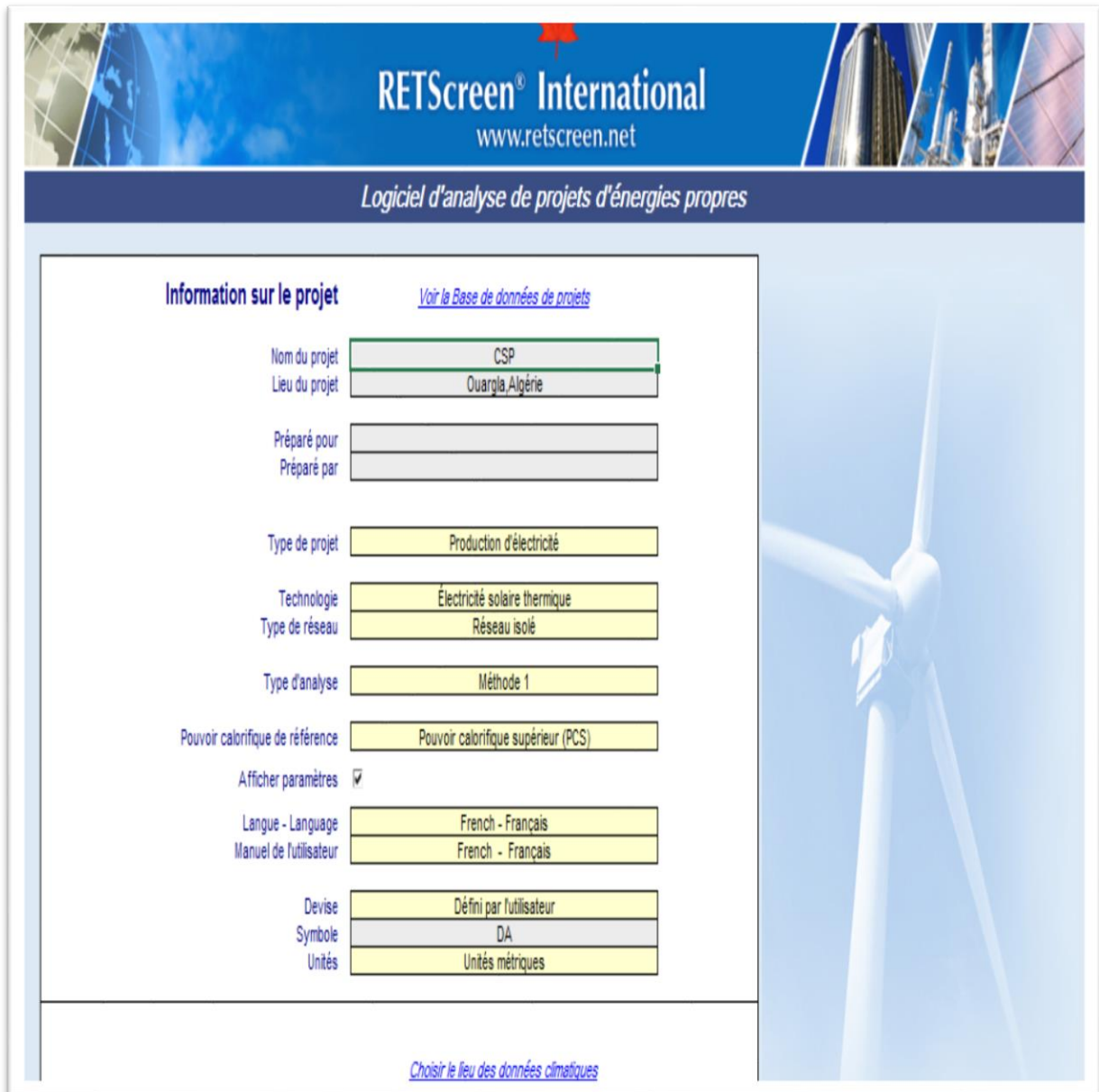


Figure (V.10) : Graphique des flux monétaires cumulatifs pour le système PV

2.3. Evaluation Technico-économique du système concentrateurs solaires cylindro-paraboliques

Pour cette technologie, les paramètres techniques et économiques du système à concentrateurs solaires sont introduits dans le logiciel RETScreen.

La figure suivante représente la feuille de calcul « Démarrer » concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.



RETScreen® International
www.retscreen.net

Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres

Information sur le projet [Voir la Base de données de projets](#)

Nom du projet	CSP
Lieu du projet	Ouargla, Algérie
Préparé pour	
Préparé par	
Type de projet	Production d'électricité
Technologie	Électricité solaire thermique
Type de réseau	Réseau isolé
Type d'analyse	Méthode 1
Pouvoir calorifique de référence	Pouvoir calorifique supérieur (PCS)
Afficher paramètres	<input checked="" type="checkbox"/>
Langue - Language	French - Français
Manuel de l'utilisateur	French - Français
Devise	Défini par l'utilisateur
Symbole	DA
Unités	Unités métriques

[Choisir le lieu des données climatiques](#)

Figure (V.11) : Feuille de calcul « Démarrer » concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

2.3.1. Modèle énergétique

Dans la deuxième étape, nous avons utilisé le logiciel RETScreen en choisissant le modèle énergétique pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

- On a suivi les mêmes étapes ; la capacité électrique 1MW, puis on a choisi la technologie des concentrateurs disponible dans la base de données technologiques. Le facteur d'utilisation qui est de 53 %, et le prix de l'électricité exportée, n'a pas changé.

La figure suivante représente la feuille de calcul modèle énergétique pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

Modèle énergétique RETScreen - Projet de production d'électricité ☒ Afficher d'autres unités

Système de production d'électricité du cas proposé **Surcoûts à l'investissement**

Technologie	Électricité solaire thermique		
Électricité solaire thermique			
Capacité électrique	kW	1 000	Voir la Base de données de produits
Fabricant	Solel		
Modèle	UVAC 2008		
Facteur d'utilisation	%	53,0%	
Électricité exportée au réseau	MWh	4 643	
Prix de l'électricité exportée	DA/MWh	15 000,00	DA/kWh 15,000

Figure (V.12) : Feuille de calcul modèle énergétique pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

Pour la seconde technologie, nous avons introduit dans RETScreen les différents paramètres, notamment le taux d'inflation qui est resté le même, la durée de vie qui est 30 ans, et puis le coût d'investissement qui est 777 187 893 da. Ce cout est calculé sur la base des couts pratiqués en Europe. [36]

La figure suivante représente la feuille de calcul « Analyse financière » pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

Analyse financière		
Paramètres financiers		
Taux d'inflation	%	5,0%
Durée de vie du projet	an	30
Ratio d'endettement	%	100%
Taux d'intérêt sur la dette	%	5,00%
Durée de l'emprunt	an	10
Coûts d'investissement		
Système de production d'électricité	DA	0
Autre	DA	777 187 893
Total des coûts d'investissement	DA	777 187 893
Encouragements et subventions		
	DA	
Frais annuels et paiements de la dette		
Coûts (économies) d'exploitation et entretien	DA	10 000 000
Coût en combustible - cas proposé	DA	0
Paiements de la dette - 10 ans	DA	100 649 388
Total des frais annuels et paiements de la dette	DA	110 649 388
Économies et revenus annuels		
Coût en combustible - cas de référence	DA	0
Revenu d'exportation d'électricité	DA	69 642 000
Total des économies et des revenus annuels	DA	69 642 000
Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	19,0%
TRI avant impôt - actifs	%	6,2%
Retour simple	an	13,0
Retour sur les capitaux propres	an	immédiat
<div> ◀ ▶ Démarrer Modèle énergétique Outils + </div>		

Figure (V.13) : Feuille de calcul « Analyse financière » pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques.

