

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



Faculté de Génie de la Construction  
Département de Génie Mécanique



## PROJET DE FIN D'ÉTUDES

Pour l'obtention du diplôme de master

En Génie Mécanique

Option : Énergétique

## THÈME

Étude et simulation d'une mini-centrale solaire  
cylindro-parabolique couplée avec un Cycle Organique  
de Rankine (O.R.C)

**Présentés par :**

AIT MENGUELLET Anis

CHERIFI Lyas

**Sous la direction de :**

M.KAROUA H.

M. ZOUAOUI S.

Soutenu publiquement le 01/03/2020 devant le jury composé de :

<b>Président</b>	M FERROUK M.	UMMTO
<b>Promoteur</b>	M. KAROUA H.	CDER
<b>Co-promoteur</b>	M. ZOUAOUI S.	UMMTO
<b>Examineur</b>	M. BELTAGY H.	UMMTO

Année universitaire : 2018/2019

# Remerciements

On adresse nos vifs remerciements et hautes considérations aux:

- M.KAROUA H., M. Zouaoui S.; notre promoteur et co-promoteur pour avoir accepté de diriger ce modeste travail. Honorés d'avoir travaillé avec eux et tiré un immense profit de leurs savoirs, de conseils utiles et de leurs discussions fertiles.
- Aux membres du jury composé de :
  - M. FERROUK M.           Président de jury
  - M. BELTAGY H.           Examineur
- A tout le personnel du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) :
  - M. MERABET H.
  - M. LARBI Y.
  - M. LAISSAOUI M.
- A toutes personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de notre projet.

# *Dédicaces*

C'est avec beaucoup de joie que nous avons l'honneur de dédier ce travail :

A nos très chers parents.

A tous nos frères et sœurs.

A toute la famille.

A tous ceux qui nous ont soutenues.

A tous ceux qui ont cru en nous.

A tous ceux qui nous ont épaulés.

---

CHERIFI

Lyas

AIT MENGUELLET

Anis

## Nomenclature

---

<b>a</b>	Azimut solaire [Degré(°)].
<b>A<sub>a</sub></b>	Surface d'ouverture [m <sup>2</sup> ]
<b>A<sub>r</sub></b>	Surface du récepteur [m <sup>2</sup> ]
<b>E<sub>PH</sub></b>	Energie de chaque photon [J]
<b>F</b>	Distance focale [m]
<b>G</b>	Irradiation solaire reçue sur un plan horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>0</sub></b>	Rayonnement extraterrestre [kWh/m <sup>2</sup> ]
<b>h</b>	Hauteur [m]
<b>h</b>	Constante de Planck [J.s]
<b>I<sub>0</sub></b>	Rayonnement solaire extraterrestre [kW/m <sup>2</sup> ]
<b>K<sub>T</sub></b>	Indice de clarté
<b>L</b>	Longitude [Degré (°)]
<b>n<sub>j</sub></b>	Numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er Janvier
<b>S<sub>0</sub></b>	Durée d'insolation[h]
<b>P<sub>élec</sub></b>	Production électrique[kW]
<b>Q<sub>toy</sub></b>	Production d'électricité ou de chaleur de l'année simulée.
<b>x<sub>degradation</sub></b>	Paramètre de dégradation défini par l'utilisateur sous la forme
<b>Φ</b>	Latitude [Degré (°)].
<b>δ</b>	Déclinaison [Degré (°)]
<b>ω</b>	Angle horaire [Degré (°)]
<b>θ<sub>z</sub></b>	Angle zénithal [Degré (°)]

## Nomenclature

---

$\lambda$	Longueur d'onde.
$\omega_0$	L'angle horaire au coucher du soleil [Degré (°)]
$\gamma$	Facteur d'interception
$\eta_{\text{opt}}$	Rendement du collecteur optique

## Liste des abréviations

---

<b>TSV</b>	Temps Solaire Vrai
<b>TSM</b>	Temps Solaire Moyen
<b>Et</b>	Equation du temps
<b>TU</b>	Temps Universel
<b>GMT</b>	Meridian de Greenwich (Greenwich Mean Time)
<b>TL</b>	Temps Légal
<b>ASA</b>	Agence Spatiale Allemande
<b>PV</b>	Energie Solaire Photovoltaïque
<b>CSP</b>	Concentrated Solar Power
<b>SPP 1</b>	Solar Power Plant One
<b>EPC</b>	Engineering Procurement Construction
<b>LFR</b>	Concentrateurs solaires types Fresnel
<b>CCP</b>	Concentrateur Cylindro – Parabolique
<b>ORC</b>	Cycle Organique de Rankine
<b>ETM</b>	Energie Thermique des Mers
<b>OTEC</b>	Ocean Thermal Energy Conversion
<b>DNI</b>	Irradiation Normale Directe
<b>ONM</b>	Office National de météorologique
<b>DLR</b>	Institut of solar research
<b>LEC</b>	Levelized Electricity cost
<b>CDER</b>	Centre de Développement des Energies Renouvelables

## Liste des figures

---

<b>Figure I.1</b> : La structure du soleil .....	5
<b>Figure I.2</b> : La divergence de l'énergie du soleil vers la terre .....	6
<b>Figure I.3</b> : Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil .....	7
<b>Figure I.4</b> : Variations de la durée du jour et de la hauteur du soleil .....	8
<b>Figure I.5</b> : La sphère céleste .....	10
<b>Figure I.6</b> : Les coordonnées géographiques .....	11
<b>Figure I.7</b> : Les coordonnées horaires .....	12
<b>Figure I.8</b> : Azimut solaire .....	13
<b>Figure I.9</b> : Coordonnées horizontales .....	14
<b>Figure I.10</b> : Angle zenithal .....	15
<b>Figure I.11</b> : Angle incident .....	15
<b>Figure I.12</b> : Carte du monde de l'enseilllement moyen annuel .....	18
<b>Figure I.13</b> : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné la latitude du lieu .....	19
<b>Figure I.14</b> : Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie .....	20
<b>Figure II.1</b> : Rayonnement solaire .....	21
<b>Figure II.2</b> : Le rayonnement extraterrestre en fonction des jours .....	22
<b>Figure II.3</b> : Répartition spectrale du rayonnement solaire .....	23
<b>Figure II.4</b> : Composantes du rayonnement solaire .....	25
<b>Figure II.5</b> : L'effet photovoltaïque .....	27
<b>Figure II.6</b> : Cellule photovoltaïque .....	28

## Liste des figures

---

<b>Figure II.7:</b> Fonctionnement de l'énergie solaire thermique .....	29
<b>Figure II.8:</b> Filière du solaire à concentration thermodynamique .....	31
<b>Figure III.1 :</b> Principe de fonctionnement d'une centrale solaire à concentration thermodynamique .....	33
<b>Figure III.2 :</b> Cycle d'une centrale à collecteurs cylindro-parabolique .....	34
<b>Figure III.3 :</b> Schéma de principe d'une centrale hybride .....	35
<b>Figure III.4:</b> Centrale hybride de HassiR'mel .....	36
<b>Figure III.5 :</b> Comparaison des technologies solaires à concentration .....	37
<b>Figure III.6 :</b> Les types de capteurs à concentrations .....	40
<b>Figure III.7.a :</b> Schéma de principe d'une centrale à tour .....	41
<b>Figure III.7.b :</b> Centrale à tour en Andalousie (Espagne).....	41
<b>Figure III.8.a :</b> Schéma de principe d'un réflecteur linéaire de Fresnel .....	42
<b>Figure III.8.b :</b> Réflecteurs linéaire de Fresnel à Liddell (Australie). .....	42
<b>Figure III.9.a :</b> Principe de fonctionnement d'un capteur parabolique .....	43
<b>Figure III.9.b :</b> Parabole à Odeillo (France). .....	43
<b>Figure III.10.a :</b> Schéma de fonctionnement d'une centrale à concentrateurs cylindro-parabolique .....	44
<b>Figure III.10.b :</b> Centrale cylindro-parabolique de Nevada (USA).....	44
<b>Figure III.11:</b> les principaux composants d'un panneau cylindro-parabolique. ....	45
<b>Figure III.12:</b> Réflexion des rayons solaires sur le tube absorbeur .....	45
<b>Figure III.13 :</b> Schéma principale des composantes du tube récepteur .....	46

## Liste des figures

---

<b>Figure III.14</b> : structure métallique d'un capteur cylindro-parabolique .....	47
<b>Figure III.15</b> : Les paramètres géométriques d'un cylindro parabolique .....	48
<b>Figure III.16</b> : Chemin des rayons parallèles dans un miroir parabolique .....	49
<b>Figure III.17</b> : Relation entre l'angle d'ouverture et la valeur $a/f$ .....	50
<b>Figure III.18</b> : Relation entre la focale et l'angle d'ouverture pour une ouverture constante .	50
<b>Figure III.19</b> : Surface d'ouverture du collecteur et Surface d'ouverture du récepteur .....	51
<b>Figure III.19</b> : Les modes de poursuite solaire d'un CCP .....	53
<b>Figure III.20</b> : Le concentrateur cylindro parabolique en position de suivi .....	53
<b>Figure III.21</b> : Angle d'incidence sur un capteur cylindro-parabolique .....	54
<b>Figure III.22</b> : Représentation schématique d'un cycle de Rankine .....	55
<b>Figure III.23</b> : Diagramme T-s idéal du cycle de Rankine .....	56
<b>Figure III.24</b> : Diagramme T-s réel du cycle de Rankine .....	57
<b>Figure III.25</b> : Principe cycle machine ditherme .....	58
<b>Figure III.26</b> : Schéma de principe d'un COR .....	60
<b>Figure III.27</b> : Pentas de détente dans le diagramme entropique.....	62
<b>Figure III.28</b> : Répartition des sites ORC par secteur d'activité (a) en nombre (b) en puissance installée.....	63
<b>Figure IV.1</b> : Processus de fonctionnement du logiciel de Greenius .....	65
<b>Figure IV.2</b> : Page de couverture du logiciel Greenius .....	65
<b>Figure IV.3</b> : Fenêtre d'Assistant (Wizard) .....	66
<b>Figure IV.4</b> : Fenêtre du nouveau projet. ....	67

## Liste des figures

---

<b>Figure IV.5</b> : Fenêtre du choix de la technologie .....	67
<b>Figure IV.6</b> : Interface de l'écran principal .....	68
<b>Figure IV.7</b> : Logo du logiciel Meteonorm .....	69
<b>Figure IV.8</b> : Géolocalisation de la wilaya de Tizi-ouzou .....	71
<b>Figure IV.9</b> : Géolocalisation de la wilaya d'El Oued .....	72
<b>Figure IV.10</b> : Fenêtre du logiciel Méteonorm .....	72
<b>Figure IV.11</b> : Fenêtre Greenius du collecteur LS-2 Cermet Vacuum .....	75
<b>Figure IV.12</b> : configuration du champ solaire Nombre de capteurs/ligne (boucle) .....	76
<b>Figure IV.13</b> : Fenêtre Greenius avec les paramètres du collecteur de Tizi-Ouzou .....	78
<b>Figure IV.13</b> : fiche technique de Turboden .....	80
<b>Figure IV.14</b> : Fenêtre Greenius avec les paramètres du collecteur d'El Oued (El Meghair) .....	80
<b>Figure IV.15</b> : Fenêtre Greenius pour choisir le Fluide caloporteur .....	82
<b>Figure IV.16</b> : Schéma synoptique du cycle ORC .....	84
<b>Figure IV.17</b> : Machine ORC de Turboden .....	84
<b>Figure IV.18</b> : Efficacité de la charge partielle de l'ORC.....	86
<b>Figure IV.19</b> : Couplage de la machine ORC Turboden avec un champ solaire cylindro-parabolique .....	87
<b>Figure IV.19</b> : Fenêtre du stockage pour les deux sites .....	88
<b>Figure IV.20</b> : Fenêtre du système d'appoint (Boiler) pour les deux sites .....	88
<b>Figure IV.21</b> : Variation de l'irradiation directe normale DNI (rayonnement solaire direct) pendant une année pour le site de Tizi-Ouzou et El Meghair. ....	89

## Liste des figures

---

<b>Figure IV.22</b> : Variation des températures ambiantes pendant une année pour le site de Tizi-Ouzou et El Meghair. ....	90
<b>Figure IV.23</b> : Variation de quantité de la chaleur produite par le champ solaire et le rendement obtenue en fonction des jours de l'année à Tizi-Ouzou. ....	91
<b>Figure IV.24</b> : Variation de quantité de chaleur produite par le champ solaire et le rendement obtenue en fonction des jours de l'année à El Oued (El Meghair).....	92
<b>Figure IV.25</b> : Variation de la quantité de chaleur solaire sans pertes (Hdn) et la production thermique à la sortie du champ solaire (Q.s., tot) en fonction des jours de l'année à El Meghair. ....	93
<b>Figure IV.26</b> : Variation de la quantité de chaleur solaire sans pertes (Hdn) et la production thermique à la sortie du champs solaire (Qs,tot) en fonction des jours de l'année à Tizi Ouzou. ....	94
<b>Figure IV.27</b> : Les fluctuations de la puissance thermique a la sortie et la puissance thermique fourni par le boiler et la production d'électricité en fonction des jours de l'année à EL Meghair. ....	95
<b>Figure IV.28</b> : Les fluctuations de la puissance thermique a la sortie et la puissance thermique fourni par le boiler et la production d'électricité en fonction des jours de l'année à Tizi Ouzou .....	95
<b>Figure IV.29</b> : Variation de la puissance électrique produite et le rendement de de l'installation sans boiler en fonction des jours de l'année à Tizi Ouzou. ....	97
<b>Figure IV.30</b> : Variation de la puissance électrique produite et le rendement de de l'installation sans boiler en fonction des jours de l'année à EL Meghair. ....	97
<b>Figure IV.31</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 Mars à Tizi-Ouzou.....	98
<b>Figure IV.32</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 Mars à EL Meghair.....	99

## Liste des figures

---

<b>Figure IV.33</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 juin à Tizi-Ouzou.....	100
<b>Figure IV.34</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 juin à EL Meghair.....	100
<b>Figure IV.35</b> : Variation du rayonnement solaire direct(DNI) et la production électrique(Pelec) en fonction de la journée 21 septembre à Tizi-Ouzou.....	101
<b>Figure IV.36</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 septembre à EL Meghair.....	102
<b>Figure IV.37</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée du 21 décembre à Tizi-Ouzou. ....	103
<b>Figure IV.38</b> : Variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 Décembre à EL Meghair.....	103

## Liste des tableaux

---

<b>Tableau I.1 :</b> Durée des saisons .....	8
<b>Tableau I.2:</b> Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques .....	18
<b>Tableau III.1 :</b> Avantages et inconvénients des cycles ORC .....	60
<b>Tableau IV.1:</b> Données géographiques des deux sites.....	73
<b>Tableau IV.2:</b> Paramètres du collecteur LS-2 Cermet Vacuum .....	73
<b>Tableau IV.3 :</b> Caractéristiques de la tuyauterie utilisé dans le champ solaire des deux sites .	76
<b>Tableau IV.4 :</b> Données du champ solaire .....	81
<b>Tableau IV.5 :</b> Propriétés du Fluide Therminol VP-1 .....	81
<b>Tableau IV.6 :</b> Caractéristiques de l'ORC Turboden .....	85
<b>Tableau IV.7 :</b> Les valeurs maximales de la production électrique et du rendement.....	96

## Introduction générale

---

La demande et la consommation énergétique à augmenter considérablement ces dernières années avec la croissance rapide dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Pour le moment la demande énergétique en Algérie est assurée par les grands gisements de pétrole et surtout de gaz. Les empreintes engendrées par l'utilisation des énergies fossiles sont bien connues : pollution de l'air, émissions des gaz à effet de serre, particulièrement le CO<sub>2</sub> (le responsable principale de l'échauffement climatique), ont amenés la préoccupation mondiale dont l'Algérie à s'intéresser à ce sujet et à établir un programme de développement des énergies renouvelables parmi elles l'exploitation de l'énergie solaire.

Pour toute application de l'énergie solaire, il est indispensable de connaître de façon détaillée les caractéristiques de l'ensoleillement et du rayonnement sur le site géographique choisi, ces caractéristiques qui constituent le gisement solaire peuvent être déduites des mesures régulières effectuées pendant plusieurs années par une station météorologique locale, dans le cas où il n'existe pas de telles stations on peut extrapoler les mesures de stations voisines en utilisant une méthode de calcul fondée sur des corrélations statistiques ou bien le traitement des images des satellites. Les difficultés majeures des mesures du rayonnement solaire proviennent à la fois des fluctuations climatiques et du mouvement apparent du soleil au lieu d'observation; de toute façons, l'énergie solaire est devenue une solution accessible pour couvrir le besoin en énergie tenant compte de l'aspect environnemental.

Les systèmes solaires, notamment les systèmes à concentration solaire sont de plus en plus sollicités pour contribuer à la satisfaction des besoins en énergie. La technologie des concentrateurs solaires vient d'atteindre un niveau très remarquable, en utilisant des réflecteurs afin de concentrer les rayons du soleil sur une petite surface. Il existe quatre principaux types des concentrateurs solaires ; les concentrateurs cylindro-paraboliques, les miroirs de Fresnel, les tours solaires et les concentrateurs paraboliques. La technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques (CCP) est actuellement la plus éprouvée parmi des techniques de concentration solaire.

Notre travail consiste à étudier et simuler à l'aide du logiciel Greenius et Excel une mini-centrale solaire cylindro-parabolique couplée avec un cycle organique de Rankine (ORC).

## Introduction générale

---

A ce propos, le manuscrit est constitué de quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous avons synthétisé les données bibliographiques relatives au gisement solaire en général, et en particulier le potentiel solaire en Algérie, le deuxième chapitre s'est focalisé sur le rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire. Dans le troisième chapitre, nous avons présentés un état de l'art sur les centrales solaires à concentration thermodynamique et une vue général sur les cycles organique de Rankine (ORC). Dans le dernier chapitre, nous avons simulés une mini-centrale solaire cylindro-parabolique couplée avec un cycle organique de Rankine sous un climat algérien (Tizi-Ouzou et El Mghaier).

Enfin, nous avons soldé notre travail par une conclusion générale et un ensemble de recommandations et de perspectives.

**Introduction générale ..... 1**

**Chapitre I : Le gisement solaire**

I.1 Introduction ..... 3

I.2 Généralités sur le soleil ..... 4

    I.2.1 Le soleil ..... 4

    I.2.2 La constante solaire ..... 5

    I.2.3 Mouvement apparent du soleil ..... 7

    I.2.4 La sphère céleste..... 9

I.3 Les coordonnées célestes..... 10

    I.3.1 Coordonnées géographiques..... 10

    I.3.2 Les coordonnées horaires ..... 11

    I.3.3 Les coordonnées horizontales..... 13

I.4 Les temps solaires ..... 15

    I.4.1 Le Temps Solaire Vrai (T.S.V) ..... 15

    I.4.2 Le Temps Solaire Moyen (T.S.M) ..... 16

    I.4.3 Le Temps Solaire Universel (T.U) ..... 16

    I.4.4 Le Temps Légal (T.L) ..... 17

    I.4.5 Le Temps Civil ..... 17

    I.4.6 L'équation du temps ..... 17

I.5 Gisement solaire en Algérie ..... 17

I.6 Conclusion..... 20

**Chapitre II : Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire**

II.1 Rayonnement solaire ..... 21

    II.1.1 Rayonnement extraterrestre (hors atmosphère)..... 21

    II.1.2 Rayonnement solaire en atmosphère terrestre ..... 22

    II.1.3 Indice de clarté ..... 23

    II.1.4 Irradiation solaire..... 23

    II.1.5 Durée d'insolation ..... 24

    II.1.6 Composantes du rayonnement solaire ..... 24

II.2	Les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire .....	26
II.2.1	L'énergie solaire photovoltaïque (PV) .....	26
II.2.2	L'énergie solaire thermique.....	29
II.2.3	L'énergie solaire thermodynamique (CSP).....	30
II.3	Conclusion .....	31

### **Chapitre III : Etat de l'art des centrales solaires à concentration**

III.1	Introduction .....	32
III.2	Centrale solaire thermodynamique.....	32
III.3	Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique.....	33
III.3.1	Génération directe de l'électricité.....	33
III.3.2	Génération indirecte de l'électricité .....	33
III.4	Centrale solaire hybride.....	35
III.4.1	Description de la centrale hybride de HassiR'mel .....	35
III.5	Les systèmes de concentrations.....	36
III.6	Le facteur de concentration .....	37
III.6.1	Facteur de concentration optique.....	37
III.6.2	Facteur de concentration géométrique.....	38
III.6.3	Le facteur d'interception ( $\gamma$ ).....	38
III.6.4	Le facteur de l'angle d'incidence modifié (K) .....	39
III.7	Les capteurs solaires à concentrations.....	39
III.7.1	Définition d'un capteur a concentration .....	39
III.7.2	Les différents types de capteurs à concentrations .....	39
III.7.3	Les composants d'un concentrateur cylindro - parabolique .....	44
III.8	La géométrie et l'optique des concentrateurs cylindro-parabolique.....	47
III.8.1	Les paramètres géométriques .....	47
III.8.2	Les paramètres Optiques .....	51
III.9	Étude théorique d'une centrale solaire couplée avec un Cycle Organique de Rankine (ORC) 54	
III.9.1	Description du Cycle de Rankine (Classique).....	54
III.9.2	Cycle Organique de Rankine (ORC).....	57
III.9.3	Avantages et inconvénients des cycles ORC.....	60
III.9.4	Fluide du travail.....	61
III.9.5	Applications du cycle ORC .....	62

## Chapitre IV : Simulation d'une microcentrale CSP-ORC

IV.1	Introduction .....	64
IV.2	Présentation des logiciels de simulation.....	64
IV.2.1	Présentation du logiciel GREENIUS.....	64
IV.2.2	Présentation du logiciel METEONORM.....	69
IV.3	Méthodologie.....	70
IV.3.1	Coordonnées géographiques et météorologiques des deux sites .....	70
IV.3.2	Données météorologiques .....	72
IV.4	Dimensionnement de la mini-centrale.....	73
IV.4.1	Collecteur .....	73
IV.4.2	Champ solaire.....	75
IV.5	Bloc de puissance .....	82
IV.5.1	Cycle ORC .....	82
IV.6	Stockage .....	87
IV.7	L'hybridation.....	88
IV.8	Résultats et interprétations .....	89
IV.8.1	Données Météorologiques .....	89
IV.8.2	Simulation avec hybridation.....	91
IV.8.3	Simulation sans hybridation .....	96
IV.9	Conclusion.....	104
<b>Conclusion générale .....</b>		<b>105</b>

Références bibliographiques.

Annexes.

## **I.1 Introduction**

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique.

Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances. L'existence d'une solide et fiable base de données est une nécessité pour au moins la survie économique des installations de collection et de conversion de l'énergie solaire. Bien qu'il existe un réseau de stations d'évaluation du gisement solaire, le nombre de stations est très limité. En Algérie, seules sept stations assurent depuis 1970 la mesure de la composante globale et diffuse du rayonnement solaire. Le nombre de ces stations étant insuffisant et c'est pour cela que divers modèles ont été proposés pour estimer le gisement solaire à une échelle locale ou régionale. Ces modèles s'étendent des codes de calcul les plus complexes et les plus sophistiqués aux simples relations empiriques. Le choix du modèle est dicté par la nature des données et par la précision recherchée.

L'utilisation d'un modèle de l'atmosphère basé fondamentalement sur la connaissance du trouble atmosphérique pour la détermination des différentes composantes du rayonnement solaire d'un site donné notamment l'éclairement solaire direct est très indispensable dans la concentration solaire.

La ressource de base la plus importante pour tous les potentiels énergétiques renouvelables est l'énergie solaire, le rayonnement émis dans toutes les directions par le soleil et que la terre reçoit à raison d'une puissance moyenne de  $1,4 \text{ KW/m}^2$ , pour une surface perpendiculaire à la direction terre-soleil. Ce flux solaire est atténué lors de la traversée de l'atmosphère par absorption ou diffusion, suivant les conditions météorologiques et la latitude du lieu au niveau du sol.

Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique et pour un bon dimensionnement des installations solaires, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit spécifique à chaque instant de la journée et de l'année.

## I.2 Généralités sur le soleil

### I.2.1 Le soleil

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de  $1,39.10^9$  m et est à distance moyenne de  $1,49.10^{11}$  m de la terre. Comme vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide ; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 aux régions polaires [1]. Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5777 K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de  $8.10^6$  à  $40.10^6$  K et la densité est estimée à 100 fois celle de l'eau. Le soleil est en effet, un réacteur de fusion continu avec ses constituants sous forme gazeuse retenue par des forces gravitationnelles, plusieurs réactions de fusion sont déclenchées pour intensifier l'énergie rayonnée par le soleil. Le processus le plus important est la transformation de l'hydrogène en hélium par une réaction thermonucléaire. Cependant, comme la masse du noyau de l'hélium est moins lourde que celle de quatre protons d'hydrogène, la masse perdue dans la réaction thermonucléaire est convertie en énergie [1].

L'énergie produite à l'intérieur de la sphère solaire à une température de l'ordre de plusieurs millions de degrés est transférée à la surface extérieure puis transférée par rayonnement dans l'espace. Les processus radiatif et convectif sont le résultat des états successifs d'émission, d'absorption et de radiation ; la gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons X et celle des rayons gamma, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à de grandes distances. Dans la structure schématique du soleil illustré dans la figure I.1, il est estimé que 90% de l'énergie est générée dans la région du disque solaire située entre 0 et  $0,23R$ , où  $R$  le rayon du soleil, qui représente 40% de la masse du soleil. A distance de  $0,7R$  du centre, la température diminue d'environ 130 000 K et la densité de  $70 \text{ kg/m}^3$ . Là, le processus convectif du soleil devient important et la zone comprise entre  $0,7$  et  $1,0R$  est appelée : zone convective. Dans cette zone, la température diminue d'environ 5000 K et la densité d'environ  $10^{-5} \text{ kg/m}^3$  [1].

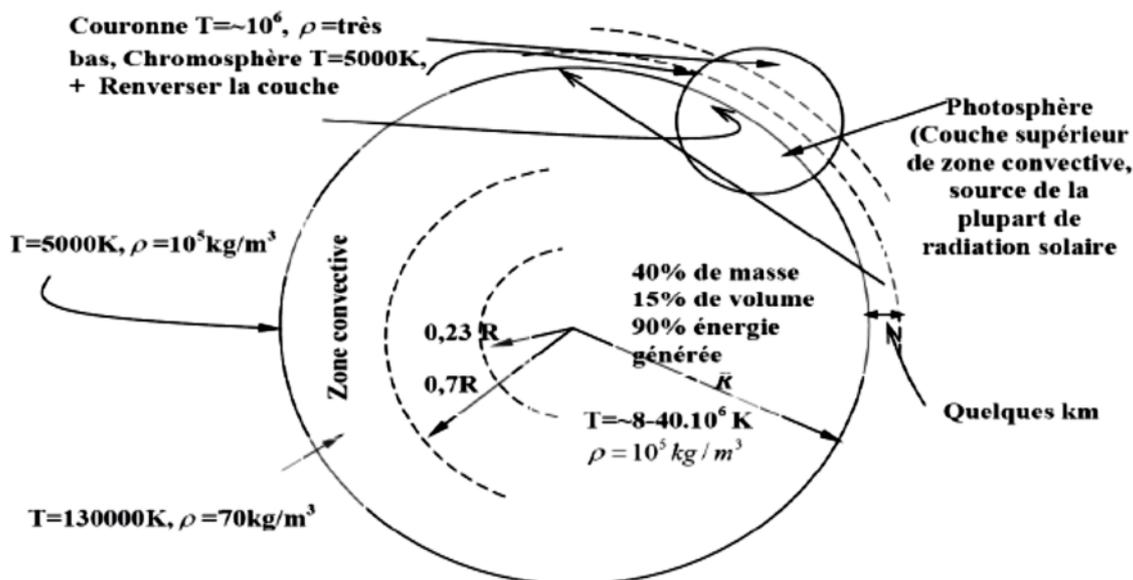


Figure I.1 : La structure du soleil [1].

La surface apparente du soleil est constituée de granules (cellules convectives irrégulières), avec des dimensions de l'ordre de 1000 à 3000 km et leur durée de vie est estimée à quelques minutes. Les autres formes à la surface du soleil sont de petites aires opaques qui s'appellent pores. À des dimensions équivalentes à celles des cellules convectives, il existe d'autres aires opaques avec des dimensions variables qui s'appellent taches solaires. La couche extérieure de la zone convective s'appelle photosphère, sa densité est très faible (environ  $10^{-4}$  celle de l'air au niveau de la mer). Cette couche est composée de gaz à forte ionisation qui peut absorber et émettre des radiations de spectre continu. La photosphère est la source de la plupart des radiations solaires.

Il est généralement admis que le rayonnement solaire est produit par un phénomène thermonucléaire contrôlé de transformation de l'hydrogène en hélium (de hélios = soleil) : les noyaux des atomes de deutérium et de tritium (isotopes de l'hydrogène) fusionnent en libérant de l'énergie. La réaction est schématiquement la suivante :



## I.2.2 La constante solaire

Le flux du rayonnement à la surface du soleil est d'environ  $6,33 \cdot 10^7 \text{W/m}^2$ . Une surface plane, d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire, située à la limite de l'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée en fonction de la distance Soleil-Terre

( $149\,597\,870.10^3\text{m}$  ou 1UA représente la distance moyenne Soleil-Terre). Cette distance a une faible variation au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre qui est d'environ 1,7% [1]. La constante solaire est une valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, sa valeur est estimée à  $1367\text{ W/m}^2$  (Fröhlich et Brusa, 1981, et Iqbal, 1983) [2]. La représentation schématisée du système Soleil-Terre est indiquée dans la figure I.2 [3].

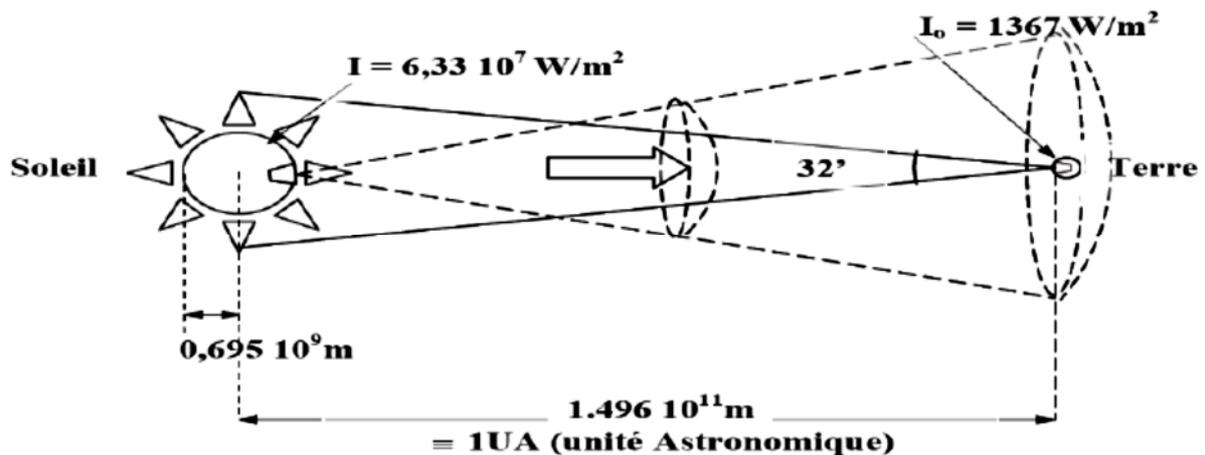


Figure I.2 : La divergence de l'énergie du soleil vers la terre [3].

La valeur du rayonnement solaire "Ic", reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 Km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne "I0" appelée constante solaire est de l'ordre de  $1354\text{ W.m}^{-2}$ . En première approximation, on peut calculer la valeur de "Ic" en fonction du numéro du jour de l'année "nj" par la relation suivante :

$$I_c = I_0 [1 + 0.033 \times \cos (0.984 \times n_j)] \tag{I.1}$$

Où:

Ic: La valeur du rayonnement solaire

I0 : Constante solaire (valeur moyenne du rayonnement solaire)

nj : numéro du jour de l'année.

### I.2.3 Mouvement apparent de soleil

Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil sont illustrés dans la figure I.3.

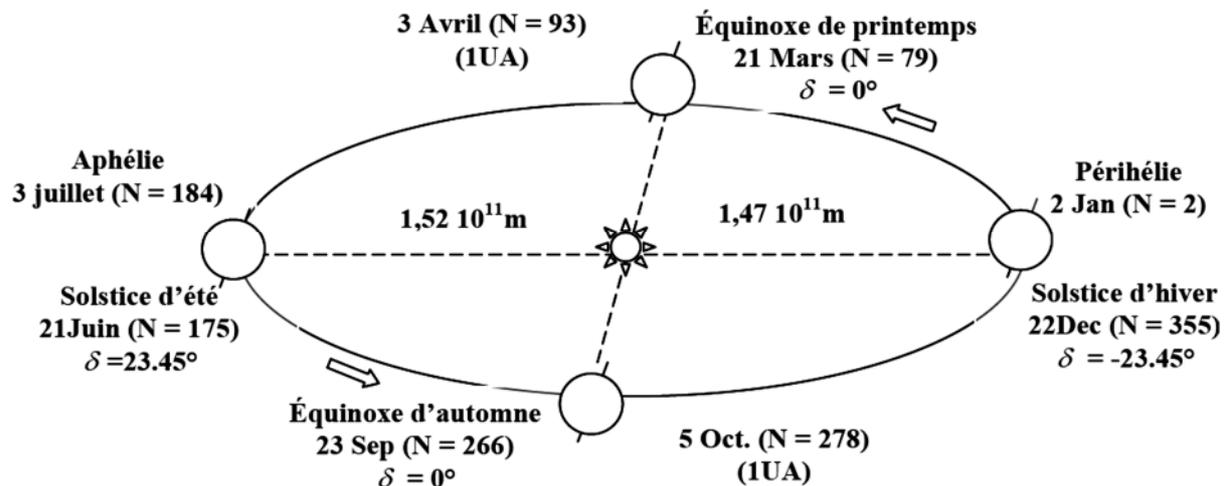


Figure I.3 : Schématisation du mouvement apparent de soleil [3].

#### I.2.3.1 Translation et rotation de la terre

On peut décomposer les mouvements de la terre en considérant séparément le mouvement par rapport au centre de masse (rotation) et le mouvement de ce centre de masse par rapport à lui-même (translation) [2].

#### I.2.3.2 Rotation de la terre

En vingt-quatre heures, la terre effectue une rotation complète d'Ouest en Est autour de son axe ; c'est la base de notre système horaire. De cette rotation découle la succession des jours et des nuits [2].

#### I.2.3.3 Révolution de la terre

La terre effectue un tour complet autour du soleil en 365,25 jours suivant une orbite elliptique, tandis que la vitesse moyenne de ce mouvement est d'environ 30 km/s. La distance entre les centres de ces deux astres varie d'une valeur minimale au Périhélie ( $1,47 \cdot 10^{11}$  m), aux environs du 2 janvier, à une valeur maximale, à l'Aphélie ( $1,52 \cdot 10^{11}$  m), aux environs du



Evidemment, par temps couvert le rayonnement solaire au sol peut tomber pratiquement à zéro. En revanche, pour une journée ensoleillée et un ciel parfaitement dégagé, le rayonnement solaire diffus tombant au sol peut atteindre 15 à 20% du rayonnement global, mais avec un ciel couvert, le rayonnement parvenant au sol est en totalité un rayonnement diffus [2]. Les centrales solaires à concentration ne sont donc productives que durant les heures de beau temps. Leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est donc nécessaire pour une réflexion sur l'étendue du gisement pour un projet de centrale thermique solaire (la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de la durée d'ensoleillement).

Toute étude, application ou conversion de l'énergie solaire en un site donné nécessite une connaissance complète et détaillée du gisement solaire dans ce site. Ceci est généralement possible grâce aux stations de mesure météorologique. Cependant, dans la plupart des cas, il n'existe pas de mesures locales du rayonnement solaire et le recours à certaines méthodes appropriés, permettant de prédire les caractéristiques du rayonnement solaire et de l'estimer, est nécessaire [3].

### **I.2.4 La sphère céleste**

La sphère céleste est une sphère imaginaire d'un diamètre immense, qui admet pour centre la terre, et pour rayon la distance (terre – soleil). On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes Caractéristiques sur la sphère elle-même comme c'est indiqué sur la figure I.5.

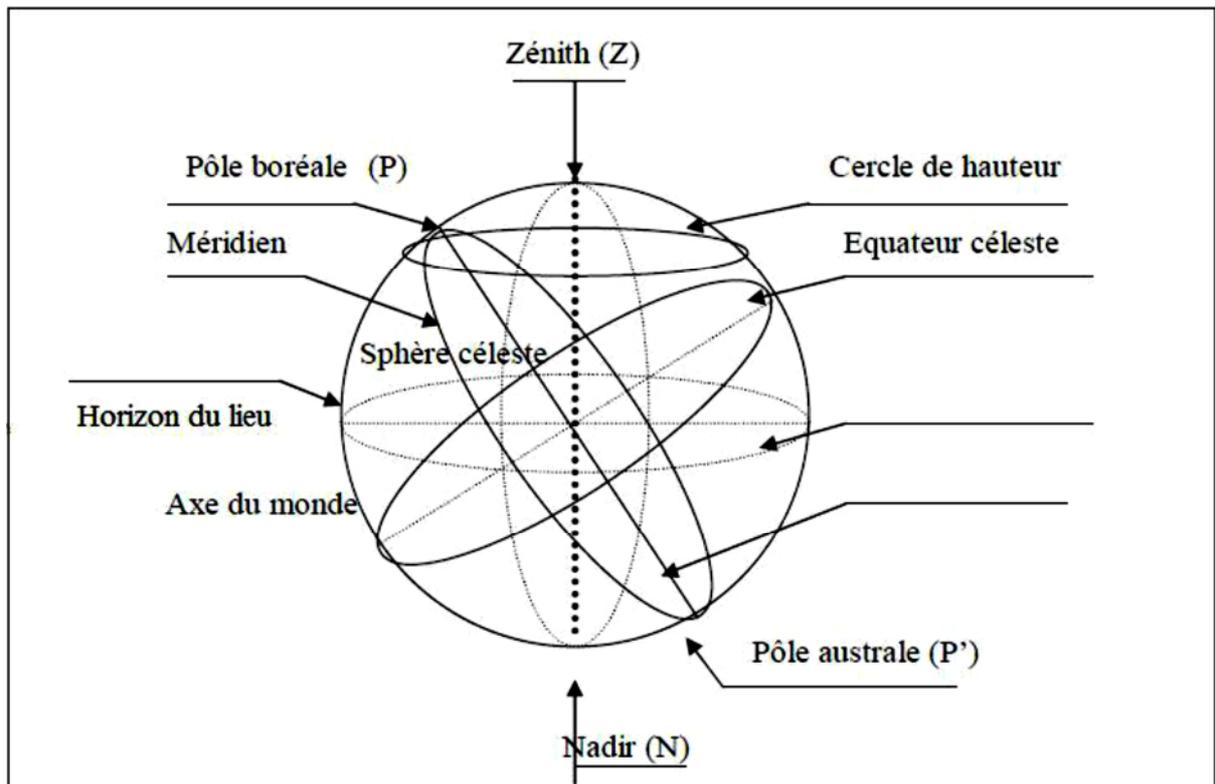


Figure I.5 : La sphère céleste [3].

La direction des objets peut être quantifiée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes.

## I.3 Les coordonnées célestes

### I.3.1 Coordonnées géographiques

La Terre est séparée par l'équateur en deux demi sphères, l'hémisphère Nord pour celle située du côté du pôle Nord, et l'hémisphère Sud pour celle qui est située du côté du pôle Sud. D'autre part, elle est partagée d'Ouest en Est, par le méridien d'origine qui passe par Greenwich (près de Londres en Angleterre).

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre (figure I.6).

#### I.3.1.1 La longitude ( $\Phi$ )

C'est l'éloignement par rapport au méridien de Greenwich, mesuré en degré. Elle est comptée positivement vers l'est et négativement vers l'ouest, à partir du méridien Greenwich.

### I.3.1.2 La latitude (L)

C'est l'éloignement d'un point sur la surface de la terre par rapport à l'équateur, mesuré en degré (mesurée à partir du centre de la terre), permettent de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  dans l'hémisphère nord et de  $0^\circ$  à  $-90^\circ$  dans l'hémisphère sud.

