



Université Cheikh Anta DIOP de Dakar (UCAD)

Ecole Doctorale : Physique, Chimie, Sciences de la Terre, de l'Univers et de l'Ingénieur (PCSTUI)

Formation Doctorale : Energie Solaire, Matériaux et Systèmes (SOLMATS)

Laboratoire des Semi-Conducteurs et d'Energie Solaire (LASES)

Faculté des Sciences et Techniques (FST)

# Etude d'un système de conversion solaire thermo-électrique de faible puissance pour site isolé : Application aux conditions climatiques du Sénégal

## THÈSE

présentée et soutenue publiquement le 31 Octobre 2015

pour l'obtention du

Doctorat de l'Université Cheikh Anta DIOP de Dakar

(Spécialité : Energie Solaire)

par

**Awa MAR**

### Composition du jury

<i>Président :</i>	M. Bassirou BA	Professeur FST-UCAD
<i>Rapporteurs :</i>	M. Salif GAYE	Professeur IUT-UT
	M. Moustapha DIENG	Maître de Conférences FST-UCAD
	M. Diouma KOBOR	Maître de Conférences UFRST-UASZ
<i>Examineurs :</i>	M. Joseph SARR	Professeur FST-UCAD
	M. Issakha YOUM	Professeur FST-UCAD
	M. Cheikh MBOW	Maître de Conférences FST-UCAD
<b>Directeur de thèse :</b>	<b>M. Issakha YOUM</b>	<b>Professeur FST-UCAD</b>

Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables (CERER)





*Je dédie cette thèse  
à Yaye Say.  
Oui, à notre  
chère mère.  
A notre père chéri Pa bi.  
Paix et salut à leur âme !  
Pour Adama,  
en pensant à Ro  
et Bigue.  
A notre très grande  
sœur Codou.  
Aux filleuls :  
Oumy, Adja,  
Diarra, Khadija,  
Ndeye, Aicha,  
Khadim.  
A tous mes frères et sœurs.  
A Tante Diarra, Lamine,  
Cheikh Tidiane et  
toute la famille MAR.  
A tous mes amis et parents.*



## Remerciements

Nous tenons à remercier tout le personnel du CERER de leur accueil et de leur disponibilité. Un grand merci à Dr. Serigne THIAO pour son soutien durant toutes ces années de thèse. Merci à Reine M. N. DIOH, Alioune SENGHOR, Souleymane THIAM, Hawa NDIATH, S. K. Ben THIAM, Talla NDIAYE, Pierre W. TAVARES et tous les autres doctorants et masters du centre. Nous voudrions également remercier Mme SY et les deux Mmes NDIAYE pour leurs conseils et les bons moments passés ensemble. Nous avons eu la chance d'avoir été entourée d'une équipe aussi dévouée que vous.

Nous remercions particulièrement la société Trivelliennergia et Sénégal Energie Alternative (SEA) en la personne d'Amadou Lamine DIAW pour leur collaboration. Ils ont mis gratuitement à notre disposition le capteur cylindro-parabolique Solar Tangor.

Nous associons à ces remerciements tous les collègues de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar, en particulier ceux de SOLMATS : Dr. Omar A. NIASSE, Dr. Amadou DIAO, Moulaye DIAGNE, Demba DIALLO, Nacire MBENGUE.

Nous remercions Moussa THIAO et Ibrahima DIALLO d'avoir relu ce manuscrit et y apporté leurs soins.

Nous remercions Pr Youssouf MANDIANG de l'ESP et Pr Abdou Aziz NDIAYE de l'IST pour leurs conseils et leur soutien.

Nous remercions spécialement Pr Bassirou BA, Directeur du Laboratoire et de la Formation Doctorale. Malgré toutes ses charges, il nous a fait l'honneur de présider notre jury de thèse.

Nous sommes aussi honorée de la présence du Pr Salif GAYE, Directeur de l'IUT de l'Université de Thiès, qui malgré un emploi du temps chargé a fait le nécessaire pour participer à ce jury et apporter son expertise.

Nous remercions largement Pr Moustapha DIENG pour le regard porté à ce travail. Remerciements différents, car vous nous avez beaucoup appris sur le fonctionnement des TP et TD.

C'est pour nous un grand privilège de compter parmi les membres de notre jury Pr Diouma KOBOR, Vice-Recteur de l'Université Assane Seck de Ziguinchor. Nous vous remercions d'avoir apporté votre contribution à ce travail et d'avoir fait l'essentiel malgré la tyrannie de votre agenda.

Nous remercions considérablement Pr Joseph SARR, Directeur de l'Ecole Doctorale, d'avoir accepté d'examiner ce travail et d'y apporter ses contributions.