2.1.2. Analyse des résultats RETScreen pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques

Les résultats des flux monétaires cumulatifs sont montrés dans la figure (V.14). Ils sont produits par le logiciel RETScreen.

Le taux de rendement interne (TRI), avant impôt est dans ce cas de 19 %. Les périodes de retour simple est de 13 ans, et sur les capitaux propres sont immédiat. Il ressort clairement de ces résultats que le concentrateur solaire cylindro-parabolique sera suffisamment rentable avec un flux monétaire positif et largement supérieur à celui du PV au terme de la durée de vie du projet 3,5 Milliards de dinars contre 350 millions de dinars.

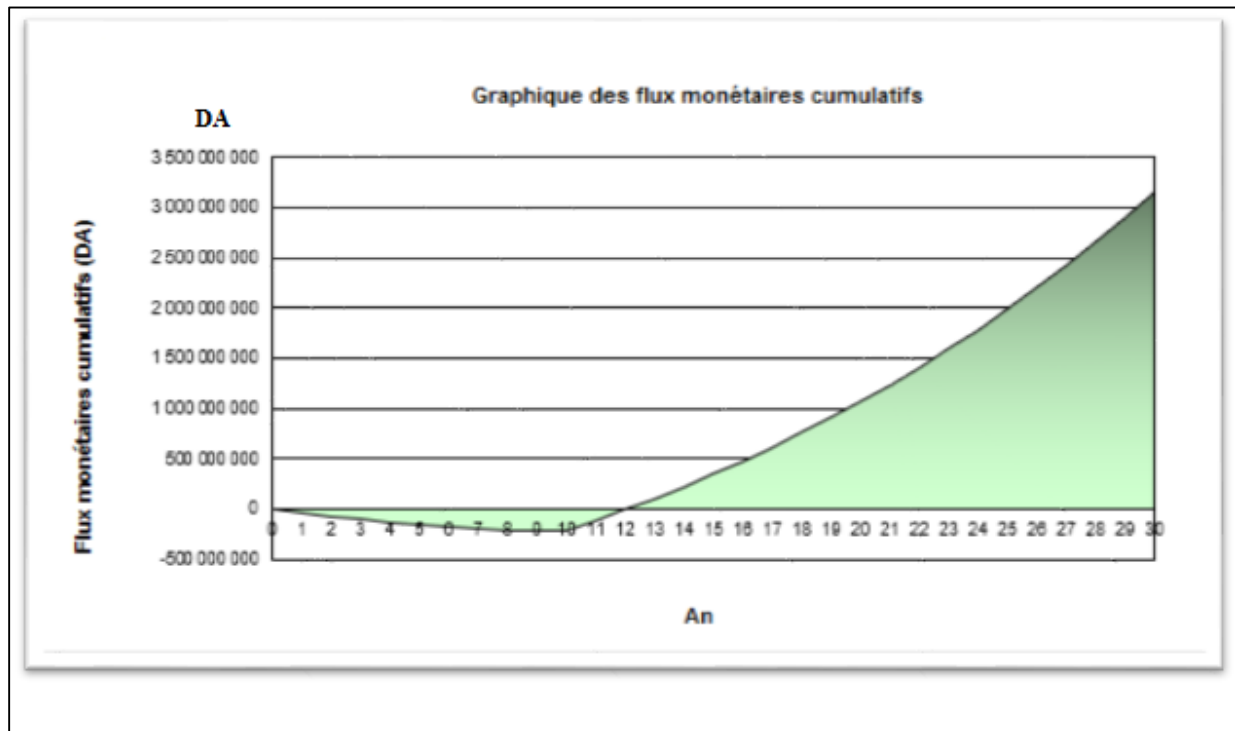


Figure (V.14) : Graphique des flux monétaires cumulatifs pour les concentrateurs solaires cylindro-paraboliques

2.4. Evaluation Technico-économique de la tour solaire

Cette technologie, n'a pas été prévue initialement dans notre démarche comparative. Mais sur la base des données fournies par le Retscreen, il nous a semblé intéressant de comparer également cette technologie avec les deux autres, ceci essentiellement pour avoir une idée sur les investissements et la rentabilité. Pour ce faire, les paramètres de la tour solaire ont été introduits dans le logiciel RETScreen.

La figure suivante représente la feuille de calcul « Démarrer » pour la tour solaire.

RETScreen® International
www.etscreen.net

Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres

Information sur le projet [Voir la Base de données de projets](#)

Nom du projet	Tour solaire
Lieu du projet	Ouergla, Algérie
Préparé pour	
Préparé par	
Type de projet	Production d'électricité
Technologie	Électricité solaire thermique
Type de réseau	Réseau isolé
Type d'analyse	Méthode 1
Pouvoir calorifique de référence	Pouvoir calorifique supérieur (PCS)
Afficher paramètres	<input checked="" type="checkbox"/>
Langue - Language	French - Français
Manuel de l'utilisateur	French - Français
Devise	Défini par l'utilisateur
Symbole	DA
Unités	Unités métriques

[Choisir le lieu des données climatiques](#)

Conditions de référence du site

Figure (V.15) : Feuille de calcul « Démarrer » pour la tour solaire.

2.4.1. Modèle énergétique

Dans la deuxième étape, nous avons utilisé le logiciel RETScreen en choisissant le modèle énergétique pour les tours solaires comme les autres technologies.

- On a suivi les mêmes étapes ; la capacité électrique 1MW, puis on a choisi le fabricant, on a fait rentrer le facteur d'utilisation qui est de 80 %, et en dernier le prix de l'électricité exportée a changé, qui est de 18000 DA/kWh. [34]

La figure suivante représente la feuille de calcul modèle énergétique pour la tour solaire.

Modèle énergétique RETScreen - Projet de production d'électricité

☐ Afficher d'autres unités

Système de production d'électricité du cas proposé **Surcoûts à l'investissement**

Technologie	Électricité solaire thermique	
Électricité solaire thermique		
Capacité électrique	KW	1 000
Fabricant	Abengoe Solar	
Modèle	PS10	
Facteur d'utilisation	%	80,0%
Électricité exportée au réseau	MWh	7 008
Prix de l'électricité exportée	DA/MWh	18 000,00

[Voir la Base de données de produits](#)

Figure (V.16) : Modèle énergétique pour la tour solaire.

Pour la troisième technologie, le même le taux d'inflation a été introduit, la durée de vie qui est 30 ans, et puis le coût d'investissement est 983232610 DA. [36]

La figure suivante représente la feuille de calcul « Analyse financière » pour la tour solaire.

Analyse financière				
Paramètres financiers				
Taux d'inflation	%		5,0%	
Durée de vie du projet	an		30	
Ratio d'endettement	%		100%	
Taux d'intérêt sur la dette	%		5,00%	
Durée de l'emprunt	an		7	
Coûts d'investissement				
Système de production d'électricité	DA		0	0,0%
Autre	DA		983 232 610	100,0%
Total des coûts d'investissement	DA		983 232 610	100,0%
Encouragements et subventions				
	DA			0,0%
Frais annuels et paiements de la dette				
Coûts (économies) d'exploitation et entretien	DA		15 000 000	
Coût en combustible - cas proposé	DA		0	
Paiements de la dette - 7 ans	DA		169 922 081	
Total des frais annuels et paiements de la dette	DA		184 922 081	
Économies et revenus annuels				
Coût en combustible - cas de référence	DA		0	
Revenu d'exportation d'électricité	DA		126 144 000	
Total des économies et des revenus annuels	DA		126 144 000	
Viabilité financière				
TRI avant impôt - capitaux propres	%		28,8%	
TRI avant impôt - actifs	%		9,7%	
Retour simple	an		8,8	
Retour sur les capitaux propres	an		immédiat	
<div> < > Démarrer Modèle énergétique Outils + </div>				

Figure (V.17) : Feuille de calcul « Analyse financière » pour la tour solaire.