### I.3.1.3 L'altitude

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

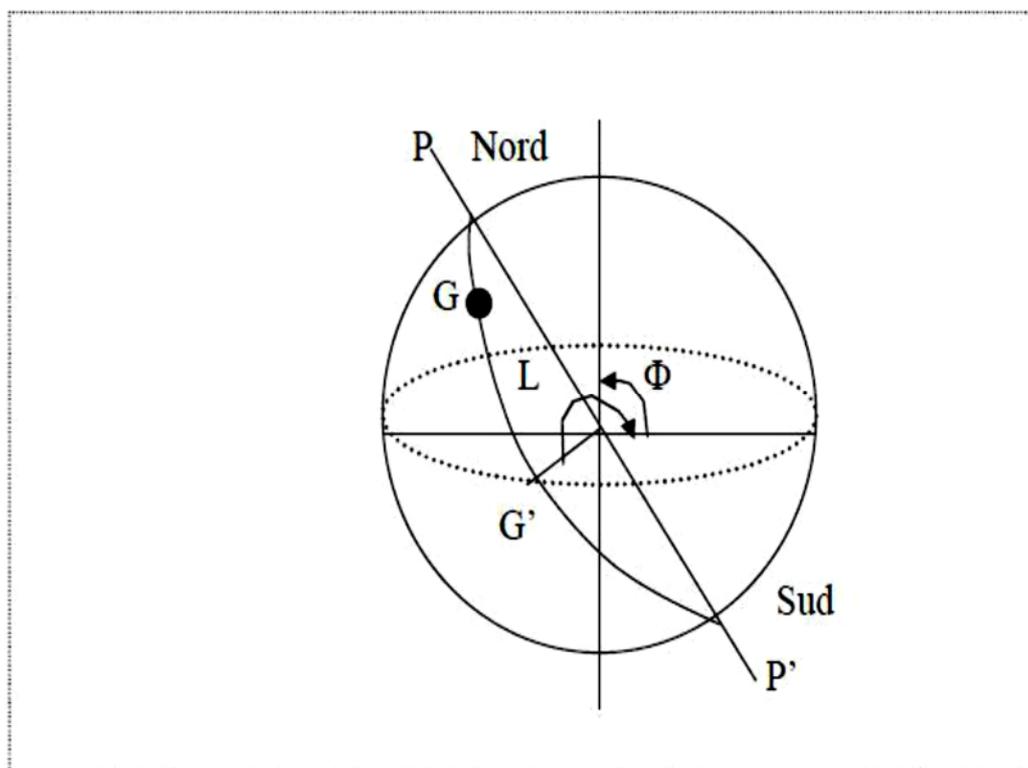


Figure I.6 : Les coordonnées géographiques [3].

## I.3.2 Les coordonnées horaires

### I.3.2.1 La déclinaison ( $\delta$ )

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

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{284+nj}{365} \times 360 \right] \text{ [Degré]} \quad (\text{I.2})$$

$nj$ : Le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1er Janvier.

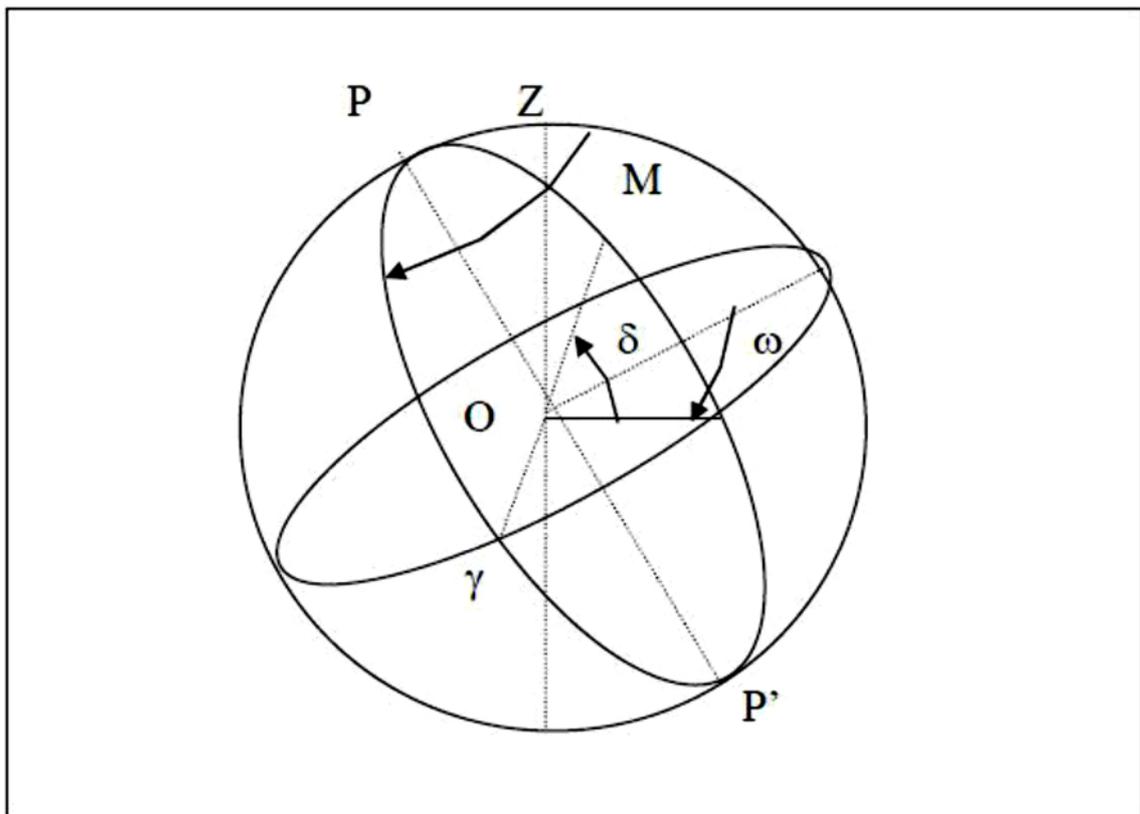
### I.3.2.2 L'angle horaire ( $\omega$ )

Il est déterminé par la rotation régulière de la terre autour de son axe. Il est compté

Positivement dans le sens rétrograde de  $0^\circ$  à  $360^\circ$  (figure I.7), une heure sidérale vaut donc  $15^\circ$  d'angle et  $\omega = 0^\circ$  (12h.00) au méridien de Greenwich. L'angle horaire est donné par la relation suivante :

$$\omega = \frac{360}{24} (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.3})$$

Où : TSV est le temps solaire vrai.



**Figure I.7** : Les coordonnées horaires [3].

### I.3.3 Les coordonnées horizontales

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles :

#### I.3.3.1 L'azimut solaire (a)

C'est l'angle horizontal mesuré à partir du méridien, positivement vers l'ouest et négativement vers l'est, permettant de repérer la position du soleil. L'azimut vaut  $0^\circ$  lorsqu'il franchit le méridien d'un lieu.

La relation de l'azimut est la suivante :

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

$$\Rightarrow a = \arcsin \left[ \frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos h} \right]$$

Avec :

$\omega$  : Angle horaire

$\delta$  : Déclinaison du soleil

$h$  : Hauteur du soleil

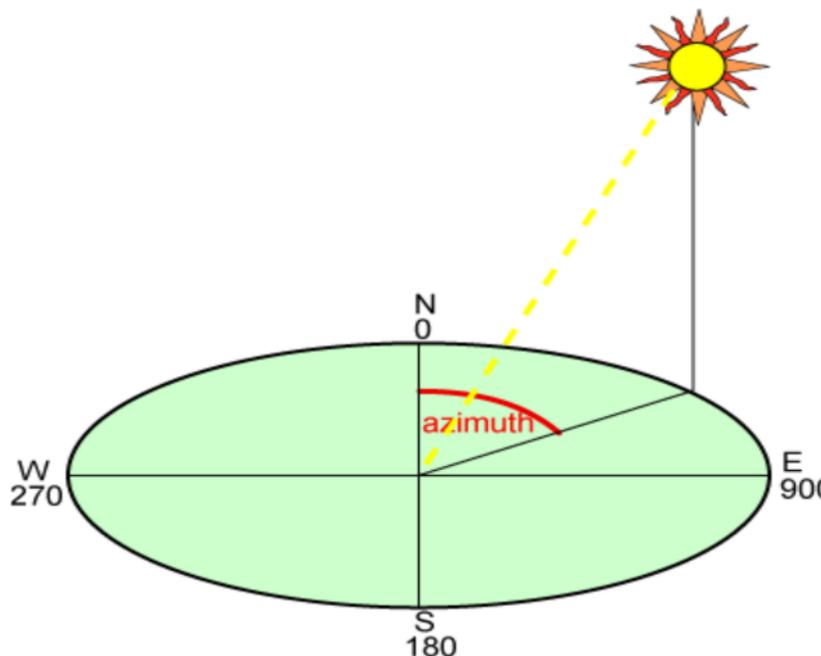


Figure I.8 : Azimut solaire [4].

### I.3.3.2 La hauteur (h)

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontale. Il est compté de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  vers le zénith et de  $0^\circ$  à  $-90^\circ$  vers le nadir, On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle  $h$  :  $z + h = 90^\circ$  (figure I.9).

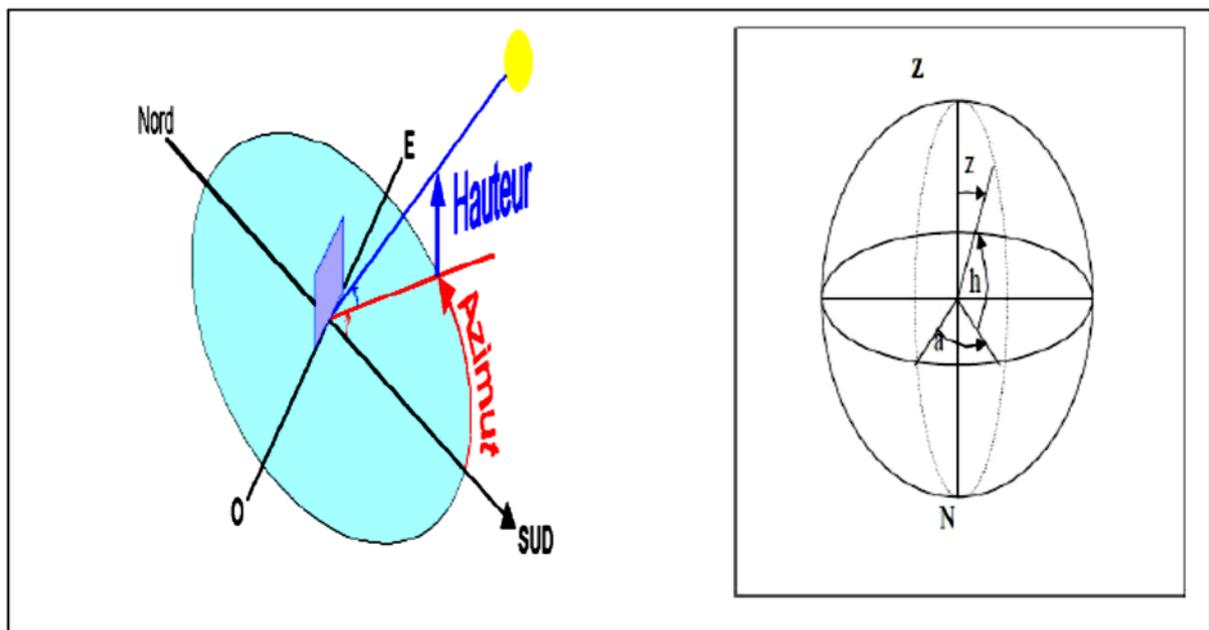


Figure I.9 : Coordonnées horizontales [4].

L'expression de la hauteur est la suivante :

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

$$\Rightarrow h = \arcsin[\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega] \quad (\text{I.4})$$

Avec:

$\varphi$  : Longitude du lieu

I.3.3.3 Angle zénithal  $\theta_z$

C'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à 19°

$$\cos\theta_z = \cos\delta\cos\omega\cos\varphi + \sin\delta\sin\varphi \tag{I.5}$$

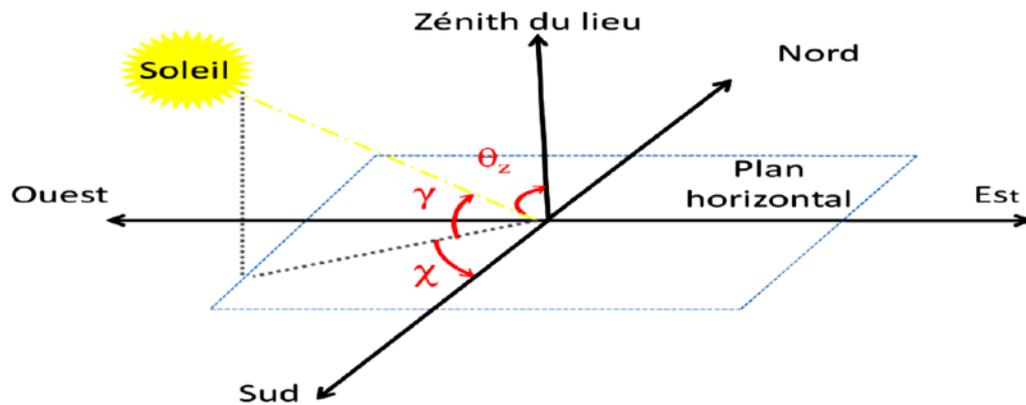


Figure I.10: Angle zenithal [4].

I.3.3.4 Angle d'incidence

C'est l'angle formé par la normale du plan et les rayons du soleil, comme illustré sur la figure I.11.

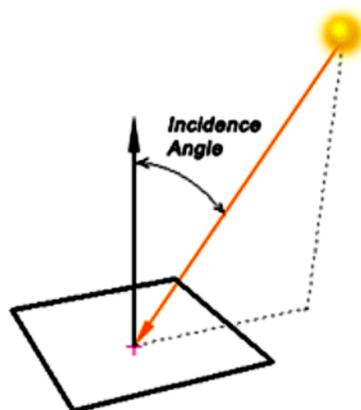


Figure I.11 : Angle d'incidence [4].

## I.4 Les temps solaires

### I.4.1 Le Temps Solaire Vrai (T.S.V)

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

$$TSV = 12 + \omega/15 \quad (I.6)$$

$\omega$ : En degré.

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

Si  $\omega < 0$ , la matinée.

Si  $\omega > 0$ , l'après-midi.

### I.4.2 Le Temps Solaire Moyen (T.S.M)

Il est appelé parfois temps locale (TSM), Il est donné par la relation :

$$Et = TSV - TSM \quad (I.7)$$

Avec :

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

$$Et = 9.87 \sin(2N') - 7.53 \cos(N') - 1.5 \sin(N') \text{ [min]} \quad (I.8)$$

Où:  $N' = (nj - 81) \cdot 360/365$

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

### I.4.3 Le Temps Solaire Universel (T.U)

C'est le temps civil moyen du méridien de Greenwich (méridien origine) appelé encore **GMT** (Greenwich Mean Time) :

$$TU = TSM - (L/15) \quad (I.9)$$

Où : L : est la longitude.

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

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

$TU = TSM$  ; pour le méridien de Greenwich.

### I.4.4 Le Temps Légal (T.L)

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

$$TL = TU + \Delta H \quad (I.10)$$

Où :

$\Delta H$  : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

$\Delta H = 1$  heure pour l'Algérie.

### I.4.5 Le Temps Civil

Représente le temps qui a pour origine minuit.

### I.4.6 L'équation du temps

C'est une équation qui tient compte de la variation de la vitesse de rotation de la Terre, elle est donnée par :

$$E_t = 0.0002 - 0.4797 \cos(\omega \acute{j}) + 3.224 \cos(2 \omega \acute{j}) - 0.0903 \cos(3 \omega \acute{j}) - 7.3509 \sin(\omega \acute{j}) \\ + 9.3912 \sin(2 \omega \acute{j}) + 0.3361 (3 \omega \acute{j}). \quad (I.11)$$

Avec : j est le numéro du jour dans l'année, à partir du premier janvier

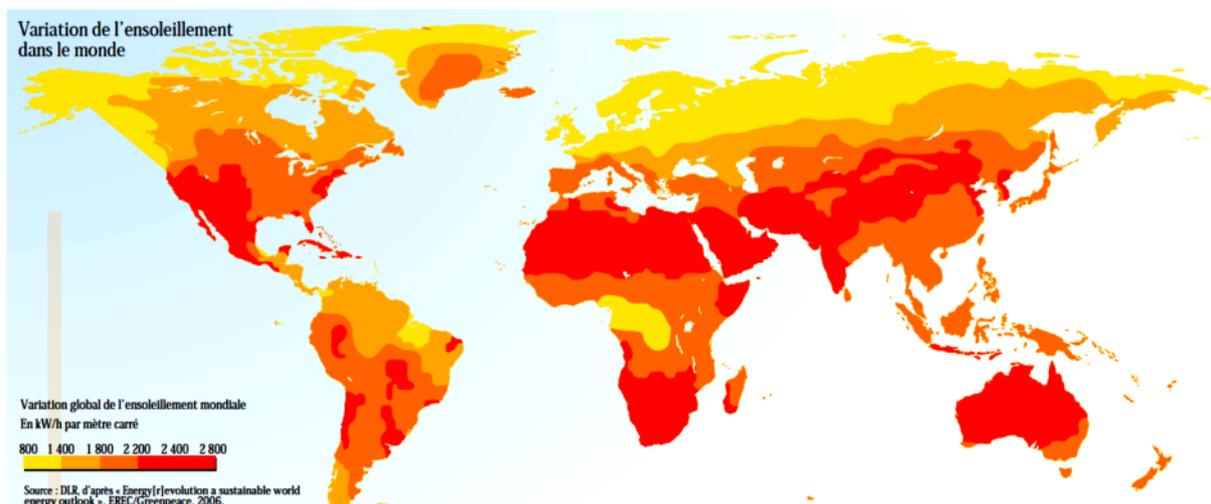
$$\omega' = 0.98$$

$E_t$  est en minute

## I.5 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.

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme la montre la figure I.12.



**Figure I.12:** Carte du monde de l'enseuillement moyen annuel [5].

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 I.2 selon l'enseuillement reçu annuellement :

**Tableau I.2:** Enseuillement reçu en Algérie par régions climatiques [6].

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie [%]	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement [h/an]	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue [kWh/m <sup>2</sup> /an]	1700	1900	2650

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 [6].

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure I.13)

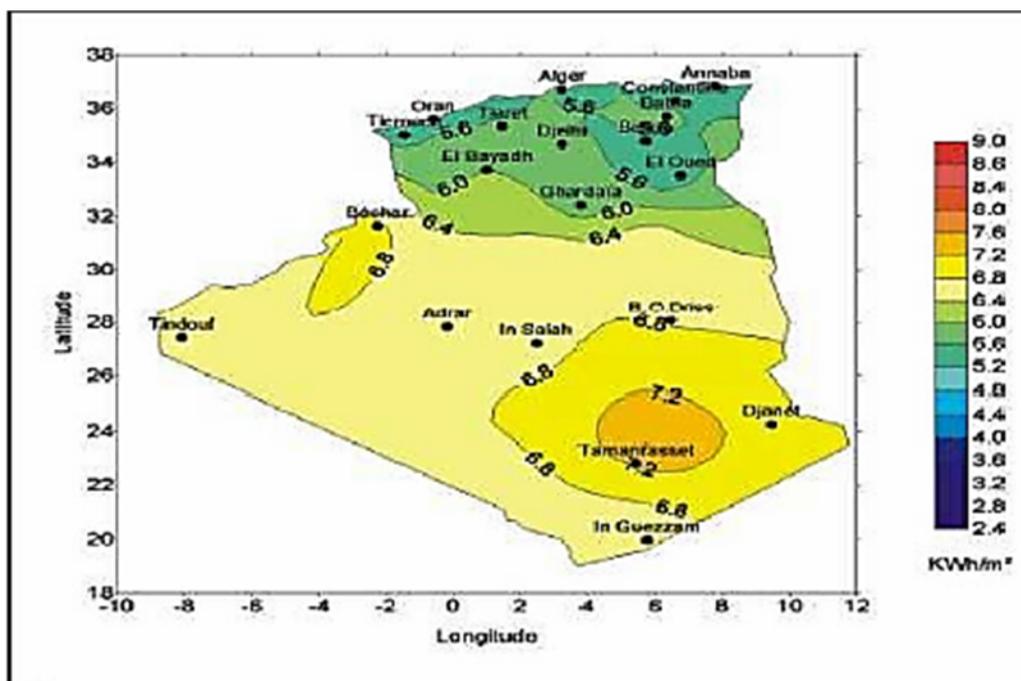
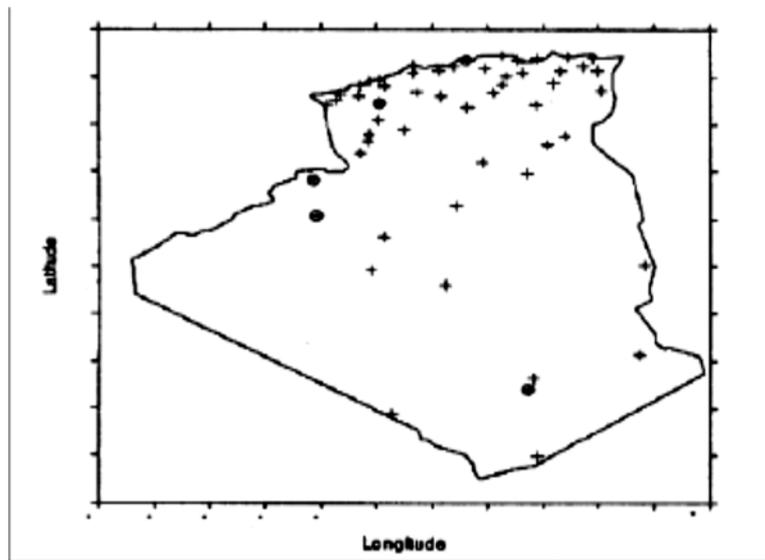


Figure I.13 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [6].

En Algérie, il existe un réseau de 78 stations de mesure météorologiques de l'ONM réparties sur tout le territoire algérien (figure I.14). Cependant, seules 7 stations météorologiques

assurent la mesure des composantes diffus et globale du rayonnement solaire reçu sur un plan horizontal en raison, soit du manque de fiabilité des appareils de mesure, ou bien, du coût élevé d'un tel appareillage. La durée d'insolation quant à elle, est mesurée par un héliographe dans la majorité des stations de l'O.N.M à cause de la facilité de sa mise en œuvre.



**Figure I.14** : Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie [6].

## I.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude théorique sur le gisement solaire et les données de l'évolution du rayonnement solaire, et d'autre part nous avons mis l'accent sur le potentiel solaire de l'Algérie. Dans le chapitre qui suit, nous allons traiter la définition du rayonnement solaire, et les différentes méthodes de la conversion de l'énergie solaire.



# Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

## II.1 Rayonnement solaire

Le Soleil émet en permanence, dans toutes les directions de l'espace (voir figure II.1), un rayonnement électromagnétique composé de « grains » de lumière appelés photons. Ce rayonnement se propage à la vitesse de la lumière  $c$ . Pour que ce rayon atteigne la terre, il faut en moyenne ; 499 secondes, (8 minutes et 19 secondes), l'énergie  $E_{PH}$  de chaque photon est directement liée à la longueur de l'onde  $\lambda$  [7].

$$E_{PH} = \frac{hc}{\lambda} \quad (II.1)$$

Où  $h$  est la constante de Planck,  $h=6,62.10^{-34}$ J.s

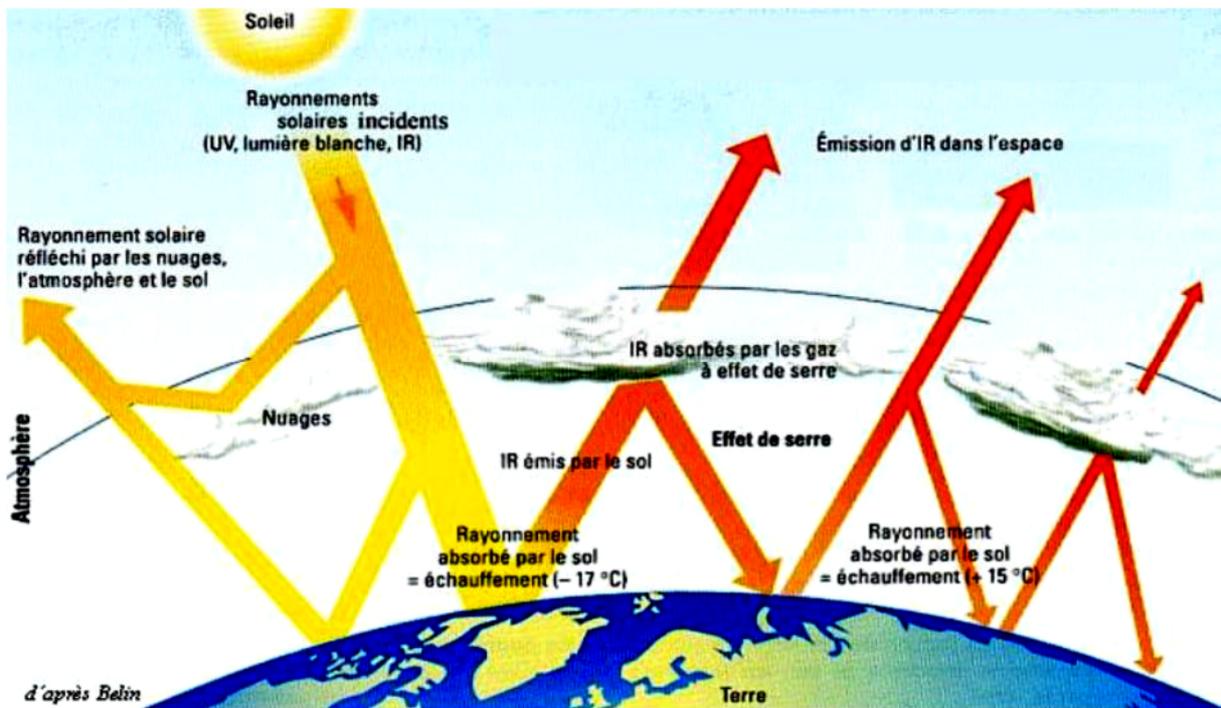


Figure II.1: Rayonnement solaire [7].

### II.1.1 Rayonnement extraterrestre (hors atmosphère)

Le rayonnement solaire extraterrestre (figure II.2) couvre un très large domaine de longueurs d'ondes. Il ne dépend d'aucun paramètre météorologique, mais il est fonction de quelques paramètres astronomiques et géographiques tels que : la latitude du lieu ( $\varphi$ ), la déclinaison solaire ( $\delta$ ) et l'angle horaire au coucher du soleil ( $\omega$ ). Sur une surface horizontale,

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

et pour le jour  $n$ , le rayonnement extraterrestre  $G_0$  ( $\text{MJ. m}^{-2}.\text{jour}^{-1}$ ) est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$G_0 = 24 * [1 + 0. (2\pi n / 365)] [\omega_0 \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \sin\delta \sin\omega_0] \quad (\text{II.2})$$

$G_{SC}$  : est la constante solaire égale à  $0.0082 \text{MJ.m}^{-2}.\text{mn}^{-1}$

$n$  : est numéro du jour à partir du premier Janvier.

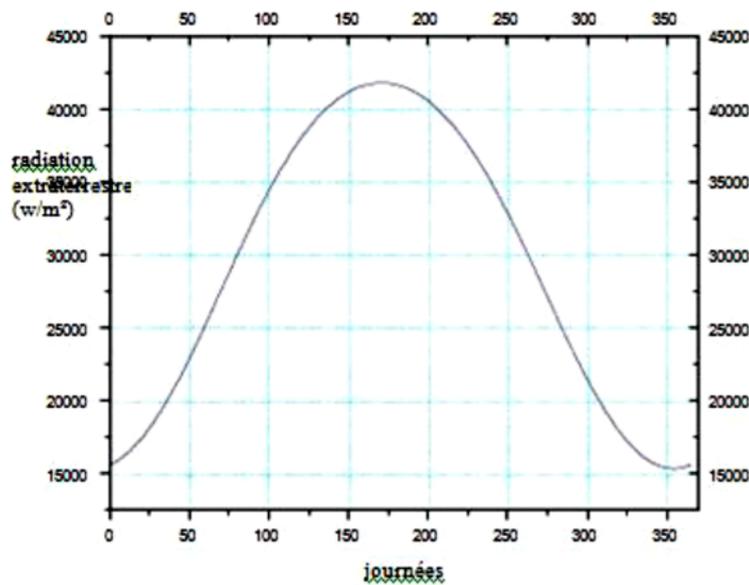


Figure II.2: Le rayonnement extraterrestre en fonction des jours [7].

### II.1.2 Rayonnement solaire en atmosphère terrestre

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'ondes électromagnétiques solaires (voir figure II.3). Il est caractérisé par des longueurs d'ondes comprises entre 0.2 et 2.5  $\mu\text{m}$ . Il inclut le domaine du visible (ondes lumineuses de 0.4 à 0.8  $\mu\text{m}$ ).

Les capteurs d'énergie solaires, qui correspondent aux cellules solaires devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons.

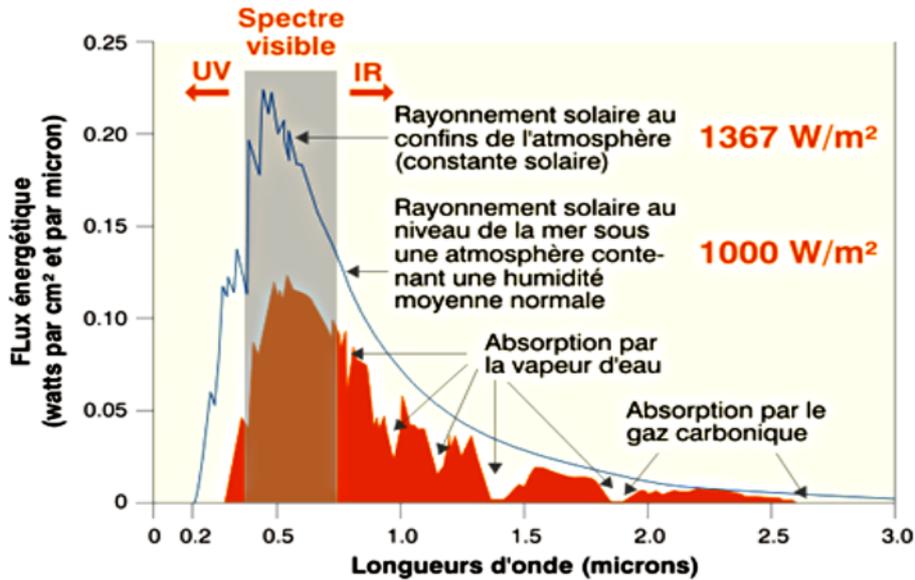


Figure II.3 : Répartition spectrale du rayonnement solaire [7].

### II.1.3 Indice de clarté

On appelle indice de clarté  $K_T$ , le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre :

$$K_T = G/G_0 \quad (II.3)$$

Où  $G$  est l'irradiation solaire reçue sur un plan horizontal.

Et  $G_0$  est le rayonnement extraterrestre.

La moyenne mensuelle de l'indice de clarté  $K_T$  varie selon les endroits et les saisons et varie généralement entre 0.3 (pour des régions où les saisons sont pluvieuses) et 0.8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés).

### II.1.4 Irradiation solaire

L'irradiation solaire exprime la quantité d'énergie reçue, au niveau du sol, par unité de surface. Ses unités usuelles sont le  $[J/m^2]$ ,  $[J/cm^2]$ ,  $[Wh/m^2]$  ou bien  $[kWh/m^2]$ .

Elle dépend de nombreux facteurs, dont principalement la couverture nuageuse, la durée du jour, l'instant considéré dans la journée, l'orientation et l'inclinaison de la surface, la latitude du lieu, son degré de pollution et la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon.

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

---

La combinaison de tous ces paramètres produit la variation dans l'espace et le temps de l'irradiation solaire. Dans les régions du globe comprises entre 40° Nord et Sud, l'énergie globale annuelle reçue par une surface horizontale est comprise entre 1400 et 2500 [kWh]/[m<sup>2</sup>].

### II.1.5 Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond à la durée pendant laquelle le rayonnement solaire direct reçu sur un plan normal dépasse un seuil fixé par la convention à 120[W.m<sup>-2</sup>]. [7]

En absence permanente des nuages, la durée de l'isolation est pratiquement égale à la durée du jour, qui s'appelle aussi la durée astronomique ou théorique du jour, elle est définie par :

$$S_0 = \frac{2}{15} \omega_0 \quad (\text{II.4})$$

$\omega_0$  : est égale à l'angle horaire au coucher du soleil(°).

$S_0$  : La durée du jour(h).

### II.1.6 Composantes du rayonnement solaire

C'est la partie de l'énergie rayonnée par le Soleil dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétique de différentes longueurs (0,25 à 4 microns), a la traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire est affaibli par différentes causes, absorption proprement dite par les gazes et vapeurs de l'atmosphère, la diffusion moléculaire par ces gazes et vapeur l'affaiblissement par les particules de toutes sortes en suspension dans l'atmosphère. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairement énergétique à peu près constant égale à 1367 w/m<sup>2</sup> ; appelé de ce fait constante solaire. Le rayonnement solaire est caractérisé par les composantes suivantes :

#### II.1.6.1 Rayonnement direct

Le rayonnement Solaire direct se définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le Soleil est occulté par les nuages. Il est mesuré à l'aide d'un pyrhéliomètre constamment dirigé vers le Soleil [7].

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

### II.1.6.2 Rayonnement solaire diffus

Dans sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit. Il est mesuré à l'aide d'un pyranomètre auquel on adjoint un écran destiné à occulter le disque solaire [7].

### II.1.6.3 Rayonnement l'albédo

C'est la partie réfléchi par le sol. Elle dépend de l'environnement du site.

### II.1.6.4 Rayonnement solaire global

Il comprend l'ensemble des composants direct et diffus (voir figure II.4). Il est mesuré à l'aide d'un pyranomètre. Donc d'après les différentes formes du rayonnement on peut déduire la formule du rayonnement global :

Rayonnement global = Rayonnement direct + Rayonnement diffus

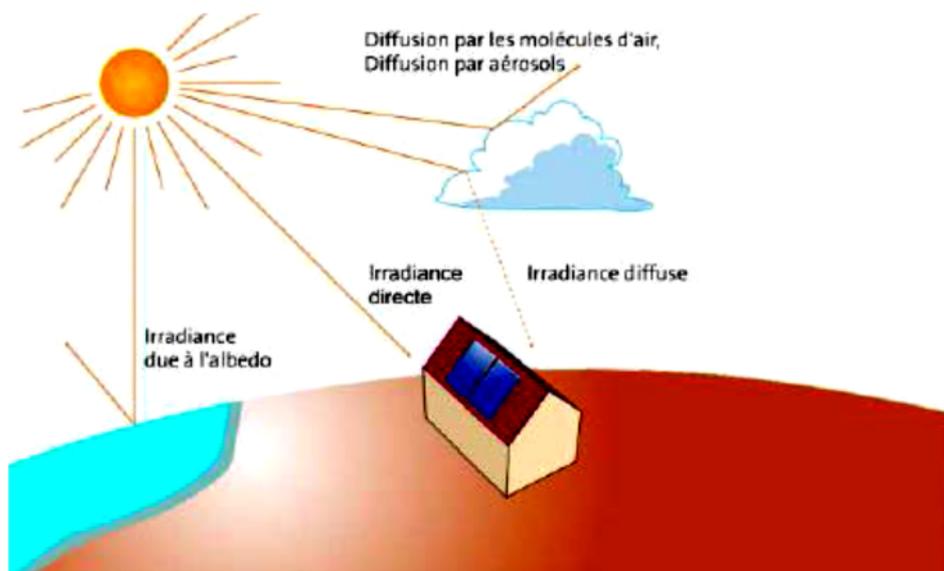


Figure II.4: Composantes du rayonnement solaire [7].

### II.2 Les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

L'énergie solaire est l'énergie diffusée par le rayonnement du Soleil. Des ondes radio aux rayons gamma en passant par la lumière visible, tous ces rayonnements sont constitués de photons, les composants fondamentaux de la lumière et les vecteurs de l'énergie solaire. L'énergie solaire est issue des réactions de fusion nucléaire qui animent le Soleil.

Sur Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau, du vent et de la photosynthèse du règne végétal. Le règne animal, y compris l'humanité, dépendent des végétaux sur lesquels sont fondées toutes les chaînes alimentaires.

L'énergie solaire est ainsi à l'origine de toutes les formes de production énergétique aujourd'hui utilisées sur Terre, à l'exception de l'énergie nucléaire, de la géothermie et de l'énergie marémotrice. L'homme utilise l'énergie solaire pour la transformer en d'autres formes d'énergie : énergie chimique (les aliments que notre corps utilise), énergie cinétique, énergie thermique, énergie électrique ou biomasse.

Par extension, l'expression « énergie solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir de la source énergétique primaire qu'est le rayonnement solaire.

On peut capter l'énergie solaire directement à l'aide de systèmes photovoltaïques ou indirectement par la concentration de l'énergie et la conversion thermique dans des milieux comme l'air ou l'eau afin de produire de l'électricité. [8]

Conversions directes possibles :

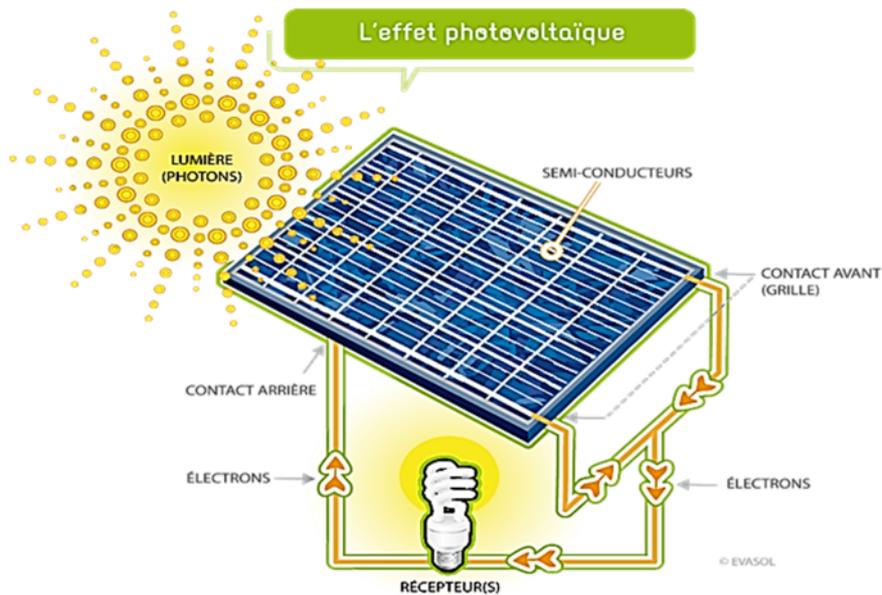
- En chaleur : capteurs solaires thermiques
- En électricité : capteurs solaires photovoltaïques

#### II.2.1 L'énergie solaire photovoltaïque (PV)

L'effet photovoltaïque comme illustré sur la figure II.5 (du grec *phôtos*, la lumière, et du nom de l'Italien Alessandro Volta, inventeur de la pile électrique) a été observé pour la première fois en 1839 par Antoine Becquerel (1788-1878). Lorsque certains matériaux (semi-

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

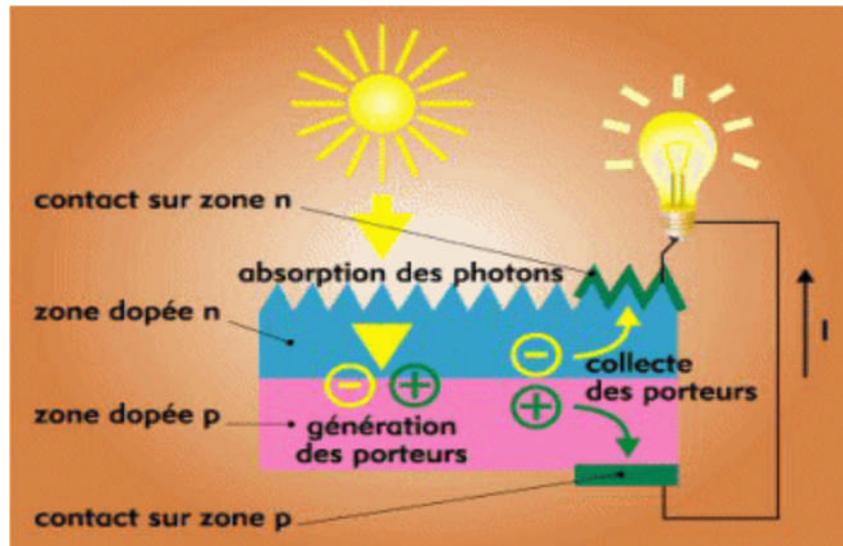
conducteurs : silicium, germanium, etc.) sont éclairés, une tension électrique apparaît en leur sein.



**FigureII.5** : L'effet photovoltaïque [9].

On peut transformer l'énergie solaire au moyen de systèmes photovoltaïques pour produire de l'électricité directement sans faire appel à des procédés thermiques intermédiaires. Afin de fabriquer une cellule photovoltaïque (voir figureII.6), On joint deux couches de semi-conducteurs, l'un en excès de charge positive, l'autre en excès de charge négative (une jonction PN), ce qui crée un champ électrique à leur zone de contact. Sous l'effet de ce champ, les électrons arrachés des atomes de silicium par les photons sont obligés de se diriger du même côté. Sur la face antérieure de la cellule, une grille métallique est chargée de collecter le courant photovoltaïque.