Nous tenons à remercier une personne, une personnalité, un modèle de générosité, d'humilité, d'affabilité, d'élégance, et nous en passons ... nous voulons dire Pr Cheikh MBOW. Merci de votre sollicitude. Nous vous formulons une reconnaissance distinguée. Votre encadrement nous a non seulement permis de mener à bien ce travail, mais aussi d'apprendre énormément, tant sur le plan du contenu, de la méthodologie que sur la rigueur scientifiques.

Nous remercions exceptionnellement, une référence, une personne, un modèle de courtoisie, de philanthropie, de modestie, de simplicité, de fraternité, nous voulons nommer Pr Issakha YOUM, notre Directeur de thèse, Directeur du CERER. Ce travail n'a été possible que grâce à son concours moral, intellectuel et logistique. Nous voudrions lui rendre un hommage appuyé. Il n'a ménagé aucun effort pour nous apporter le nécessaire à la réussite de ce travail. Il nous fait confiance, nous associe aux activités du centre et contribue sans relâche à notre formation universitaire en nous montrant le chemin de la patience et de l'effort. Ses conseils éclairés nous redonnaient à chaque fois, l'inspiration nécessaire pour achever cette œuvre. Il nous a apporté son soutien de toutes marques. Il est plus qu'un modèle pour nous, nous formons une famille dans le sens large du terme. Nous n'avons pas de qualificatifs pour lui exprimer notre profonde gratitude.

A tous ceux qui nous sont liés, veuillez accepter l'expression de nos très sincères remerciements. Nous remercions enfin, tous ceux dont nous avons dû malheureusement taire les noms, mais qui nous ont été d'une grande utilité pour la confection de ce travail. Nous sommes consciente que ces simples lignes de papier ne suffiront jamais pour le faire.

Merci!!!

# Avant-propos

Ce document de thèse comporte :

- Une introduction générale détaillée présentant le solaire à concentration, *Chapitre 1*.
- Un état de l’art de la conversion thermodynamique de l’énergie solaire, *Chapitre 2*.
- Une évaluation de la ressource solaire du Sénégal, *Chapitre 3*.
- Une modélisation de la conversion solaire thermo-électrique, *Chapitre 4*.
- Un dimensionnement d’une mini-centrale, *Chapitre 5*.
- Une Conclusion générale.
- Des annexes.
- Un glossaire.
- Un index.
- Une bibliographie avec des renvois numériques sous cette forme : [×].

Dans les *chapitres* 4 et 5 les courbes sont tracées avec Gnuplot (un logiciel anglais), donc les séparateurs décimaux sont des « points » (.) et non pas des « virgules » (,).

---

*Etude d’un système de conversion solaire thermo-électrique de faible puissance pour site isolé : Application aux conditions climatiques du Sénégal*

---

**Awa MAR**<sup>1</sup>

---

## 1. Contact :

Laboratoire des Semi-Conducteurs et d’Energie Solaire (LASES)

Formation Doctorale : Energie Solaire, Matériaux et Systèmes (SOLMATS)

Ecole Doctorale : Physique, Chimie, Sciences de la Terre, de l’Univers et de l’Ingénieur (PCSTUI)

Centre d’Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables (CERER)

Route du Service Géographique (HB-87) X Rue HB-478 Hann Bel Air,

BP : 476, Dakar, Senegal

Tel. : +221-33 832 10 53

Fax : +221-33 832 10 53

E-mail : cerer@ucad.edu.sn

Université Cheikh Anta Diop de Dakar (UCAD)





# Table des matières

<b>Avant-propos</b>	<b>v</b>
<b>Table des figures</b>	<b>xi</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>xv</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>

## Chapitre 1

<b>Le solaire thermo-électrique</b>	<b>3</b>
1.1 Présentation du solaire thermodynamique . . . . .	3
1.2 Historique . . . . .	4
1.3 L'énergie solaire . . . . .	6
1.4 L'intérêt de la concentration . . . . .	8
1.5 Avantages de la filière solaire thermodynamique . . . . .	9
1.6 Contraintes de la filière solaire thermodynamique . . . . .	10
1.7 Potentiel de la filière solaire thermodynamique . . . . .	12

## Chapitre 2

<b>Etat de l'art de la conversion thermodynamique de l'énergie solaire</b>	<b>15</b>
2.1 Les centrales solaires thermo-électriques . . . . .	16
2.1.1 Les centrales à capteurs linéaires . . . . .	17
2.1.2 Les centrales à capteurs ponctuels . . . . .	21
2.1.3 Les systèmes hybrides et mixtes . . . . .	23
2.2 Les composants exclusifs . . . . .	27
2.2.1 Les concentrateurs . . . . .	27
2.2.2 Les récepteurs . . . . .	28
2.2.3 Le stockage d'énergie thermique (TES) . . . . .	32