2.4.2. Analyse des résultats RETScreen pour la tour solaire

Les résultats des flux monétaires cumulatifs sont montrés dans la figure (V.18). Ils sont produits par le logiciel RETScreen.

Le taux de rendement interne (TRI), avant impôt est dans ce cas de 28 %. Les périodes de retour simple est de 8,8 ans, et sur les capitaux propres sont immédiat. Il ressort clairement de ces résultats que la tour solaire sera très rentable.

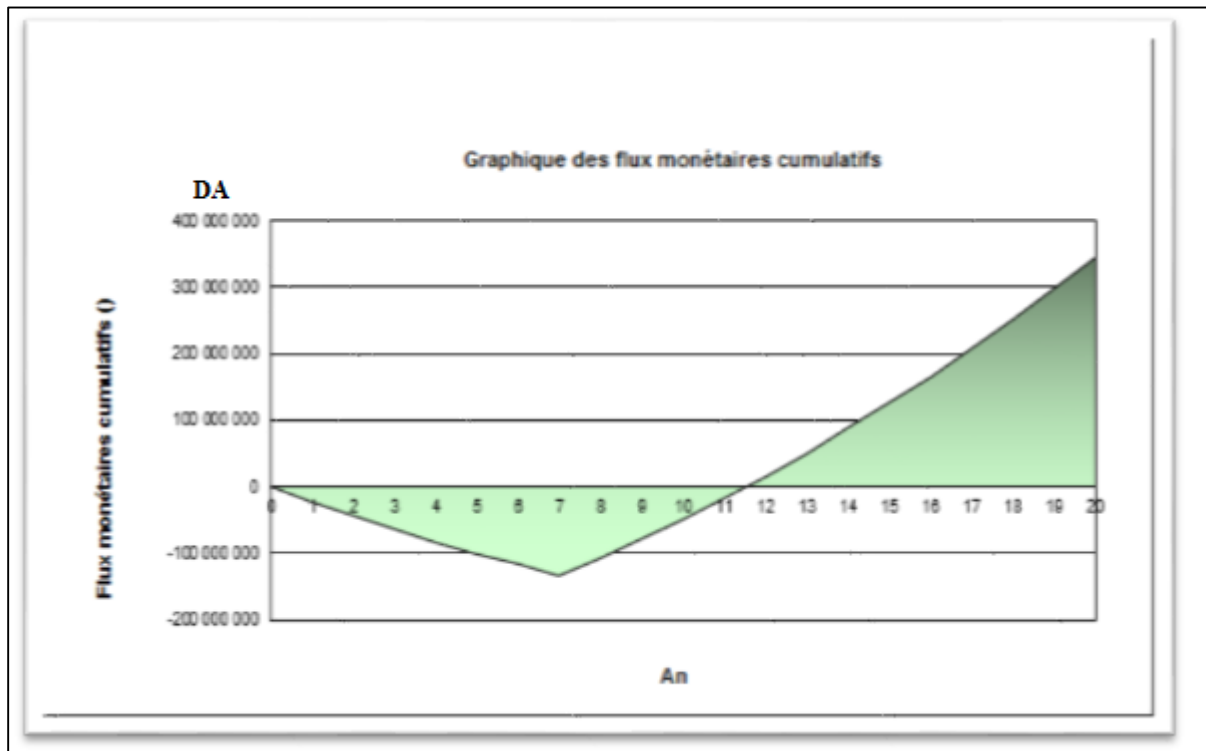


Figure (V .18) : Graphique des flux monétaires cumulatifs pour la tour solaire.

3. Conclusion

Dans cette analyse, différentes technologies à savoir le PV, les concentrateurs cylindro-paraboliques ainsi que la tour solaire ont été examinées sur un plan technique et économique. Il en ressort de cette analyse que la tour solaire est beaucoup plus rentable que le PV. Cette conclusion est motivée par le fait que le sud algérien se caractérise par un potentiel thermique solaire beaucoup plus attrayant. Sur un autre plan, les frais de maintenance d'un système PV dans un milieu aussi hostile que celui du sud algérien (sable, chaleur excessive, etc..) rendent le système PV plus coûteux dans le temps, contrairement aux autres systèmes thermiques, pour lesquelles l'investissement initial est important, mais les coûts de sa maintenance restent relativement faibles, ce qui les rendent plus attrayant sur un plan économique.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Ce travail fournit un aperçu général des centrales solaires à concentration et photovoltaïques. Les différents systèmes sont décrits, ainsi que les grandes lignes de développement. Une description des différents projets déjà opérationnels est proposée et les perspectives de développement sont évoquées.

Les applications à grande échelle de cette source d'énergie c'est à dire les centrales électro-solaires sont susceptibles de devenir rentables dans un avenir relativement proche dès lors qu'une politique d'investissement en ce domaine sera suivie et qu'une comptabilisation rigoureuse des coûts externes des divers sera menée.

Au niveau économique, la technologie des centrales solaires pour la production d'électricité est prête pour le marché. Plusieurs types d'installations ont déjà été testés et analysés avec succès. Une expérience non négligeable a été acquise dans ce domaine, qui pourra apporter une contribution significative aux installations futures.

Les prochaines décennies verront plus que probablement la création d'un nombre important de concentrateurs paraboliques, cylindro-paraboliques, et de tours solaires. Les coûts seront ainsi fortement diminués et il est possible que les incitants gouvernementaux à de tels systèmes deviennent obsolètes.

L'implémentation géographique de ces systèmes sera vraisemblablement limitée aux pays de la ceinture solaire, l'investissement ne semblant pas justifié dans le court terme pour des pays moins ensoleillés.

Au terme de notre étude ayant effectuée dans la région d'Ouargla, nous pouvons conclure que les systèmes solaire à concentration notamment les systèmes cylindro-paraboliques ainsi que les tours solaires sont les mieux adaptés pour une rentabilité maximale. En effet, lorsque le système PV suggère une rentabilité le long de la durée de vie du projet de 350 Millions de dinars, la tour solaire et le système cylindro-parabolique estime un profit de 7 Milliards de dinars et 3 milliards 500 millions de dinars respectivement. Cela permet de considérer que même si le prix de vente diminue en perspective d'une restriction budgétaire à cause de la chute du baril, les deux dernières technologies resteraient, malgré tout, rentables.

Conclusion Générale

Enfin, il est probable que les systèmes à concentration contribueront de manière non négligeable aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ et aux problèmes de développement et de fourniture d'énergie pour les régions arides.