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire



**Figure II.6 :** Cellule photovoltaïque [9].

L'efficacité de cette conversion se situe actuellement à environ 40 %, mais des recherches en cours visent à réaliser un rendement de 85 %, théoriquement possible. Les coûts de capture et de conversion de l'énergie solaire ont sensiblement baissé depuis quelques décennies, tandis que l'efficacité et la fiabilité de ces procédés se sont améliorées. Contrairement aux autres énergies renouvelables, l'énergie solaire est utilisée depuis de nombreuses années (dans les calculettes solaires, par exemple). Son utilisation est également très répandue sur les marchés des satellites et des communications, ainsi que dans les systèmes de télécommande et de navigation. Pour ce qui est de la production d'électricité, l'énergie solaire reste toutefois une option coûteuse et peu fiable, comparativement aux sources classiques. [9]

Les cellules photovoltaïques, ou piles solaires, convertissent directement la lumière solaire en électricité. Elles sont regroupées en champs de modules qui peuvent être montés sur le toit d'une maison ou en d'autres endroits exposés à la lumière du soleil. Elles produisent l'électricité sans pièces mobiles, sans faire de bruit et sans produire d'émissions, et elles nécessitent peu d'entretien. Mais comme le soleil n'est pas visible en un point de la Terre 24 heures sur 24, cette application nécessite l'utilisation de batteries ou autres systèmes qui assurent le stockage de l'électricité en vue d'une consommation hors période d'ensoleillement. Les systèmes photovoltaïques se répartissent en petits systèmes résidentiels posés sur les toits (moins de 10 kilowatts), en systèmes de taille moyenne (de 10 à 100[kW])

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

et en systèmes plus vastes (plus de 100 [kW]) reliés à des réseaux de distribution publics. Les coûts sont encore trop élevés à l'heure actuelle pour les systèmes d'alimentation électrique en vrac [9].

### II.2.2 L'énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique (voir figure II.7) consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire :

- en usage direct de la chaleur : chauffe-eau et chauffages solaires, cuisinières et sécheuses solaires ;
- en usage indirect, la chaleur servant pour un autre usage : rafraîchissement solaire, dessalement, etc.

De fait, elle est utilisée principalement pour le chauffage de l'eau ou des locaux. On utilise pour cela des capteurs thermiques. Il en existe plusieurs catégories mais le principe est toujours le même : le capteur thermique absorbe l'énergie radiative et la transforme en chaleur. Celle-ci est ensuite transmise à un liquide ou à un gaz (dit « caloporteur ») qui la transporte vers un réservoir de stockage de chaleur.

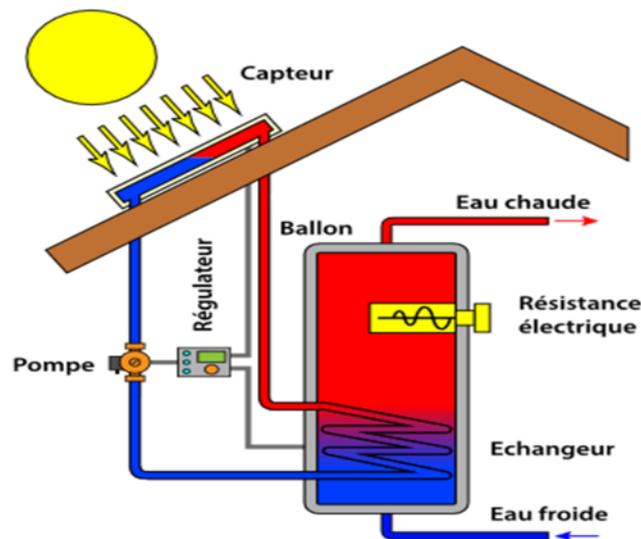


Figure II.7: Fonctionnement de l'énergie solaire thermique [9].

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

---

La consommation de chaleur à de faibles températures représente un peu plus de 15 % de la consommation mondiale d'énergie : environ 50 exajoules servent au chauffage des bâtiments et 10 exajoules au chauffage de l'eau. Les applications industrielles de la chaleur à température faible ou moyenne accaparent environ 40 exajoules de plus. L'énergie solaire pour applications à faible température peut, tout au moins en partie, répondre à cette demande. Comme le soleil n'est pas toujours au rendez-vous, toutes ces applications nécessitent également un dispositif quelconque pour le stockage de l'énergie. [9]

### II.2.3 L'énergie solaire thermodynamique (CSP)

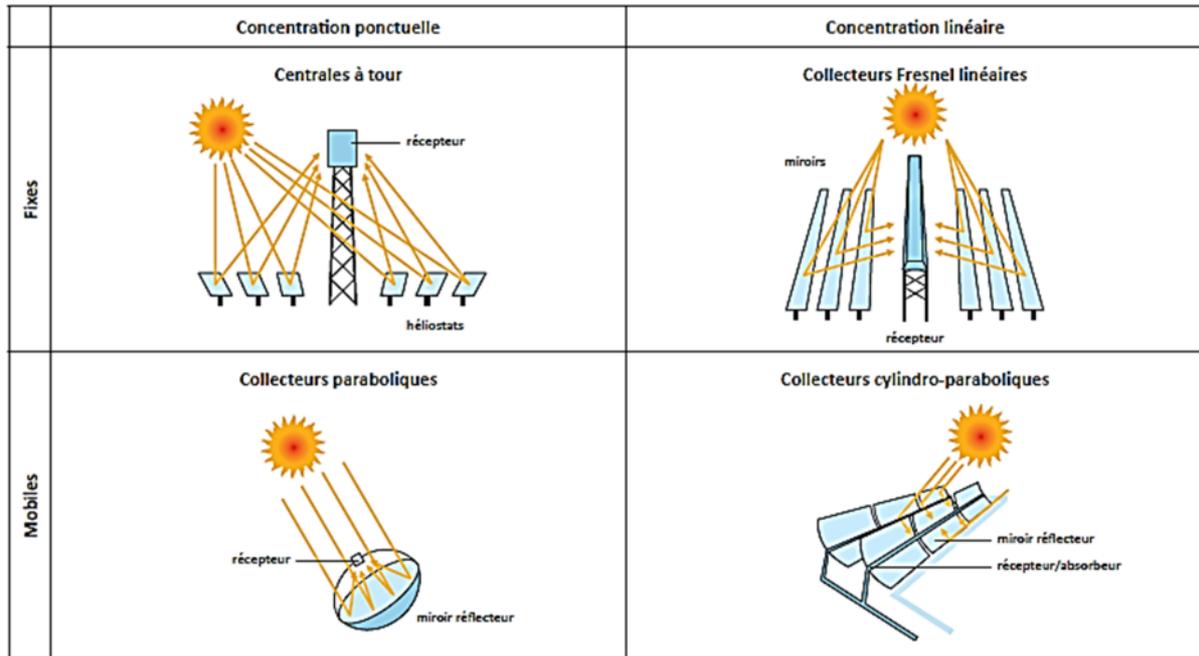
L'énergie thermique du soleil permet également de produire de l'électricité par voie thermodynamique. Le principe est identique à celui d'une centrale électrique classique : la production de vapeur ou de gaz à haute pression est turbinée pour être ensuite transformée en électricité. Ce processus nécessite des températures importantes (de 250°C à plus de 1 000°C) que l'on atteint en concentrant la lumière solaire avec des miroirs vers un fluide caloporteur.

Parmi les technologies de concentration majeures peuvent être citées :

- Les centrales solaires cylindro-paraboliques avec concentration linéaire, équipées d'auges paraboliques ; concentre entre 20 et 80 fois le rayonnement.
- Les centrales solaires à miroirs de Fresnel avec concentration linéaire, équipées de lames de miroirs légèrement incurvées ;
- Les centrales solaires à tour avec héliostats : concentre entre 300 et 800 fois les rayons du Soleil. De nombreux héliostats orientables suivent le soleil et concentrent son rayonnement sur un récepteur placé au sommet d'une tour.
- Les paraboles solaires Dish-Stirling avec une concentration ponctuelle, équipées d'un moteur Stirling (moteur à air chaud).
- Le four solaire : concentre environ 10 000 fois le rayonnement ; il utilise un champ d'héliostats orientables et un grand miroir parabolique fixe qui renvoie les rayons sur un récepteur.

## Chapitre II Rayonnement solaire et les différentes méthodes de conversion de l'énergie solaire

La figure II.8 suivante illustre les différentes technologies du Solaire à concentration.



source : AIE

**Figure II.8:** Filière du solaire à concentration thermodynamique [10].

Elles permettent le stockage d'une partie de l'énergie sous forme de chaleur. Ce stockage permet de diminuer les conséquences de l'intermittence de la ressource solaire en permettant, par exemple, de continuer à produire de l'électricité après le coucher du soleil.

### II.3 Conclusion

Dans cette partie, nous avons expliqué d'une manière générale le rayonnement solaire et ses différentes composantes, ensuite les méthodes de conversions possibles de l'énergie solaire : photovoltaïque, l'énergie thermique et la conversion solaire par voie thermodynamique. Et une étude théorique générale sur le cycle organique de Rankine (ORC).

### III.1 Introduction

C'est à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle que les premières expériences, sous leurs formes actuelles, apparaissent dans le domaine du solaire à concentration (exposition universelle de 1878). Au 20<sup>ème</sup> siècle, les premiers systèmes paraboliques produisant de la vapeur sont conçus. A la fin des années 1970, des projets pilotes de centrales solaires à concentration se développent aux États-Unis, en Russie, au Japon et en Europe. Les années 1980 marquent le début de la construction en série de ces centrales dans le désert californien. Aujourd'hui, la technologie du solaire thermodynamique a considérablement évolué et de nombreux projets y font appel [11].

### III.2 Centrale solaire thermodynamique

Le solaire thermodynamique (ou CSP pour *Concentrated Solar Power*) est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Comparé au photovoltaïque, il est plus polyvalent dans ses usages. La technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température (entre 200 et 500 °C) et produire de la vapeur qui sera valorisée sous forme d'électricité, de froid, de chaleur industrielle ou dans des applications plus spécifiques comme le dessalement d'eau de mer.

Un des principaux avantages du solaire thermodynamique est qu'il peut produire de l'électricité en continu grâce aux systèmes de stockage thermique auxquels il peut être associé. Cela permet de couvrir des pics de consommation situés avant le lever ou après le coucher du soleil. L'autre avantage est l'hybridation. Le principe est d'associer une centrale solaire à une autre source de chaleur issue d'énergie fossile ou de la biomasse, garantissant ainsi une production continue. Cela autorise des systèmes de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) qui peuvent améliorer la rentabilité des projets. L'hybridation permet ainsi de disposer de capacités fermes, prédictibles, et non de capacités uniquement relatives, reposant sur le taux et la qualité de l'ensoleillement [12].

### III.3 Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique

Les centrales thermodynamiques se basent sur deux modes de fonctionnement :

#### III.3.1 Génération directe de la vapeur

Dans le cas de la génération directe, le fluide qui circule dans le champ solaire est le même que celui qui actionne la turbine.

#### III.3.2 Génération indirecte de la vapeur

Dans le cas de la génération indirecte, le fluide caloporteur circulant dans le champ solaire réchauffe un fluide de travail qui alimente la turbine.

Ce transfert de chaleur se fait par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur. Un schéma global de la centrale solaire thermodynamique est présenté sur (la figure III.1) [13].

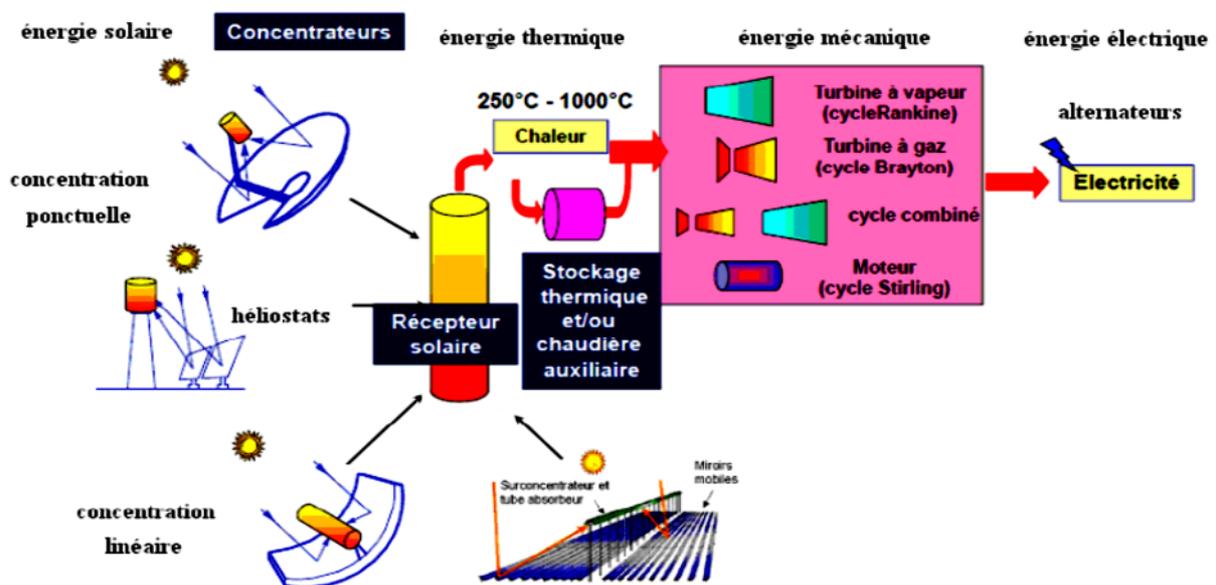
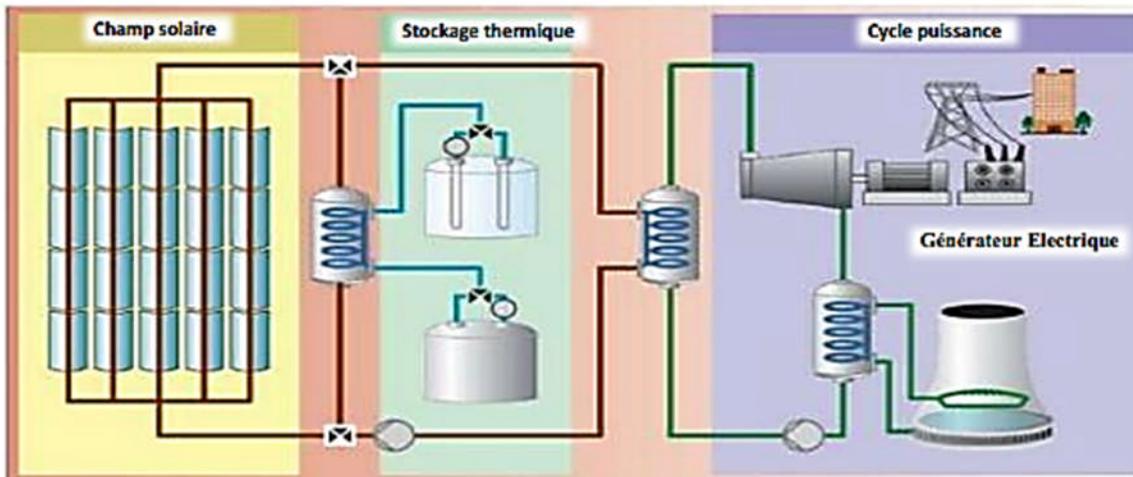


Figure III.1 : Principe de fonctionnement d'une centrale solaire à concentration thermodynamique [13].

Une centrale solaire thermodynamique est généralement composée de trois blocs, comme le montre la (figure III.2) :



**Figure III.2** : Cycle d'une centrale à collecteurs cylindro-parabolique [13].

- Le premier bloc est un système de captation solaire constitué d'un réflecteur/concentrateur, communément appelé Champ solaire. Il capte les radiations solaires directes et les concentre sur un récepteur dans lequel s'écoule un fluide caloporteur. Durant cette étape, le rayonnement solaire est converti en puissance thermique.
- Le second bloc (Stockage thermique) est un système de stockage et de restitution d'énergie thermique qui permet de la production d'électricité de la ressource solaire et de pallier ainsi à son intermittence.
- Le troisième bloc (Cycle de Puissance) est un système de conversion thermodynamique composé de deux éléments : l'élément principal est une turbine qui transforme l'énergie thermique du fluide de travail en énergie mécanique. La turbine couplée à un générateur électrique transforme l'énergie mécanique en électricité. L'électricité ainsi produite peut-être injectée sur le réseau électrique de transport et de distribution.

Les systèmes de génération d'électricité sont divers : turbine à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling, Cycle de Rankine organique sont les options généralement choisies.

### III.4 Centrale solaire hybride

Une autre solution pour obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance consiste à hybridée l'installation : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue. Une centrale solaire hybride (figure III.3) comprend donc une centrale solaire thermique convertissant en électricité la chaleur provenant soit de concentrateurs solaires soit d'un brûleur appoint à carburant fossile (gaz, pétrole...). L'appoint permet de satisfaire la demande électrique lorsque le rayonnement solaire est trop faible (passage nuageux, léger voile, etc.). Ou inexistant (la nuit). Ce concept permet donc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météo ne sont pas optimales.

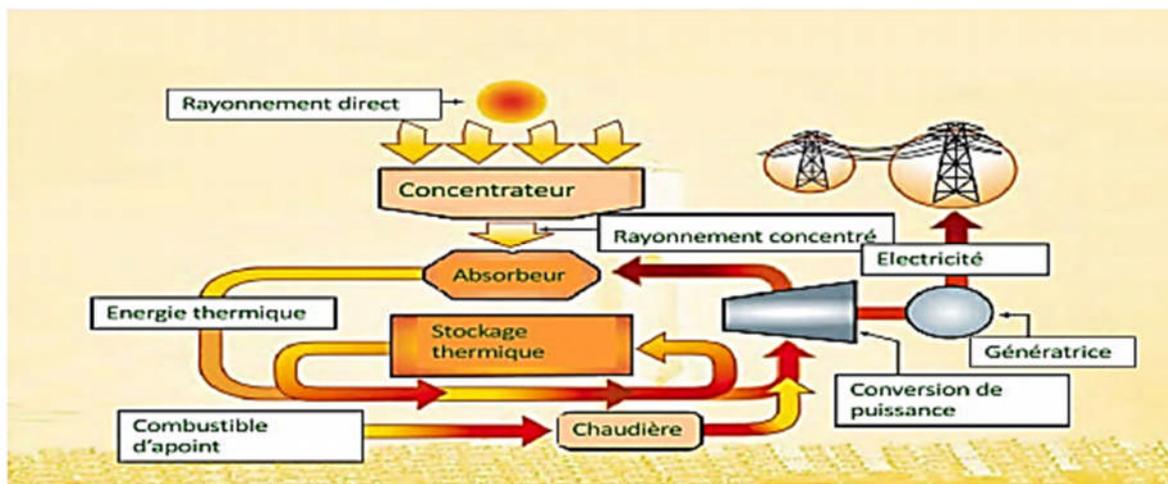


Figure III.3 : Schéma de principe d'une centrale hybride [14].

#### III.4.1 Description de la centrale hybride de HassiR'mel

La première centrale hybride solaire-gaz en Algérie a été inaugurée le 14 Juillet 2011. Située à HassiR'mel (figure III.4), cette centrale a été dénommée SPP I, du nom de l'entreprise qui l'a réalisée, Solar Power Plant One. Cette centrale, réalisée par NEAL, en partenariat avec la firme espagnole ABENER, associe la technologie à cycle combiné et celle des concentrateurs solaires cylindro-paraboliques. Il s'agit du premier cycle combiné déployé loin de la côte, grâce à une technologie de refroidissement de la vapeur par des aérocondenseurs. Le marché pour la réalisation de la centrale a été attribué à ABENER qui est en charge de l'Engineering Procurement Construction (EPC) et des opérations de maintenance. La structure du capital de cette unité pilote est répartie entre NEAL: 20%,

SONATRACH: 14%, ABENER: 51% et COFIDES: 15%. Le coût est estimé à 315 millions d'euros dont 252 millions € (80 %) fournis par un consortium de banques algériennes (Banque Extérieure d'Algérie, Banque Nationale d'Algérie & Crédit Populaire d'Algérie), et 20% (63 millions €) par des fonds propres. Délai de réalisation de la centrale hybride est de 36 mois ~ en 2011 [15].



**Figure III.4:** Centrale hybride de HassiR'mel [16].

### III.5 Les systèmes de concentrations

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 réfléchiée par le miroir et le transfère au fluide thermodynamique. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels [11]. La figure III.5 ci-dessous montre les différences entre les technologies solaires à concentration.

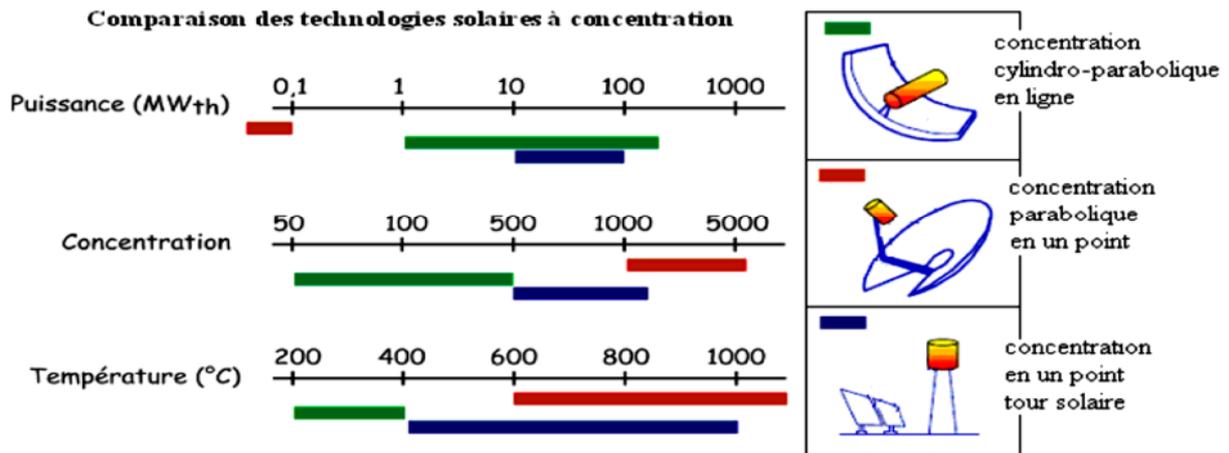


Figure III.5 : Comparaison des technologies solaires à concentration [11].

### III.6 Le 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 [11].

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

#### III.6.1 Facteur de concentration optique

Est égale au rapport de l'énergie reçue à l'ouverture de concentrateur à l'énergie reçue à l'ouverture du récepteur.

$$C_0 = \frac{I_0}{I_r} \tag{III.1}$$

### III.6.2 Facteur de concentration géométrique

La définition la plus commune du facteur (taux) de concentration est basée sur la notion de surface. Elle est donnée comme étant le rapport de la surface de l'ouverture à la surface du récepteur [17].

$$C_0 = \frac{A_0}{A_r} \quad (\text{III.2})$$

Il est clair que la superficie de l'ouverture du capteur est beaucoup moins claire ce qui doit compter comme l'ouverture du récepteur. Dans de nombreux cas, c'est la surface projetée du tube absorbeur, donc la surface d'ouverture de récepteur est un rectangle de surface  $D_{ab.ext} \cdot L$ , où  $D_{ab.ext}$  le diamètre du tube absorbeur. Le rapport de concentration est [18] :

$$C_{rc} = \frac{A_0}{A_r} = \frac{W \cdot L}{D_{ab.ext} \cdot L} = \frac{W}{D_{ab.ext}} \quad (\text{III.3})$$

Une autre possibilité est de prendre la surface de l'absorbeur irradié que la surface d'ouverture du récepteur. Pour un collecteur industriel cela voudrait dire que toute la zone de la surface de tube absorbeur  $\pi \cdot D$

$ab.ext$  la superficie de l'ouverture du récepteur, et la zone de capture du collecteur est  $(W - D_{ab.ext}) \cdot L$  [19] :

$$C_{rc} = \frac{(W - D_{ab.ext}) \cdot L}{\pi \cdot D_{ab.ext} \cdot L} = \frac{W - D_{ab.ext}}{\pi \cdot D_{ab.ext}} \quad (\text{III.4})$$

### III.6.3 Le facteur d'interception ( $\gamma$ )

Qui représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchiée par les surfaces réfléchissantes. Les principaux facteurs qui affectent sur le facteur d'interception sont [20]:

- L'erreur de suivi solaire.
- La précision géométrique du réflecteur.

- La réflectivité du réflecteur.
- La poussière sur l'absorbeur et le réflecteur.

### III.6.4 Le facteur de l'angle d'incidence modifié (K)

Qui décrit comment l'efficacité optique du concentrateur change pendant que l'angle d'incident change. La valeur de ce facteur est toujours inférieure à l'unité et diminue avec l'augmentation de l'angle d'incidence.

## III.7 Les capteurs solaires à concentrations

### III.7.1 Définition d'un capteur a concentration

Est un capteur solaire comportant un système optique (réflecteur, lentilles, ...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement reçu (d'où le nom de capteur à concentration). Ces capteurs utilisent des surfaces réfléchissantes (miroirs) paraboliques ou cylindro-paraboliques pour concentrer les rayons solaires respectivement dans le foyer ponctuel ou dans le foyer linéaire de ces surfaces. Dans le foyer ponctuel ou le long du foyer linéaire se trouvent les récepteurs (absorbeurs) qui captent la chaleur solaire ainsi concentrée.

Les capteurs à concentration permettent d'obtenir une température élevée au foyer, cependant ils n'utilisent que les rayons directs du soleil et il faut que les capteurs soient orientés en permanence vers le soleil.

### III.7.2 Les différents types de capteurs à concentrations

On distingue quatre principaux types de concentrateurs, comme illustrés sur la figure III.6.

- ❖ Les concentrateurs ponctuels (suivi du soleil sur deux axes) :
  - avec un seul miroir : ce sont les paraboles
  - avec plusieurs miroirs : il s'agit des centrales à tour et champ d'héliostats.
- ❖ Les concentrateurs linéaires (suivi du soleil sur un axe) :

- avec un seul miroir : ce sont les collecteurs cylindro-paraboliques,
- avec plusieurs miroirs : ce sont les Réflecteurs Linéaires de Fresnel.

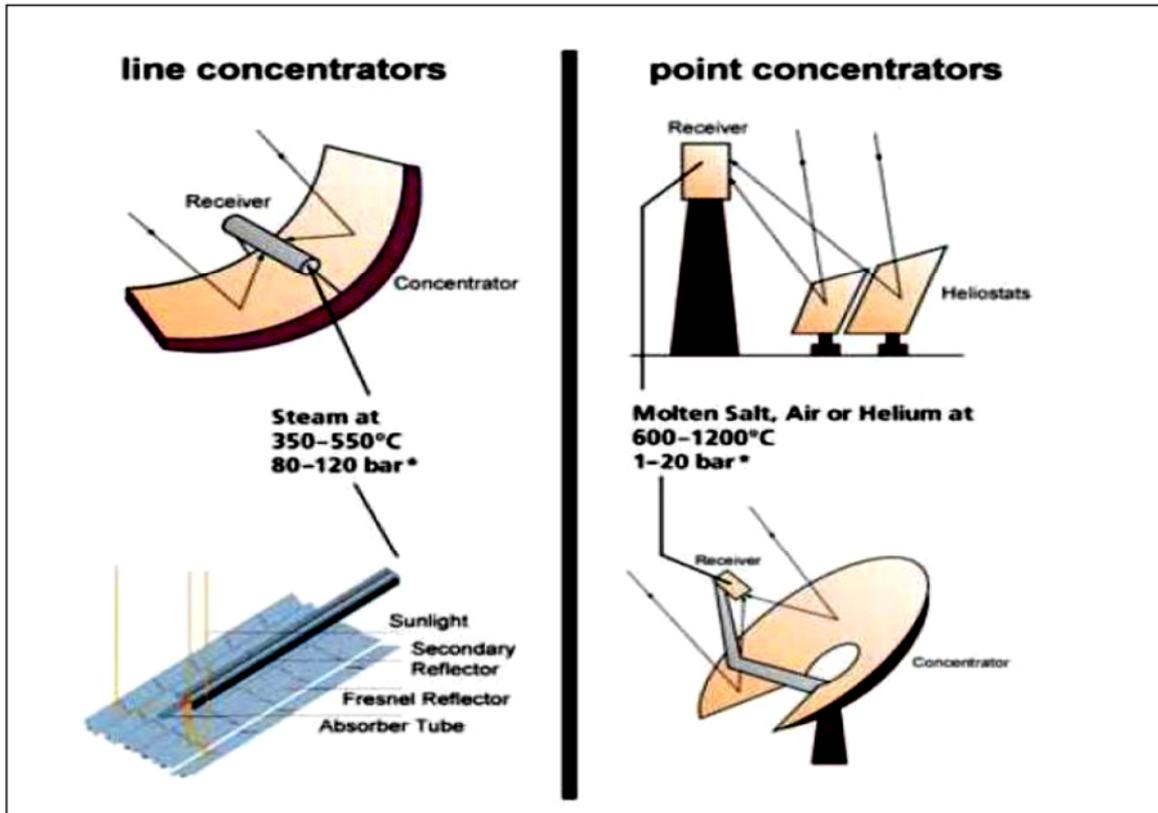
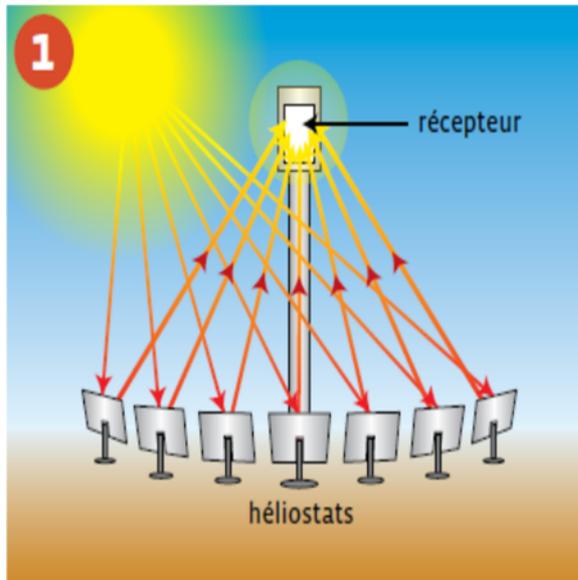


Figure III.6 : Les types de capteurs à concentrations [21].

### III.7.2.1 Centrale à Tour

Un héliostat utilise un ensemble de pointeurs solaires à double axe qui dirige l'énergie du soleil vers un grand absorbeur situé dans une tour. A ce jour, la seule application du capteur héliostat est la production d'énergie dans un système dénommé « centrale à tour ».

Une centrale à tour possède un ensemble de grands miroirs qui suit le mouvement du soleil, les miroirs concentrent les rayons du soleil sur le récepteur en haut de la grande tour. Un ordinateur garde les miroirs alignés afin que les rayons du soleil qui sont réfléchis, visent toujours le récepteur où la température peut dépasser 1000 °C. De la vapeur à haute pression est générée afin de produire de l'électricité.



**Figure III.7.a** : Schéma de principe d'une centrale à tour [12].



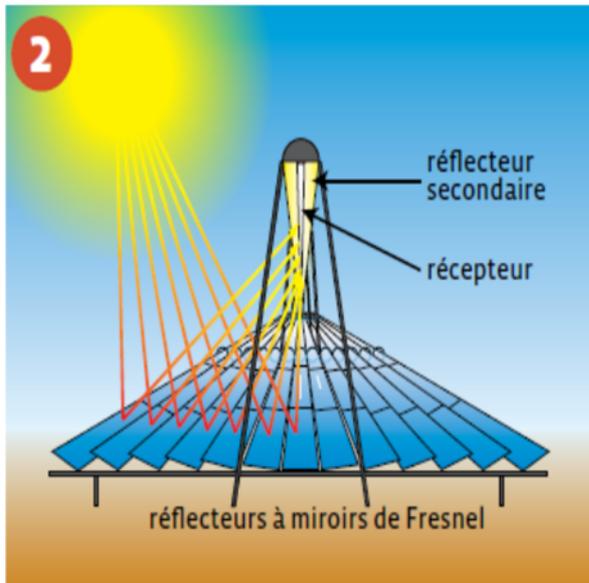
**Figure III.7.b** : Centrale à tour en Andalousie (Espagne)

### III.7.2.2 Les concentrateurs solaires types Fresnel (LFR)

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques et la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer, la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur.

Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. Les principaux avantages de cette technologie par rapport aux concentrateurs traditionnels sont [22]:

- Coût inférieur des miroirs.
- Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.
- Les contraintes mécaniques dues à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs.



**Figure III.8.a** : Schéma de principe d'une centrale solaire à réflecteur linéaire de Fresnel [12].

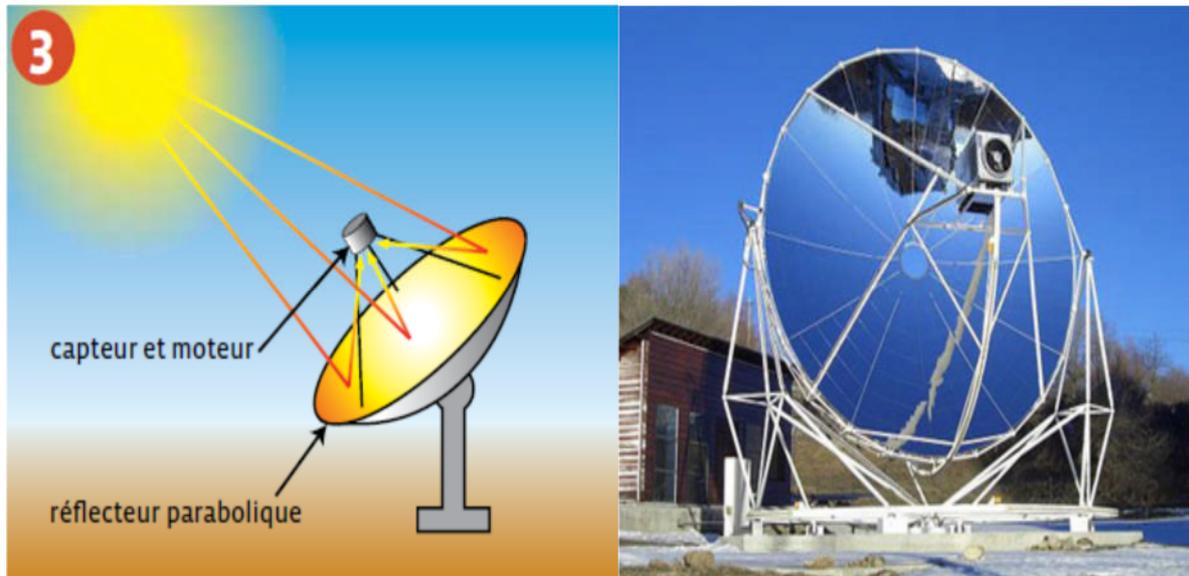


**Figure III.8.b** : Réflecteurs linéaire de Fresnel à Liddell (Australie).

### III.7.2.3 Les concentrateurs solaires paraboliques

Le concentrateur parabolique ou sphérique et aussi appelé assiette. Les rayonnements solaires réfléchis par le miroir parabolique convergent vers un seul point, le foyer de la parabole. Le système doit être orienté à tout instant vers le soleil, ce qui implique une motorisation précise selon deux axes. Le facteur de concentration moyen dépasse le millier, ce qui permet de porter le fluide à très haute température, au-delà de 700 °C [23].

Il existe plusieurs modèles de ces assiettes, de 50 à 100 m<sup>2</sup>, bien adaptées à des puissances modestes (5 à 25 kW électriques). La concentration maximale de ce capteur est  $C_{max} = 46165$  et le rendement maximal est  $\eta_{max} = 25\%$ .



**Figure III.9.a** : Principe de fonctionnement d'un capteur parabolique [12].

**Figure III.9.b** : Parabole à Odeillo (France).

### Les concentrateurs cylindro-paraboliques (CCP)

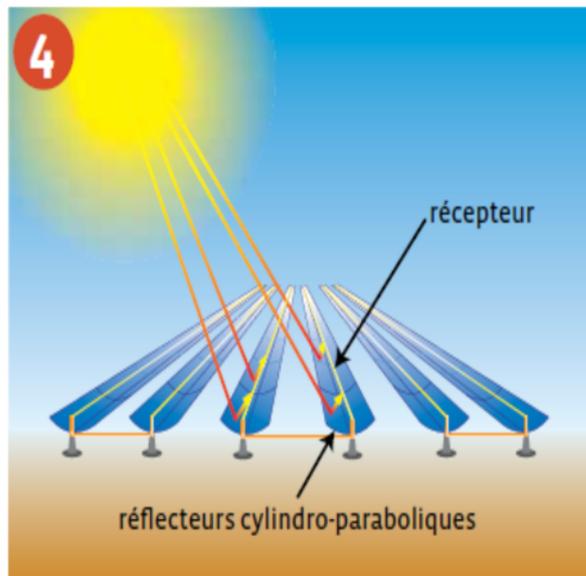
#### III.7.2.4 Les Concentrateurs solaires cylindro-parabolique

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus approuvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire.

Aussi appelés concentrateurs linéaires à auge, ces miroirs de section parabolique concentrent les rayons du soleil vers une ligne. Le récepteur est un tube placé sur ce foyer linéaire, au-dessus de l'auge, et dans lequel circule un fluide caloporteur.

Avantage de ces miroirs paraboliques, le suivi du soleil est simplifié : il s'effectue sur un seul axe au lieu de deux pour les héliostats. Les concentrateurs sont généralement orientés nord-sud et pivotent d'est en ouest pour suivre la course du soleil [23].

La concentration maximale de ce capteur est  $C_{max} = 215$  et le rendement maximal est  $\eta_{max} = 50\%$ .



**Figure III.10.a** : Schéma de fonctionnement d'une centrale à concentrateurs cylindro-parabolique [12].



**Figure III.10.b** : Centrale cylindro-parabolique de Nevada (USA).

### III.7.3 Les composants d'un concentrateur cylindro - parabolique

La conception d'un collecteur avec effet de concentration, nécessite des techniques plus au moins complexes dont le principe consiste à focaliser le rayonnement incident sur un absorbeur de surface réduite, afin d'augmenter la concentration du rayonnement au niveau de l'absorbeur, les différentes parties du CCP sont illustré sur la figure III.11 :

- Structure support
- Moteurs (hydraulique, moteur électrique + réductions)
- Contrôleurs (boucles ouvertes ou fermées)
- Miroir (verre épais, mince)
- Tube absorbeur (sélectif, sous vide, connectiques)
- Suivi solaire

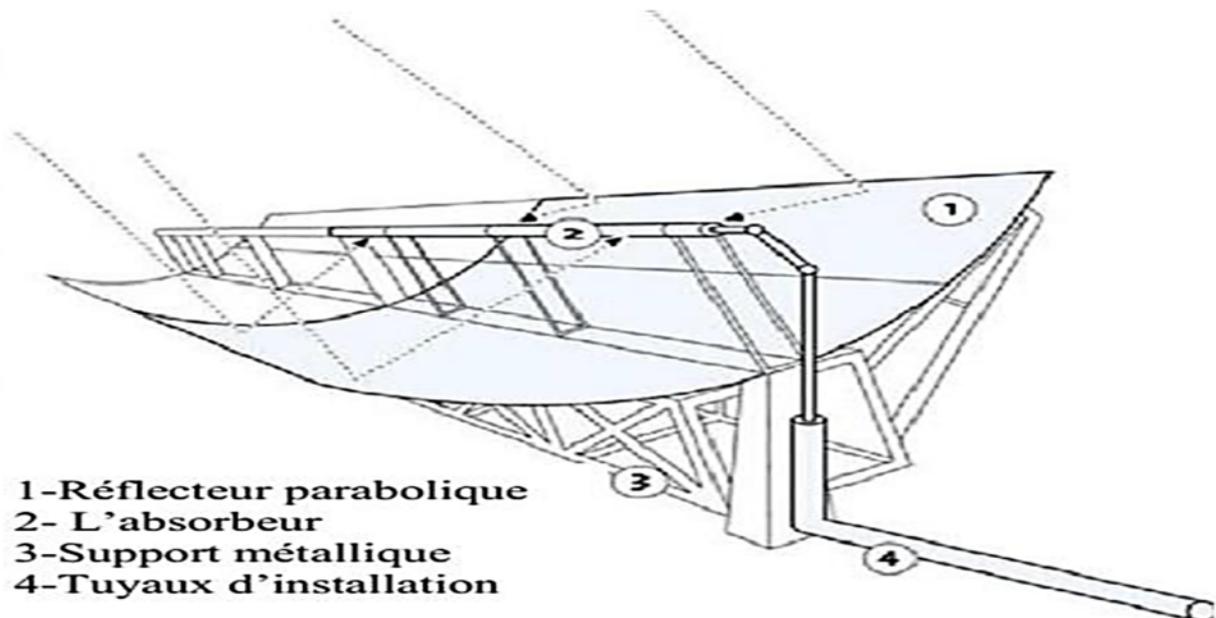


Figure III.11: les principaux composants d'un panneau cylindro-parabolique [24].

### III.7.3.1 Les miroirs

Pour un collecteur cylindro-parabolique, le miroir est une surface réfléchissante qui permet de collecter et de concentrer le rayonnement solaire incident au foyer du système. Ces miroirs (voir figure III.12) sont composés généralement de verre pauvre en fer avec une bonne transmissivité. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident [24].