2.3	Le transport de la chaleur : fluides caloporteur et de travail . . . . .	35
2.3.1	L'eau et la vapeur d'eau . . . . .	35
2.3.2	L'air . . . . .	36
2.3.3	Les huiles thermiques . . . . .	37
2.3.4	Les sels fondus . . . . .	37
2.4	Les machines génératrices d'énergie mécanique et cycles thermodynamiques	38
2.4.1	Cycles à vapeur . . . . .	39
2.4.2	Cycles à air . . . . .	39
2.5	Conclusion et choix d'application de la thèse . . . . .	42

<b>Chapitre 3</b>	
<b>Evaluation de la ressource solaire du Sénégal</b>	<b>45</b>

3.1	Mesures d'ensoleillement . . . . .	46
3.1.1	Appareils de mesure et de calibration . . . . .	47
3.1.2	Logiciels et sources de données solaires . . . . .	49
3.2	Gisement solaire du Sénégal . . . . .	51
3.2.1	Moyenne journalière de l'irradiation au Sénégal . . . . .	51
3.2.2	Carte d'ensoleillement du Sénégal . . . . .	53
3.2.3	Le site du CERER . . . . .	54
3.3	Autres données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales . . . . .	57
3.4	Conclusion sur l'évaluation de la ressource solaire . . . . .	57

<b>Chapitre 4</b>	
<b>Modélisation de la conversion solaire thermo-électrique</b>	<b>59</b>

4.1	Nomenclature . . . . .	60
4.2	Modélisation de l'énergie solaire en chaleur exploitable . . . . .	63
4.2.1	Etude d'un PT destinée à valider le choix du CERER . . . . .	63
4.2.2	Validation du choix du PT Solar Tangor . . . . .	72
4.2.3	Influences des paramètres atmosphériques sur le PT Solar Tangor .	73
4.2.4	Rendements énergétiques du PT Solar Tangor . . . . .	77
4.2.5	Conclusion sur la modélisation de l'énergie solaire en chaleur ex- ploitable . . . . .	78
4.3	Modélisation de la chaleur en travail indiqué . . . . .	78
4.3.1	Modélisation du moteur . . . . .	78

4.3.2	Etude des paramètres du cycle . . . . .	82
4.3.3	Choix des caractéristiques du moteur Ericsson . . . . .	86
4.3.4	Conclusion sur la modélisation de la chaleur en travail . . . . .	88
4.4	Modélisation de l'ensemble du procédé . . . . .	88
4.5	Analyse exergetique . . . . .	91
4.5.1	Détermination de l'exergie des points du cycle . . . . .	92
4.5.2	Résultats de l'analyse exergetique . . . . .	95
4.6	Modélisation du procédé avec stockage thermique intégré . . . . .	96
4.7	Conclusion sur la modélisation de la conversion solaire . . . . .	98
<b>Chapitre 5</b>		
<b>Dimensionnement d'une mini-centrale</b>		<b>99</b>
5.1	Nomenclature . . . . .	100
5.2	Caractéristiques du capteur utilisé . . . . .	100
5.3	Production au « fil du soleil » . . . . .	102
5.3.1	Influence du ratio de compression $\beta$ sur les performances énergetiques du capteur PT Solar Courant . . . . .	102
5.3.2	Production instantanée en fonction du débit avec un système sans récupération . . . . .	103
5.3.3	Production instantanée en fonction du débit avec un système à récupération . . . . .	104
5.3.4	Production instantanée en fonction de la température maximale avec un système à récupération . . . . .	105
5.4	Production à « heures imposées » . . . . .	106
5.5	Comparaison avec les systèmes photovoltaïques . . . . .	108
5.6	Comparaison avec les groupes électrogènes . . . . .	110
5.7	Conclusion sur le dimensionnement . . . . .	111
<b>Conclusion générale et perspectives</b>		<b>113</b>
<b>Annexes</b>		<b>117</b>
<b>Annexe A Notions pour le gisement solaire</b>		<b>117</b>
A.1	Le spectre du soleil . . . . .	117
A.2	Géométrie solaire . . . . .	117
A.2.1	Latitude et Longitude du lieu . . . . .	117

A.2.2	Coordonnées horaires du soleil . . . . .	119
A.2.3	Mouvement apparent, hauteur angulaire et azimut du soleil . . . . .	122
A.3	Temps et heures . . . . .	125
A.3.1	Les cinq notions de temps ou heures . . . . .	125
A.3.2	Durée du jour . . . . .	127
A.4	Rôle de l'atmosphère terrestre et rayonnement au sol . . . . .	128
A.4.1	Atmosphère terrestre . . . . .	128
A.4.2	Rayonnement au sol . . . . .	128
<b>Annexe B</b>	<b>Listes des publications et communications</b>	<b>135</b>
B.1	Publications . . . . .	135
B.2	Communications scientifiques . . . . .	135
<b>Glossaire</b>		<b>137</b>
<b>Index</b>		<b>141</b>
<b>Bibliographie</b>		<b>143</b>
<b>Résumé</b>		<b>151</b>
<b>Abstract</b>		<b>152</b>