Bibliographie

- [1] R.BERNARD .G.MENGUY . M.SCHWARTZ ; Le rayonnement solaire. Conversion thermique et applications 2^{ème} édition 1980.
- [2] J.M Chassériau, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984.
- [3] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [4] J.A Duffie and W.A Beckman, Solar Energy Thermal Processes; 2nd
- [5] P. Rivet, Le Rayonnement solaire ; CNRS. edition, WileyInterscience, New York, 1974.
- [6] S. Saadi, Effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan, Mémoire de Magister en physique ; UMC, 2010. Édition 1980
- [7] A. Mefti; M.Y Bouroubi; H. Mimouni, Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, P12, décembre 2002.
- [9] Etude d'impact environnementale et sociale cadre du projet de complexe solaire d'Ouarzazate (Maroc)
- [10] Soufi Adel, Mémoire de fin d'étude « Modélisation et Control System photovoltaïque par l'espace d'ETA », Université de Ouargla, 2012
- [11] « Energie solaire photovoltaïque».doc / B. Flèche - D. Delagnes .2007
- [12] H. Price, E. Lüpfert, D. Kearney, E. Zarza, G. Cohen, "Advances in parabolic trough solar power technology", Journal of Solar Energy Engineering 2002;124(2):109–25.
- [13] Li Xu, Zhifeng Wang , Xin Li, Guofeng Yuan, Feihu Sun, Dongqiang Lei, Shidong Li, "A comparison of three test methods for determining the thermal performance of parabolic trough solar collectors", Solar Energy 99 (2014) 11–2
- [14] A.A. Hachicha, I. Rodríguez, R. Capdevila, A. Oliva, "Heat transfer analysis and numerical simulation of a parabolic trough,solar collector", Applied Energy 111 (2013) 581–592
- [15] J.A. Duffie, W.A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 3rd Edition, John Wiley & Sons, USA, 2006.
- [16] DS. Kim, CA. Infante Ferreira "Solar refrigeration options—a state-of the-America

- [17] M.F. Modest, Radiative Heat Transfer, Elsevier Science, USA, 2003. Art review", International Journal of Refrigeration 2008; 31:3–15
- [18] J.A. Duffie, W.A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 3rd Edition, John Wiley & Sons, USA, 2006.
- [19] S. Kalogirou, Solar Energy Engineering, Elsevier Inc, USA, 2009.
- [20] N. Naeeni, M. Yaghoubi, Analysis of wind flow around a parabolic collector (2) heat transfer from receiver tube, Volume 32, Issue 8, July 2007, Pages 1259-1272.
- [21] A.C. Ratzel, C.E. Hickox, and D.K. Gartling, Techniques for reducing thermal conduction and natural convection heat losses in annular receiver geometries, J.Heat Transfer, 1979: 108-113.
- [22] J.P. Holman, Heat transfer, McGraw-Hill, Singapora, 1986
- [23] : Soufi Adel, Mémoire de fin d'étude « Modélisation et Control System photovoltaïque par l'espace d'ETA », Université de Ouargla, 2012
- [25]: A. Gastli, Y. Charabi. Solar water heating initiative in Oman energy saving and carbon credits. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 1851–1856.
- [26] P. B eaudoin. Analyse prédictive et comparative de la production énergétique d'une centrale éolienne autonome en site éloigné à l'aide du logiciel d'analyse de projet en énergies renouvelables retscreen international. Mémoire de recherche, l'université du Québec à Rimouski, 2007.
- [27] RETScreen internationale. Manuel de l'utilisateur en ligne, Modèle pour projets de chauffage solaire de l'eau. Ministre de Ressources naturelles Canada, troisième édition ,2006.
- [28] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. Applied Energy 87 (2010) 1059–1082.
- [29] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. Applied Energy 87 (2010) 1059–1082.
- [30] Y. Himria, A. Boudghene Stamboulib et B. Draouic. Prospects of wind farm development in Algeria. Desalination 239 (2009) 130–138.

- [31] L. Aiche-Hamane, M. Belhamel, B. Benyoucef et M. Hamane. Feasibility study of hydrogen production from wind power in the region of Ghardaia. International journal of hydrogen energy 34 (2009) 4947 – 4952.
- [32] M. EL-Shimy. Viability analysis of PV power plants in Egypt. Renewable Energy 34 (2009) 2187–2196.
- [33] RETScreen international : résultats et impacts 1996 -2012. Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, ministre de Ressources naturelles Canada, 2005.
- [34] Journal officiel (voir annexe).
- [36] IRENA International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Technologies cost Analysis Series.

Webographie

- [8] [Http://www.protermosolar.com/](http://www.protermosolar.com/) Association espagnole pour l'industrie solaire thermoélectrique, consulté le 12 janvier 2016.
- [24] <http://software.CSTB.fr/soft>, consulté le 14 avril 2016.
- [35] http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_photovoltaique, consulté le 2 mai 2016.

Annexes

DÉTERMINATION DE PERFORMANCE DANS DES CONDITIONS D'EXPLOITATION

Les caractéristiques IV d'un changement de PV à la fois avec l'ensoleillement et de la température. Le modèle de PV emploie ces conditions environnementales ainsi que les constantes quatre modules $I_{L, \text{réf}}$, $I_0, \text{réf}$, γ , et R_s pour générer une courbe de IV à chaque pas de temps.

L'équation courant-tension du circuit représenté sur la figure 5.2.5-1 est la suivante:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_c} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad 5.2.5-2$$

R_s et γ sont des constantes. Le photo-courant I_L dépend linéairement de rayonnement incident:

$$I_L = I_{L, \text{ref}} \frac{G_T}{G_{T, \text{ref}}} \quad 2.2.5-3$$

Le graphique de l'insolation de référence est donné à TRNSYS PARAMETER 4. Il est presque toujours définie comme 1000 W / m². La diode inverse de saturation de courant I_0 est une grandeur dépendante de la température:

$$\frac{I_0}{I_{0, \text{ref}}} = \left(\frac{T_c}{T_{c, \text{ref}}} \right)^3 \quad 5.2.5-4$$

Eq 5.2.5-2 donne implicitement le courant en fonction de la tension. Une fois que I_0 et I_L sont trouvées à partir de l'équation 5.2.5-3 et Eq 5.2.5-4, la méthode de Newton est utilisé pour calculer le courant de PV. En outre, une itérative routine de recherche trouve le courant (I_{mp}) et de la tension (V_{MP}) au point de puissance maximale le long de la courbe IV.

CALCUL $I_{L, REF}$, $I_{O, REF}$, γ et R_s

Les paramètres de ce type comprennent plusieurs valeurs qui doivent être lues par les fabricants
»

Le catalogue des modules PV. Les valeurs du fabricant »sont utilisées pour déterminer le circuit équivalent

Caractéristiques $I_{L, ref}$, $I_{O, ref}$, γ , et R_s . Ces caractéristiques définissent un circuit équivalent qui est employé pour trouver la performance de PV à chaque time tep, comme décrit dans la section 1.1. Cette section décrit les algorithmes d'algèbre et de calcul utilisés pour résoudre pour le circuit équivalent de quatre les caractéristiques.

Trois de ces valeurs, $I_{L, ref}$, $I_{O, ref}$, γ , peut être isolé algébriquement. La première étape consiste à substituer le courant et la tension dans l'équation 5.2.5-2 au circuit ouvert, court-circuit, et la puissance maximale conditions :

$$0 = I_{L,ref} - I_{O,ref} \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_{c,ref}} V_{oc,ref} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh}} \quad 5.2.5-5$$

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{O,ref} \left[\exp \left(\frac{q I_{sc,ref} R_s}{\gamma k T_{c,ref}} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc,ref} R_s}{R_{sh}} \quad 5.2.5-6$$

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{O,ref} \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_{c,ref}} (V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_s) \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_s}{R_{sh}} \quad 5.2.5.7$$

Dans chaque cas, la "-1" terme est peut-être abandonné pour simplifier l'algèbre. Cette approximation a peu influence sur le côté droit des équations depuis parce que l'ampleur de I_o est très faible, généralement de l'ordre de 10^{-6} A. Certain réarrangement donne alors les trois expressions suivantes qui isolent $I_{L, ref}$, $I_{O, ref}$, γ :

$$I_{L,ref} \approx I_{sc,ref} \quad 5.2.5-8$$

$$\gamma = \frac{q(V_{mp,ref} - V_{oc,ref} + I_{mp,ref} R_s)}{k T_{c,ref} \ln \left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}} \right)} \quad 5.2.5-9$$

$$I_{O,ref} = \frac{I_{sc,ref}}{\exp \left(\frac{q V_{oc,ref}}{\gamma k T_{c,ref}} \right)} \quad 5.2.5-10$$

À ce stade, une équation supplémentaire est nécessaire afin de déterminer le dernier paramètre inconnu.