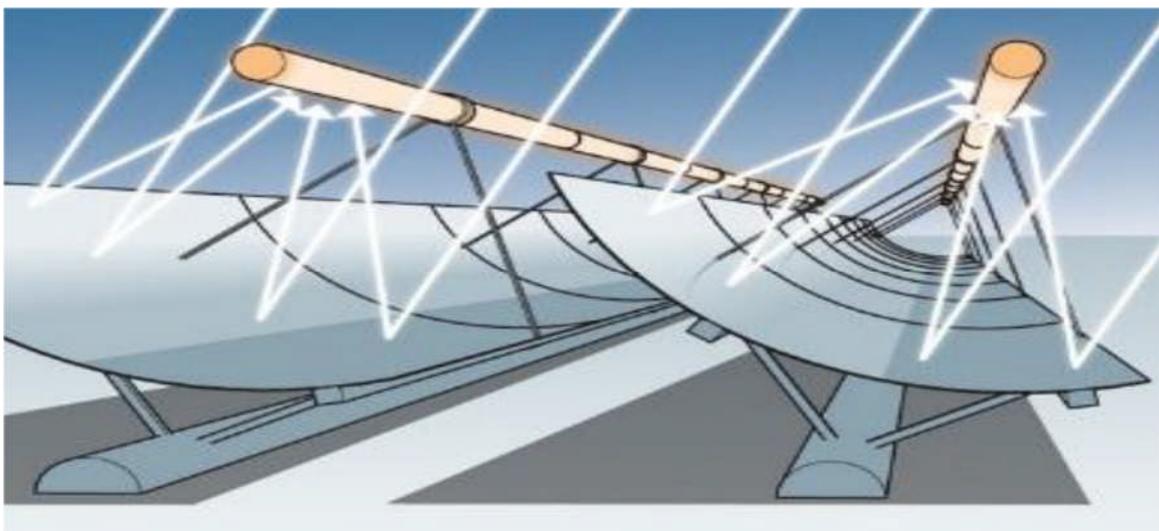


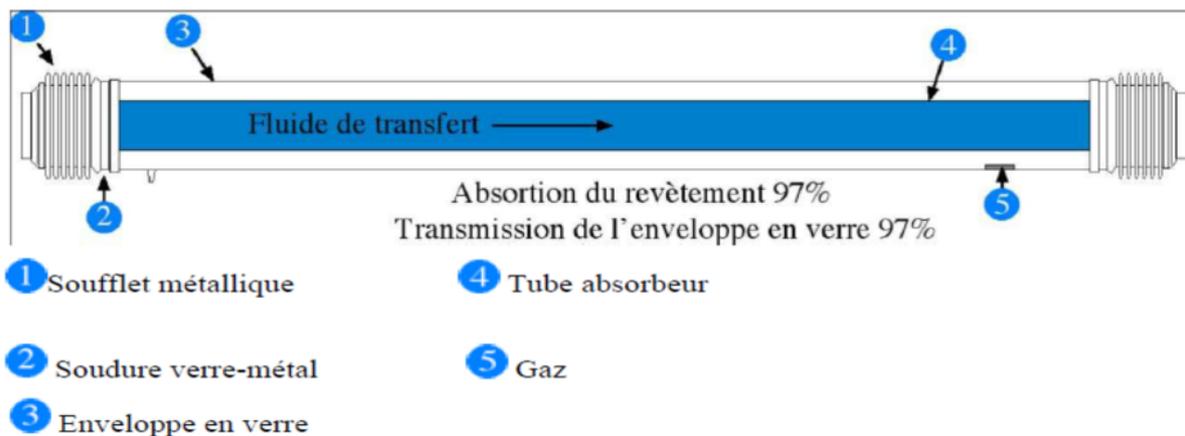
Figure III.12: Réflexion des rayons solaires sur le tube absorbant [24].

### III.7.3.2 Le tube absorbeur

Le tube absorbeur doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bonne absorption du rayonnement (il s'agit d'une couche de cermet d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 14% d'émissivité à la température de travail), son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs peuvent être très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide.

La figure III.13 suivante illustre les principales composantes du tube collecteur.



**Figure III.13** : Schéma principale des composantes du tube absorbeur [24].

### III.7.3.3 La structure métallique

C'est l'élément sur le quelle repose toute les autres composantes du champ solaire. Doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre.



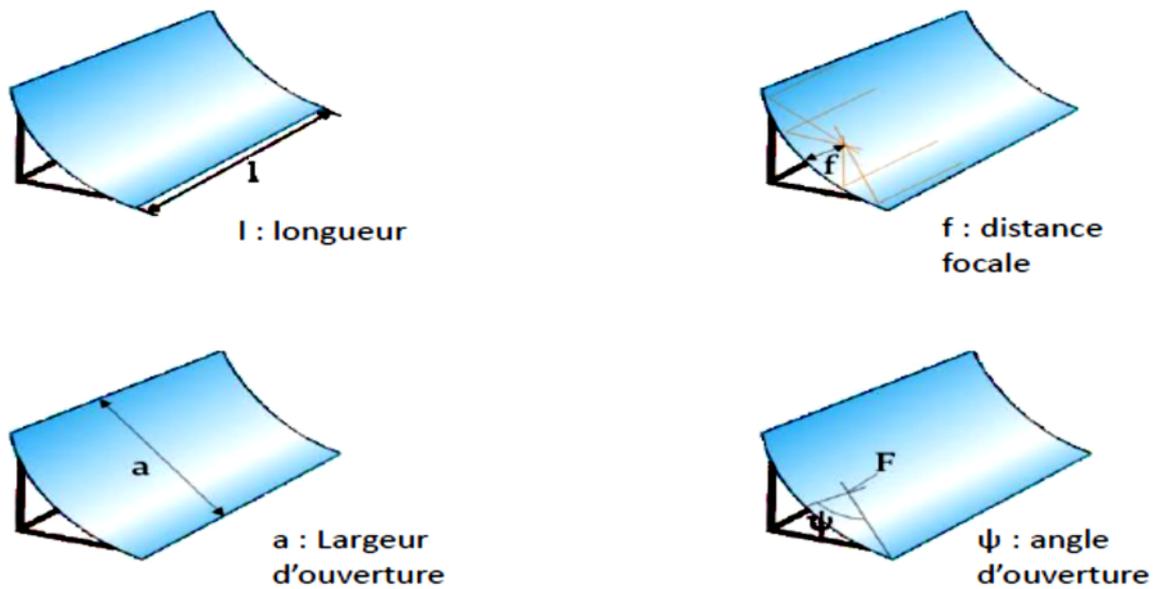
**Figure III.14** : structure métallique d'un capteur cylindro-parabolique [24].

## **III.8 La géométrie et l'optique des concentrateurs cylindro-parabolique**

Pour pouvoir choisir un réflecteur cylindro-parabolique, Le concentrateur cylindro-parabolique est caractérisé par deux paramètres principaux. Les paramètres géométriques et les paramètres optiques.

### **III.8.1 Les paramètres géométriques**

Les quatre paramètres suivants sont utilisés pour caractériser la forme et la taille d'un cylindro parabolique : la longueur de cylindro-parabolique, la distance focale, la largeur de l'ouverture et l'angle d'ouverture [25].



**Figure III.15:** Les paramètres géométriques d'un cylindro parabolique [25].

### III.8.1.1 La longueur de cylindro parabolique

C'est la longueur du miroir, elle peut atteindre les 4.06 m.

### III.8.1.2 La distance focale

C'est la distance entre le point focale et la courbe de la parabole. La focale de la parabole ( $f$  ou  $F$ ) est le paramètre qui décrit la forme de la parabole. L'équation de parabole est [25] :

$$y = \frac{1}{4f} x^2 \quad (\text{III.5})$$

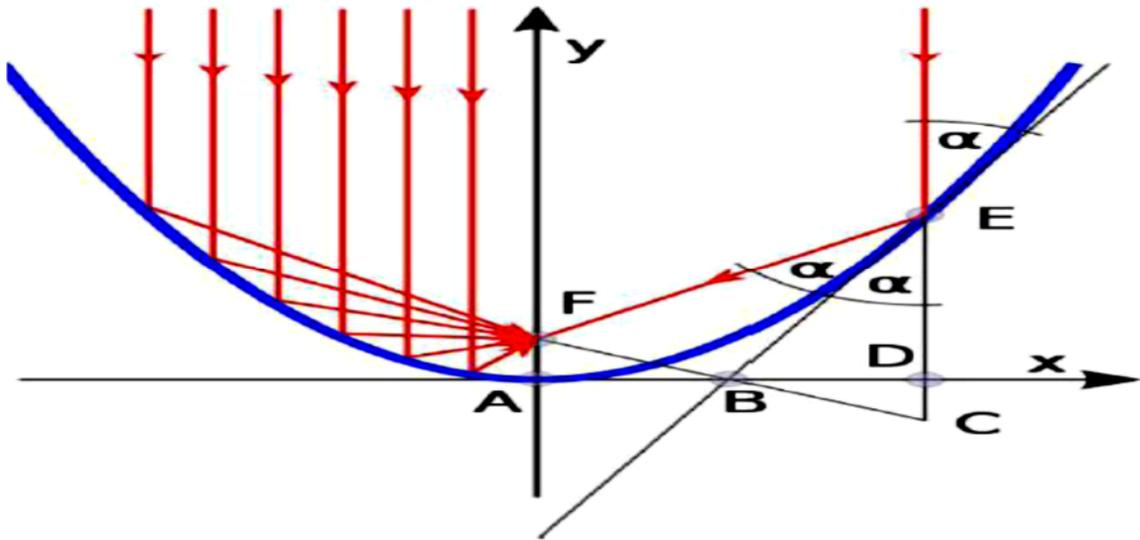


Figure III.16 : Chemin des rayons parallèles dans un miroir parabolique [25].

### III.8.1.3 L'angle d'ouverture ( $\psi$ )

C'est l'angle au point focal entre l'axe optique (Y) et le segment reliant le point focal au bord du miroir.

Deux des trois paramètres de l'angle d'ouverture, de la largeur d'ouverture et de la distance focale sont suffisants pour déterminer complètement la section transversale d'un cylindro-parabolique, c'est-à-dire la forme et la taille. Cela signifie également que deux d'entre eux sont suffisants pour calculer le troisième,  $\psi$  peut être exprimée en fonction du rapport entre la largeur d'ouverture et la distance focale :

$$\tan \psi = \frac{\frac{a}{f}}{2 - \frac{1}{8} \left(\frac{a}{f}\right)^2} \quad (\text{III.6})$$

Aussi le rapport de la largeur de l'ouverture à la focale peut être exprimé en fonction de l'angle d'ouverture :

$$\frac{a}{f} = -\frac{4}{\tan \psi} + \sqrt{\frac{16}{\tan^2 \psi} + 16} \quad (\text{III.7})$$

La figure III.17 suivante représente le rapport  $a/f$  en fonction de l'angle d'ouverture

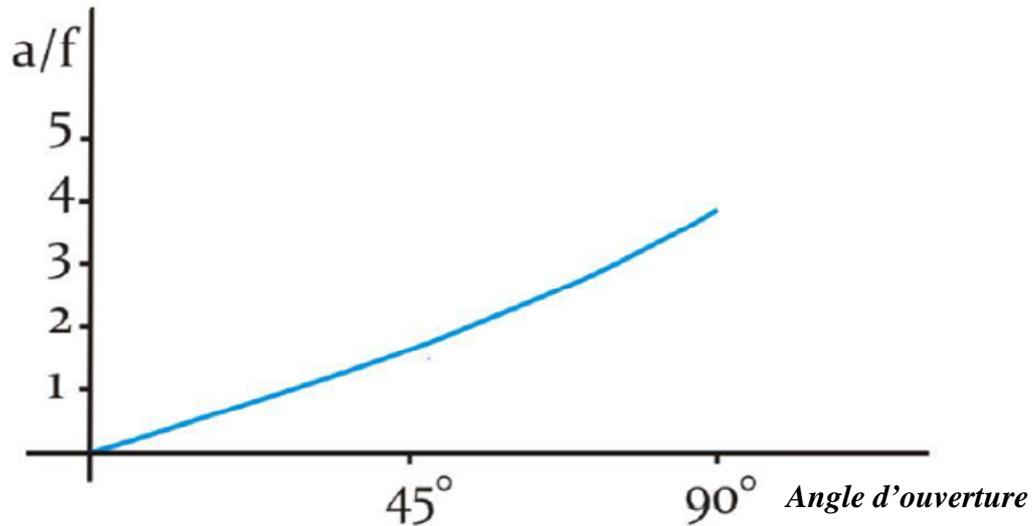


Figure III.17: Relation entre l'angle d'ouverture et la valeur a/f [25].

L'angle d'ouverture est lié à la distance entre les différentes parties des miroirs et la ligne focale (voir figure III.18). En prenant une largeur d'ouverture fixe, la figure représente cette relation. Il existe un angle d'ouverture optimal qui prend en compte aussi le prix du miroir proportionnel à sa surface. L'angle d'ouverture des cylindro paraboliques réelles est d'environ 80°.

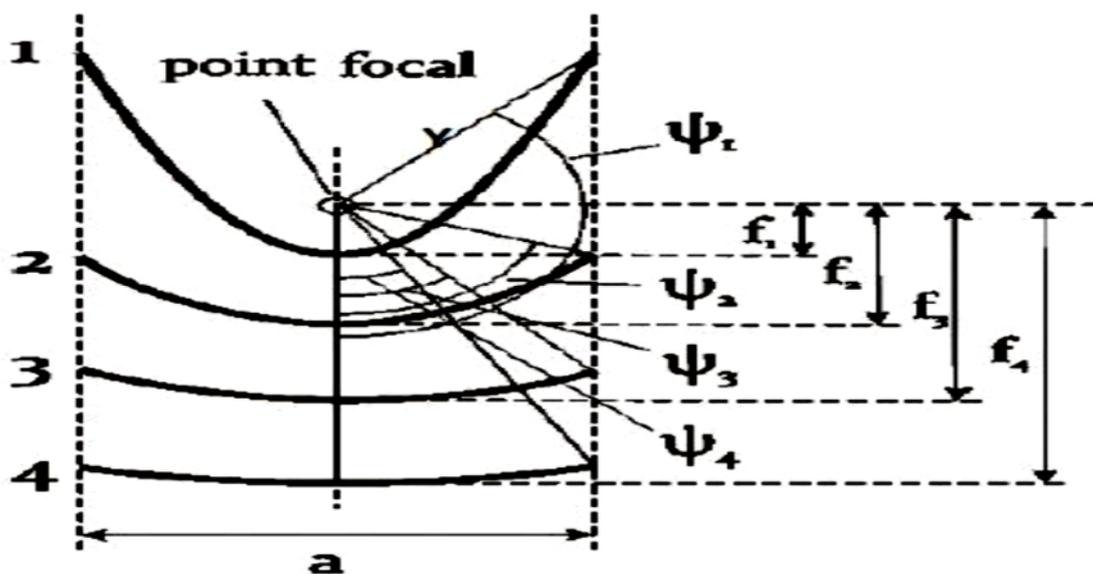


Figure III.18: Relation entre la focale et l'angle d'ouverture pour une ouverture constante [25].

### III.8.1.4 La largeur de l'ouverture (a)

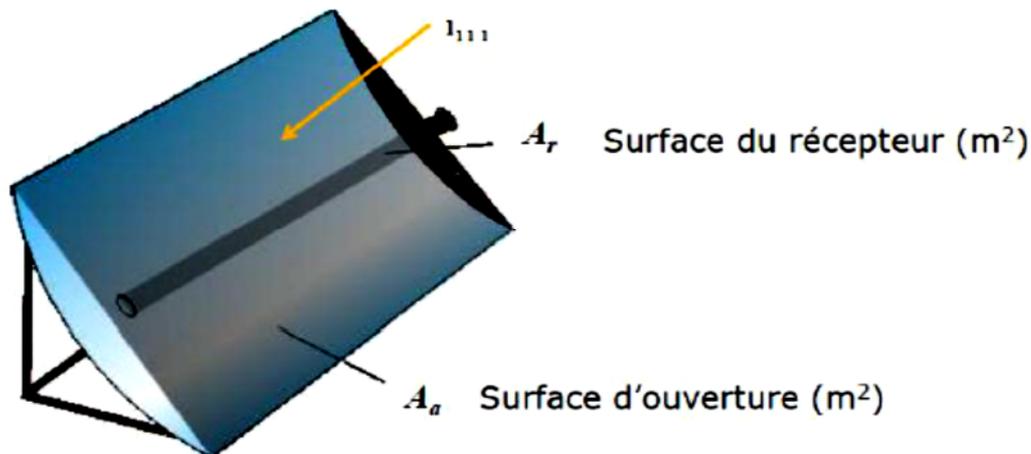
La plupart des collecteurs réels ont une largeur d'ouverture d'environ 6 m, la distance focale est (approximativement à l'angle d'ouverture et à la largeur d'ouverture) d'environ 1,75 m et la longueur du module est comprise entre 12 et 14 m. Il existe des collecteurs qui ont des largeurs d'ouverture plus petites (Solarlite) ou plus grandes (Skyfuel, Heliotric) avec différentes longueurs focales correspondantes.

## III.8.2 Les paramètres Optiques

### III.8.2.1 La surface du miroir et la surface d'ouverture

Pour un DNI (rayonnement normal direct) et position solaire données ; la surface d'ouverture de miroir est calculée comme le produit de la largeur de l'ouverture et de la longueur du collecteur.

$$A_a = a.l \quad (\text{III.8})$$



**Figure III.19:** Surface d'ouverture du collecteur et Surface d'ouverture du récepteur [25].

La surface d'un cylindro parabolique peut être importante pour déterminer le besoin de matière pour la fabrication. La surface est calculée comme suite :

$$A = \left( \frac{a}{2} \sqrt{1 + \frac{a^2}{16f^2}} + 2 \cdot f \cdot \ln \left( \frac{a}{4f} + \sqrt{1 + \frac{a^2}{16f^2}} \right) \right) \cdot l \quad (\text{III.9})$$

### III.8.2.2 Le système de suivi solaire

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur (angle d'incidence nulle). Le pilotage de la poursuite du soleil est effectué par une régulation en boucle ouverte ou fermée :

- La régulation en boucle ouverte utilise un algorithme qui positionne en chaque instant l'axe du concentrateur dans la direction du soleil en s'appuyant sur les coordonnées calculées du soleil.
- La régulation en boucle fermée corrige une première position grossière en fonction d'une mesure faite par un capteur thermique (thermocouple) ou optique (pyrhéliomètre). La poursuite solaire peut être sur un seul axe ou autour de deux axes. Dans le premier cas le mouvement peut être de trois manières :
  - Est-Ouest horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Nord-Sud.
  - Nord-Sud horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est-Ouest.
  - Est-Ouest polaire, le mouvement doit être suivant l'axe de la terre avec une inclinaison égale à la latitude du lieu.

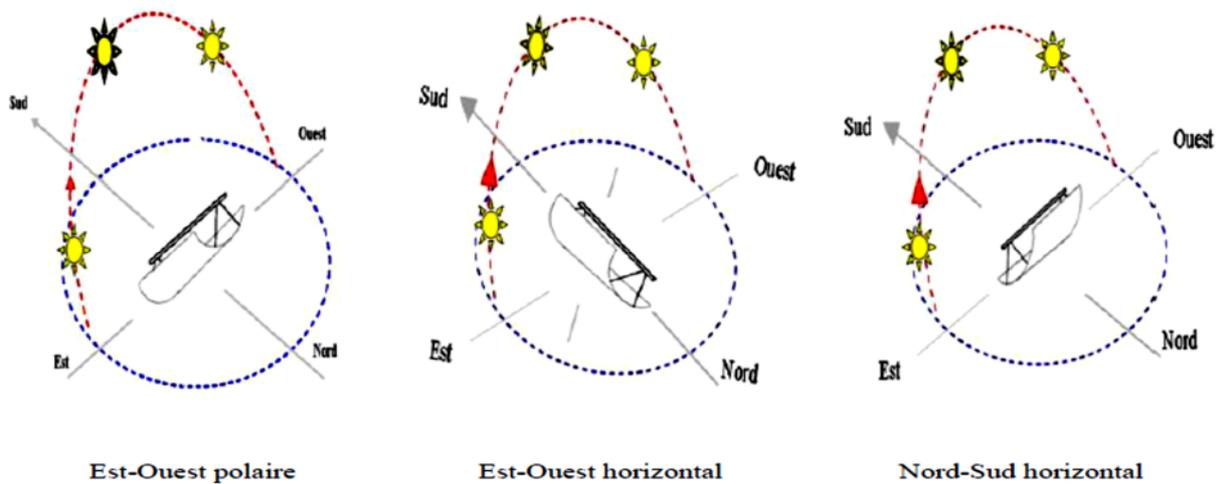


Figure III.20 : Les modes de poursuite solaire d'un CCP [26].

La figure III.21 ci-dessous illustre le capteur cylindro-parabolique en position de suivi solaire.

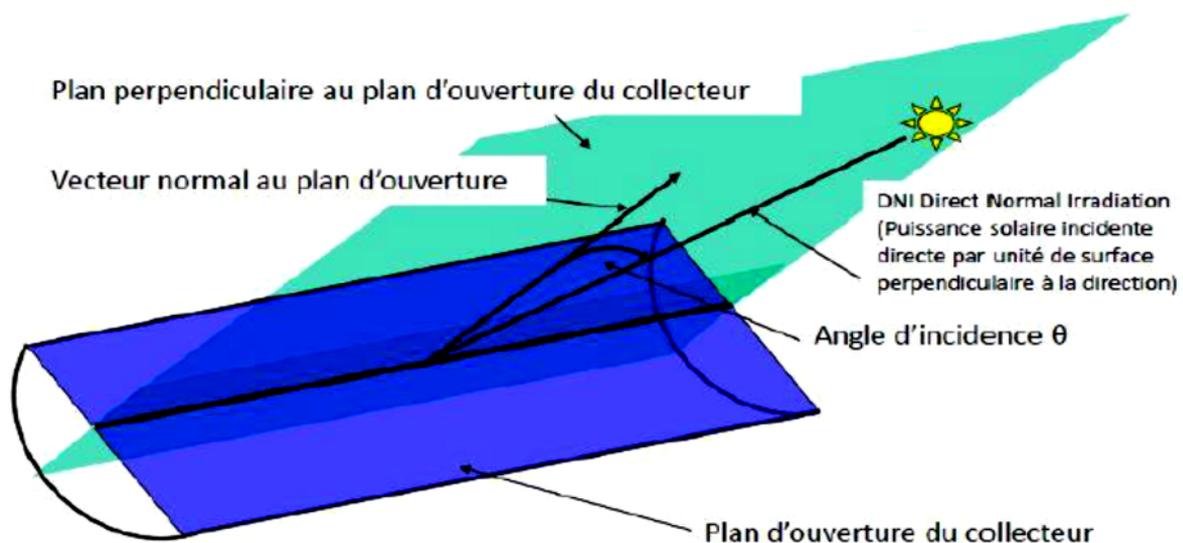
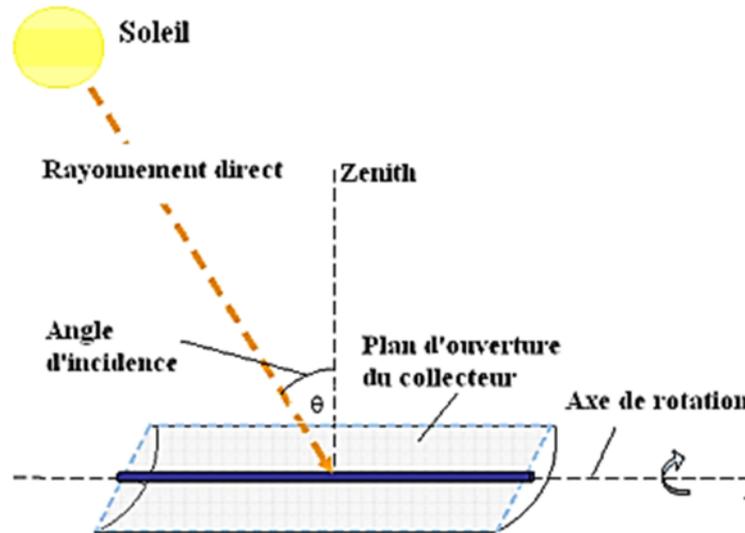


Figure III.21 : Le concentrateur cylindro parabolique en position de suivi [25].

### III.8.2.3 Angle d'incidence d'un collecteur cylindro-parabolique

L'angle d'incidence (Figure III.22) présente l'angle entre le rayonnement solaire direct incident et la normale à la surface s'ouverture du concentrateur. Au cours de la journée, seul le plan focal du capteur est orienté vers le soleil, le rayonnement solaire est reçu selon un angle d'incidence qui varie tout au long de la journée. Un senseur permet de contrôler la

position du soleil par rapport à la rangée de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction. Il faut noter que nous considérons un système mono-axial de poursuite du soleil.



**Figure III.22** : Angle d'incidence sur un capteur cylindro-parabolique [27].

Une fois l'angle horaire, l'angle de déclinaison et l'angle zénithal calculé, l'angle d'incidence peut-être, calculé. L'angle d'incidence pour un plan en rotation est-ouest, orientés nord-sud avec un système de poursuite est-ouest, est donné par la relation suivante :

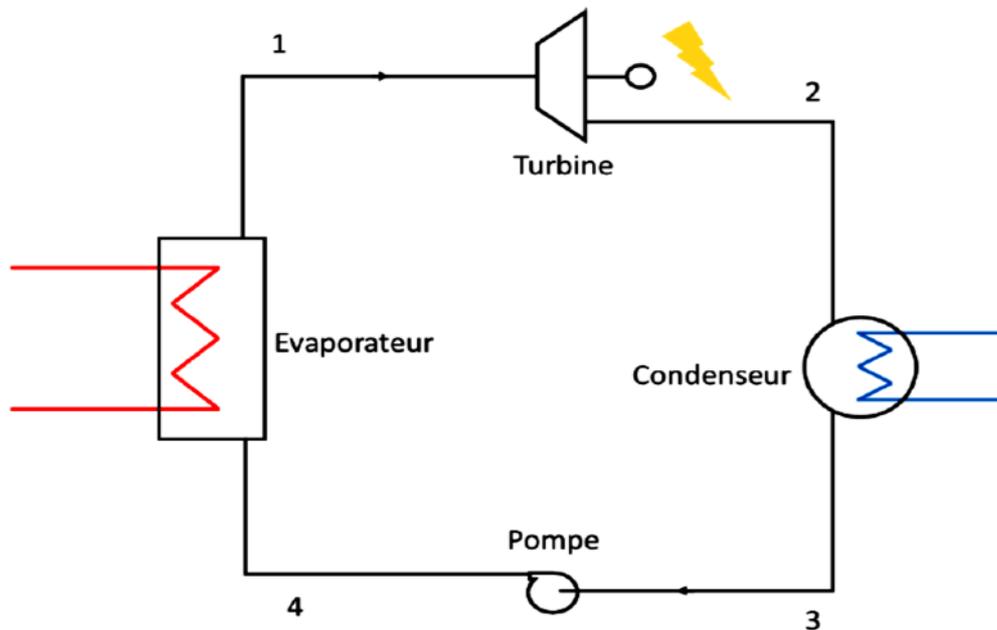
$$\cos \theta = \sqrt{\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \cdot \sin^2 \omega} \quad (\text{III.10})$$

## III.9 Étude théorique d'une centrale solaire couplée avec un Cycle Organique de Rankine (ORC)

### III.9.1 Description du Cycle de Rankine (Classique)

Dans un cycle de Rankine, l'eau est utilisée comme fluide de travail. Elle va alors suivre une succession d'étapes au cours desquelles son état, sa température et sa pression seront modifiés.

Ainsi, l'évaporation de l'eau sous haute pression permet de récupérer la chaleur disponible de la source. En sortie d'évaporateur, la vapeur d'eau atteint sa température la plus haute dans le cycle. Cette vapeur est ensuite détendue dans une turbine jusqu'à la pression basse. La détente permet de générer l'énergie mécanique qui sera convertie en énergie électrique. La vapeur restante dans le système est ensuite condensée, généralement en utilisant une source froide ayant l'avantage d'être peu onéreuse, l'eau de rivière par exemple. Pour finir, l'eau liquide est comprimée par l'intermédiaire d'une pompe qui permet la circulation du fluide dans le cycle. [28]. La figure III.23 représente les diverses étapes du cycle de Rankine.



**Figure III.23** : Représentation schématique d'un cycle de Rankine [28].

Les transformations subies par l'eau sont donc les suivantes :

**(1-2)**: Détente de la vapeur d'eau à haute pression vers la pression basse dans la turbine, cette étape permet de générer l'électricité ;

**(2-3)**: Condensation du mélange liquide – vapeur ;

**(3-4)**: Compression de l'eau liquide vers la pression haute ;

**(4-1)**: Évaporation de l'eau liquide à haute pression, cette étape permet de récupérer la chaleur de la source chaude.

Ces 4 étapes peuvent être représentées sur un diagramme  $T$ - $s$  comme illustré sur la figure III.24.

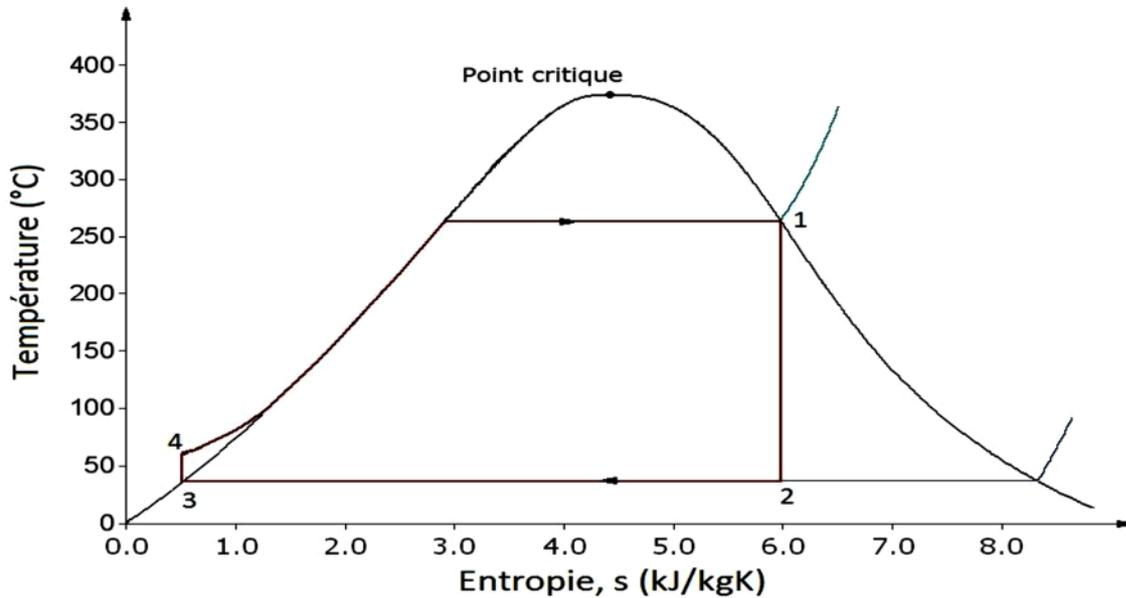


Figure III.24 : Diagramme T-s idéal du cycle de Rankine [28].

La figure III.24 représente un cycle de Rankine dit idéal, en effet la détente au niveau de la turbine et la compression au niveau de la pompe sont supposées isentropiques. Les pertes de charges liées aux frottements dans les canalisations et dans les échangeurs sont aussi sources d'irréversibilités et donc d'écarts par rapport au cycle idéal. La figure III.24 schématise ces écarts sans, toutefois, tenir compte des pertes de charge.

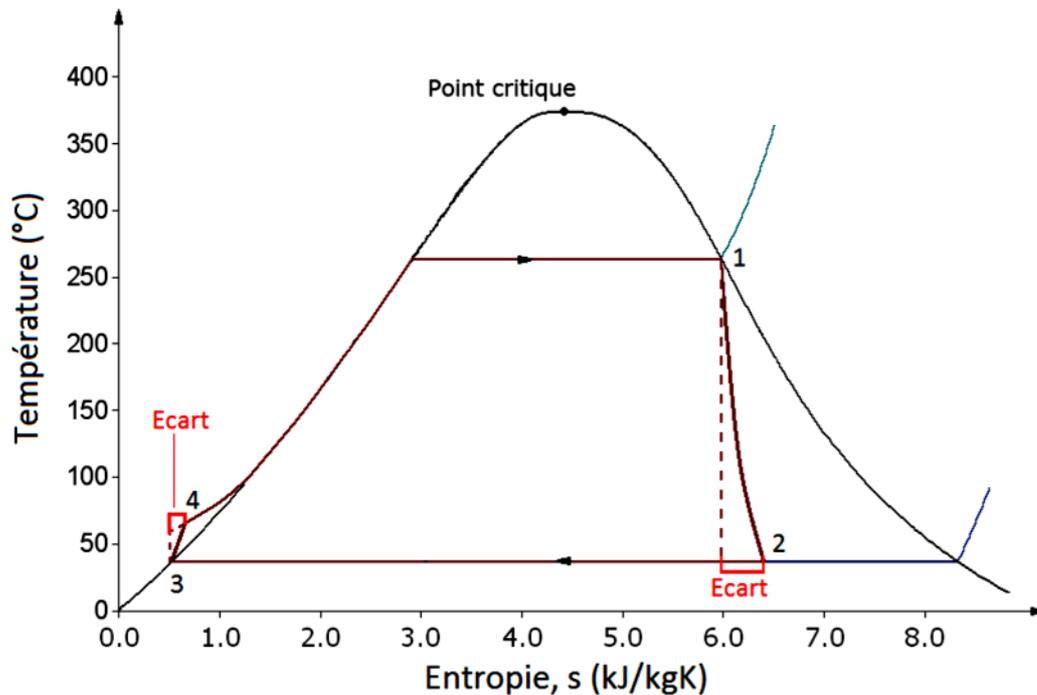


Figure III.25 : Diagramme T-s réel du cycle de Rankine [28].

### III.9.2 Cycle Organique de Rankine (ORC)

Dérivés des cycles de Rankine, les ORC utilisent des composés organiques comme fluide de travail à la place de l'eau. Généralement, ces composés sont des réfrigérants (hydrocarbures, siloxanes ou fluorocarbures).

Bien que l'idée de remplacer l'eau par un autre fluide soit apparue avec T. Howard vers 1826, il aura fallu attendre plus d'une centaine d'années pour voir l'une des premières applications d'un ORC fonctionner. Le travail du professeur d'Amelio, sur l'utilisation d'un ORC à monochloroéthane sur une centrale solaire, fut récompensé en 1936. Entre 1961 et 1962, les études d'Harry Zvi Tabor et de Lucien Bronicki ont permis de développer la technologie ORC. En 1967, la première application géothermale d'un ORC fut installée dans la péninsule du Kamtchatka pour une production de 680 *kWe* à partir d'une source basse température 80 [°C][29].

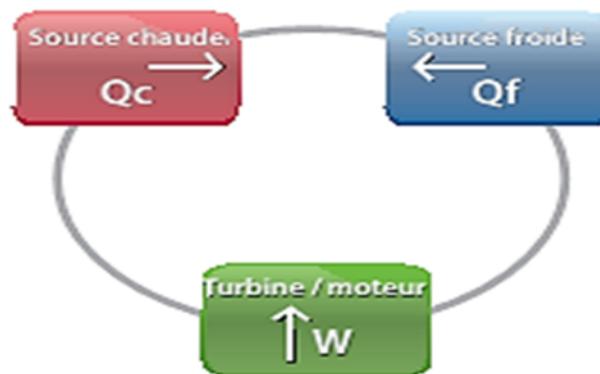
De nos jours, plus de 450 sites à Cycle Organique de Rankine, appelés sites ORC, sont présents dans le monde pour une puissance cumulée supérieure à 2000 *MWe*. Après une forte

hausse d'installations entre les années 2000 et 2008, le nombre de sites se stabilise autour de 70 installations par année, chiffre estimé par les références [30], [31].

Contrairement aux cycles de Rankine, utilisés dans de grosses centrales ( $>50\text{ MWe}$ ) avec à disposition une source chaude haute température, les ORC permettent la récupération de chaleur basse température ( $<300^\circ\text{C}$ ). La chaleur récupérée est souvent d'origine renouvelable. Ces installations peuvent fournir jusqu'à  $2\text{ MWe}$  [30].

- **Principe de fonctionnement**

Le principe de base d'un ORC est celui d'une machine ditherme (Figure III.26 ci-dessous) qui consiste à récupérer l'énergie thermique d'un fluide chaud en le refroidissant et de convertir une partie de cette énergie en énergie mécanique (et ensuite en électricité). Le rendement de conversion d'une machine ditherme, défini par le rapport de l'énergie électrique produite sur la quantité d'énergie thermique cédée par le fluide chaud, est limité par le second principe de la Thermodynamique au rendement de Carnot. Ce rendement de Carnot, égal au rapport de la différence de température entre la source chaude et l'environnement et de la température de la source chaude, augmente avec la température de la source chaude [32].



**Figure III.26** : Principe cycle machine ditherme [32].

Les cycles Organiques de Rankine (ORC) sont basés sur le cycle de Rankine « classique » à la différence que le fluide de travail est non pas l'eau, mais bien un fluide organique (par exemple, un réfrigérant ou un hydrocarbure) caractérisé par température d'ébullition inférieure (à la même pression).

L'avantage des cycles ORC par rapport aux cycles de Rankine à eau dits « classiques » est de permettre une conception plus simple de la chaudière et de sa régulation lorsque le niveau de

température de la source chaude est faible. Typiquement, la technologie ORC permet actuellement de récupérer la chaleur de sources chaudes dont la température est comprise entre 90°C et 300°C (seuils technico-économique car en théorie, l'ORC pourrait également récupérer la chaleur d'une source chaude à 28°C...). Pour un cycle à eau, ce seuil de rentabilité se trouve au-delà des 400°C.

Un module ORC comprend 4 composants principaux : un évaporateur, une machine de détente, un condenseur et une pompe. En sortie de pompe, en l'absence de récupérateur sur le cycle, le fluide organique à l'état liquide à haute pression est dirigé vers l'évaporateur. Le fluide y est réchauffé jusqu'à la température d'ébullition, vaporisé et éventuellement surchauffé. La vapeur du fluide organique produite dans l'évaporateur (grâce à la chaleur cédée par la source chaude) est ensuite détendue dans la turbine pour produire de l'électricité. En fonction de la nature du fluide, en fin de détente, le fluide est soit à l'état de vapeur surchauffée (fluide sec) ou à l'état diphasique (fluide humide). Dans le cas de l'utilisation d'un fluide sec (type de fluide généralement utilisé), la détente dans la turbine ORC se fait en permanence à l'état de vapeur et il n'y a donc pas, à l'inverse du cycle de Rankine « classique » (utilisant l'eau, un fluide humide, comme fluide de travail), apparition de gouttelettes entraînant une érosion de la turbine. Cela permet ainsi de réduire les coûts de maintenance. De plus, en présence d'un fluide sec, il est possible de récupérer une partie de l'énergie thermique (sensible) de la vapeur de fluide organique et d'augmenter ainsi le rendement du cycle en préchauffant le fluide organique en sortie de pompe à travers un échangeur de chaleur appelé « récupérateur » ou « régénérateur » (figure III.27). A la sortie du récupérateur, la vapeur passe alors dans le condenseur.

Dans le condenseur, le fluide est éventuellement refroidi jusqu'à la température de condensation (fluide sec), condensé et sous-refroidi. Notons que le sous-refroidissement peut être assuré par un échangeur spécialement dédié à cet effet. Le fluide à l'état liquide et à basse pression est ensuite amené à la haute pression au moyen de la pompe [32].

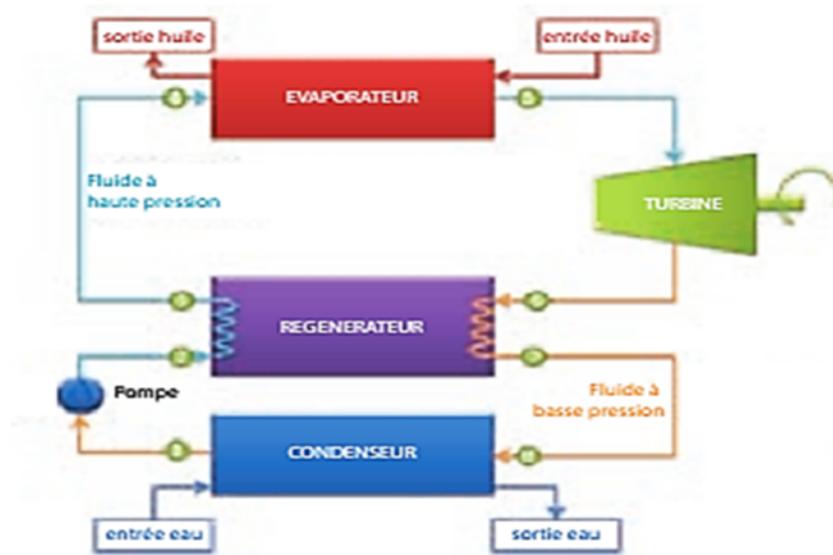


Figure III.27: Schéma de principe d'un ORC [32].

### III.9.3 Avantages et inconvénients des cycles ORC

Les avantages et inconvénients du cycle organique du rankine sont résumés dans le tableau III.1 ci-dessous.

Tableau III.1: les avantages et les inconvénients des cycles ORC [32].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ils sont modulaires et donc peu sensibles aux effets d'échelle ;</li> <li>• Ils peuvent être entièrement automatisés et télé-surveillés ;</li> <li>• Leurs frais de fonctionnement sont très réduits ;</li> <li>• Leurs procédures de démarrage et d'arrêt sont simples ;</li> <li>• Leur rendement peut atteindre 25 % ;</li> <li>• La pression de vaporisation du cycle reste faible comparativement à celle d'un cycle à vapeur d'eau, ce qui limite les coûts de réalisation ainsi que les risques d'explosion.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leurs rendements sont plus faibles que ceux des cycles à eau, et diminuent avec la capacité installée ;</li> <li>• Leurs machines de détente volumétriques sont moins mûrestechnologiquement que les turbines ;</li> <li>• Pour les composants autres que les machines de détente, on bénéficie en revanche de la connaissance acquise dans le domaine de la réfrigération.</li> </ul>

### III.9.4 Fluide du travail

Les cycles ORC sont utilisés avec des sources chaudes de températures très différentes, de 100 à 350 °C environ. Au-dessus de 350 °C, les cycles à vapeur d'eau sont généralement les plus performants, et au-dessous de 100 °C, le rendement du cycle est si faible que la conversion en énergie mécanique de la puissance thermique de la source chaude ne se justifie pas économiquement, sauf cas exceptionnels comme les cycles de conversion de l'énergie thermique des mers ETM (Ocean Thermal Energy Conversion OTEC), pour lesquels la source chaude a une température de 26 °C environ et la source froide de 4 °C correspondant respectivement à l'eau de mer de surface et à 1 000 m de profondeur, ou bien encore les étangs solaires (solar ponds), pour lesquels la source chaude est à 90 °C environ.

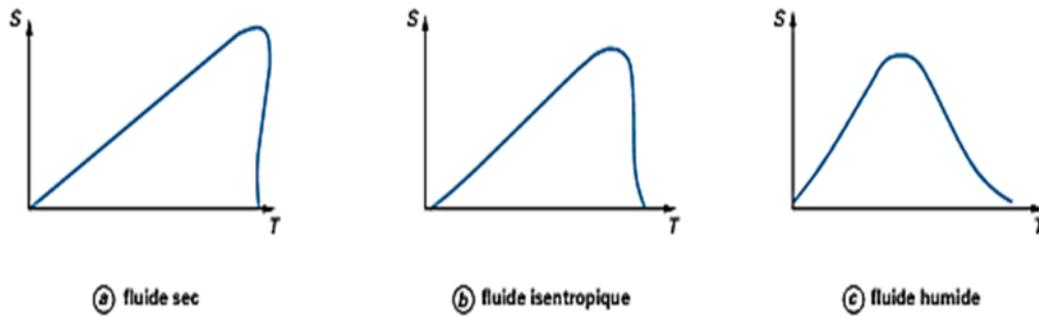
Cette large gamme de températures à une incidence directe sur la sélection des fluides thermodynamiques, mais ce n'est pas le seul critère. Quatre principales catégories de critères doivent en effet être considérées :

- Les critères de performance énergétique ;
- Les critères technico-économiques ;
- Les critères de limite de fonctionnement ;
- Les critères d'environnement et de sécurité.

Pour les cycles ORC, on a coutume de distinguer trois types de fluides : les fluides secs, les fluides isentropiques et les fluides humides. Cette distinction se fait par la valeur de la pente  $\delta$  de la courbe de détente définie par  $\delta = dS/dT$  par rapport à la courbe de saturation vapeur dans le diagramme entropique, sur la courbe :

- Si  $\delta > 0$ , le fluide est dit « sec » ;
- Si  $\delta = 0$ , le fluide est dit « isentropique » ;
- Si  $\delta < 0$ , le fluide est dit « humide ».

Concrètement, la courbe de saturation vapeur des fluides « secs » possède une pente positive ; celle des fluides « isentropiques » une pente infinie et les fluides « humides » ont une pente négative. Cela se traduit par les trois formes des courbes de saturation représentées dans la figure III.28 [33].



**Figure III.28** : Pentes de détente dans le diagramme entropique [33].

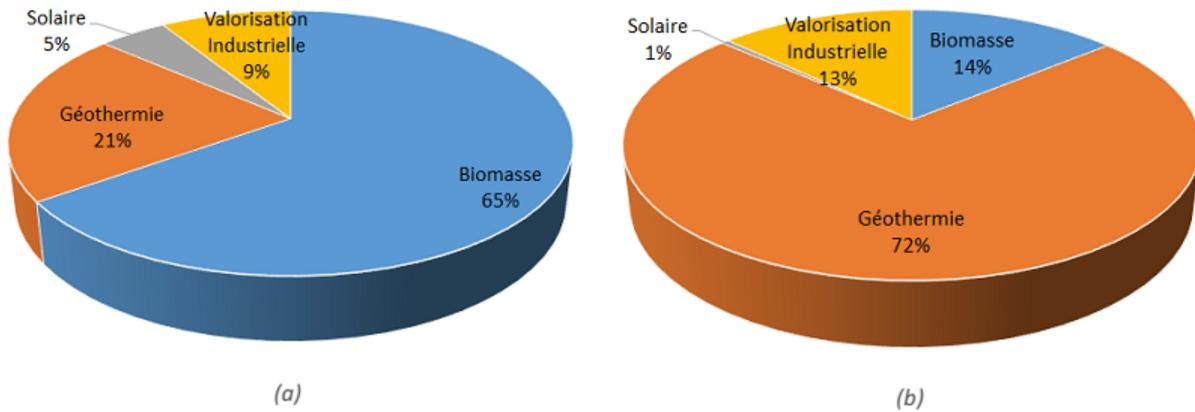
Pour les cycles ORC, on préfère généralement des fluides « isentropiques » ou « secs ». Remarquons toutefois qu'un fluide du type « sec » n'est pas forcément le fluide parfait, car il peut rester fortement surchauffé après détente. On doit alors envisager d'utiliser un régénérateur pour récupérer cette puissance thermique en désurchauffant le fluide jusqu'à la saturation, mais cela peut présenter des difficultés technologiques et induire des surcoûts.

### III.9.5 Applications du cycle ORC

Les technologies ORC permettent l'exploitation de nombreuses sources et notamment celle à basse température qui sont inexploitable avec un cycle de Rankine classique :

- La biomasse, on peut citer la centrale de Stadwarne Lienz en Autriche produisant 1000kWél à partir de la combustion de biomasse.
- La géothermie, citons la centrale de Neustadt-Glewe en Allemagne capable de produire 210kWél à partir d'eau souterraine.
- L'énergie solaire, citons un dispositif réalisé par Turboden en Italie produisant une puissance de 2MW maximum pour des rendements allant de 16 à 18%.

La figure III.29 montre la répartition des ORC par secteur d'activité (Enertime, 2009; Rettig et al., 2011).



**Figure III.29** : Répartition des sites ORC par secteur d'activité

(a) en nombre (b) en puissance installée

Les cycles organiques de Rankine solaire ont de nombreuses applications, au même titre qu'un cycle de Rankine solaire non-organique :

1. La production d'électricité
2. L'irrigation
3. La réfrigération
4. La désalination
5. La régénération de chaleur

### III.10 Conclusion

Dans ce troisième chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur le solaire thermodynamique avec les types de technologies utilisés, et en particulier le concentrateur cylindro-parabolique. Ensuite, nous avons abordé une étude théorique sur le cycle organique de Rankine (ORC) et ses applications. Dans ce qui suit, nous allons présenter notre simulation d'une microcentrale à concentrateurs cylindro-parabolique couplée avec un cycle ORC.

## IV.1 Introduction

Ce chapitre présente la méthodologie suivie pour notre simulation à l'aide du logiciel **Greenius** afin de faire une étude comparative sur le plan technico-économique d'une mini-centrale solaire à collecteurs cylindro-parabolique couplée avec un Cycle Organique de Rankine (ORC). La centrale a été dimensionnée pour alimenter en électricité deux sites différents en Algérie. En effet on a choisi 1000 foyers à Tizi-ouzou situé au nord du pays et 500 foyers au site d'El Oued (El Meghair) situé dans la région sud du pays. Les données météorologiques ont été relevées à l'aide du logiciel **Meteonorm 7**.

## IV.2 Présentation des logiciels de simulation

### IV.2.1 Présentation du logiciel GREENIUS

Greenius est un logiciel puissant de simulation pour le calcul et l'analyse de projets des énergies renouvelables à alimentation électrique ou bien de la chaleur. C'est un logiciel gratuit [34], qui nous permet de simuler les centrales thermiques solaires, les cylindro-paraboliques, les systèmes photovoltaïques, et les centrales éoliennes ou concentrateurs paraboliques à Moteur Stirling. Ce programme offre une combinaison des calculs techniques et économiques détaillés comme ils sont nécessaires pour la planification et l'installation des projets renouvelables. Les résultats de calculs sont détaillés et les simulations s'exécutent très rapidement avec la possibilité d'enregistrer les résultats dans un fichier **Excel**. Greenius a été développé au centre aérospatial allemand (DLR). Dr. Rainer Kistner, WinfriedOrtmanns, Dr. Volker Quaschnig et Dr. Jürgen Dersch. La vente, la distribution et le service sont faits sous le permis de DLR. [35], [36]

La figure IV.1 et IV.2 nous montre respectivement l'illustration du processus de fonctionnement et la page de couverture du logiciel Greenius.

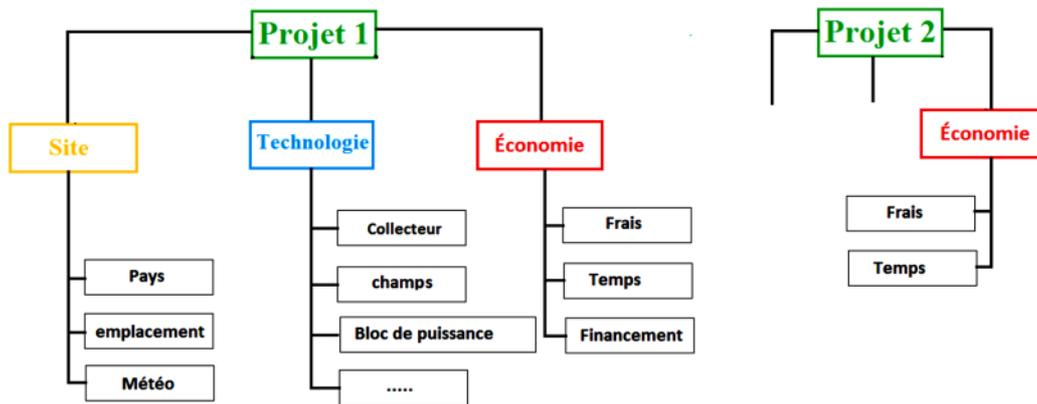


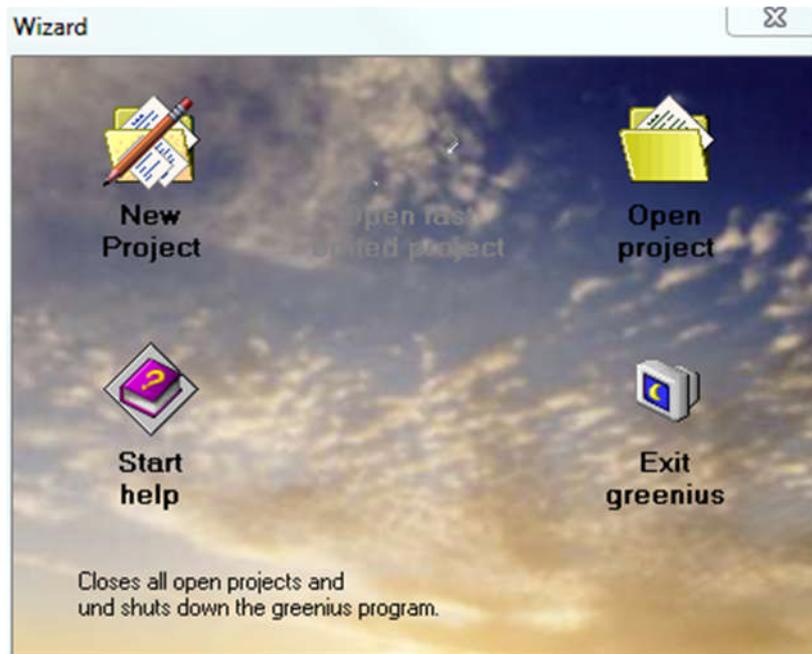
Figure IV.1 : Processus de fonctionnement du logiciel de Greenius [37].



Figure IV.2 : Page de couverture du logiciel Greenius [37].

#### IV.2.1.1 Assistant (Wizard)

Quand on exécute le logiciel, la fenêtre d'assistant illustrée dans la figure IV.3 apparaît automatiquement sur le bureau. Elle permet aux utilisateurs de créer de nouveaux projets ou l'ouverture des projets existants. Avec la commande ESC nous pouvons fermer la fenêtre assistant. À l'entrée de menu Fichier/Assistant respectivement la commande F12, et par la suite nous pouvons recommencer avec l'Assistant (Wizard) à n'importe quel moment.



**Figure IV.3** : Fenêtre d'Assistant (Wizard) [37].

#### IV.2.1.2 Création d'un nouveau projet

Pour créer un nouveau projet, il suffit de cliquer sur le bouton New Project dans la fenêtre d'assistant (figure IV.3), ensuite la fenêtre présentée sur la figure IV.4 s'ouvre. Dans cette fenêtre on attribue un nom au projet afin de le distinguer des autres. Une fois le projet est défini, une fenêtre de sélection de technologie s'ouvre automatiquement (voir figure IV.5), cette fenêtre nous montre la technologie choisie sur laquelle nous allons faire notre étude. Enfin les données météorologiques du site doivent être chargées, cette étape est essentielle pour toutes les technologies des énergies renouvelables.

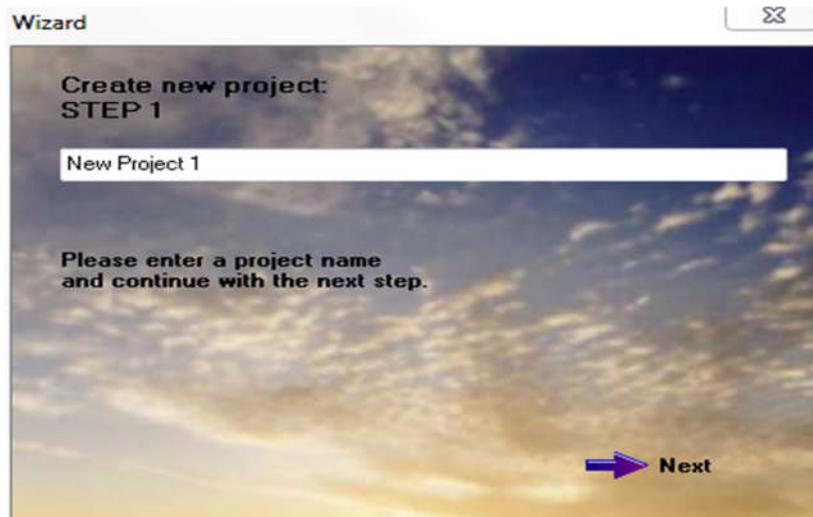


Figure IV.4 : Fenêtre du nouveau projet. [37]

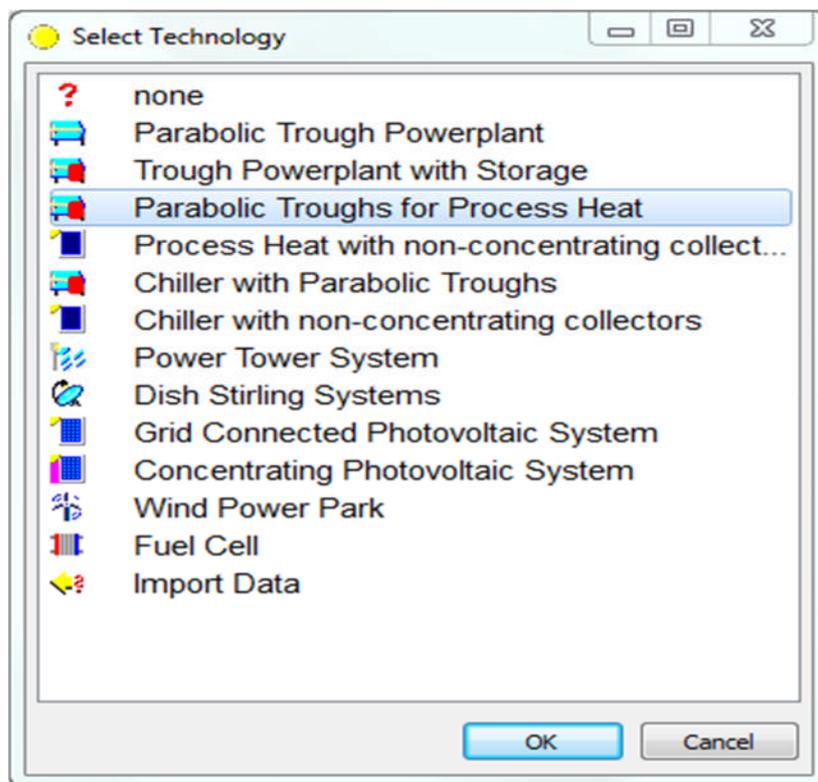


Figure IV.5 : Fenêtre du choix de la technologie [37]

## IV.2.1.3 Écran Principal

Si aucun projet n'est disponible, seulement le menu standard et un écran de fond sont visibles. Si un projet est ouvert ou un nouveau projet créé, le menu standard de projet et l'écran standard de projet sont visibles, comme la montre dans la figure IV.4.

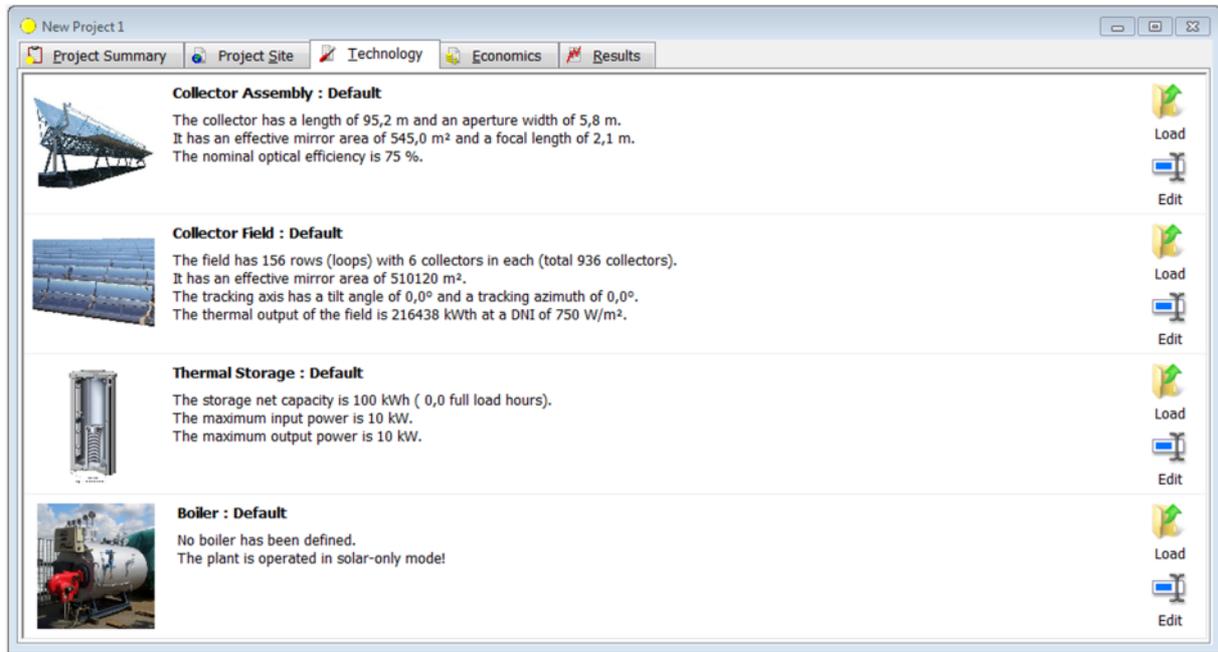


Figure IV.6 : Interface de l'écran principal [37].

Dans cette fenêtre nous pouvons choisir la technologie, Au moment où le logiciel supporte les technologies suivantes :

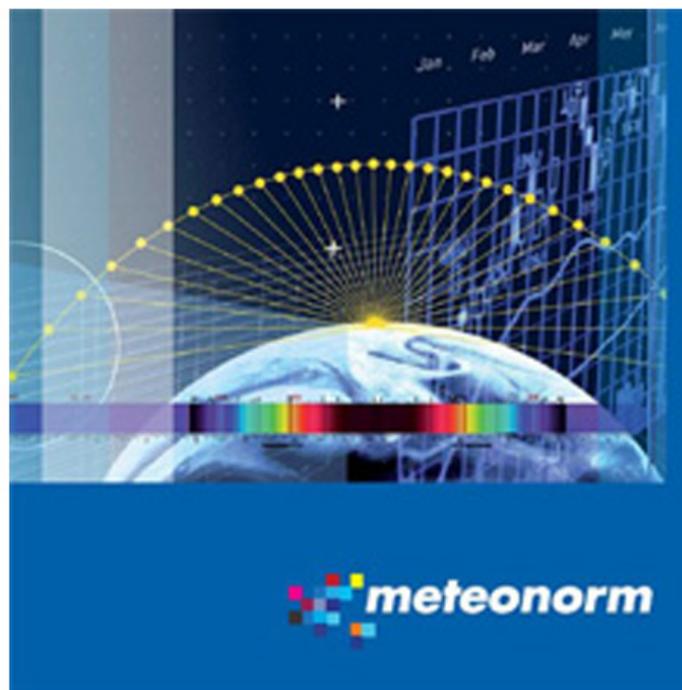
- Centrales thermiques solaires de cuvette
- Systèmes solaires paraboliques
- Concentration des systèmes photovoltaïques
- Parcs d'alimentation électrique par conversion éolienne
- Systèmes paraboliques de cuvette de stockage

## IV.2.2 Présentation du logiciel METEONORM

METEONORM dont le logo est présenté en figure VI.7 est un logiciel qui offre un recueil très complet de données météorologiques, développé par la société suisse Meteotest leader dans les domaines de la météo, du climat, de l'environnement et des technologies de l'information. Il contient également des algorithmes permettant de créer à partir des valeurs mesurées des fichiers météo depuis n'importe quel endroit sur le globe, il contient :

- Base de données : Base de données contenant plus de 8 325 stations météo.
- Paramètres mesurés : moyennes mensuelles du rayonnement global, température, humidité, précipitation, jours avec précipitation, vitesse et direction du vent, durée d'ensoleillement.

Ce logiciel s'adresse aux ingénieurs, architectes, enseignants, concepteurs et toute personne qui s'intéresse à l'énergie solaire et à la climatologie.



**Figure IV.7** : Logo du logiciel Meteonorm [38].

### IV.3 Méthodologie

Nous avons considéré une mini-centrale solaire à concentration cylindro-parabolique couplée avec un cycle ORC (TURBODEN) pour assurer une alimentation en électricité pour un cas d'étude bien détaillé, on se basant sur la consommation électrique relevée sur les factures de Sonelgaz pour les deux sites. Par la suite, nous avons estimé une consommation annuelle pour déterminer la puissance du bloc de puissance de la centrale, on se basant sur la puissance de ce bloc nous avons dimensionné le champ solaire nécessaire. Les outils utilisés sont l'**Excel** pour la simulation du cycle l'ORC et le logiciel **Greenius** pour la simulation et le dimensionnement du champ solaire.

#### IV.3.1 Coordonnées géographiques et météorologiques des deux sites

##### IV.3.1.1 Wilaya de Tizi-Ouzou

La wilaya de Tizi-Ouzou s'étend sur une superficie de 2 992,96 [km<sup>2</sup>]. La population résidente telle qu'évaluée lors du recensement de 2008 est de 1 127 607 habitants. La densité atteint 381,21 habitants au [km<sup>2</sup>] lors de la dernière décennie. Elle est située à (36,72°N 4,05°E), altitude 214 [m] (ville), fuseau horaire (GMT+1) [39], sa géolocalisation est montrée dans la figureIV.7.

La Température min (1,3C°, max 38,3C°), la somme annuelle de l'irradiation globale est de 1767[kWh m<sup>2</sup>], et la somme de l'irradiation normale direct DNI est 1820[kWh m<sup>2</sup>], la somme annuelle de l'irradiation diffuse est de 673[kWh m<sup>2</sup>]. La vitesse du vent est 14,9 [m/s], la moyenne 2,4 [m/s]. [37]



Figure IV.8 : Géolocalisation de la wilaya de Tizi-Ouzou [40].

Le climat de la wilaya de Tizi-Ouzou est de type méditerranéen, la pluviométrie annuelle moyenne de la Wilaya a varié entre (500[mm], 800 [mm]), Les étés sont très chauds, les hivers sont doux et pluvieux, l'ensoleillement est très élevé.

#### IV.3.1.2 Wilayad'El Oued (El Meghair)

La wilaya d'El Oued est située au nord-est du Sahara algérien. Elle est délimitée :

- au nord, par les wilayas de Tébessa et Khenchela
- au nord et au nord-ouest par la wilaya de Biskra
- au sud et au sud-est par la wilaya de Ouargla
- et à l'est par la Tunisie.

Sa superficie est de 54 573 [km<sup>2</sup>] elle se situe à (33,18°N 5,47°E), altitude 252[m] (ville) fuseau horaire (GMT+1) [39] , sa géolocalisation est montrée dans la **figure IV.9**.

La Température (min 2,5C°, max 48,0C°), la somme annuelle de l'irradiation globale est de 2141[kWh m<sup>2</sup>], et la somme de l'irradiation normale direct DNI est 2635[kWh m<sup>2</sup>], la

somme annuelle de l'irradiation diffuse est de  $516 [kWh m^2]$ . La vitesse du vent est  $10,7 [m/s]$ , et sa moyenne  $2,1 [m/s]$ . [37]



Figure IV.9 : Géolocalisation de la wilaya d'El Oued[40].

### IV.3.2 Données météorologiques

A l'aide du logiciel Météonorm, on peut obtenir des données météorologiques de n'importe quel site géographique sur la terre, en effet pour notre étude on a inséré les données géographiques dans le logiciel, que nous avons présentés dans le tableau IV.1 et indiquées sur la figure IV.10.

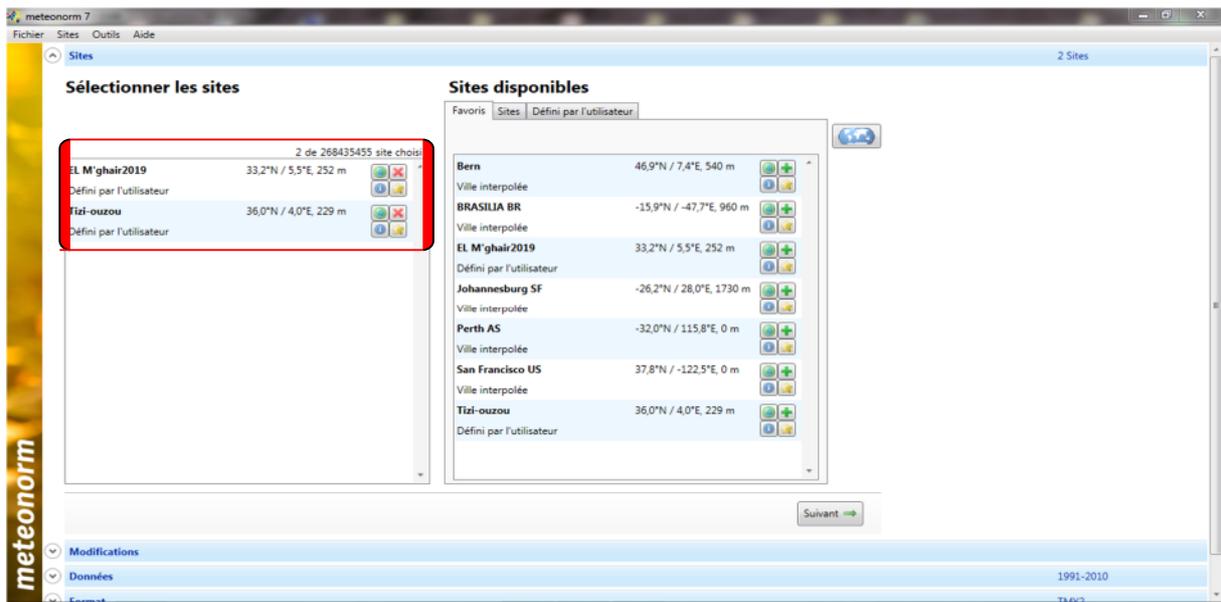


Figure IV.10 : Fenêtre du logiciel Météonorm [38].

**Tableau IV.1:** Données géographiques des deux sites[39].

Site	Latitude	Longitude	Altitude[m]
Tizi-Ouzou	36,72N	4,05E	214
El Meghair (El oued)	33 ,18N	5,47E	252

## IV.4 Dimensionnement de la mini-centrale

### IV.4.1 Collecteur

On a choisi un collecteur de type LS-2 Cermet Vacuum (commercial) d'après la liste des collecteurs disponibles dans Greenius (commercial), dont les caractéristiques sont données dans le tableau IV.2 et la figure IV.11.

**Tableau IV.2:** Paramètres du collecteur LS-2 Cermet Vacuum [37]

Paramètre	Valeur
Longueur du collecteur	47,1[m]
Longueur focale	1,84[m]
Zone miroir effective	235[m <sup>2</sup> ]
Ouverture du collecteur	5[m]
Diamètre extérieur du tube absorbeur	0,0655[m]
La masse volumique spécifique de l'absorbeur	2[kg/m]
La capacité thermique de l'absorbeur	0,121[Wh/kgK]
Rendement optique nominal	71,5%

L'efficacité du collecteur est calculée sur la base de la formule empirique suivante [41] :

$$\eta_{\text{collecteur}} = K \cdot \eta_{\text{opt},0} \cdot \eta_{\text{net}} - \left( K \cdot b_0 \cdot \Delta T + \frac{b_1 \cdot \Delta T + b_2 \cdot \Delta T^2 + b_3 \cdot \Delta T^2 + b_4 \cdot \Delta T^4}{\text{DNI}} \right) \quad \text{IV.1}$$

Les paramètres  $b_i$  définissant les pertes de chaleur des tubes récepteurs sont estimés à partir de données expérimentales, de fiches techniques de fabricants ou de la littérature.

$\eta_{\text{opt},0}$  est le rendement du collecteur optique à l'angle d'incidence  $\theta = 0$

$K$  exprime la dépendance du rendement optique  $\eta_{\text{opt},0}$  à l'angle d'incidence du rayonnement solaire et donc à la position du soleil. Dans les systèmes à deux axes de poursuite,  $K$  est égal à 1 car  $\theta = 0$  est toujours valable. Pour les capteurs cylindro-paraboliques,  $K$  est défini par :

$$K = IAM \cdot \cos \theta \quad \text{IV.3}$$

Où  $IAM$  désigne le modificateur d'angle d'incidence qui est déterminé à l'aide d'une formule empirique :

$$IAM = 1 - \frac{a_1 \cdot \theta + a_2 \cdot \theta^2 + a_3 \cdot \theta^3}{\cos \theta} \quad \text{IV.4}$$

Avec les paramètres  $a_i$  qui doivent être fournis par l'utilisateur.

La différence de température dans cette équation est définie comme la différence entre la température ambiante et la température moyenne arithmétique entre l'entrée et la sortie du collecteur [41]:

$$\Delta T = \frac{T_{\text{champ solaire,entr}} + T_{\text{champ solaire,sort}}}{2} - T_{\text{amb}} \quad \text{IV.5}$$

Les autres paramètres des composants définissent les dimensions du capteur et le comportement thermique qui est utilisé pour le calcul des effets causés par l'inertie thermique du champ solaire.

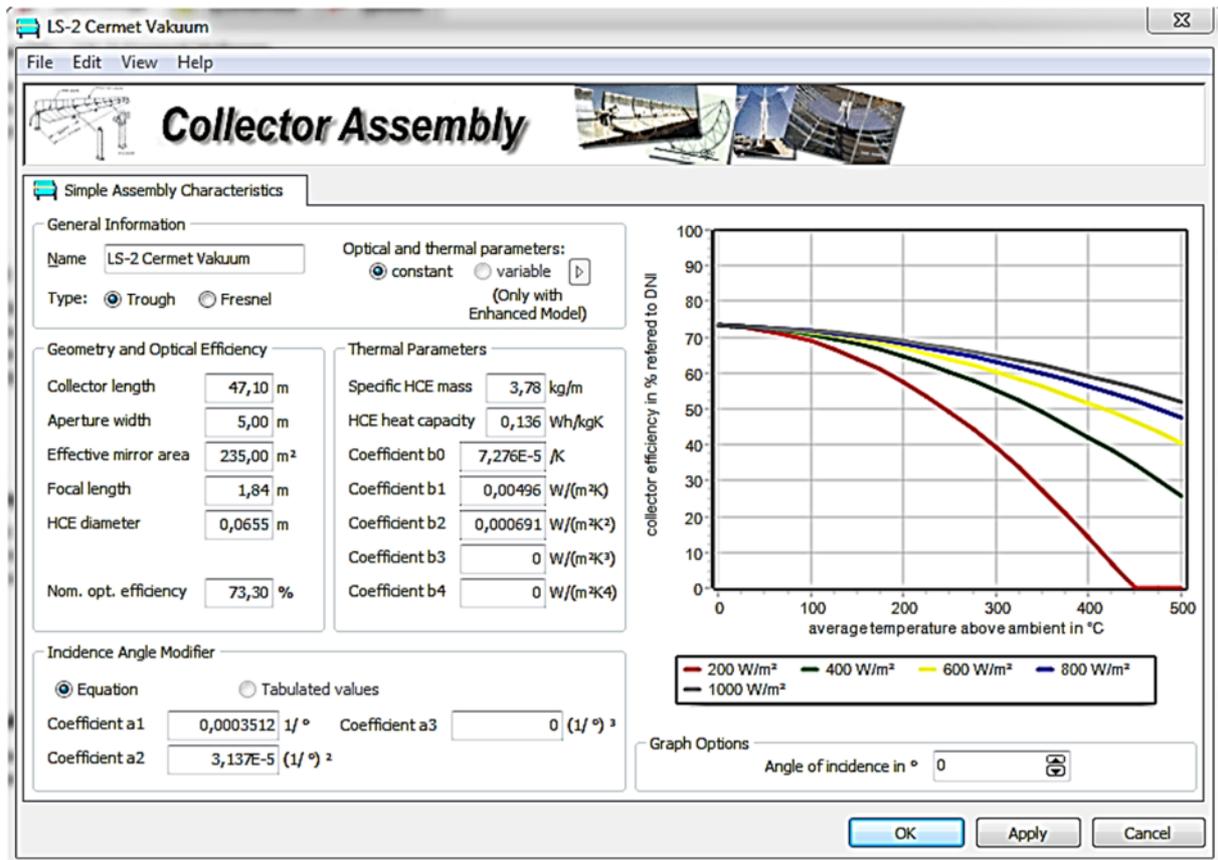


Figure IV.11: Fenêtre Greenius du collecteur LS-2 Cermet Vacuum [37].

## IV.4.2 Champ solaire

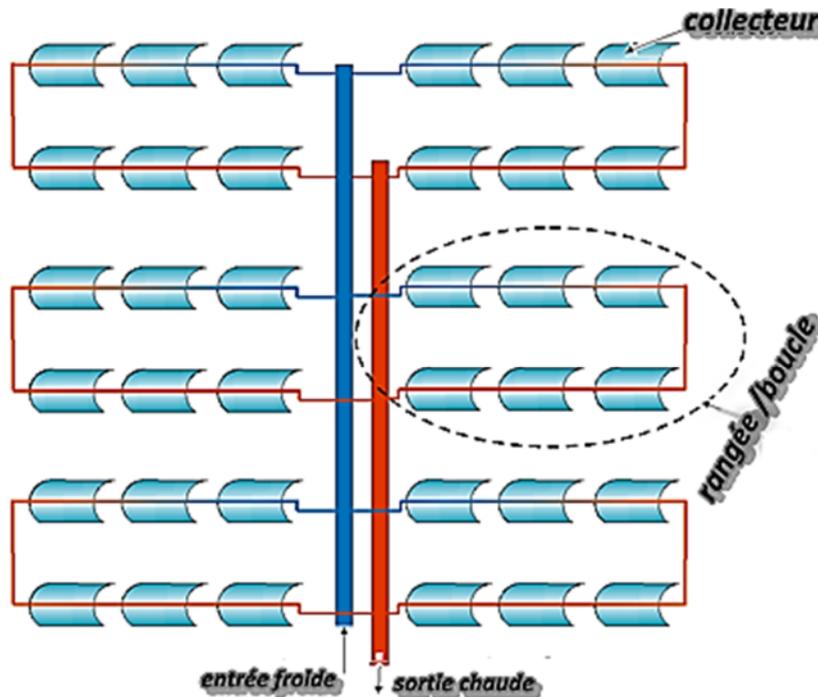
Le champ solaire est composé de collecteurs solaires cylindro-parabolique connectés entre eux en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle, par ailleurs nous avons dimensionné le champ solaire selon :

- La température du fluide de transfert en sortie.
- La puissance désirée (tout dépend des besoins du site et de l'ORC).

Les valeurs d'entrée pour Nombre de lignes dans le champ et Nombre de capteurs/rangée (boucle) définissent la taille du champ solaire.

La figure suivante montre la signification de ces paramètres. Les rangées désignent un groupe de collecteurs connectés en série entre le collecteur froid et le collecteur chaud. C'est ce qu'on appelle souvent une boucle lorsqu'on examine la conception par défaut du champ solaire H.

En particulier pour les champs solaires de chaleur industrielle, la disposition d'une rangée peut différer considérablement d'une boucle comme celle illustrée dans la figure IV.12 [41].



**Figure IV.12:** configuration du champ solaire Nombre de capteurs/ligne (boucle) [41].

Le tableau IV.3 suivant indique les caractéristiques du tube en acier sans soudure utilisé dans le dimensionnement du champ solaire pour les deux sites tels que : le diamètre et la masse spécifique.

**Tableau IV.3 :** Caractéristiques de la tuyauterie utilisé dans le champ solaire des deux sites[41].

Diamètre nominal du tuyau [pouce]	Diametre nominal [mm]	Diametre extérieur [mm]	Epaisseur de la paroi [mm]	Diametre intérieur [mm]	Masse spécifique [kg/m]
2	50	60,3	3,91	52,48	5,44

Le paramètre de dégradation est un moyen simple de prendre en compte les pertes de performance du champ solaire sur la durée de vie sans simuler chaque année de fonctionnement. Au lieu de cela, la production de chaleur et d'électricité solaire au cours de l'année  $i$  de fonctionnement est calculée en utilisant

Equation [41]:

$$Q_i = Q_{toy} \cdot (1 - x_{degradation})^i \quad (IV.6)$$

Où :

$x_{degradation}$  : est le paramètre de dégradation défini par l'utilisateur sous la forme

$Q_{toy}$ : est la production d'électricité ou de chaleur de l'année de fonctionnement type simulée.

Les parasites du champ solaire pour un fonctionnement hors conception sont alors calculés en mettant à l'échelle ces parasites nominaux avec le rendement réel du champ solaire.

$$Pel, ch, sol = Pel, champssolaire, nom \left( \frac{Q_{sort, champssolaire}}{Q_{sort, champssolaire, nom}} \right)^2 \quad (IV.7)$$

#### IV.4.2.1 Site de Tizi-Ouzou

A base de la consommation électrique relevée pour un foyer ordinaire sur les factures de Sonelgaz du 3<sup>ème</sup> trimestre qui de l'ordre de 1524[kWh/th], ceci dit le foyer est équipé des appareils électroménagers ;

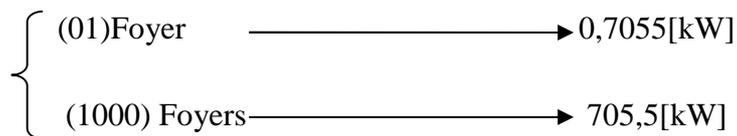
-téléviseur(02)-climatiseur(02)-chauffage(01)/chauffe bain(01)-machine à laver(01)-résistance électrique(01)-fer à repasser(01)-réfrigérateur(01)-Ampoules-séchoir(01), autres.

Nous avons dimensionné notre champ solaire.

Calcul et conversion :

$$\frac{1524[kWh]}{90[jours]} = 16,93[kWh]/ [jours] \tag{IV.8}$$

$$\frac{16,93[kWh]}{24[h]} = 0,7055[kW] \tag{IV.9}$$



$$705.5 [kW] \longrightarrow 0,7055[MW]$$

Avec cette puissance de 0,7055[MW] nous avons choisis un cycle de puissance(ORC) de type TD10 CHP(h) dans la fiche technique fournis par l'entreprise TURBODEN.