La quatrième équation est obtenue en prenant la dérivée de la tension analytique par rapport à température à la référence circuit ouvert. Cette valeur analytique est adaptée au circuit ouvert coefficient de température, une spécification de catalogue:

$$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} = \mu_{voc} = \frac{\gamma k}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{sc,ref}}{I_{o,ref}} \right) + \frac{T_c \mu_{isc}}{I_{sc,ref}} - \left(3 + \frac{q\epsilon}{AkT_{c,ref}} \right) \right]$$

Où $A = \frac{\gamma}{N_s}$

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

5.2.5-11

Ce type utilise une routine de recherche itérative dans ces quatre équations pour calculer le circuit équivalent les caractéristiques. La première étape consiste à fixer les limites supérieure et inférieure pour le paramètre de résistance série

Rs: les contraintes physiques exigent la valeur de Rs se situer entre 0 et la valeur telle que $\gamma = N_s$. L'estimation initiale pour Rs est à mi-chemin entre ces limites.

γ et $I_{o, ref}$ sont trouvés à partir de l'équation 5.2.5-9 et Eq 5.2.5-10, tandis que l'équation 5.2.5-8 donne une solution triviale pour $I_{L, ref}$. Type de 94 emploie alors l'équation 5.2.5-11 à comparer les valeurs analytiques et catalogue pour μ_{voc} . Lorsque toutes les autres variables sont maintenues constantes, la valeur analytique pour μ_{voc} augmente de façon monotone avec la résistance série [Townsend, 1989].

Si le coefficient de tension analytique est inférieur à la valeur du catalogue, la limite inférieure pour Rs est remise à la valeur de conjecture actuelle. De même, la limite supérieure est réglée sur la valeur de courant si la μ_{voc} calculée est trop grande. Après la réinitialisation de la partie supérieure ou inférieure pour Rs, une nouvelle valeur de conjecture est trouvée par moyenner les bornes. Cette procédure se répète jusqu'à ce que R et γ convergent. Notez que pour $I_{L, ref}$, $I_{o, ref}$, γ , et Rs sont supposées constantes et sont calculées uniquement sur le premier appel dans la simulation.

Alternativement, l'utilisateur peut entrer une résistance série connue en entrant une valeur positive pour TRNSYS PARAMETER 18. Dans ce cas, la routine itérative décrite ci-dessus est sauté et les 3 équations mentionnées ci-dessus permettent de calculer $I_{L, ref}$, $I_{o, ref}$, et γ directement à partir de la valeur donnée Rs.

5.2.5.4. Description mathématique (5-paramètre modèle)

Le modèle à quatre paramètres décrit ci-dessus ne décrit pas de manière adéquate la tension de courant caractéristiques du silicium amorphe ou des modules photovoltaïques à couches minces. Il y a une grande différence qualitative entre les courbes IV de PVs cristallines et

amorphes. Le court-circuit pente de la courbe IV pour les modules cristallins est très proche de zéro, alors que la pente pour amorphe modules est généralement limitée et négative. Le modèle cinq paramètres est appelé à chaque fois TRNSYS PARAMETER 19 (court-circuit IV pente) est réglé sur une valeur négative. Cette pente est ne sont généralement pas inclus dans la liste du catalogue des modules spécifications. Cependant, il peut être mesuré (Par exemple avec une règle) si le constructeur fournit un module courbe IV aux conditions de référence.

Le modèle à cinq paramètres ajoute une R_{sh} de résistance de shunt au circuit équivalent utilisé dans les quatre paramètres modèle. Ce circuit est illustré sur la figure 5.2.5-2.

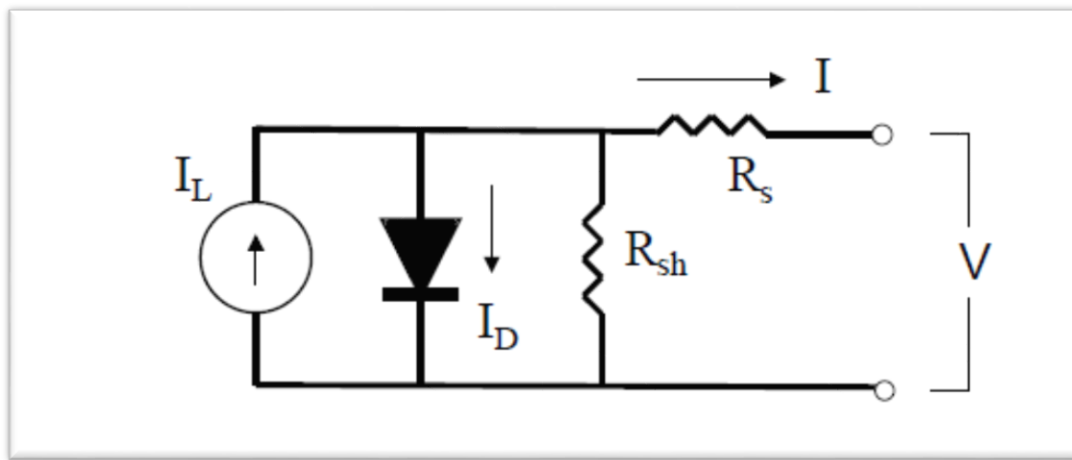


Figure 5.2.5-2: circuit électrique équivalent dans le modèle 5-paramètre

Le modèle à quatre paramètres peut être considéré comme un cas particulier du modèle à cinq paramètres dans lequel R_{sh} est infini. Toutes les équations utilisées dans le modèle à cinq paramètres réduisent à ceux décrites pour le modèle à quatre paramètres comme la résistance shunt tend vers l'infini.

L'équation courant-tension pour le circuit équivalent de la figure 5.2.5-1 est

$$I = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_c} (V + I R_s) \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sch}} \quad 5.2.5-12$$

Les algorithmes et le comportement du modèle à cinq paramètres sont examinés en détail par Fry [1999].

Détermination performance dans des conditions d'utilisation

Comme dans le modèle à quatre paramètres, le rayonnement solaire et de la température dépendance du module PV sont données par:

$$I_L = I_{L,ref} \frac{G_T}{G_{T,ref}} \quad 5.2.5-13$$

$$\frac{I_o}{I_{o,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \quad 5.2.5-14$$

Cependant, le modèle à cinq paramètres utilise des équations différentes pour trouver les valeurs de référence $I_{o,ref}$ et $I_{L, ref}$. Ces équations sont discutées dans la section suivante.

CALCUL $I_{L, REF}$, $I_{O, REF}$, γ , R_{SH} , ET R_S

Le modèle à cinq paramètres ajoute un autre circuit équivalent caractéristique pour les quatre paramètres modèle: la résistance de shunt R_{sh} . L'ajout de cet élément de circuit modifie les équations utilisées pour trouver les autres valeurs ($I_{L, ref}$, $I_{o, ref}$, γ et R_s) à partir des données des fabricants disponibles.

Fry [1999] a montré que la réciproque négative du court-circuit IV pente étroite se rapproche de la résistance shunt:

$$R_{sh} \approx \frac{-1}{\left(\frac{dI}{dV} \right)_{V=0}} \quad 5.2.5-15$$

Cette expression réduit le nombre de quantités inconnues à quatre: $I_{L, ref}$, $I_{o, ref}$, γ , R_s . Réorganiser Eq 5.2.5-12 (et en négligeant le "-1") à circuit ouvert, court-circuit, et les conditions de puissance maximale donne les expressions suivantes pour $I_{L, ref}$, $I_{o, ref}$, γ :

$$I_{L,ref} = I_{sc,ref} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad 5.2.5-16$$

$$I_{o,ref} = \frac{I_{L,ref} - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{q}{k\gamma T_{c,ref}} V_{oc,ref}\right)} \quad 5.2.5-17$$

$$\gamma = \frac{(q(V_{mp,ref} - V_{oc,ref} + I_{mp,ref} R_s))}{kT_{c,ref} \ln\left(\frac{I_{L,ref} - I_{mp,ref} - \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_s}{R_{sh}}}{I_{sc,ref} - \frac{V_{oc,ref}}{R_s}}\right)} \quad 5.2.5-18$$

A ce moment seulement R_s est nécessaire pour résoudre le système. Une itérative routine de recherche est utilisée pour trouver les valeurs correctes pour R_s et γ en faisant correspondre la valeur analytique pour μ_{voc} à celle donnée dans le catalogue.