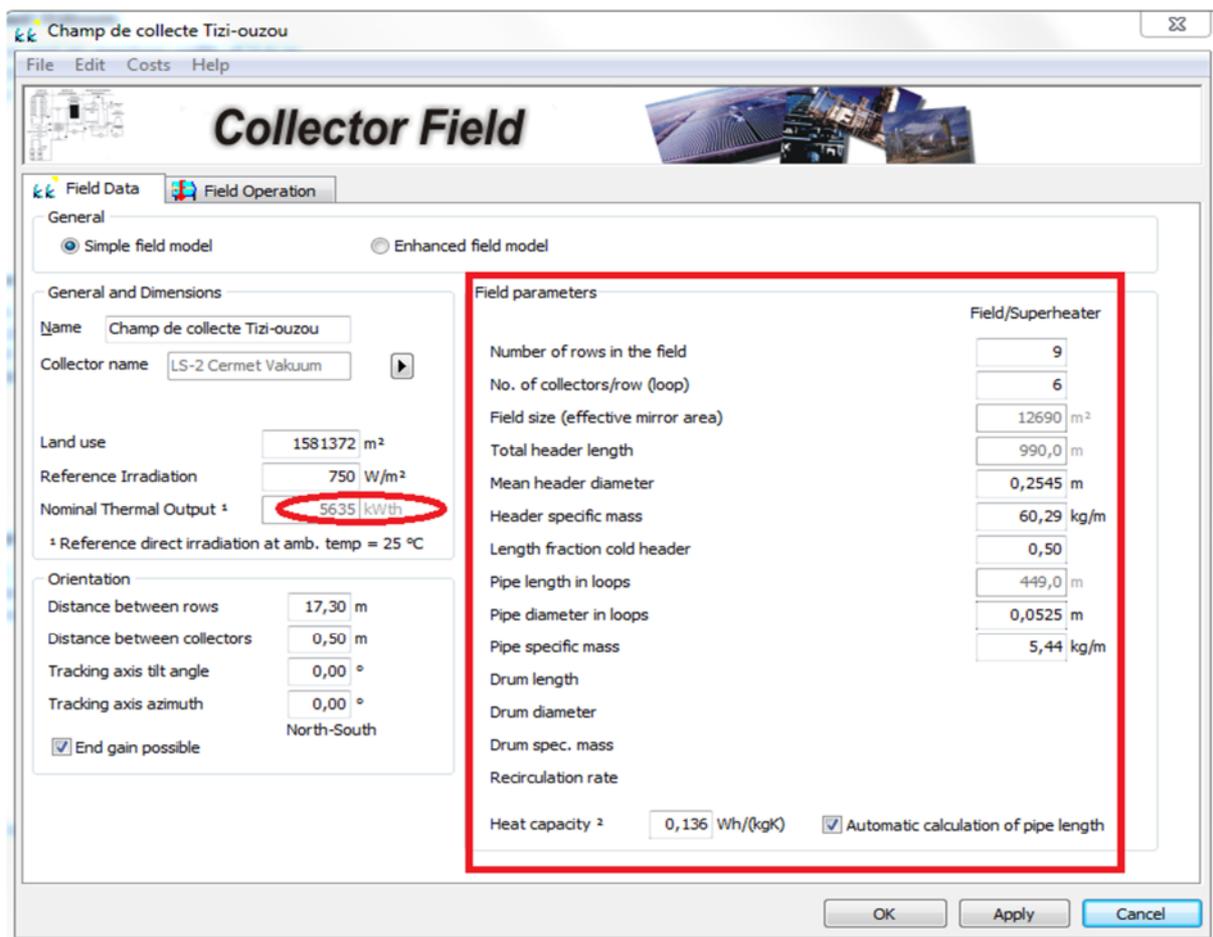


Figure IV.13 : Fenêtre Greenius avec les paramètres du collecteur de Tizi-Ouzou[37].

IV.4.2.2 Site d'ElOued (El Meghair)

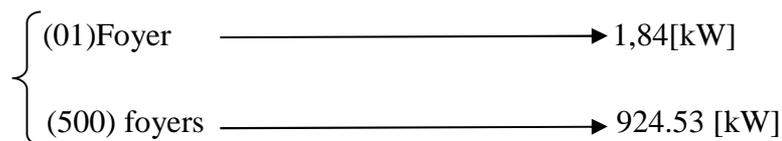
À base de la consommation électrique relever pour un foyer ordinaire sur les factures de SONALEGAZ du 3<sup>ème</sup> trimestre qui de l'ordre de 3994[kWh/th], ceci dis le foyer est équipé des appareils électroménagers ;

-téléviseur(03)-climatiseur(03)-machine à laver(03)-résistance électrique(01)-réfrigérateur(03)-Ampoules-autres.

Calcul et conversion :

$$\frac{3994[kWh]}{90[jours]} = 44,37[kWh]/ [jours] \tag{IV.10}$$

$$\frac{44,37[kWh]}{24[h]} = 1,84[kW] \tag{IV.11}$$



$$924,53[kW] \longrightarrow 0,924[MW]$$

Avec cette puissance de 0,924[MW] nous avons choisit un cycle de puissance(ORC) de type TD10 CHP(h) dans la fiche techniques fournis par l'entreprise TURBODEN. (voir figure IV.13).

Turboden standard units

ORC UNIT		TD 3 CHP	TD 7 CHP	TD 8 HRS	TD 10 CHP (h)	TD 12 HRS (h)	TD 14 CHP	TD 22 CHP
Operation mode		CHP	CHP	POWER ONLY	CHP	POWER ONLY	CHP	2.20
Gross power output (a)	MW	0.35	0.70	0.80	1.10	1.20	1.35	0.10
Auxiliary power consumption (b)	MW	0.02	0.04	0.03	0.05	0.05	0.05	2.10
Net power output (c)	MW	0.33	0.66	0.77	1.05	1.16	1.30	19.5%
Gross efficiency	%	16.5%	20%	24%	21%	25%	21%	18.6%
Net efficiency	%	15.3%	19%	23%	20.1%	24%	20.1%	305 / 245
Thermal oil inlet / outlet temperature (d)	°C	310 / 250	310 / 250	310 / 205	313 / 253	305 / 206	310 / 250	11.30
Thermal power input	MW	2.15	3.50	3.33	5.25	4.82	6.45	60 / 90
Cooling water inlet / outlet temperature (e)	°C	60 / 80	60 / 80	25 / 35	60 / 80	25 / 35	25 / 35	9.02
Thermal power to cooling water	MW	1.75	2.78	2.53	4.13	3.61	5.05	15.0
Ambient air temperature (f)	°C	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	42,541
Estimated yearly biomass consumption (g)	ton/year	8,094	13,176	12,549	19,765	18,146	24,282	2.20

ORC UNIT		TD 24 HRS	TD 35 HR	TD 50 CHP	TD 50 HRS	TD 100 CHP	TD 100 HRS	TD 180 HRS
Operation mode		POWER ONLY	POWER ONLY	CHP	POWER ONLY	CHP	POWER ONLY	POWER ONLY
Gross power output (a)	MW	2.41	3.50	5.00	5.00	10.00	10.00	18.00
Auxiliary power consumption (b)	MW	0.05	0.30	0.33	0.38	0.67	0.73	1.30
Net power output (c)	MW	2.36	3.20	4.67	4.62	9.33	9.27	16.70
Gross efficiency	%	25%	24.5%	21.7%	27.7%	21.7%	28%	28%
Net efficiency	%	24.4%	22.5%	20.2%	25.6%	20.2%	26%	26%
Thermal oil inlet / outlet temperature (d)	°C	310 / 212	310 / 115	315 / 200	315 / 180	315 / 200	315 / 180	315 / 180
Thermal power input	MW	9.64	14.30	23.04	18.05	46.08	35.71	64.29
Cooling water inlet / outlet temperature (e)	°C	25 / 35	N/A	60 / 80	N/A	60 / 80	N/A	N/A
Thermal power to cooling water	MW	7.23	N/A	18.15	N/A	36.29	N/A	N/A
Ambient air temperature (f)	°C	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Estimated yearly biomass consumption (g)	ton/year	36,277	N/A	86,739	67,955	173,481	134,454	242,017

Figure IV.13 : fiche technique de TURBODEN [42].

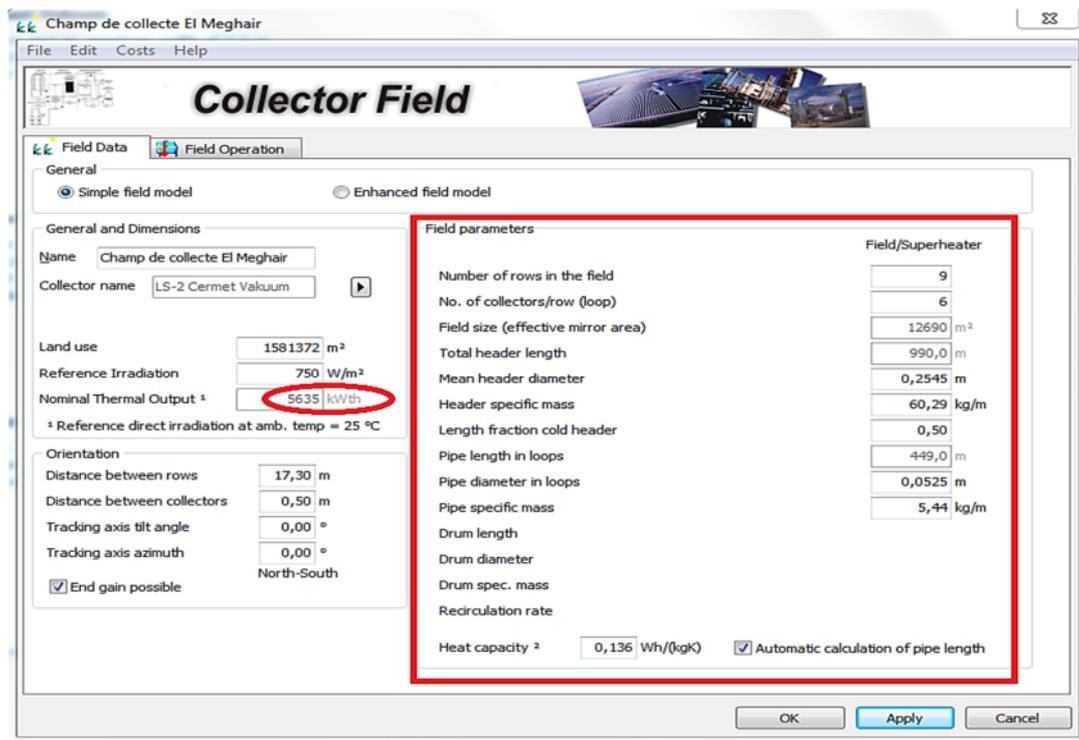


Figure IV.14 : Fenêtre Greenius avec les paramètres du collecteur d'El Oued (El Meghair) [37].

**Tableau IV.4** : Données du champ solaire[37].

Site/ paramètres	Puissance thermique nominale [kWh]	Nombres de lignes dans le champ	Nombres de collecteurs /rangée (Boucle)	Température d'entrée du champ [°C]	Température de sortie du champ [°C]
Tizi-Ouzou	5635	9	6	253	313
El Oued (El Meghair	5635	9	6	253	313

#### IV.4.2.3 Fluide de transfert

Nous avons choisi Therminol VP-1 comme fluide de transfert à base de ses propriétés thermodynamiques.

Therminol VP-1 est une huile thermique en phase gaz/liquide à haute température avec une excellente stabilité thermique. Therminol-VP-1 est conçu pour des températures allant jusqu'à 400 [°C] pour les phases gazeuse et liquide d'un système thermique. Une pression statique d'environ 10 [bar] est nécessaire pour travailler en phase liquide à des températures élevées, ses principales propriétés sont données aux Tableau IV.5.

**Tableau IV.5** : Propriétés du Fluide Therminol VP-1 [43]

Caractéristiques	Valeurs
Aspect	Clair, incolore comme l'eau
Composition	Mélange eutectique de 26,5 % de biphenyle et de 73,5% de diphenyle
Température d'ébullition normale	257[°C)
Température maximale du fluide	400 °C]
Température minimale du fluide	15[°C]
Plage d'utilisation optimale (Liquide)	12 [°C]-400 [°C]
Plage d'utilisation optimale (Vapeur)	260 [°C]-400 [°C]

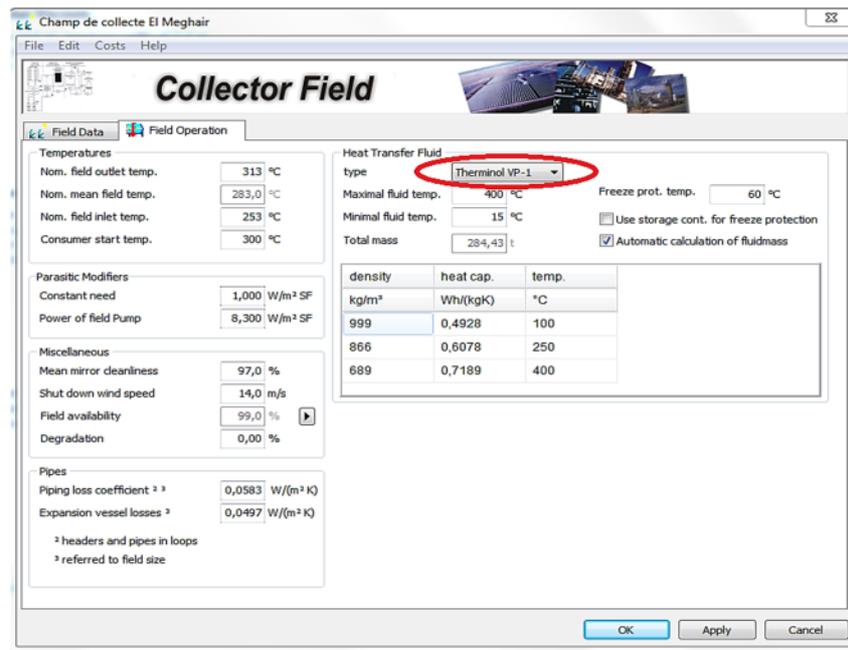


Figure IV.15 : Fenêtre Greenius pour choisir le Fluide caloporteur [37].

## IV.5 Bloc de puissance

### IV.5.1 Cycle ORC

La technologie ORC est semblable à la turbine à vapeur traditionnelle, mais avec une seule différence importante : au lieu d'utiliser de la vapeur d'eau, le système ORC vaporise un fluide organique d'une masse moléculaire élevée, en comparaison aux autres technologies de taille comparable (production de 0.2 à 5 [MW] électriques).

On a choisi une unité commerciale de la société TURBODEN pour le bloc de puissances (voir figure IV.17), cette unité est basé sur un cycle ORC dont leur performances sont données comme de suivants :

- Rendement de la turbine élevé (jusqu'à 85%)
- Stress mécanique de la turbine faible dû à une vitesse périphérique faible
- Faible nombre de tour de la turbine, ce qui permet la liaison directe au générateur électrique sans nécessité de réducteur de tours interposé

- Absence d'érosion des pales de la turbine due à l'absence d'humidité dans les douilles
- Cycle thermodynamique à rendement élevé
- Longue durée de vie
- Et bien d'autres avantages, comme la simplification des procédures de démarrage/arrêt, fonctionnement silencieux, nécessité de maintenance très faible (le temps requis pour faire fonctionner les modules est évalué entre 3 et 5 heures par semaine), bonnes performances à charge partielle (l'installation peut fonctionner facilement jusqu'à 10% de la charge nominale).

En raison de ces avantages, les centrales électriques basées sur la technologie ORC se répandent rapidement dans le monde entier.

Le turbogénérateur ORC (Figure IV.16) utilise de l'huile thermique à température moyenne à élever pour préchauffer et vaporiser un fluide organique approprié dans l'évaporateur (4> 5). La vapeur de fluide organique fait tourner la turbine (5> 6), qui est directement couplée au générateur électrique, résultant en une énergie électrique propre et fiable.

La vapeur d'échappement s'écoule à travers le régénérateur (6> 7), où elle chauffe le liquide organique (2> 3) et est ensuite condensée dans le condenseur et refroidie par le circuit de refroidissement (7> 8> 1). Le fluide organique de travail est ensuite pompé (1> 2) dans le régénérateur et l'évaporateur, complétant ainsi l'opération en cycle fermé.

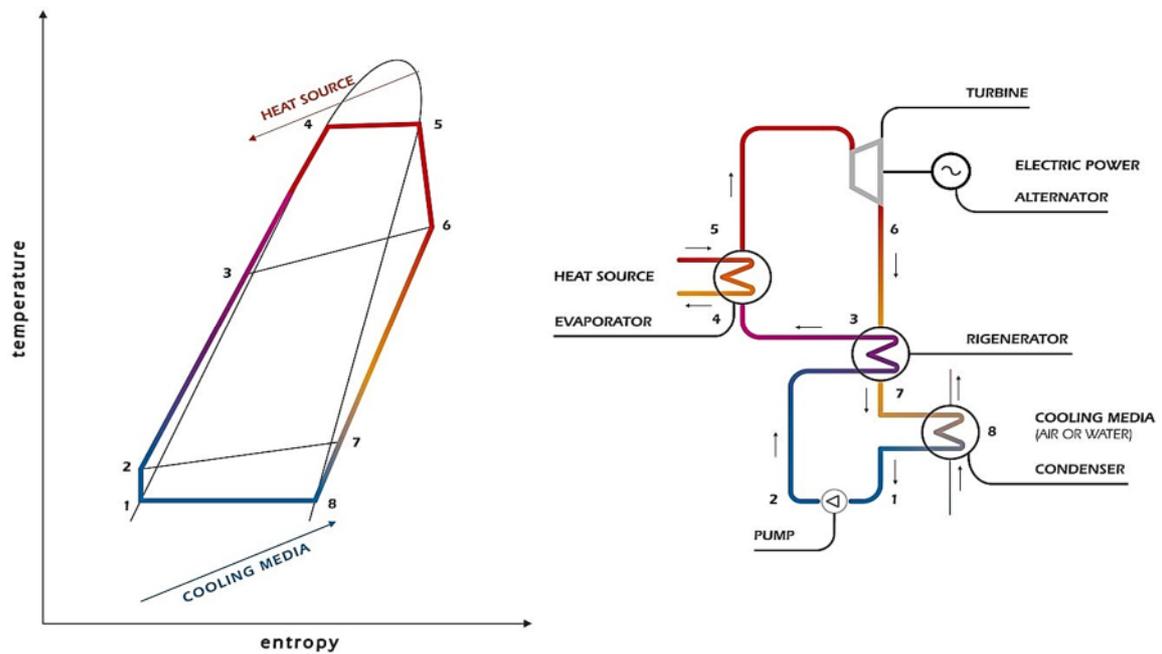


Figure IV.16: Schéma synoptique du cycle ORC[44].

Le Cycle Organique de Rankine (ORC de Turboden) étudié est choisi selon la consommation électrique des sites dans lesquelles nous voulons installer cette mini-centrale. Le cycle ORC est composé de quatre éléments principaux : évaporateur, une pompe, turbine et un condenseur.



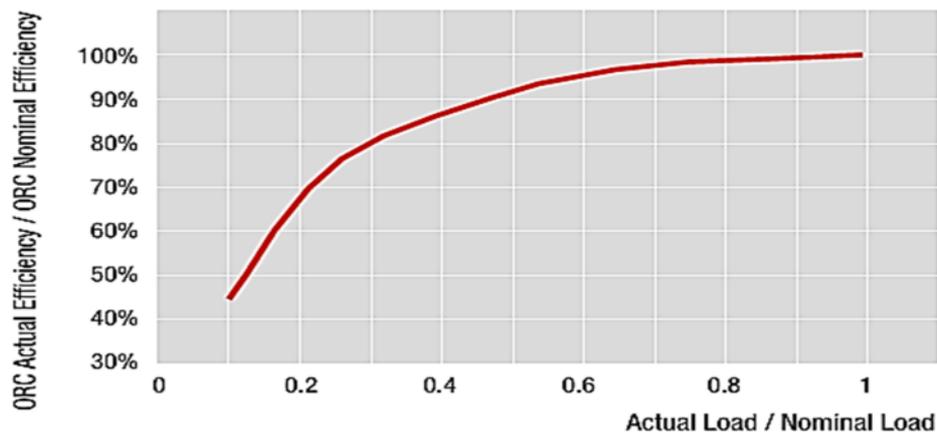
Figure IV.17 : Machine ORC de Turboden[44].

Les caractéristiques de ce cycle sont résumées dans le tableau IV.6 suivant :

**Tableau IV.6** : Caractéristiques de l'ORC Turboden[42].

<b>Mode de fonctionnement</b>	<b>Production d'électricité seulement</b>
Puissance brute [MW]	1,10
Consommation électrique auxiliaire [MW]	0,05
Puissance nette [MW]	1,05
Efficacité brute [%]	21
Efficacité nette [%]	20,1
Température d'entrée / sortie d'huile thermique [°C]	313/ 253
Puissance thermique absorbée [MW]	5,25
Température d'entrée / sortie d'eau de refroidissement [°C]	60/ 80
Puissance thermique à l'eau de refroidissement [MW]	4,13
Température de l'air ambiant [°C]	15
Estimation de la consommation annuelle de biomasse [Tonne/an]	19,765

La figure IV.18 représente la courbe caractéristique de la machine, donnée par la compagnie italienne TURBODEN (le leader mondial dans la conception, la fabrication et le service des turbogénérateurs à cycle organique de Rankine), afin de prédire le rendement dans la turbine à charge partielle.



**Figure IV.18** : Efficacité de la charge partielle de l'ORC[44].

Pour pouvoir calculé la puissance électrique produite par la cycle ORC nous avons exploité la fonction *curve fit* (courbe de tendance) sur EES pour déterminer une équation de la sixième ordre éqt (IV.12). Cette équation nous permet de déterminer la variation de rapport du rendement thermique réelle sur le rendement thermique nominal ( $\eta$ ) en fonction de rapport de la charge thermique réelle (puissance thermique réelle) sur la charge thermique nominale (puissance thermique nominale) ( $x$ ) voir figure IV.18 ;

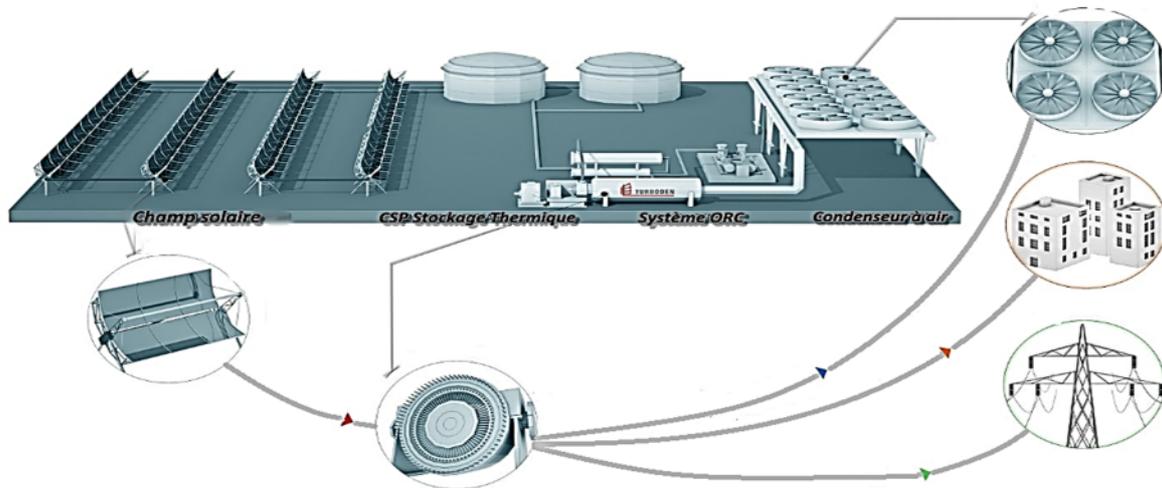
$$\eta = -1,58394 + 588,19 \cdot x - 1648,84 \cdot x^2 + 2489,13 \cdot x^3 - 1825,34 \cdot x^4 + 420,708 \cdot x^5 + 78,3251 \cdot x^6 \quad (\text{IV.12})$$

Où :

$$\eta = \frac{\eta_{th}}{\eta_{th\_n}} \quad (\text{IV.13})$$

$$x = \frac{P_{th}}{P_{th\_n}} \quad (\text{IV.14})$$

## CENTRALE SOLAIRE A CONCENTRATION



**Figure IV.19** : Couplage de la machine ORC Turboden avec un champ solaire cylindro-parabolique [44].

Les données d'entrée et sortie de la machine **TURBODEN (cycle ORC)**:

- ✓ Température d'entrée 313 [°C]
- ✓ Température de sortie 253 [°C]
- ✓ Rendement thermique nominale de 21%
- ✓ La puissance thermique nominale égale à 5250[kWh/th]

A la base de ces données nous pouvons dimensionner le champ solaire cylindro-parabolique, ainsi que le débit massique nominal pour produire la puissance thermique nominale nécessaire de 5635[kW] thermique.

## IV.6 Stockage

Pour les installations des deux sites, nous avons annulé l'option de stockage d'énergie, comme il est déjà indiqué sur la figure IV.19

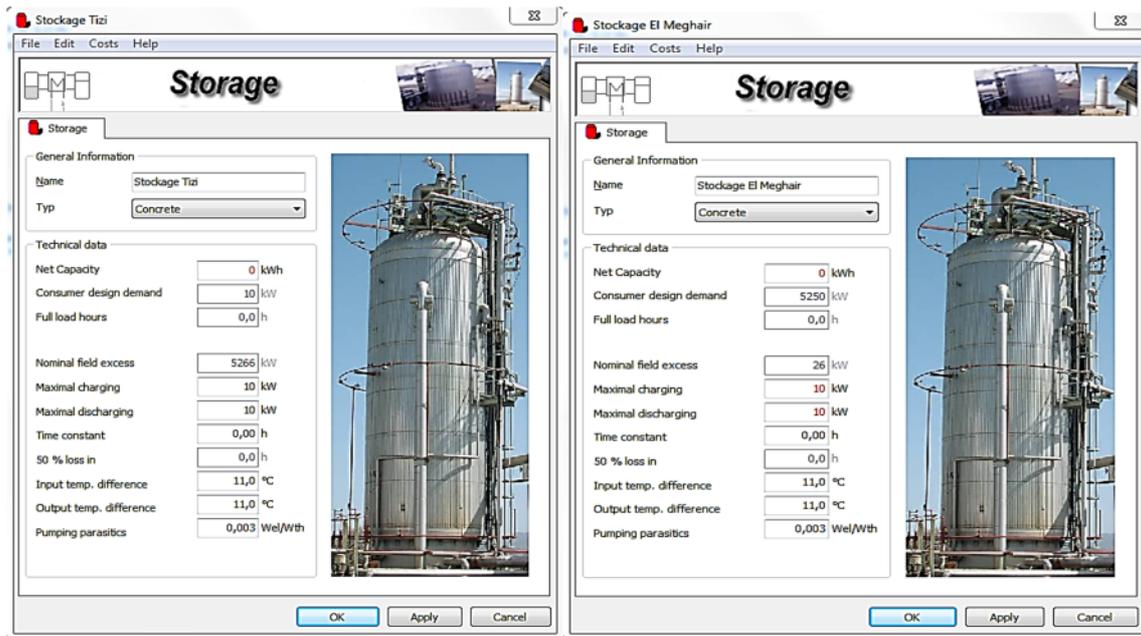


Figure IV.19 : Fenêtre du stockage pour les deux sites [37]

### IV.7 L'hybridation

Dans notre simulation pour les deux sites à savoir Tizi-Ouzou et El Meghair, nous avons ajouté à notre installation un système d'appoint (Boiler) à base du gaz naturel, comme c'est indiqué sur la figure IV.20 et leurs rôle principale est d'assurer une production continue quand y a moins de rayonnement solaire ou bien durant la nuit.



Figure IV.20 : Fenêtre du système d'appoint (Boiler) pour les deux sites [37].

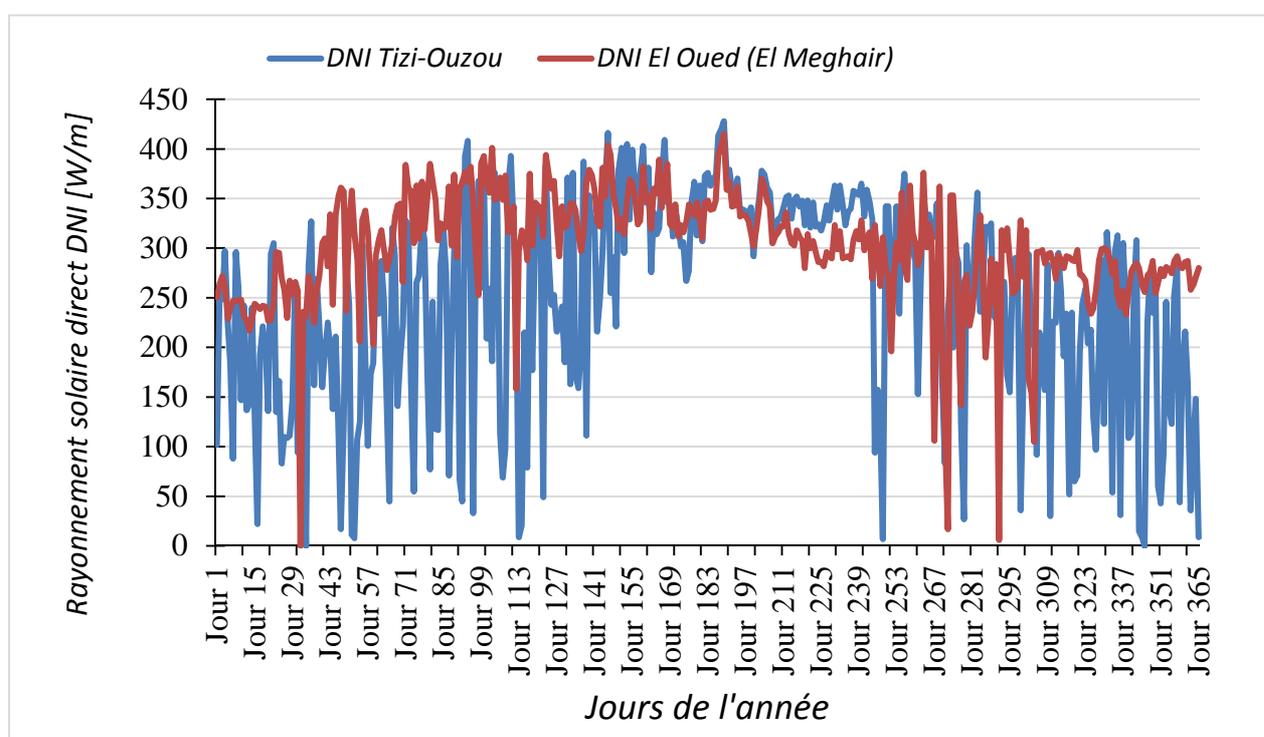
## IV.8 Résultats et interprétations

Dans cette partie, nous présentons les résultats de simulation d'une mini centrale solaire, pour plusieurs conditions de travail et sous différentes conditions climatiques (site de tiziouzou et el mehair) .on a choisis de comparé les deux sites pour une centrale avec et sans hybridation.

### IV.8.1 Données Météorologiques

#### IV.8.1.1 Rayonnement normal direct (DNI)

La figure IV.21 nous montre la variation de l'irradiation normale directe (DNI) en fonction des jours de l'année pour les deux sites étudiés.



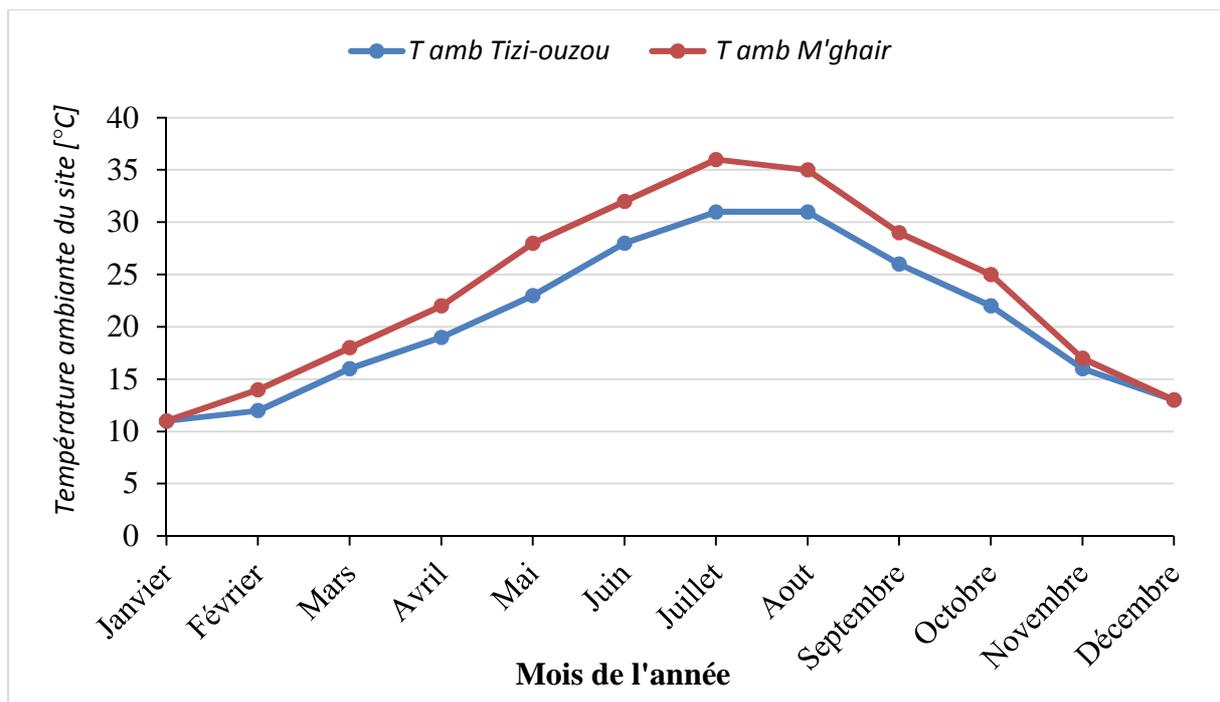
**Figure IV.21** : Variation de l'éclairement directe normale DNI (rayonnement solaire direct) pendant une année pour le site de Tizi-Ouzou et El Meghair.

On observe un rayonnement solaire direct important en fonction des jours de l'année pour le site de elmeghair, et on enregistre une valeur maximale de  $415 [W m^2]$  le 189<sup>ème</sup> jour (8 juillet). Par ailleurs on constate un DNI presque stable à partir du 73<sup>ème</sup> jour (14 Mars) jusqu'au 249<sup>ème</sup> jour (6 Septembre).

Par contre la variation du rayonnement à de Tizi ouzou est considérable de 139<sup>ème</sup> jour (19 Mai) jusqu'au 244<sup>ème</sup> jour (1er Septembre), et en dehors de cet intervalle le DNI est faible. La valeur maximale enregistrée pour ce site est de 428[W m<sup>2</sup>]le 189<sup>ème</sup> jour qui correspond au 8 juillet.

#### IV.8.1.2 Températures ambiantes (Tamb)

La figure IV.22 nous illustre la variation des températures ambiantes annuelles des deux sites. Pour le site de EL 'Meghair on constate une variation progressive de température de 11,2[°C] jusqu'à ce qu'elle atteigne sa température maximale de 35,4[°C] le mois de juillet, en quelque peu elle reste constante jusqu'au mois d'Aout, puis elle décroît jusqu'à 12,7[°C] enregistrée au mois de décembre, par contre à Tizi-Ouzou on remarque une variation de température entre 11[°C] et 31[°C].



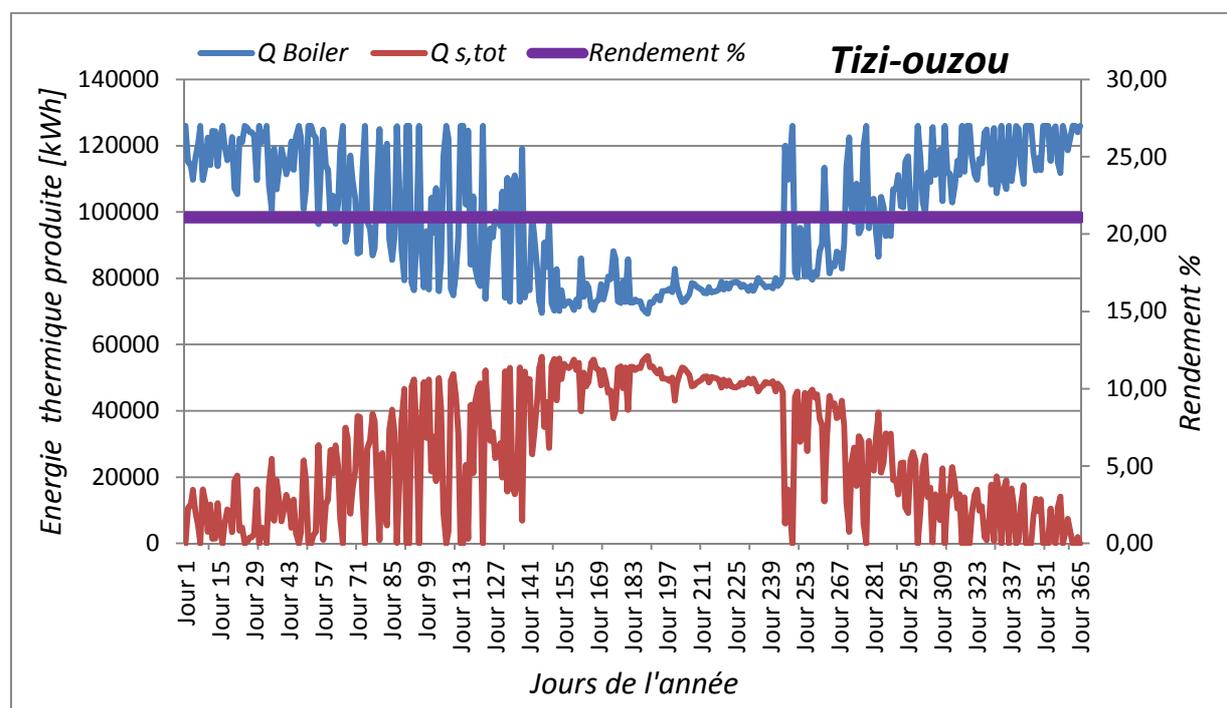
**Figure IV.22 :** Variation des températures ambiantes pendant une année pour le site de Tizi-Ouzou et EL Meghair.

## IV.8.2 Simulation avec hybridation

### IV.8.2.1 Quantité de chaleur produite par le champ solaire

Les figures IV.23 et IV.24 illustrant la variation de la quantité de chaleur produite par le champ solaire et le boiler qui compense la faible production thermique lorsque les jours sont moins ensoleillés.

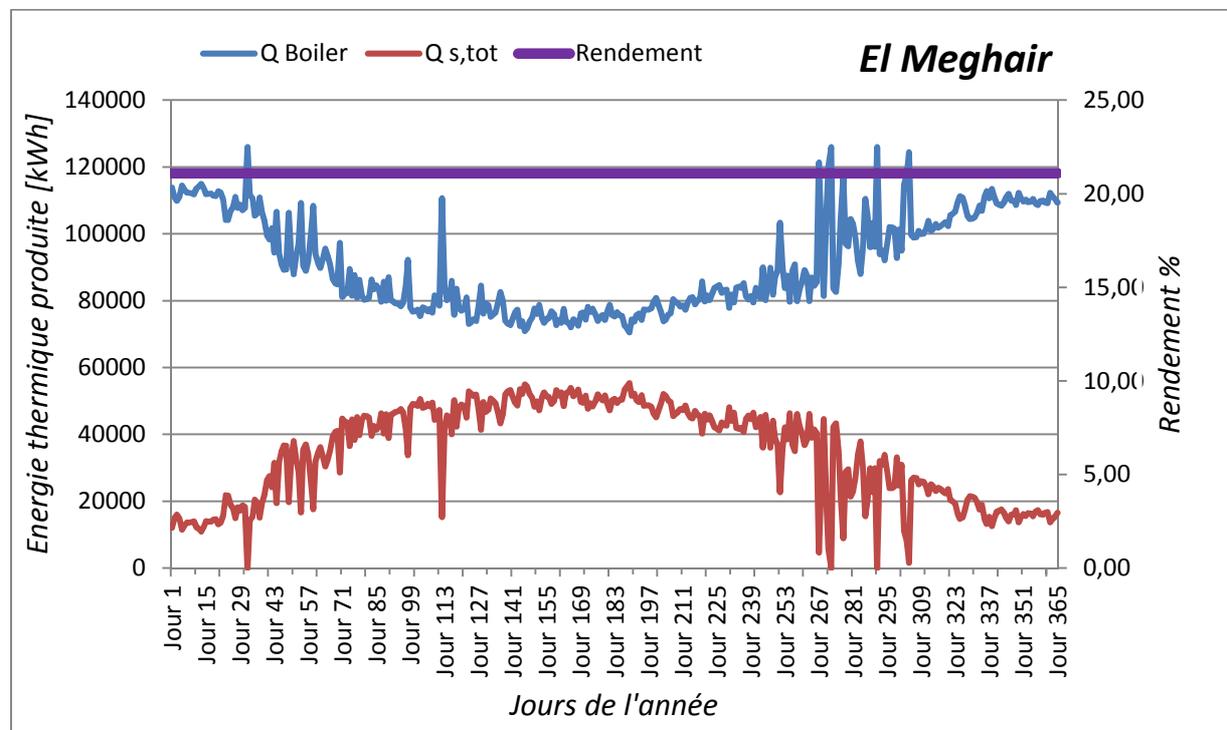
Pour le site de Tizi-Ouzou on constate que la production du champ solaire est importante à partir du 139<sup>ème</sup> jour (19 Mai) jusqu'au 244<sup>ème</sup> jour (1 Septembre), dont la production maximale de chaleur produite par le champ est enregistrée au 189<sup>ème</sup> jour (8 juillet) avec une production de 56533[kWh]. Avec une quantité de chaleur fournie par boiler de 69467[kWh]. Par conséquent dans cette plage [139j ; 244j] qu'on enregistre une faible production thermique du champsolaire, dont la quantité chaleur fournie par l'auxiliaire est importante (max= 126000 [kWh]). Cela est dû à la faible intensité d'irradiation solaire directe dans cet intervalle.



**Figure IV.23** : Variation de quantité de la chaleur produite par le champ solaire et le rendement obtenue en fonction des jours de l'année à Tizi-Ouzou

Par contre pour le site d'El Oued (El Meghair) la production maximale du champ solaire est importante et stable entre le 73<sup>ème</sup> jour (14 Mars) et le 249<sup>ème</sup> jour (6 Septembre), dont elle

atteigne son maximum le 189<sup>ème</sup> jour (8 juillet) avec une production de 55401 kWh avec une production de l'ordre de 70599 [kWh] par le boiler. Cela est dû à l'intensité d'irradiation solaire directe importante enregistrer dans cet intervalle.



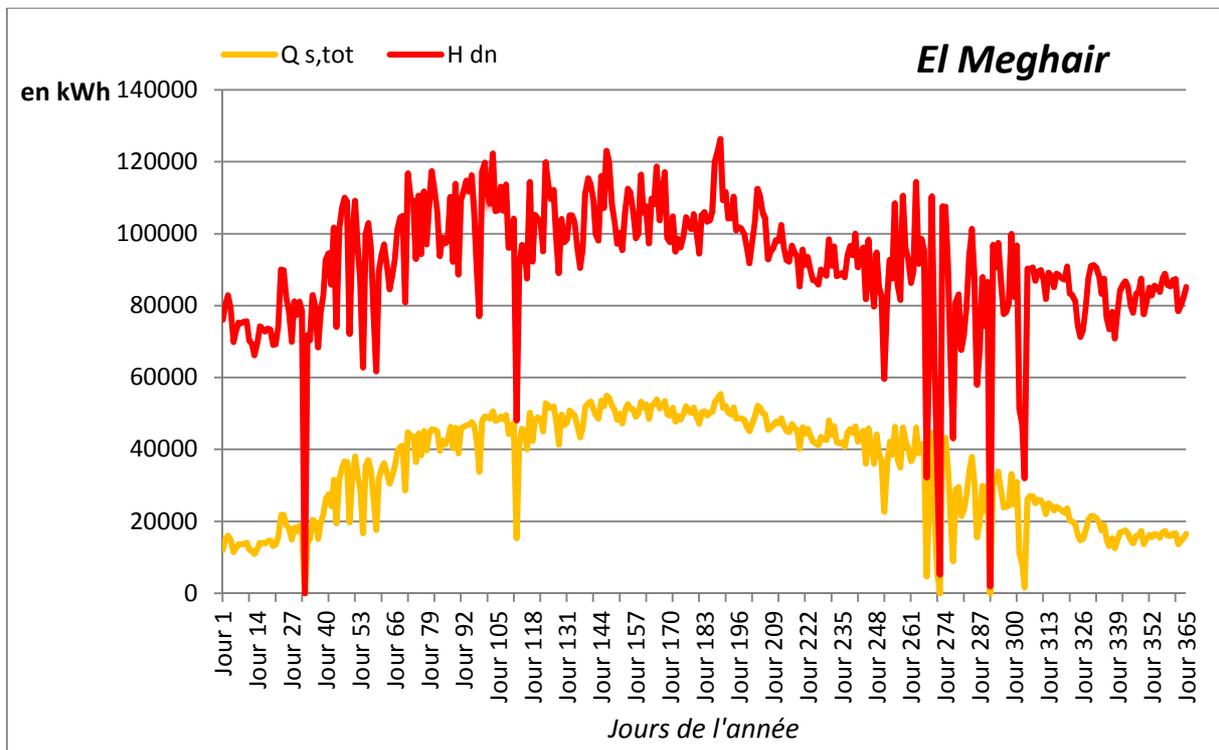
**Figure IV.24** : Variation de quantité de chaleur produite par le champ solaire et le rendement obtenue en fonction des jours de l'année à El Oued (El Meghair).

Notons également, la stabilité du rendement a une valeur de 21% en fonction de la production thermique de notre cycle pour les deux sites (Tizi-ouzou et El Oued) soit une valeur de 126 000[kWh], ce rapport est égal au rendement du cycle ORC (Turboden) choisi pour l'étude.

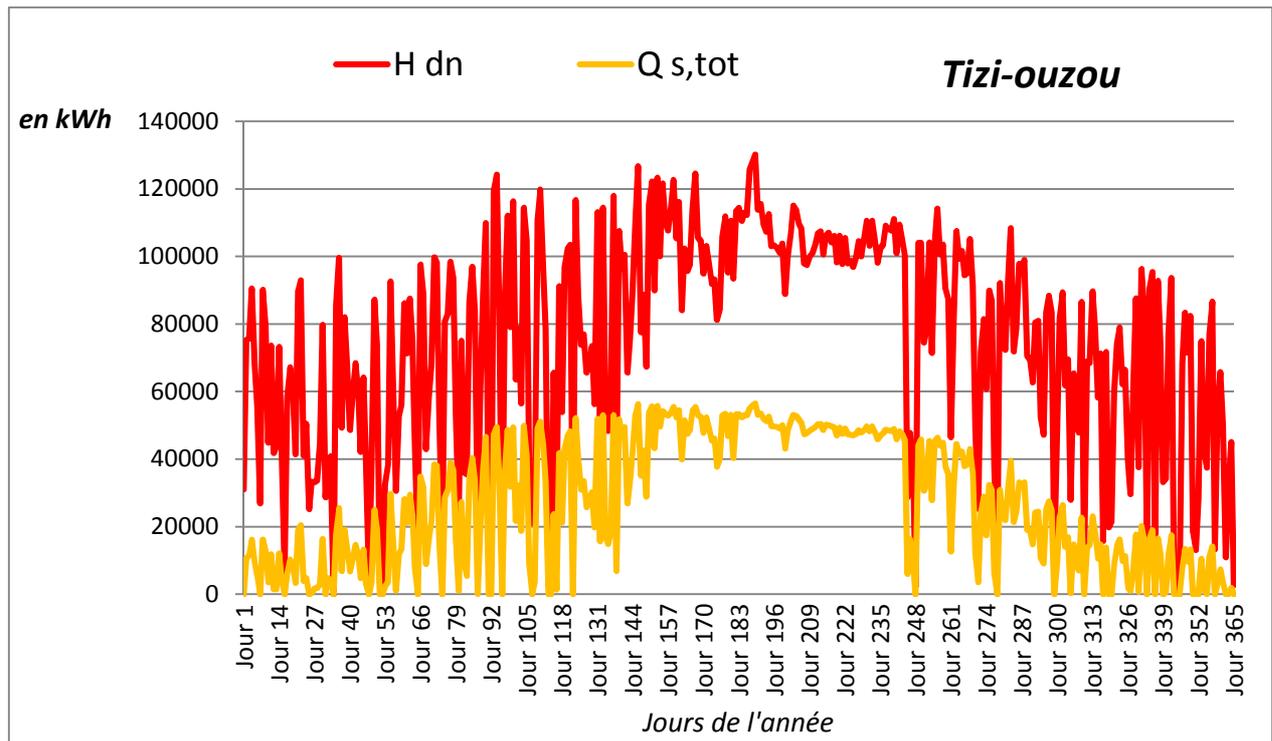
A travers l'analyse des résultats obtenus pour le site de Tizi-ouzou et El Oued, on constate l'activité du boiler à Tizi-ouzou est très répandue par rapport à celle d'El Meghair, et cette augmentation de l'activité est due aux taux d'ensoleillement(DNI) reçus par chacun des deux sites.

Les figures IV.25 et IV.26 représentent les variations de la quantité de chaleur thermique produite par le champ et le rayonnement solaire direct recue par les collecteurs (Hdn) en fonction des jours de l'année, par ailleurs on constate pour les deux sites que la variation de la quantité de chaleur produite ( $Q_{s,tot}$ ) est proportionnelle avec celle de H dn. Dont la valeur

maximale est enregistrée le 189eme jour avec 126380[kWh]. Et celui de Tizi ouzo est de 130212 [kWh] enregistrer dans la même journée. Dont la quantité de chaleur récupérer à la sortie ( $Q_{s,tot}$ , tot) dépend de la quantité solaire de l'énergie solaire capter par le collecteur sans pertes optiques, mais on remarque que la stabilité de production est plus importante à EL Meghair comparée à celle de Tizi-Ouzou.



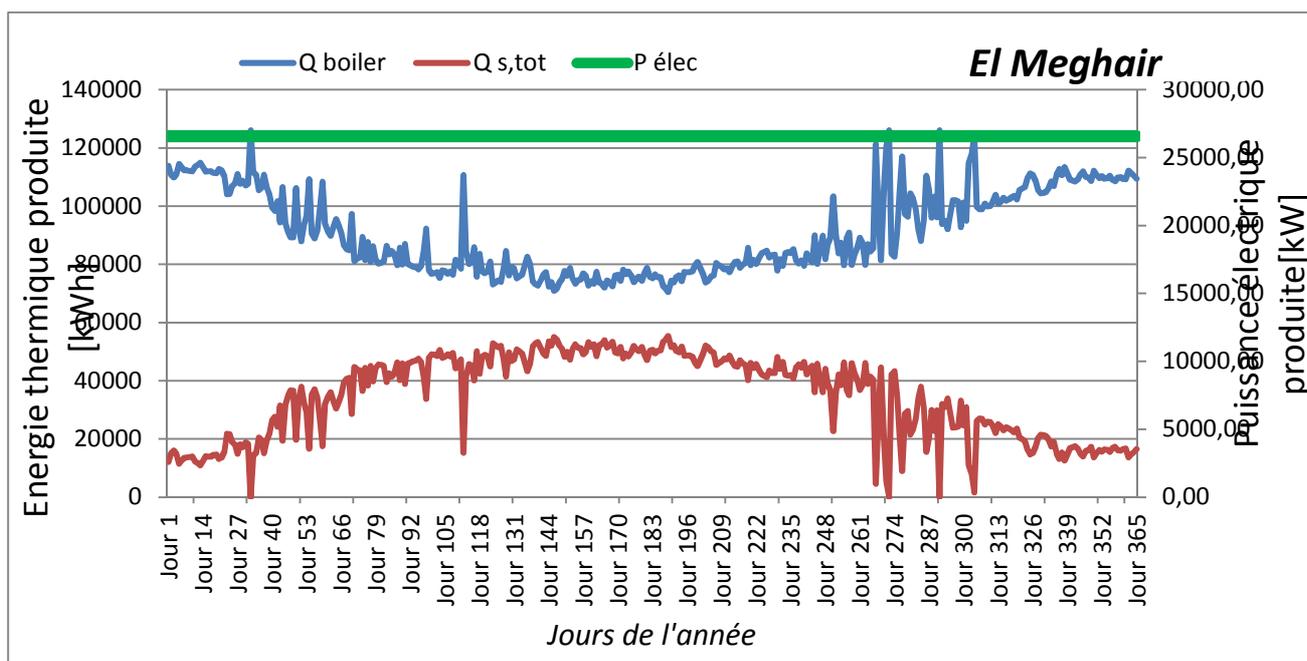
**Figure IV.25** : variation de la quantité de chaleur solaire sans pertes ( $H_{dn}$ ) et la production thermique à la sortie du champ solaire ( $Q_{s,tot}$ ) en fonction des jours de l'année à El Meghair.



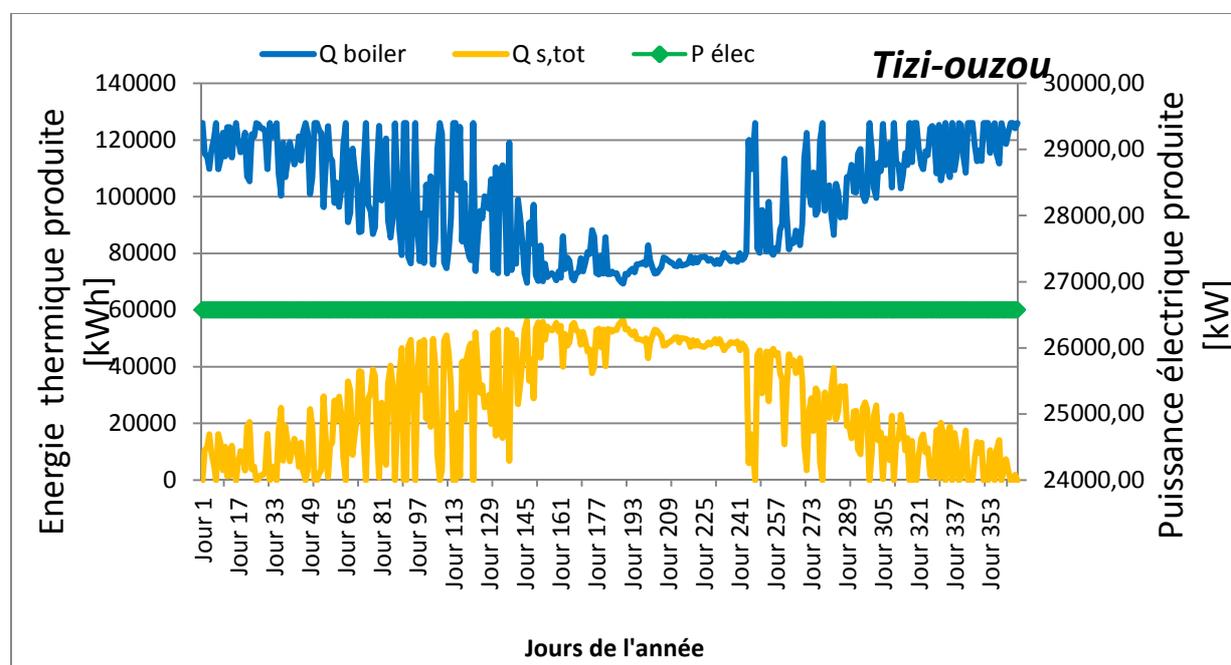
**Figure IV.26 :** Variation de la quantité de chaleur solaire sans pertes ( $H_{dn}$ ) et la production thermique à la sortie du champ solaire ( $Q_{s,tot}$ ) en fonction des jours de l'année à Tizi Ouzou.

#### IV.8.2.2 La production électrique annuelle

Dans les figures IV.27 et IV.28 on remarque une production d'électricité de façon constante pendant toute l'année avec 26576,87[kW] pour les deux sites, en outre on constate que le boiler fournit plus de puissance thermique ( $Q_{Boiler}$ ) afin de compenser la faible production du champ solaire à la sortie ( $Q_{s,tot}$ ) lorsque y a une fluctuation d'irradiation solaire.



**Figure IV.27 :** Les fluctuations de la puissance thermique a la sortie et la puissance thermique fourni par le boiler et la production d'électricité en fonction des jours de l'année à EL Meghair.



**Figure IV.28 :** Les fluctuations de la puissance thermique a la sortie et la puissance thermique fourni par le boiler et la production d'électricité en fonction des jours de l'année à Tizi Ouzou.

### IV.8.3 Simulation sans hybridation

#### IV.8.3.1 Production électrique annuelle

Les figures IV.29 et IV.30 nous montrent les variations de la production électrique et le rendement de la centrale en fonctions des jours de l'année à Tizi-Ouzou et El Oued (El Meghair).

On remarque que le rendement est proportionnel à la production électrique pour les deux sites, et cette puissance électrique dépend seulement de la production thermique du champ solaire à la sortie car ici on n'a pas un système d'appoint (boiler), qui compense la production quand y'a un faible ensoleillement (nuages) ou l'orsque le soleil se couche. Et cette quantité est convertie en puissance électrique via un cycle de puissance (ORC).

Le tableau IV.7 résulte la production et le rendement maximum enregistré pour les deux sites

**Tableau IV.7** : Les valeurs maximales de la production électrique et du rendement

Site	Paramètre	P élec maximale [kW]	Rendement %
Tizi-Ouzou		10607,82 (189 <sup>ème</sup> jour)	18,76
El Oued (El Meghair)		10346,44 (189 <sup>ème</sup> jour)	18,68

Depuis les résultats obtenus via Greenius et Excel, on déduit que la production d'électricité annuelle est considérable et en quelque sorte est constante presque toute l'année par rapport à celle enregistré à Tizi-Ouzou, et ceci est dû au facteur de disponibilité d'irradiation solaire direct(DNI).

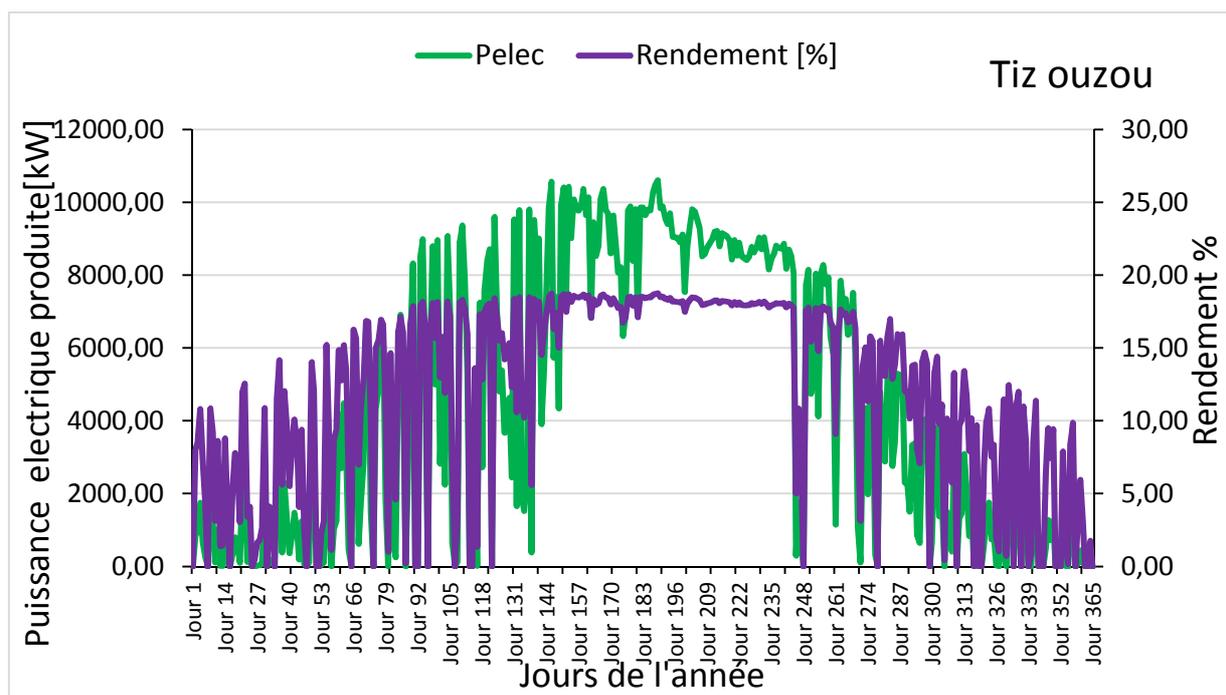


Figure IV.29 : Variation de la puissance électrique produite et le rendement de de l'installation sans boiler en fonction des jours de l'année à Tizi Ouzou.

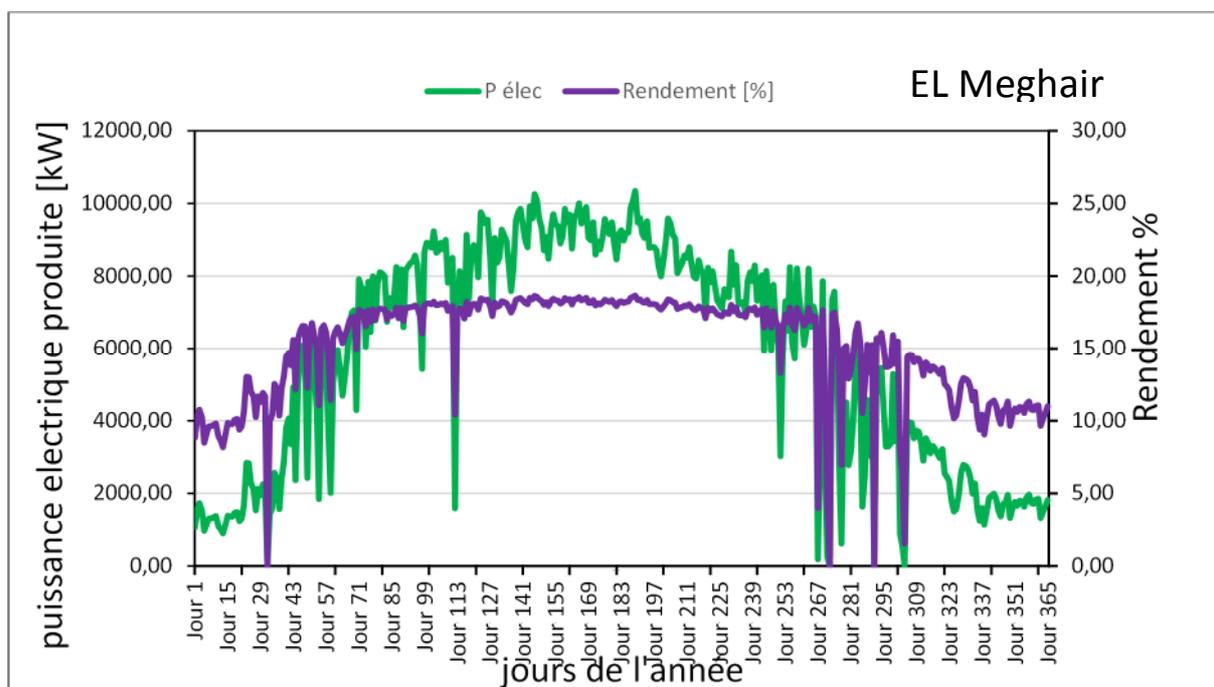


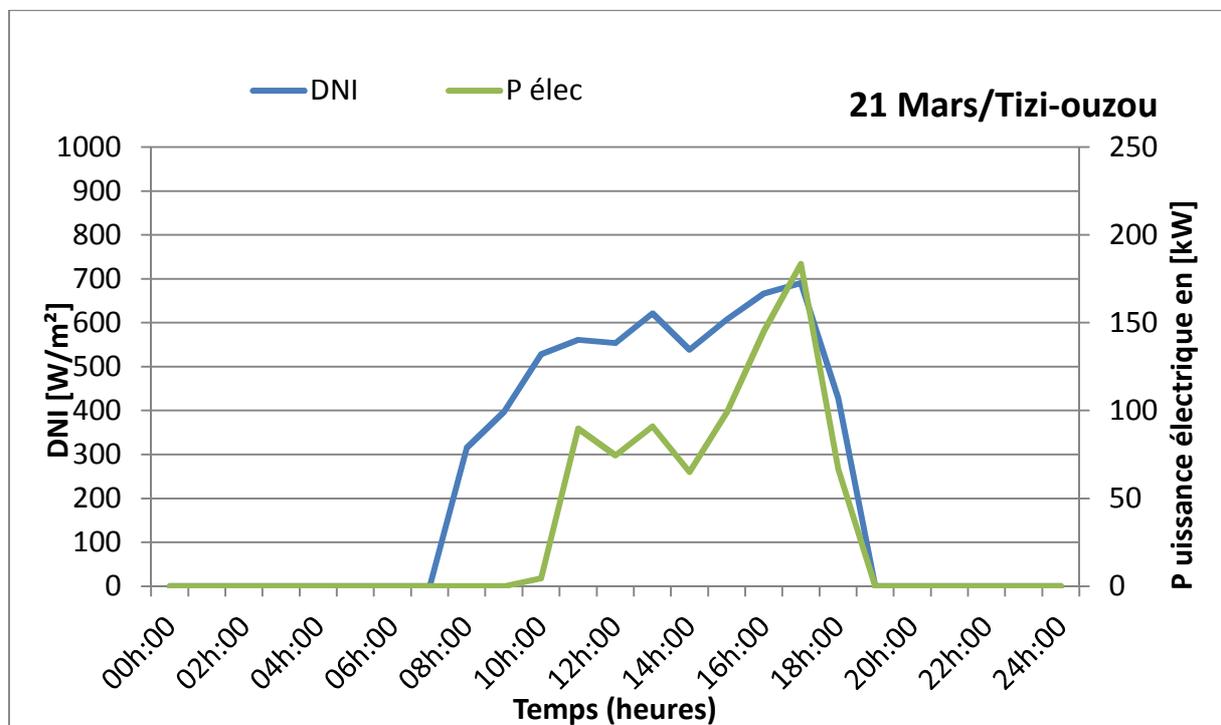
Figure IV.30 : Variation de la puissance électrique produite et le rendement de de l'installation sans boiler en fonction des jours de l'année à EL Meghair.

## IV.8.3.2 Production électrique pour les journées des équinoxes et des solstices

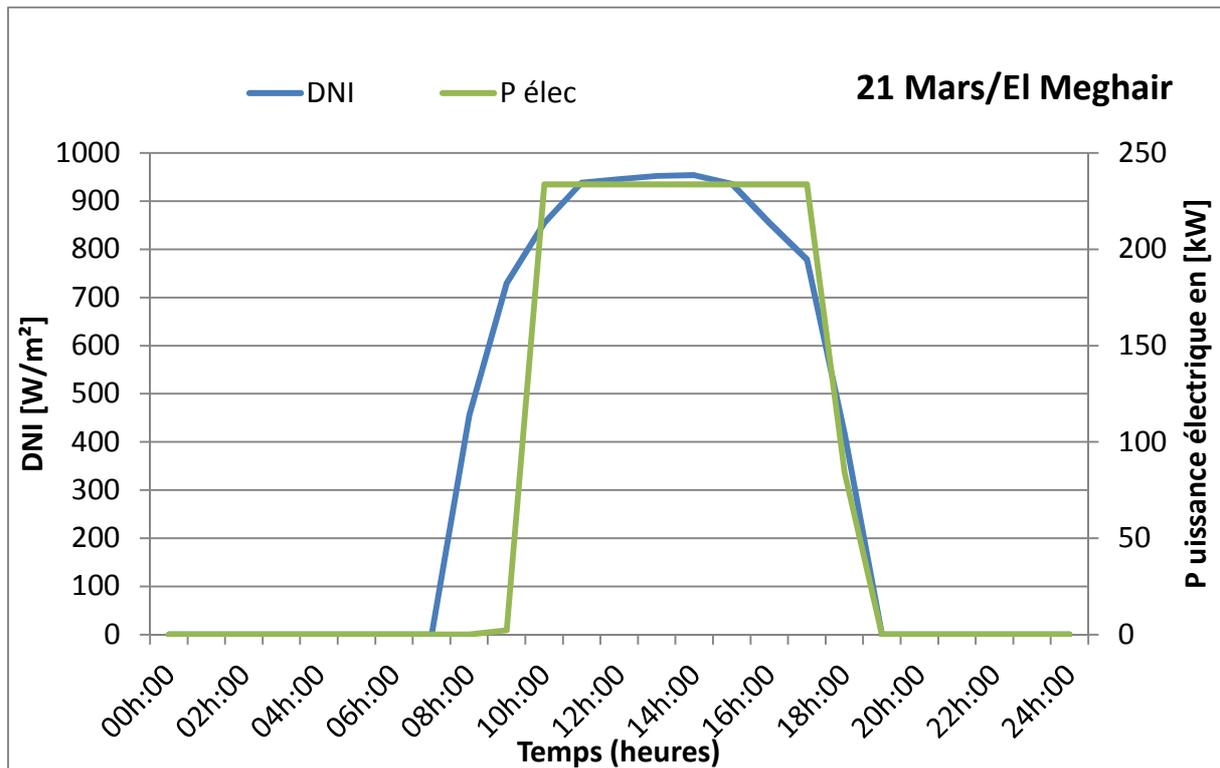
- Équinoxe printemps (21 Mars)

Les figures IV.31 et IV.32 illustrent la variation du rayonnement solaire direct normal (DNI), et l'électricité produite par le cycle ORC au cours du temps pour les équinoxes (21 Mars).

Nous pouvons constater que la production de l'électricité est constante et supérieure à 230 [kW] entre 9 :30 et 17 :30 pour le site d'El Meghaier. Par contre, nous constatons une perturbation remarquable en production électrique moins de 185 [kW] pour la même journée à Tizi Ouzou à cause de la fluctuation de DNI qu'est resté toute la journée inférieure à 700 [W/m<sup>2</sup>].



**Figure IV.31:** variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 Mars à Tizi-ouzou.



**Figure IV.32** : variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 Mars à EL Meghair.

- **Solstice d'été (21 juin)**

Les figures IV.33 et IV.34 illustrent la variation du rayonnement solaire direct normal (DNI), et l'électricité produite par le cycle ORC au cours du temps pour les solstices d'été (21 Juin).

Il est clair que la production de l'électricité est évalué proportionnelle avec le DNI pour les deux sites mais à certaine stabilité pour le site de El Mghair à cause de la disponibilité d'irradiation solaire importante, supérieur à  $700 [W/m^2]$  entre 10 heure et 16 heure avec une électricité produite au-delà de la valeur de  $200 [kW]$ . Par contre, pour le site de Tizi Ouzou on a constaté une fluctuation en DNI et en électricité produite toute la journée avec une valeur maximale de  $222 [kW]$  en électricité produite à 17 heures.

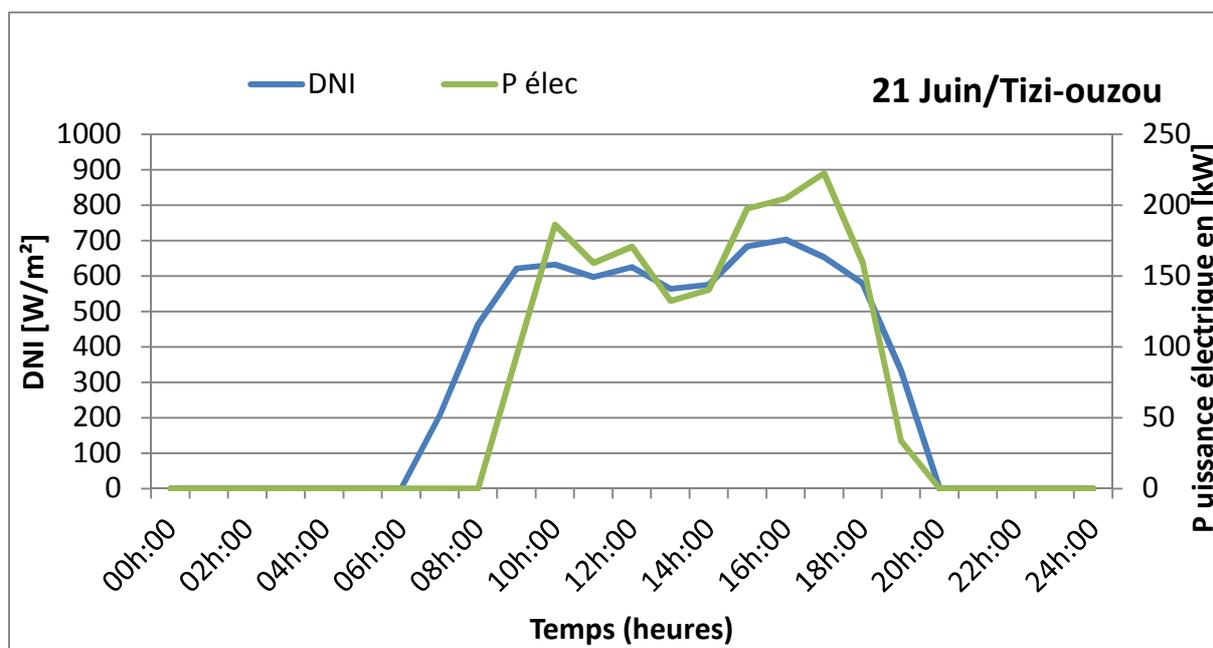


Figure IV.33 : variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 juin à Tizi-Ouzou.

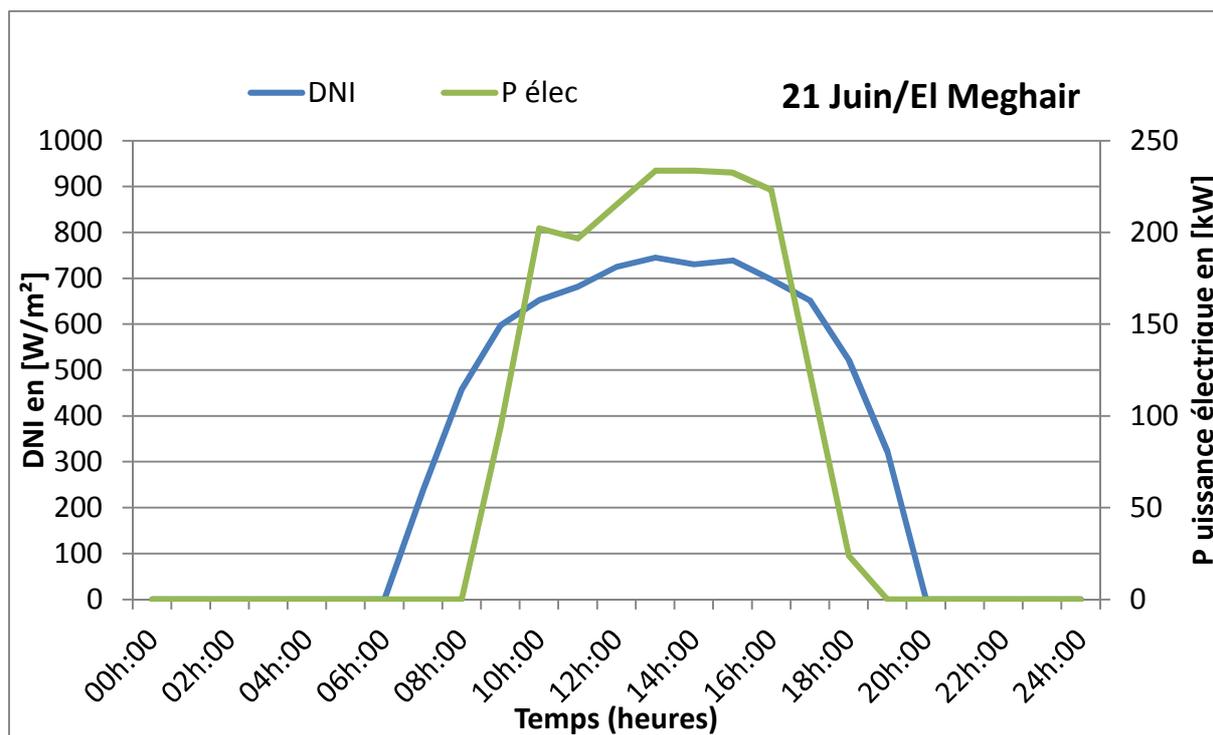
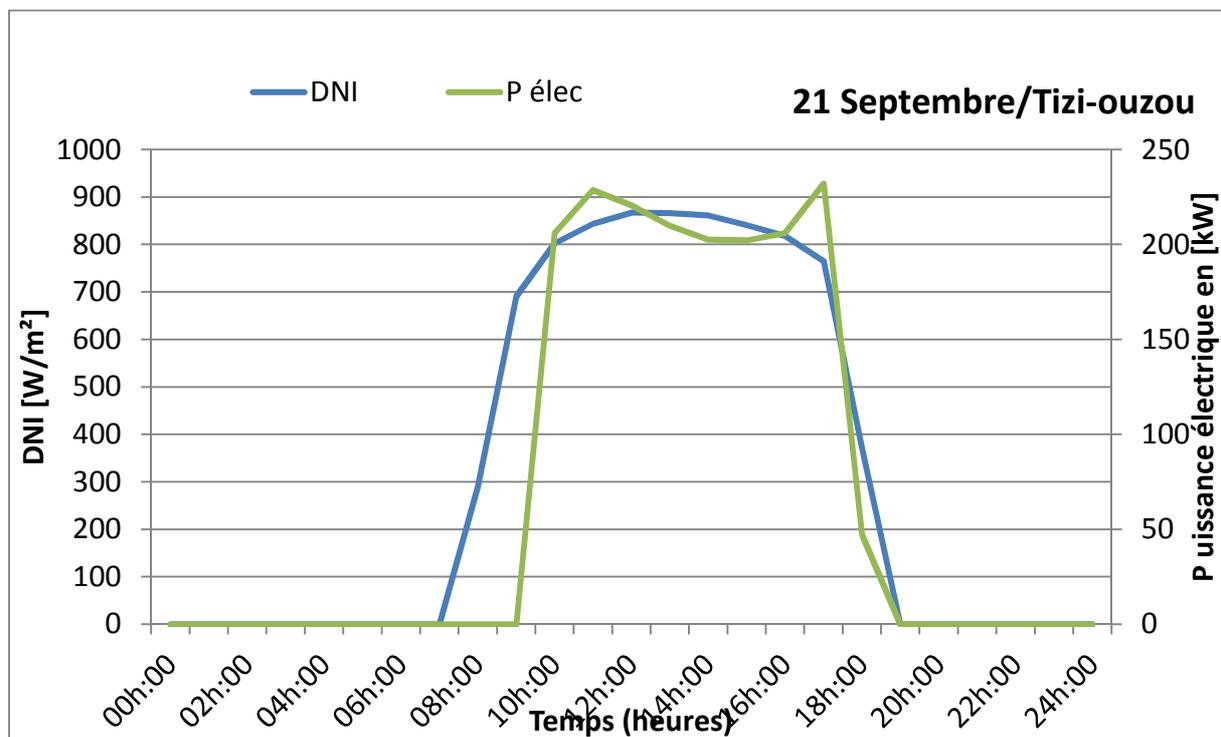


Figure IV.34 : variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 juin à EL Meghair.

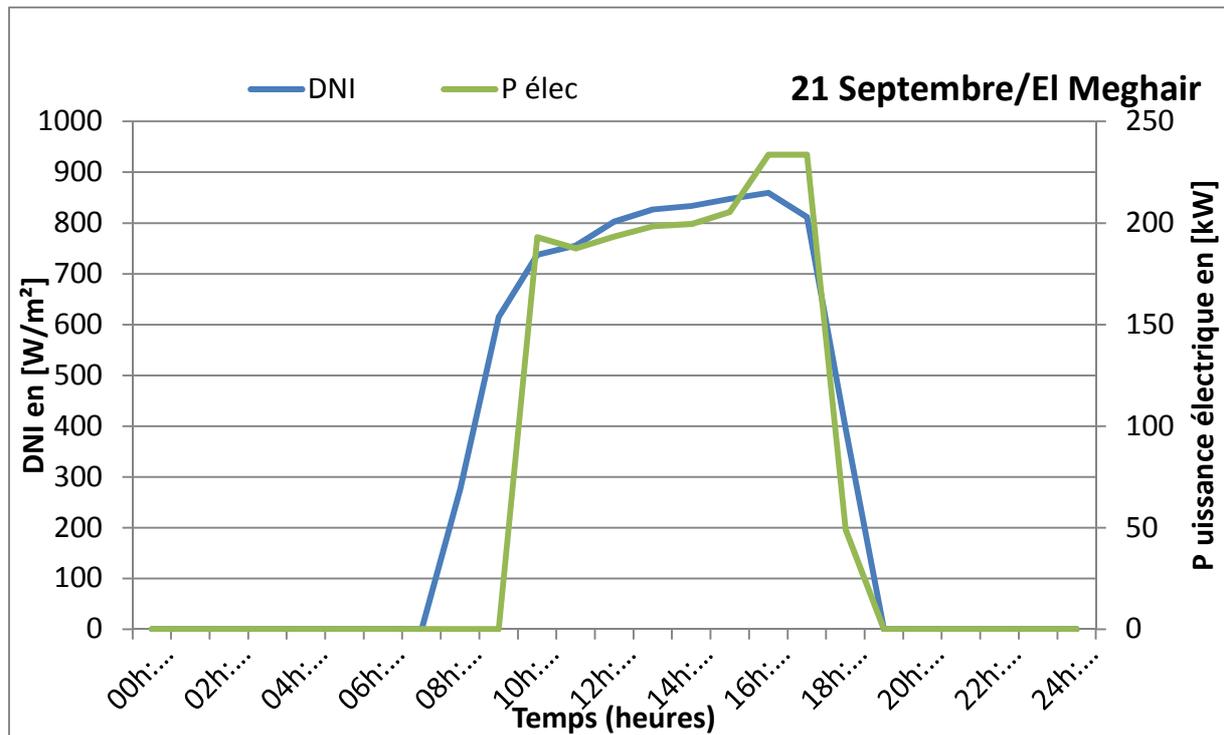
- Équinoxe automne (21 septembre)

A l'équinoxe d'automne, nous avons constaté une augmentation et une stabilité remarquable dans la production électrique pour le site de Tizi Ouzou comparé avec la centrale du site d'El Mghair comme présenté dans les figures IV.35 et IV.36, Cela est due à la stabilité de DNI à Tizi Ouzou et leur position géographique par rapport à l'équateur qui favorisé la stabilité de l'éclairement solaire contrairement au site de El Mghaier qui est plus proche à l'équateur.

Nous pouvons constater que la production de l'électricité est constante et supérieure à 230 [kW] entre 9 :30 et 17 :30 pour le site de ElMghaier. Par contre, nous constatons une perturbation remarquable en production électrique moins de 185 [kW] pour la même journée à Tizi Ouzou à cause de la fluctuation de DNI qu'est resté toute la journée inférieure à 700 [W/m<sup>2</sup>].