Différencier Eq. 4.11.5.12 Par rapport à la température à l'état des rendements ouvert du circuit:

$$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} = \mu_{Voc} = \frac{\mu_{Isc} - \frac{I_{o,ref}}{T_c} \left(3 + \frac{q\varepsilon}{AkT} \right) \exp\left(\frac{q}{k\lambda T_{c,ref}}\right)}{\frac{q}{k\lambda T_{c,ref}} I_{o,ref} \exp\left(\frac{q}{k\lambda T_{c,ref}} V_{oc,ref}\right) + \frac{1}{R_{sh}}} \quad 5.2.5-19$$

L'algorithme de recherche est similaire à celle décrite ci-dessus pour le modèle à quatre paramètres.

5.2.5.5. Température de fonctionnement du module (modèle thermique)

Type de 94 utilise des données de température de l'NOCT standard (fonctionnement nominal Température de la cellule) mesures pour calculer la température T_c du module à chaque timestep. La température de NOCT

(T_c , NOCT) est la température de fonctionnement du module avec une vitesse du vent de 1 m / s, aucune charge électrique, et un ensoleillement et la température ambiante spécifiée certaine [Beckman et Duffie 1991]. Les valeurs pour insolation GT, NOCT et la température ambiante T_a , NOCT sont généralement 800 W / m² et 20° C. Type 94 utilise les données de NOCT pour déterminer le rapport du module de transmission-réflexion produit le coefficient de perte de module:

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \frac{(T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})}{G_{T,NOCT}} \quad 5.2.5-20$$

En supposant que ce rapport est constant, la température du module à une étape quelconque du temps est la suivante:

$$T_c = T_a + \frac{(1 - \eta_c / \tau\alpha)}{(G_T \tau\alpha / U_L)} \quad 5.2.5-21$$

η_c est le rendement de conversion du module, qui varie avec les conditions ambiantes. T_c , NOCT, T_a , NOCT et G_T , NOCT sont définies dans PARAMETRES 12, 13 et 14 respectivement. $\tau\alpha$ peut être

soit un constante ou une valeur calculée à partir d'un angle d'incidence de corrélation, comme décrit ci-dessous.

5.2.5.6. Angle d'incidence Modificateur Corrélation

Type de 94 comprend un "angle d'incidence modificateur" option routine. Si ce sous-programme est utilisé, une corrélation empirique détermine le facteur de transmission-réflexion produit ($\tau\alpha$) du module à chaque timestep. Ce calcul est basé sur la pente du module, et l'angle d'incidence et l'intensité de chaque composant de rayonnement (direct, diffus et réfléchi au sol). TRNSYS PARAMETER 16 doit être réglé sur une valeur négative (entre 0 et -1) pour permettre à l'angle d'incidence corrélation. Dans ce cas, l'ampleur de PARAMETER 16 est égale à $\tau\alpha$ à incidence normale.

PARAMETRE 16 est réglé sur une valeur positive (entre 0 et 1) pour désactiver l'incidence modificatrice. Si l'angle d'incidence modificateur est désactivé, le paramètre 16 ensembles $\tau\alpha$ pour tous les angles de incidence. Pour une valeur donnée du paramètre 16, en utilisant le modificateur de l'angle d'incidence sera produire toujours plus une estimation plus prudente (et probablement plus précis) du système performance. Pour la plupart des endroits, un réseau de PV donnée va générer environ 10% moins d'énergie au cours de la cours d'une année où la routine incidence d'angle est activée. $\tau\alpha$ à l'incidence normale est pas habituellement inclus dans la liste des paramètres du fabricant, bien que 0,9 est généralement une bonne estimation.

Si oui ou non le modificateur est utilisé, l'incident de rayonnement sur le PV est toujours multiplié par $\tau\alpha$ à tenir compte des pertes de réflexion avant l'équation 5.2.5-3 est utilisée pour déterminer le photo-courant. L'expression pour le modificateur de l'angle d'incidence, tiré de King et. Al [1997] est:

$$IAM = 1 - (1.098 \times 10^{-4})\theta - (6.267 \times 10^{-6})\theta^2 + (6.583 \times 10^{-7})\theta^3 - (1.4272 \times 10^{-8})\theta^4 \quad 5.2.5-22$$

Avec

$$IAM \equiv \frac{\tau\alpha}{\tau\alpha_{normal}}$$

Ici, θ est l'angle d'incidence en degrés, avec $\theta = 0$ indiquant l'incidence normale. Terrain IAM une fonction de θ .

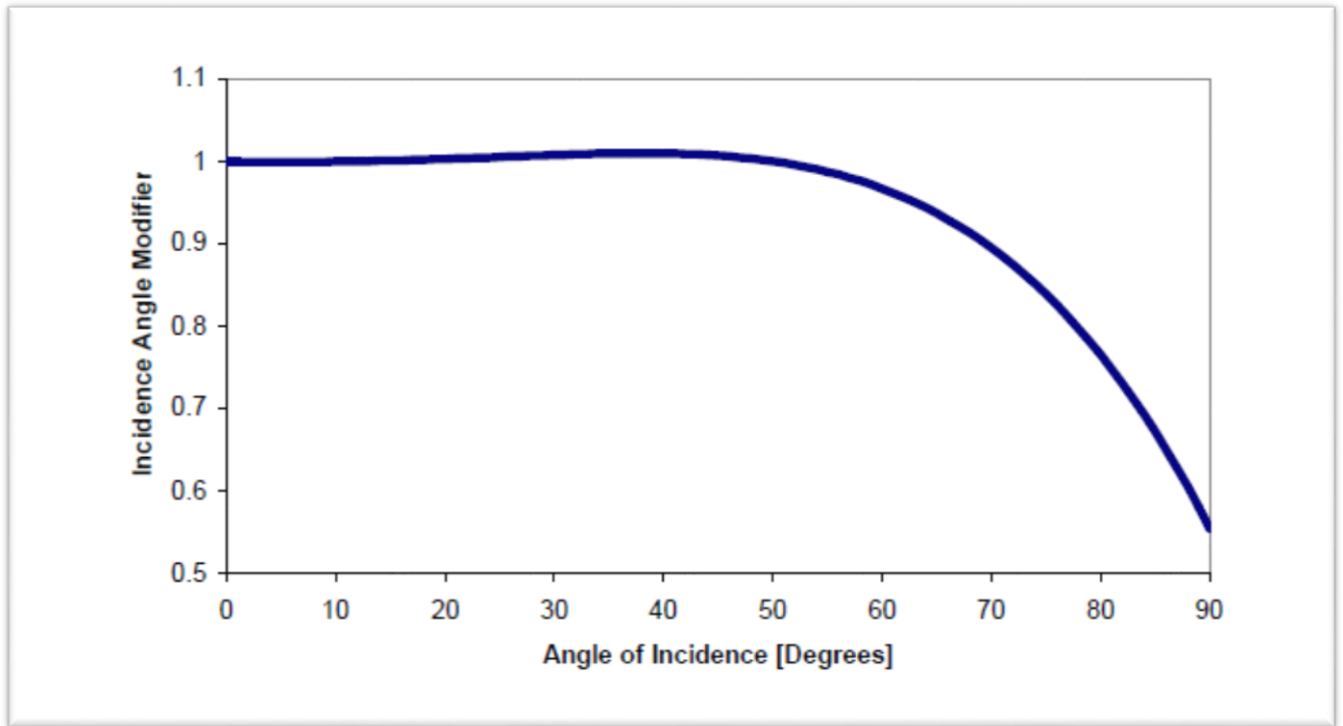


Figure 5.2.5-3: Incidence Modificateur Angle de King et al, [1997]