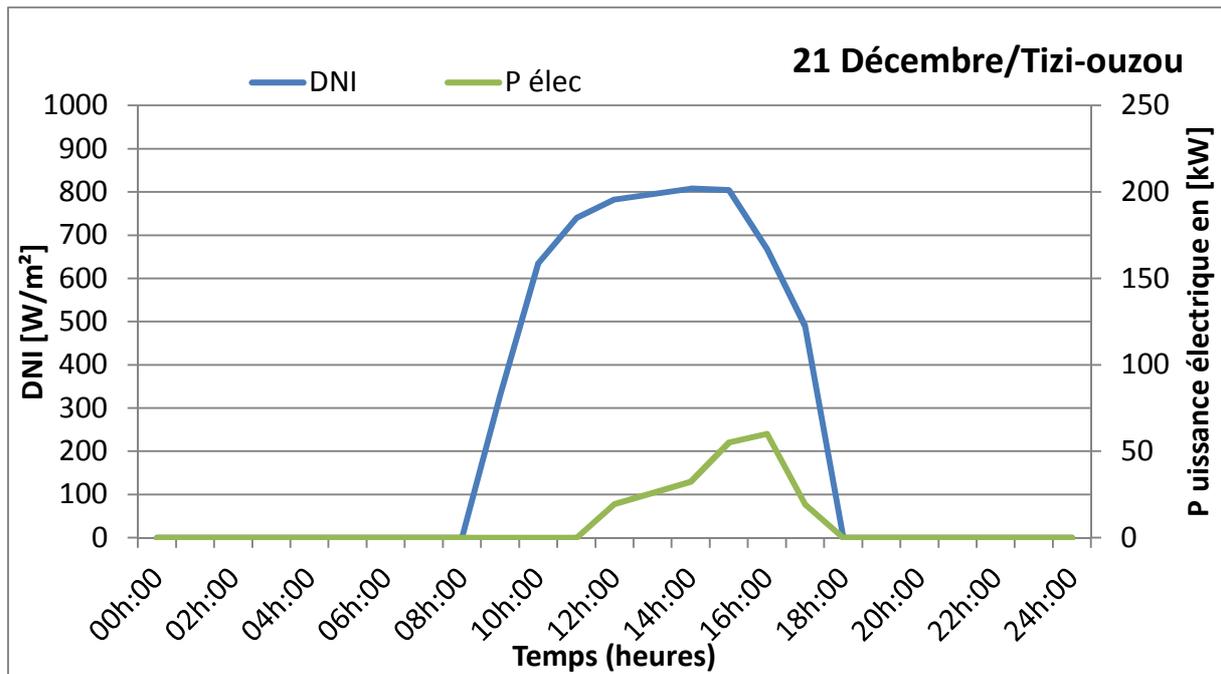
**Figure IV.35** : variation du rayonnement solaire direct(DNI) et la production électrique(Pelec) en fonction de la journée 21 septembre à Tizi-Ouzou.



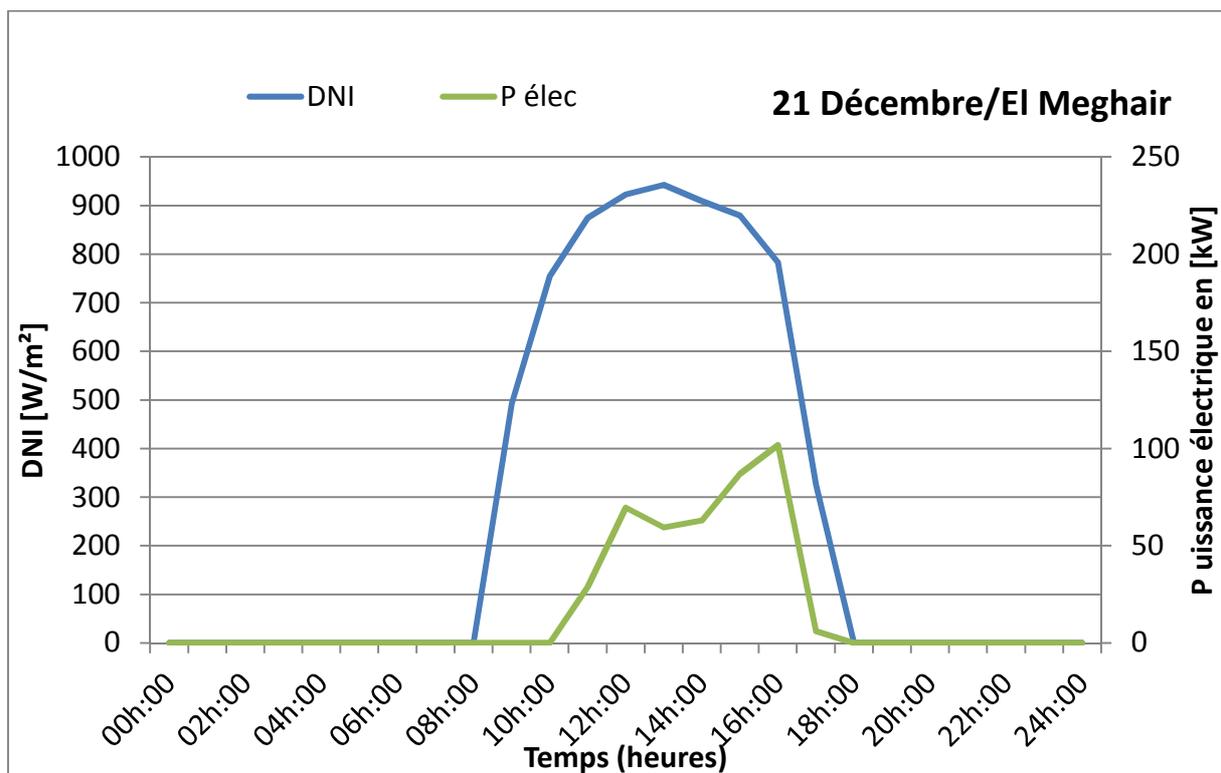
**Figure IV.36** : variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 septembre à EL Meghair.

- **Solstice d'hiver (21 décembre)**

D'après le figure IV.37 et IV.38 nous avons remarqué clairement que la durée de la journée est considérable démunie, par conséquent l'éclairement solaire n'est pas suffisant pour chauffé le fluide caloporteur pour que le cycle ORC produire de l'électricité avec certaine stabilité, pourtant que les valeurs du rayonnement solaire atteindre des valeurs importantes plus de 900 [W/m²] entre 12 et 14 heure pour le site du El Mghaier et environ de 800 [W/m²] entre 13 et 15 heure pour le site de Tizi Ouzou. Mais à certain retard de la production du l'électricité (l'échauffement lent du fluide caloporteur).



**Figure IV.37:** variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée du 21 décembre à Tizi-Ouzou.



**Figure IV.38 :** variation du rayonnement solaire direct et la production électrique en fonction de la journée 21 Décembre à EL Meghair

## **IV.9 Conclusion**

Dans ce présent chapitre, tous les résultats obtenus dans le cadre de notre simulation ont été traités par Greenius à l'aide des données météorologiques fournies par Meteonorm, en outre ces résultats analysés sous Excel nous a permis de déduire que les facteurs météorologiques tels que : l'irradiance direct normal(DNI) et la température ambiante du site influencent sur les performances du système étudiés.

D'après notre analyse des résultats de la simulation,nous avons conclu que la période d'ensoleillement la plus importante de l'année se trouve dans la région d'El oued (El Meghair) par rapport à celle de Tizi-Ouzou.

## Conclusion générale

De nos jours, l'exploitation de l'énergie solaire, ressource inépuisable et non polluante, ne cesse de se développer. Une raison majeure qui empêche l'utilisation massive de cette énergie est liée à deux facteurs, dont le premier est le prix élevé des investissements, notamment pour les centrales thermiques, le second est sa variabilité qui dépend des facteurs météorologiques tels que la température ambiante du site et l'irradiation normale directe (DNI) qu'est induit donc une production intermittente.

Pour les pays qui reçoivent un rayonnement solaire important comme l'Algérie, l'application de systèmes d'énergie solaire renouvelables, en particulier les systèmes de concentration solaire, pourrait être la solution idéale pour satisfaire la demande énergétique locale, qui a connu une augmentation significative ces dernières années (la consommation électrique), ainsi ces systèmes pourront répondre aux enjeux et défis de la transition énergétique.

Dans ce travail, nous avons étudiés le comportement d'une mini-centrale solaire à concentration destinée pour la production de l'électricité. Une simulation numérique a été menée à l'aide du logiciel Greenuis avec et sans hybridation, afin de faire une étude comparative sur le plan technique et répondre aux besoins de la consommation d'énergie électrique dans la région sud du pays El Meghair et la région nord du pays Tizi-Ouzou.

A partir de la comparaison entre les différents résultats obtenus dans les deux sites nous ont permis de tirer quelques conclusions :

- Pour le site de Tizi-Ouzou la production électrique à base des énergies renouvelables (sans boiler) ne répond pas à la demande en énergie électrique pendant toute l'année, cela est due à l'indisponibilité du rayonnement normal direct (DNI) et la perturbation climatique (la vitesse du vent et la température ambiante), du coup on aura recouru aux utilisations des énergies fossiles (gaz naturel) pour compenser cette insuffisance.
- Pour le site d'EL Meghair la production électrique à base d'énergies renouvelables est considérable et presque stable pendant toute l'année, car l'intensité et le taux de rayonnement normal direct reçus par cette région nord saharienne est plus important, ce qu'est y engendre l'utilisation minimale d'une source à base d'un combustible fossile.
- D'après les différents résultats, on synthétise que l'installation d'une mini-centrale avec ce type de technologie dépend du choix du site qu'est cruciale par rapport aux données météorologique et climatiques (DNI, Température ambiante, vitesse du vent...).

Enfin, ce travail n'est qu'une initiation à l'étude et à la simulation des centrales thermique à collecteurs cylindro-parabolique, où il incite l'état Algérienne à recourir à ce type de technologie pour répondre aux besoins énergétiques de plus en plus croissants et de parer à toute dégradation environnementale.

## Recommandations et perspectives

Le modèle que nous avons établi permet de simuler une centrale thermodynamique sous un climat algérien, cependant ce dernier peut-être amélioré en introduisant dans la simulation de la mini-centrale un système de stockage thermique.

Les centrales solaires à concentrations ont un besoin impératif du rayonnement « direct » du soleil, et doivent se trouver dans les zones fortement ensoleillées et souvent désertiques.

Notre travail consiste à faire une étude comparative sur le plan technico-économique d'une mini-centrale solaire à concentrateurs cylindro-parabolique couplée avec un Cycle Organique de Rankine (ORC), néanmoins pour réaliser une étude économique plus fiable, et évaluer le prix du *kWh* (LEC) pour ce genre de technologie, faut impérativement intégrer dans les simulations les paramètres suivants :

- Coût d'un  $m^3$  d'eau ;
- Coût d'un *kWh* d'électricité pour une installation industrielle ;
- Coût d'un  $m^3$  du gaz naturel ;
- Coût d'un  $m^2$  du terrain pour un besoin industriel ;
- Coût d'opération et de maintenance ;
- Coût d'investissement.

## Références Bibliographiques

- [1]: J.A. Duffie, and J.W. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 2ed, Inc, 1991.
- [2]: M. Iqbal, An Introduction to solar Radiation, Academic Press, Toronto (1983).
- [3]: M.Geyer, and, W.B.Stine, Power from the Sun (Powerfromthesun.net). J.T. Lyle Center, 2001.
- [4]: Ralph C. Temps, K.L. Coulson .Solar radiation incident upon slopes of different orientations. . SolarEnergy 1977.19(2):179-184.
- [5] : J. Bernard. Energie solaire Calculs et optimisation. Edition ellipses, 2004.
- [6] : M, Capderou. Atlas solaire de l'Algérie, O.P.U, Alger. (1985).
- [7] : BelkacheIdir, mémoire de fin études master énergétique option énergie renouvelable, simulation et optimisation dans une tour solaire encadre par M medjkaneGh 2017/2018.
- [8]:<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-solaire-exploitation#notes> consulté le 06/10/2019 dernière modification le 06 août 2019
- [9] :L'énergie dans le monde : le passé et les avenir possibles Droit d'auteur © Canadian EnergyResearch Institute, 2008
- [10] : syndicat des énergies renouvelables, mai 2010, [www.enr.fr](http://www.enr.fr)
- [11] : Document « énergies solaires thermodynamique » en ligne, syndicat des énergies renouvelables, France, mise à jour juin 2012.
- [12] : Observ, E. R. (2017). *Le baromètre 2017 des énergies renouvelables électriques en France*. Observ'ER.
- [13] : « Feuille de route Solaire Thermodynamique » guide de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) Version finale Juin 2010.
- [14] : Jean-Bernard Michel, Centrales Solaires Thermique à concentration(CSTC) Etat de l'art, le 05.12.2010
- [15] : A. Sokhal, NEAL, Entrepreneur de technologies liées aux énergies nouvelles et renouvelables. Présentation de la 1ère centrale hybride solaire/gaz de Hassi R'Mel, Réunion d'Experts UNECA, Rabat, 12-13 janvier 2012.
- [16] : M.Mekhloufi et M.Salhi, « Etude technico-économique et environnementale de la centrale hybride de Hassi R'mel, Filiere énergies renouvelables spécialité énergies renouvelables en mécanique, encadré par M. A.Zerrouati, 2018/2019.
- [17] : Hamani Nadjette, Mémoire de magister, « Modélisation du flux solaire incident et de la température de sortie dans un capteur solaire à eau avec effet de concentration du rayonnement solaire incident », Université de Biskra, 2005.

- [18] : Günther M.; Joemann M.; Hirsch T., Parabolic Trough Technology, enerMENA, Université de Kassel, 2010.
- [19]: Fauziah Sulaiman, Nurhayati Abdullah, and Balbir Singh Mahinder Singh, A Simulated Design and Analysis of a Solar Thermal Parabolic Trough Concentrator, World Academy of Science, Engineering and Technology 72, 2012 (Numéro 74).
- [20]: Padilla Ricardo.V, Demirkaya.G, Goswami.D.Yogi, Stefanakos.E, Muhammad M. Rahman, 2011. Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver. Applied Energy 88, 5097-5110.
- [21]: Regue Hanane Maria, « Etude expérimentale d'un capteur cylindro-parabolique à double réflexion » Magister en génie mécanique option : systèmes thermiques et énergétiques, université de Laghouat. Encadré par A.Benchatti.promotion 2013.
- [22] : Ameghchouche Merzaka , Magister en Mécanique, Option : énergétique, « Simulation et prédiction des pertes thermiques d'un absorbeur pour un concentrateur cylindro-parabolique ». Université de Batna. Juin 2004.
- [23]: K.Heinloth. «Energy technologies: Renewable energy». USA:Springer, 2006
- [24] : B.Haddouche, L.Chergui. « Simulation d'une centrale à capteur cylindro-parabolique » mémoire de master professionnel en génie mécanique spécialité énergies renouvelables. Encadré par G.Medjkane. UMMTO. 2016/2017.
- [25]: Cyril caliot, Giles Flamant. Formation CSP, Ouarzazate 25-26Mai 2016. « Techniques de concentrateurs cylindro-parabolique », Laboratoire de procédés, matériaux et énergie solaire, CNRS.
- [26]: Marif.Y, Benmoussa. H, Bouguettaia. H, Belhadj. M. M, Zerrouki. M, 2014. Numericalsimulation of solar parabolic trough collector performance in the Algeria Saharanregion. Energy Conversion and Management 85, 521–529.
- [27]: A.M.PATNODE, “Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants”, Master of Science thesis, university of CRANFIELD, 2007, Libya.
- [28] : THÈSE, UNIVERSITE DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR, École doctorale des sciences exactes et de leurs applications, Fabien MARTY
- [29]: KCORC (2013) *Knowledge Center Organic Rankin Cycle*. Disponible sur: <http://www.kcorc.org/en/science-technology/history/> (Consulté le: 25 octobre 2019).
- [30] : Enertime (2009) *Le Cycle Organique de Rankine et ses applications*. Disponible sur: <http://www.cycle-organique-rankine.com/> (Consulté le: 25 octobre 2019).
- [31]: Colonna, P. *et al.* (2015) « Organic Rankine Cycle Power Systems: From the Concept to Current Technology, Applications, and an Outlook to the Future », *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 137(10), p. 100801. Doi: 10.1115/1.4029884.
- [32]: Cahier Technique N°16, Organic Rankine Cycle, Récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité dans l'industrie et applications en énergie renouvelable, service public de wallonie, Belgique

[33] : [www.techniques-ingenieur.fr](http://www.techniques-ingenieur.fr) Pr Renaud GICQUEL, PSL – Research University, PERSEE – Centre procédés, énergies renouvelables et systèmes énergétiques, Mines ParisTech, Sophia Antipolis, France.

[34]: Greenius, DLR –Institute of Solar Research, Software/Download [https://www.dlr.de/sf/en/desktopdefault.aspx/tabid-11688/23056\\_read-53432/](https://www.dlr.de/sf/en/desktopdefault.aspx/tabid-11688/23056_read-53432/)

[35] : Schulte-Fischedick, J.; Tammé, R.; Herrmann, U.: CFD Analysis of the Cool Down Behaviour of Molten Salt Thermal Storage Systems; Proceedings of the ES 2008, Energy Sustainability 2008, August 10-14, 2008, Jacksonville, Florida.

[36]: Theunissen, P.-H.; Beckman, W.A.: Solar Transmittance Characteristics of Evacuated Tubular Collectors with Diffuse Back Reflectors. In: Solar Energy Vol. 35 (1985) Nr. 4, S. 311-320.

[37]: Greenius. DLR-Institute of Solar Research. <http://freegreenius.dlr.de/software>

[38]: METEOTEST, <http://meteotest.ch/produkt/meteonorm>.

[39]: Coordonnées géographiques (en ligne) source : wikipédia Site web : <http://fr.wikipedia.org/wiki>

[40]: Données cartographiques sur GoogleMaps, site web : <http://google.fr/maps/place>

[41]: Greenius, DLR- Institute of Solar Research <http://freegreenius.dlr.de/software/help> and [manual/components/technology/parabolic trough power plants](http://freegreenius.dlr.de/manual/components/technology/parabolic_trough_power_plants)

[42]: Turbodencompany, Italie, Document en ligne : « Organic Rankine Cycle Technology » sur site web : <http://all-energy.co.uk/novadocuments>

[43]: Technical bulletin 7239115B, Therminol VP-1 Heat Transfer Fluid by Solutia; web: <http://therminol.com/products/TherminolVP-1>

[44]: Turboden Company, Italy, site web: <http://turboden.com/company/media/facts>

# ANNEXE A

## Les données de Load curve data et Operating strategy

const load 50 kW

File Edit View Help

### Load Curve

Load Curve Data Operating Strategy

General

Name: const load 50 kW

Year sum: 45990 MWh Average: 5250 kW  
Minimum: 5250 kW Maximum: 5250 kW

Nominal output: 5250 kW

1. Jan. is: Monday

Temporal Resolution: 60min

View Graph

Edit Table

Copy horizontal Copy vertical

Interpolate hori. Interpolate vert.

Fill grid with data of first week

Factor: 1,0 Multiply

Value: 1 Set All Set Selection

electr.	day	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00
01/ Jan	Mon	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
02/ Jan	Tue	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
03/ Jan	Wed	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
04/ Jan	Thu	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
05/ Jan	Fri	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
06/ Jan	Sat	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
07/ Jan	Sun	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
08/ Jan	Mon	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
09/ Jan	Tue	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10/ Jan	Wed	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
11/ Jan	Thu	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
12/ Jan	Fri	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
13/ Jan	Sat	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
14/ Jan	Sun	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
15/ Jan	Mon	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
16/ Jan	Tue	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
17/ Jan	Wed	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
18/ Jan	Thu	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
19/ Jan	Fri	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

OK Apply Cancel

const load 50 kW

File Edit View Help

### Operating Strategy

Load Curve Data Operating Strategy

Edit Table

Copy horizontal Copy vertical

Value: 1 Set All Set Selection

	day	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00
01/ Jan	Mon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02/ Jan	Tue	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03/ Jan	Wed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04/ Jan	Thu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05/ Jan	Fri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06/ Jan	Sat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07/ Jan	Sun	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Strategy	Discharge THR	Discharge >THR	Discharge <THR	Charge THR	Charge prio. until	Min PB Input	Max PB Input	Gas support up to	Storage Loss Comp.	Fossil Storage Loss Comp.	Gas: Gapfill	Gas: Only boost
1	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

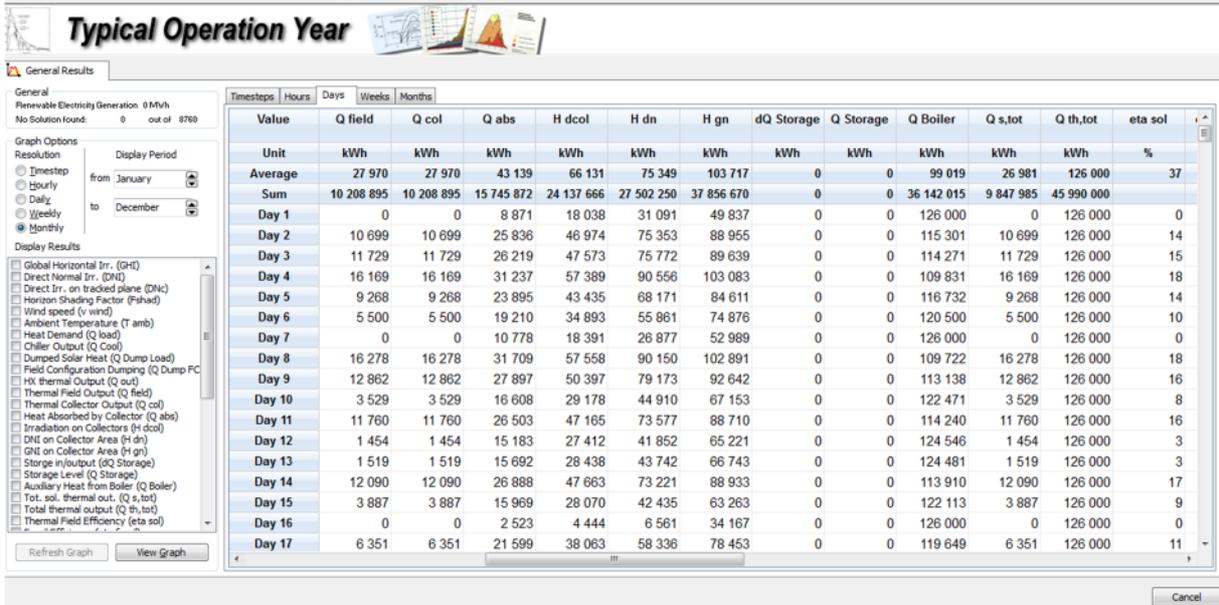
OK Apply Cancel

# ANNEXE B

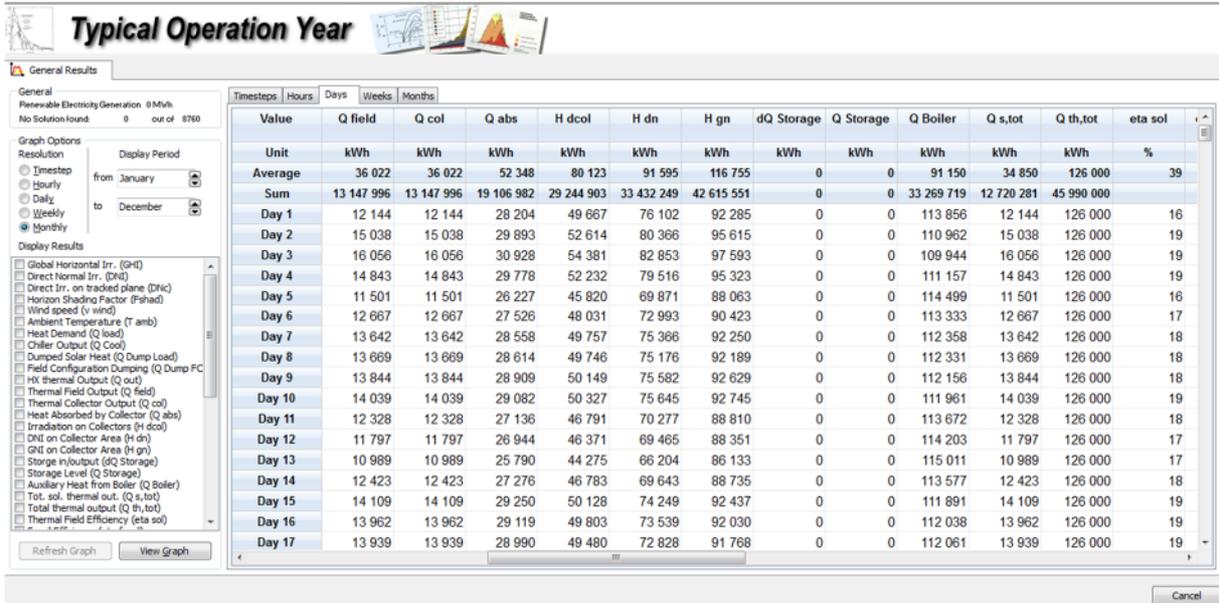
Resultat du logiciel Greenuis apres la simulation a tizi-zou et El Mghair

Avec boiler

Tizi-ouzou

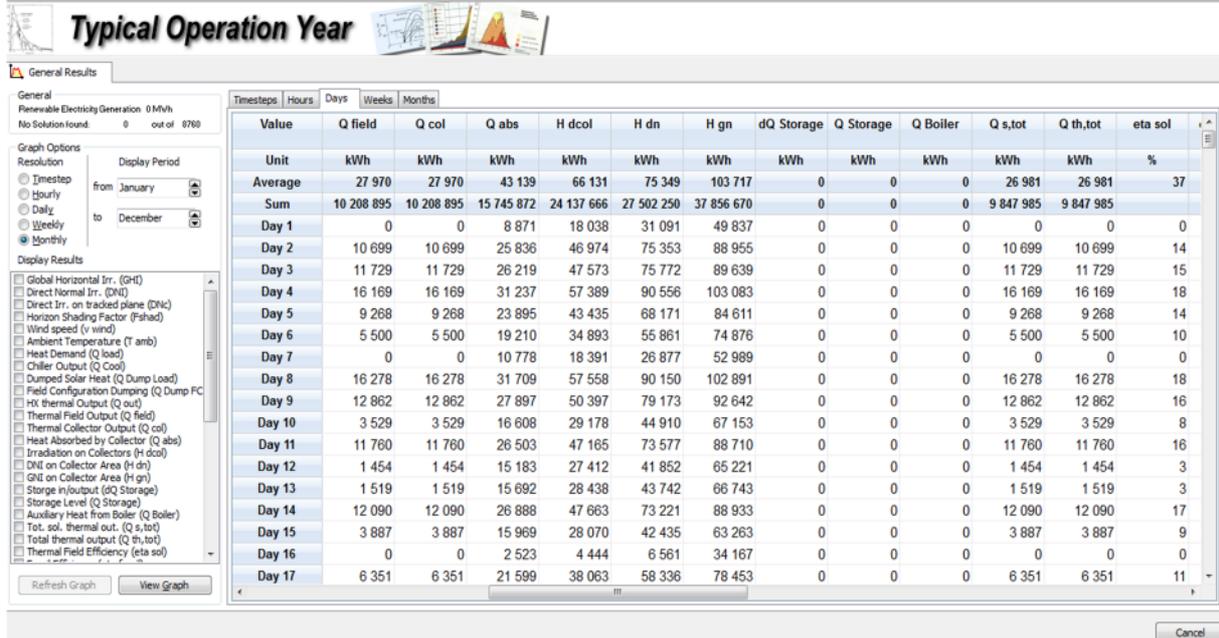


El Meghair

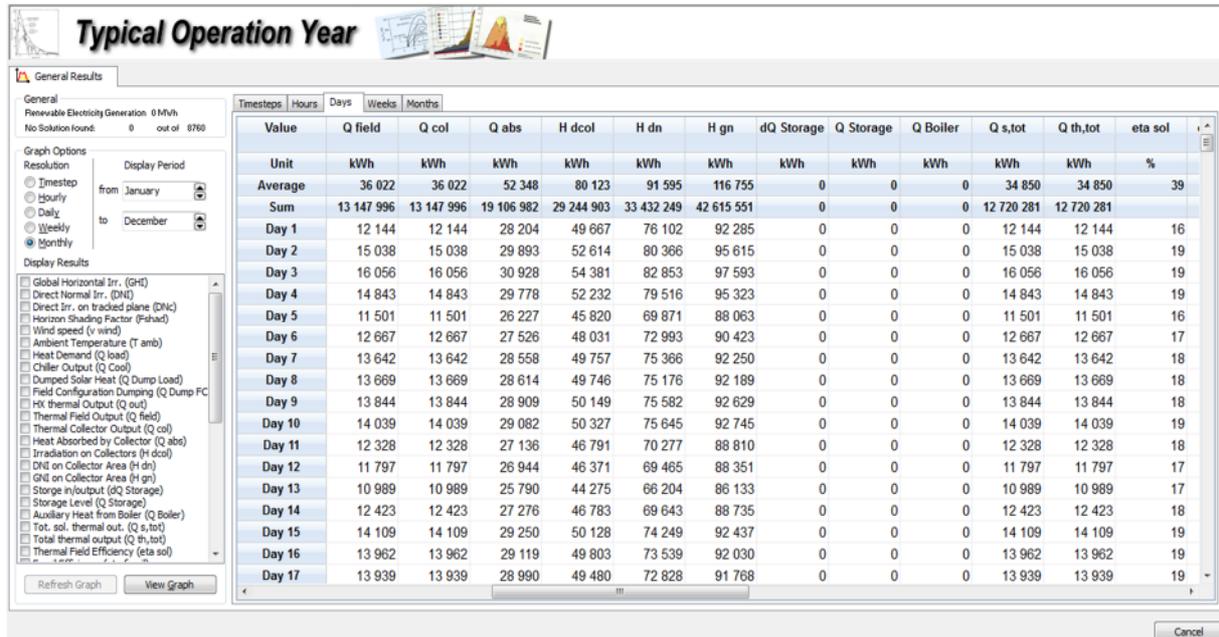


# Sans Boiler

Tizi-Ouzou



El Meghair



## Annexe C

### Propriétés physique de huile synthétique Therminol VP-1

Appearance	Clear, water-white liquid
Composition	Biphenyl and diphenyl oxide
Moisture Content, Maximum	300 ppm
Chlorine	< 10 ppm
Sulfur	< 10 ppm
Neutralization Number	< 0.2 mg KOH/g
Copper Corrosion (ASTM D-130)	<< 1 a
Flash Point, Open Cup (ASTM D-92)	124 °C (255 °F)
Closed Cup (Pensky-Martens)	110 °C (230 °F)
Fire Point (ASTM D-92)	127 °C (260 °F)
Autoignition Temperature (ASTM D-2155)	621 °C (1150 °F)
Kinematic Viscosity at 40 °C	2.48 mm <sup>2</sup> /s (cSt)
at 100 °C	0.99 mm <sup>2</sup> /s (cSt)
Density at 25 °C	1060 kg/m <sup>3</sup> (8.85 lb/gal)
Specific Gravity (60 °F/60 °F)	1.069
Coefficient of Thermal Expansion at 200 °C	0.000979/°C (0.000544/°F)
Average Molecular Weight	166
Crystallization Point	12 °C (54 °F)
Volume Contraction Upon Freezing	6.27%
Volume Expansion Upon Melting	6.69%
Surface Tension in Air at 25 °C	36.6 dyn/cm
Heat of Fusion	97.3 kJ/kg (41.8 Btu/lb)
Normal Boiling Point	257 °C (495 °F)
Heat of Vaporization at Maximum Use Temperature 400 °C	206 kJ/kg (88.7 Btu/lb)
Specific Resistivity at 20 °C	6.4 x 10 <sup>11</sup> ohm-cm
Optimum Use Range, Liquid	12 °C-400 °C (54 °F-750 °F)
Vapor	260 °C-400 °C (500 °F-750 °F)
Maximum Film Temperature	425 °C (800 °F)
Pseudocritical Temperature	499 °C (930 °F)
Pseudocritical Pressure	33.1 bar (480 psia)
Pseudocritical Density	327 kg/m <sup>3</sup> (20.4 lb/ft <sup>3</sup> )

## Annexe D

Résultats économique lors de la simulation par Greenuis

Avec boiler

Tizi-ouzou

Technology		Economics	
<b>Economic Key Results</b>			
<b>Financial Input Parameters:</b>			
Heat Tariff		0,0800	€/kWh_th
Grant Proportion (Renewable)		0,00	%
Debt-Equity-Ratio		70,00	%
Average Interest Rate		5,64	%
<b>Simulation Results:</b>			
Internal Rate of Return (IRR) on Equity		34,84	%
Net Present Value		7 133 770	€
Payback Period		2,42	yrs.
Discounted Payback Period		2,79	yrs.
Total Incremental Costs		17 095 714	€
Minimum ADSCR		2,18	
Required Tariff (LCOE)		0,0647	€/kWh
Incremental LHC		0,0291	€/kWh_th
<b>Calculation of LHC</b>			
Levelized Heat Costs (LHC)		0,0591	€/kWh_th
Total Investment Costs (IC)		5 776 050	€
Annuity of IC		0,08	
NPV of Running Costs (OC)		28 956 861	€
Annuity of OC		0,08	
<b>Environmental Aspects:</b>			
Annual CO2 Reduction		5163,07	t CO2

Technology		Economics	
<b>Economic Key Results</b>			
<b>Financial Input Parameters:</b>			
Heat Tariff		0,0800	€/kWh_th
Grant Proportion (Renewable)		0,00	%
Debt-Equity-Ratio		70,00	%
Average Interest Rate		5,64	%
<b>Simulation Results:</b>			
Internal Rate of Return (IRR) on Equity		39,08	%
Net Present Value		8 516 080	€
Payback Period		2,13	yrs.
Discounted Payback Period		2,43	yrs.
Total Incremental Costs		15 002 502	€
Minimum ADSCR		2,34	
Required Tariff (LCOE)		0,0613	€/kWh
Incremental LHC		0,0255	€/kWh_th
<b>Calculation of LHC</b>			
Levelized Heat Costs (LHC)		0,0555	€/kWh_th
Total Investment Costs (IC)		5 776 050	€
Annuity of IC		0,08	
NPV of Running Costs (OC)		26 863 648	€
Annuity of OC		0,08	
<b>Environmental Aspects:</b>			
Annual CO2 Reduction		5849,23	t CO2

## Sans boiler

Tizi-ouzou

Technology		Economics	
<b>Economic Key Results</b>			
<b>Financial Input Parameters:</b>			
Heat Tariff		0,0800	€/kWh_th
Grant Proportion (Renewable)		0,00	%
Debt-Equity-Ratio		70,00	%
Average Interest Rate		5,64	%
<b>Simulation Results:</b>			
Internal Rate of Return (IRR) on Equity		10,39	%
Net Present Value		1 295 718	€
Payback Period		12,17	yrs.
Discounted Payback Period		15,36	yrs.
Total Incremental Costs		2 903 584	€
Minimum ADSCR		1,02	
Required Tariff (LCOE)		0,0857	€/kWh
Incremental LHC		0,0231	€/kWh_th
<b>Calculation of LHC</b>			
Levelized Heat Costs (LHC)		0,0531	€/kWh_th
Total Investment Costs (IC)		5 175 188	€
Annuity of IC		0,08	
NPV of Running Costs (OC)		1 505 105	€
Annuity of OC		0,08	
<b>Environmental Aspects:</b>			
Annual CO2 Reduction		2954,40	t CO2

Technology		Economics	
<b>Economic Key Results</b>			
<b>Financial Input Parameters:</b>			
Heat Tariff		0,0800	€/kWh_th
Grant Proportion (Renewable)		0,00	%
Debt-Equity-Ratio		70,00	%
Average Interest Rate		5,64	%
<b>Simulation Results:</b>			
Internal Rate of Return (IRR) on Equity		16,83	%
Net Present Value		3 181 333	€
Payback Period		7,33	yrs.
Discounted Payback Period		9,73	yrs.
Total Incremental Costs		1 884 103	€
Minimum ADSCR		1,31	
Required Tariff (LCOE)		0,0669	€/kWh
Incremental LHC		0,0116	€/kWh_th
<b>Calculation of LHC</b>			
Levelized Heat Costs (LHC)		0,0416	€/kWh_th
Total Investment Costs (IC)		5 175 188	€
Annuity of IC		0,08	
NPV of Running Costs (OC)		1 587 152	€
Annuity of OC		0,08	
<b>Environmental Aspects:</b>			
Annual CO2 Reduction		3816,08	t CO2

Les équations utilisées pour le calcul des résultats économiques sont présentées ci-dessous :

Le calcul du prix du kWh :

Le facteur le plus important dans l'évaluation économique des centrales SEGS, est l'analyse du coût d'énergie ou de l'électricité produite par le système, ce qu'on appelle le LEC qui signifie ( Levelized Electricity Cost).

$$LEC = \frac{a \cdot CC + O \& M}{E_{el}}$$

a : facteur d'unité.

F : prix du carburant pour le système hybride

CC : coût d'investissement (€).

O&M : coût d'opération et de maintenance annuelle(€).

$E_{el}$  : production annuelle d'électricité.

## Agzul

Tasyert n ufuktan n tsammestd-tid-yelhanadyawinamlellayn uyalef, d-ya- di tmuraidyezegandeg w-aggusnufuktan .

Degukataynegh, awend n-ussemertazrawtumdin s useyzan Greenuis,akktazrawet n usserwusghefuyawastatitnitntesyarttemeziant n'ufuktan n- udebsiawlelluyichudenakk d walusagmmanan n Rankine(ORC) di tegnawttazayrit.

Sin n yemdikenidnefrendi tazrawtnagh : Tizi – wezzuakkM'ghair ,assefkuasnignawnsent n uwwid-tid s useyzan Meteonorm.

Seggemmudenyimgaraden id nufa , akk d ussefkuasnignaw id nefren , afaresazyanandegannar n uffuktanakked d ufaresazruran id ssufay tasyert yalassegwaswartazazyelt s wagaz , nessedanettefamdiqyelhan i tatiknulujit-agi deg M' ghair.

***Awalen n tsarut : Greenuis,tasyert tamezyant n ufuktan nudebsi amlellu, Meteonorm,Allus agmanan n Rankine (ORC).***

## Résumé

Les centrales solaires à concentrations sont une excellente alternative à celles conventionnelles surtout dans les pays qui se situent dans la ceinture solaire.

Dans notre mémoire, nous proposons une simulation à l'aide du logiciel GREENIUS et une étude comparative sur le plan technique d'une mini-centrale solaire à concentrateurs cylindro-parabolique couplée avec un Cycle Organique de Rankine (ORC) sous climat algérien.

Deux sites ont été retenus pour la simulation à savoir : El Oued (El Meghair) et Tizi-Ouzou et dont les données météorologiques sont fournies par le logiciel METEONORM.

Suite aux différents résultats obtenus et en se basant particulièrement sur les données météorologiques, la production thermique du champ solaire et la puissance électrique générée annuellement sans système d'appoint, nous ont permis de retenir que l'installation du site d'El Meghair (El Oued) est plus adapté pour ce genre de technologie.

***Mots clés : GREENIUS, Mini-centrale solaire à concentration cylindro-parabolique, METEONORM, Cycle Organique de Rankine (ORC).***

## Abstract

Concentrating solar power plants are an excellent alternative to conventional solar power plants, especially in countries in the Sunbelt.

In our dissertation, we propose a simulation using the GREENIUS software and a technical comparative study of a mini-solar power plant with parabolic trough concentrators coupled with an Organic Rankine Cycle (ORC) under Algerian climate.

Two sites were selected for the simulation, namely: El Oued (El Meghair) and Tizi-Ouzou and whose meteorological data are provided by the METEONORM software.

Following the various results obtained and based particularly on the meteorological data, the thermal production of the solar field and the electric power generated annually without back-up system, allowed us to retain that the installation of the site of El Meghair (El Oued) is more adapted for this kind of technology.

**Keywords: GREENIUS, Mini-parabolic trough solar power plant, METEONORM, Organic Rankine Cycle (ORC).**

## ملخص

إن محطات الطاقة الشمسية المركزة تشكل بديلاً ممتازاً لمحطات الطاقة التقليدية، وخاصة في بلدان الحزام الشمسي. في موجزنا، نقترح محاكاة باستخدام برنامج GREENIUS ودراسة تقنية مقارنة لمحطة طاقة شمسية صغيرة مع مراكز اسطوانية قطع مكافئ مقترنة بدورة رانكين العضوية (ORC) تحت المناخ الجزائري. تم اختيار موقعين للمحاكاة: تيزي وزو و الوادي , التي يتم توفير بيانات الأرصاد الجوية الخاصة بها بواسطة برنامج METEONORM.

ونتيجة لمختلف النتائج التي تم الحصول عليها، وعلى أساس بيانات الأرصاد الجوية، والإنتاج الحراري للحقل الشمسي والطاقة الكهربائية التي تنتج سنويا دون نظام احتياطي، تعلمنا أن تركيب موقع "الوادي" أكثر ملائمة لهذا النوع من التكنولوجيا.

**الكلمات المفتاحية:**

**GREENIUS , محطة طاقة شمسية صغيرة مع تركيز مكافئ أسطواني، METEONOR , دورة رانكين العضوية (ORC) .**