L'angle d'incidence de la composante de rayonnement du rayonnement solaire est obtenu directement sous forme de sortie du type 16 rayonnement solaire Processeur. Cependant, le type 16 ne calcule pas l'angle efficace d'incidence pour les rayonnements diffus et composants du rayonnement réfléchi au sol. Type de 94 utilise deux corrélations supplémentaires pour trouver ces angles d'incidence efficaces. Ces corrélations, développées par Duffie et Beckman [1991], sont les suivants:

$$\theta_{eff,diff} = 59.7 - 0.1388\beta + 0.001497\beta^2 \quad 5.2.5-23$$

$$\theta_{eff,gnd} = 90 - 0.5788\beta + 0.002693\beta^2 \quad 5.2.5-24$$

β est la pente de la matrice photovoltaïque en degrés. L'insolation totale sur le réseau se trouve en additionnant les composantes de rayonnement individuelles et en les multipliant par leur angle d'incidence approprié modificateurs:

$$G_{T,eff} = \tau\alpha_{norm}(G_{T,beam}IAM_{beam} + G_{T,diff}IAM_{diff} + G_{T,gnd}IAM_{gnd} \quad 5.2.5-25$$

5.2.5.7. Modules Multi-tableaux

Les calculs électriques discutés pour les quatre paramètres et cinq paramètres modèles PV deal uniquement avec un seul module. Le type 94 peut être utilisé pour simuler des tableaux avec un nombre quelconque de modules.

PARAMETRES TRNSYS 10 et 11 définir le nombre de modules en série (NS) et des modules de parallèle (NP) pour l'ensemble du réseau. Le nombre total de modules dans le tableau est le produit de NS et NP. Lors de la simulation d'un seul module seulement, les deux NS et NP sont mis à 1. Le seul module valeurs pour tous les courants et les tensions ici évoqués ci-dessus sont multipliées par NP ou NS pour trouver valeurs pour l'ensemble du réseau. Cette approche néglige les pertes Module de désadaptation.

5.2.5.8. Problèmes de convergence pour diverses applications

Le type 94 peut être utilisé dans des systèmes à couplage direct, dans lequel le générateur photovoltaïque est raccordé directement à un chargé ou est relié à une batterie pour fournir un stockage d'énergie quotidienne. Dans ces deux applications, le système performance à chaque pas de temps dépend du point d'intersection entre les graphes IV du réseau photovoltaïque et de la charge ou de la batterie. En variante, la puissance de sortie maximale de type 94 peuvent être utilisés dans des systèmes utilisant des dispositifs maximaux de suivi de point de puissance. Un exemple d'une telle une application est un système photovoltaïque intégré au bâtiment raccordé au réseau [Fry, 1999].

Eckstein [1990] a montré que dans les systèmes directs couplés les solveurs d'équations de TRNSYS normales parfois échoué à converger sur le point d'intersection entre le réseau de PV et de charge. Il développé une "convergence promotion algorithme, « alternative contenue dans le type 94, pour des applications dans lesquelles le générateur photovoltaïque est raccordé directement à un moteur de pompe ou d'une autre charge. Cet algorithme utilise une méthode de recherche de bisection pour trouver le point où les tensions de la PV et charge sont égaux. Il diffère sensiblement de la norme "modifiée Euler" substitution séquentielle Procédé TRNSYS utilise pour résoudre le système d'équations produites en reliant le composant Entrées et sorties. L'algorithme de promotion de la convergence PV peut être activé par Réglage de l'entrée 4 de type 94 à une valeur non nulle. Ceci est recommandé pour tous couplés directs systèmes.

INPUT 4 doit être mis à zéro pour désactiver la promotion de la convergence alternative. La promotion de la convergence doit toujours être désactivée lorsque le PV est en charge d'une batterie ou lors de l'utilisation d'une plate-forme en utilisant une déclaration TRNSYS ACCÉLÉRATION (Voir Volume 07 pour plus détails sur la déclaration Accélérâtes). Dans certains systèmes, un élément de commande peut diriger le PV tableau pour charger une batterie à certains moments et de se connecter directement à une charge à d'autres. Dans ce cas, est nécessaire pour que le contrôleur ait un indicateur de sortie qui peut être connectée à l'entrée 4 de Type de 94. Un tel régime sera activer et désactiver la promotion de la convergence appropriée.

De nombreuses applications utilisent des dispositifs de suivi du point de puissance maximale (MPPT) qui forcent le PV tableau de toujours fonctionner au point de puissance maximale le long de sa courbe IV. Sont généralement MPPT inclus dans tous les onduleurs de la grille-interactive. Quand un MPPT est utilisé, une certaine charge arbitraire la tension doit être choisie pour l'entrée 3 du type 94. Cette tension doit être supérieure à zéro et inférieure à la tension en circuit ouvert de la matrice. SORTIE 1, le courant photovoltaïque, est toujours calculé sur la base de l'entrée de tension de charge. Cependant, le point de puissance maximale (sortie 4) devrait être utilisé pour la production de PV dans les systèmes MPPT. La valeur de sortie 4 ne dépend pas de l'entrée la tension de charge. INPUT 4, la promotion drapeau de convergence, devrait être mis à zéro pour MPPT systèmes.

N° 23

MERCREDI 23 JOMADA EL OUMMA 1433

53ème ANNÉE

Correspondant au 23 avril 2014



الجمهورية الجزائرية
الديمقراطية الشعبية

الجريدة الرسمية

اتفاقات دولية، قوانين، مراسيم
قرارات وآراء، مقررات، منشور، إعلانات وبلغات

JOURNAL OFFICIEL

DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

CONVENTIONS ET ACCORDS INTERNATIONAUX - LOIS ET DECRETS
ARRETES, DECISIONS, AVIS, COMMUNICATIONS ET ANNONCES

(TRADUCTION FRANÇAISE)

ABONNEMENT ANNUEL	Algérie Tunisie Maroc Libye Mauritanie	ETRANGER (Pays autres que le Maghreb)	DIRECTION ET REDACTION SECRETARIAT GENERAL DU GOUVERNEMENT WWW. JORADP. DZ Abonnement et publicité: IMPRIMERIE OFFICIELLE Les Vergers, Bir-Mourad Raïs, BP 376 ALGER-GARE Tél : 021.54.35.06 à 09 021.65.64.63 Fax : 021.54.35.12 C.C.P. 3200-50 ALGER TELEX : 65 180 IMPOF DZ BADR: 060.300.0007 68/KG ETRANGER: (Compte devises) BADR: 060.320.0600 12
	1 An	1 An	
Edition originale.....	1070,00 D.A	2675,00 D.A	
Edition originale et sa traduction.....	2140,00 D.A	5350,00 D.A (Frais d'expédition en sus)	

Rapport-gratuit.com

LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

ANNEXE

Tarifs d'achat garantis

I- Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA / kWh

Tarif 1 : Installations éoliennes d'une capacité de 1 à 5 MW

LIMITE REGLEMENTAIRE D'AJUSTEMENT	NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT (kWh / kW / an)	TARIF D'ACHAT GARANTI (DA / kWh)	
		PHASE I	PHASE II
- 15 %	1615 - 1674	13,10	16,66
	1675 - 1749		15,86
	1750 - 1824		15,01
	1825 - 1899		14,09
Potentiel de référence	1900 - 1974		13,10
+ 15 %	1975 - 2049		12,11
	2050 - 2124		11,19
	2125 - 2184		10,34
	≥ 2185		9,55

II- Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA / kWh

Tarif 2 : Installations éoliennes d'une capacité de > 5 MW

LIMITE REGLEMENTAIRE D'AJUSTEMENT	NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT (kWh / kW / an)	TARIF D'ACHAT GARANTI (DA / kWh)	
		PHASE I	PHASE II
- 15 %	1615 - 1674	10,48	13,33
	1675 - 1749		12,69
	1750 - 1824		12,01
	1825 - 1899		11,27
Potentiel de référence	1900 - 1974		10,48
+ 15 %	1975 - 2049		9,69
	2050 - 2124		8,95
	2125 - 2184		8,27
	≥ 2185		7,64

ANNEXE

Tarifs d'achat garantis

I- Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA / kWh

Tarif 1 : Installations photovoltaïques au sol d'une capacité de 1 à 5 MWC

LIMITE REGLEMENTAIRE D'AJUSTEMENT	NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT (kWh / kW / an)	TARIF D'ACHAT GARANTI (DA / kWh)	
		PHASE I	PHASE II
- 15 %	1275 - 1349	15,94	20,08
	1350 - 1424		18,83
	1425 - 1499		17,45
Potentiel de référence	1500 - 1574		15,94
+ 15 %	1575 - 1649		14,43
	1650 - 1724		13,06
	≥ 1725		11,80

II- Tarif d'achat garanti par tranche de puissance et selon le potentiel en DA / kWh

Tarif 2 : Installations photovoltaïques au sol d'une capacité de > 5 MWC

LIMITE REGLEMENTAIRE D'AJUSTEMENT	NOMBRE D'HEURES DE FONCTIONNEMENT (kWh / kW / an)	TARIF D'ACHAT GARANTI (DA / kWh)	
		PHASE I	PHASE II
- 15 %	1275 - 1349	12,75	16,06
	1350 - 1424		15,06
	1425 - 1499		13,96
Potentiel de référence	1500 - 1574		12,75
+ 15 %	1575 - 1649		11,54
	1650 - 1724		10,44
	≥ 1725		9,44

Key findings

1. **Concentrating solar power (CSP) plants** are capital intensive, but have virtually zero fuel costs. Parabolic trough plant without thermal energy storage have capital costs as low as USD 4 600/kW, but low capacity factors of between 0.2 and 0.25. Adding six hours of thermal energy storage increases capital costs to between USD 7 100/kW to USD 9 800/kW, but allows capacity factors to be doubled. Solar tower plants can cost between USD 6 300 and USD 10 500/kW when energy storage is between 6 and 15 hours. These plant can achieve capacity factors of 0.40 to as high as 0.80.

TABLE 1: CSP COSTS AND PERFORMANCE IN 2011

	Installed cost (2010 USD/kW)	Capacity factor (%)	O&M (2010 USD/kWh)	LCOE (2010 USD/kWh)
Parabolic trough			0.02 to 0.035	0.14 to 0.36
No storage	4 600	20 to 25		
6 hours storage	7 100 to 9 800	40 to 53		
Solar tower			0.02 to 0.035	0.17 to 0.29
6 to 7.5 hours storage	6 300 to 7 500	40 to 45		
12 to 15 hours storage	9 000 to 10 500	65 to 80		

Note: the levelised cost of electricity (LCOE) assumes a 10% cost of capital

2. **Operations and maintenance (O&M)** costs are relatively high for CSP plants, in the range USD 0.02 to USD 0.035/kWh. However, cost reduction opportunities are good and as plant designs are perfected and experience gained with operating larger numbers of CSP plants savings opportunities will arise.
3. **The levelised cost of electricity (LCOE)** from CSP plants is currently high. Assuming the cost of capital is 10%, the LCOE of parabolic trough plants today is in the range USD 0.20 to USD 0.36/kWh and that of solar towers between USD 0.17 and USD 0.29/kWh. However, in areas with excellent solar resources it could be as low as USD 0.14 to USD 0.18/kWh. The LCOE depends primarily on capital costs and the local solar resource. For instance, the LCOE of a given CSP plant will be around one-quarter lower for a direct normal irradiance of 2 700 kWh/m²/year than for a site with 2 100 kWh/m²/year.
4. **With just 1.9 GW of installed CSP capacity**, not enough data exists to identify a robust learning curve. However, the opportunities for cost reductions for CSP plant are good given that the commercial deployment of CSP is in its infancy. Capital cost reductions of 10% to 15% and modest reductions in O&M costs by 2015 could see the LCOE of parabolic trough plants decline to between USD 0.18 and USD 0.32/kWh by 2015 and that of solar tower plants to between USD 0.15 to USD 0.24/kWh.
5. **Cost reductions** will come from economies of scale in the plant size and manufacturing industry, learning effects, advances in R&D, a more competitive supply chain and improvements in the performance of the solar field, solar-to-electric efficiency and thermal energy storage systems. By 2020, capital cost reductions of 28% to 40% could be achieved and even higher reductions may be possible.
6. **Solar towers** might become the technology of choice in the future, because they can achieve very high temperatures with manageable losses by using molten salt as a heat transfer fluid. This will allow higher operating temperatures and steam cycle efficiency, and reduce the cost of thermal energy storage by allowing a higher temperature differential. Their chief advantage compared to solar photovoltaics is therefore that they could economically meet peak air conditioning demand and intermediate loads (in the evening when the sun isn't shining) in hot arid areas in the near future.

ملخص

لم يعرف العالم لأكثر من قرن على التنمية الاقتصادية الهامة. التنمية الصناعية، وزيادة الأسطول والزيادة في المعدات المحلية تسبب في زيادة كبيرة في الطلب على الطاقة. من أجل إنتاج الكهرباء، والطاقة الشمسية هي مصدر للطاقة النظيفة والذي لا ينضب. حاليا تقنيات تركيز الطاقة الشمسية هي تلك التي لديها إمكانيات معظم لأغراض الاستغلال التجاري.

في هذا العمل، تعرض محطات الطاقة الشمسية وتركيزات الضوئية. وتمت المقارنة بين القنوات المختلفة. ويتضح من هذه المقارنة أن محطات الطاقة حوض مكافئ والأبراج الشمسية هي الناحية الفنية والاقتصادية الأكثر إثارة للاهتمام من رأي وأكثر ربحية.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية، الكهروضوئية، المحور، TRNSYS، RETScreen.

Résumé

Le monde connaît depuis plus d'un siècle un important développement économique. Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique. Dans l'optique de la production d'électricité, l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale.

Dans ce travail, les centrales solaires à concentrations et photovoltaïques ont été exposées. Une comparaison entre les différentes filières a été effectuée. Il ressort de cette comparaison que les centrales cylindro-paraboliques et les tours solaires sont les plus intéressantes de point de vue technico-économique et sont plus rentables.

Mots clés : Centrales solaires, Photovoltaïques, Concentrateur, TRNSYS, RETScreen, Energies solaires.

Abstract

The world has known for over a century an important economic development. Industrial development, increasing the fleet and the increase in domestic equipment caused a significant increase in energy demand. In order to produce electricity, solar power is a clean and inexhaustible energy source. Currently the solar concentration technologies are those that have the most potential for commercial exploitation.

In this work, the solar power plants and photovoltaic concentrations were exposed. A comparison between the different channels was performed. It is clear from this comparison that the parabolic trough power plants and solar towers are the most interesting technical and economic point of view and are more profitable.

Keywords: Solar Power, Photovoltaic, Hub, TRNSYS, RETScreen Solar Energies.