# Table des figures

1.1	<i>Principe des systèmes solaires thermodynamiques</i>	4
1.2	<i>Vue aérienne de la centrale à tour PS10 près de Séville (Espagne) [6]</i>	5
1.3	<i>Utilisation directe de l'énergie solaire</i>	7
1.4	<i>La ceinture solaire terrestre et potentiel d'installation de centrales CSP</i>	10
1.5	<i>Le concept DESERTEC : structure et nœuds du réseau électrique</i>	12
1.6	<i>Scénario de croissance du marché pour l'électricité solaire thermodynamique [15]</i>	13
2.1	<i>Les systèmes à concentration (CSP) [21]</i>	16
2.2	<i>Les deux configurations possibles d'orientation des capteurs PT [23]</i>	17
2.3	<i>Structure d'un schéma d'une centrale à capteurs PT et caloporteur huile type projet Andasol [25]</i>	18
2.4	<i>Schéma simplifié d'une centrale PT DSG [4]</i>	19
2.5	<i>La centrale solaire Fresnel d'Almeria en Espagne [29]</i>	20
2.6	<i>Schéma simplifié de la centrale à vapeur saturée PS10 en Espagne [33]</i>	21
2.7	<i>Principe du système parabole/Stirling [7]</i>	22
2.8	<i>Le Big Dish SG4 à l'Université Nationale Australienne</i>	23
2.9	<i>Principe de fonctionnement d'une centrale HSGT [4]</i>	24
2.10	<i>Principe de fonctionnement d'une centrale ISCC [7]</i>	25
2.11	<i>Principe de schéma d'un système mixte PT-CRS [4]</i>	26
2.12	<i>Un concentrateur cylindro-parabolique</i>	27
2.13	<i>Les récepteurs thermiques en CSP</i>	29
2.14	<i>Récepteur SCHOTT PTR 70</i>	30
2.15	<i>Les deux familles de récepteurs [4]</i>	31
2.16	<i>Classification des concepts de stockage</i>	34
2.17	<i>Principe d'une centrale à fluides caloporteur et de travail eau vapeur [48]</i>	36
2.18	<i>Principe d'une centrale à caloporteur air atmosphérique [48]</i>	37
2.19	<i>Principe d'une centrale à caloporteur sel fondu [48]</i>	38
3.1	<i>Composition du rayonnement solaire</i>	47
3.2	<i>Pyranomètre Boschung [71]</i>	47
3.3	<i>Pyrhéliomètre Kipp &amp; Zonen [72]</i>	48
3.4	<i>Héliographe Campbell</i>	48
3.5	<i>Pyrgeometre Kipp &amp; Zonen [72]</i>	49
3.6	<i>Pyrradiometre[73]</i>	49

3.7	Histogrammes des irradiations quotidiennes des 14 régions du Sénégal . . .	52
3.8	Carte d'ensoleillement du Sénégal 1998-2012 . . . . .	53
3.9	Arrêt sur image du site du CERER . . . . .	54
3.10	Variations journalières du DNI du site du CERER . . . . .	56
4.1	Schéma de principe du tube récepteur . . . . .	64
4.2	Variations de $T_{out}$ et de $\eta_{th-PT}$ en fonction de $\kappa_{PT}$ . . . . .	68
4.3	Evolutions des températures $T_p$ et $T_f$ en fonction de $L_{conc}$ . . . . .	69
4.4	Evolutions de $T_p$ et $T_f$ en fonction de $\dot{m}$ . . . . .	70
4.5	Capteur PT Solar Tangor . . . . .	72
4.6	Schéma de principe du tube récepteur du PT Solar Tangor . . . . .	73
4.7	Evolutions du DNI et de $T_{out}$ au cours d'une journée type pendant les mois d'Avril, Février et Août . . . . .	74
4.8	Profils en 3D de la température de la paroi $T_p$ . . . . .	74
4.9	Courbes de niveau de la température du fluide $T_f$ . . . . .	75
4.10	Variations de $T_p$ en fonction de $x$ pour différentes $T_0$ . . . . .	76
4.11	Influences de la vitesse du vent $v$ sur $T_p$ le long du tube . . . . .	76
4.12	Puissances et pertes énergétiques du système . . . . .	77
4.13	Diagramme PV du cycle de Joule idéal . . . . .	79
4.14	Schéma de principe du couplage du PT et du moteur en cycle ouvert . . . .	79
4.15	Diagramme( $T,S$ ) du Cycle de Joule à récupération . . . . .	80
4.16	Evolutions de $\dot{W}_{net}$ et $\eta_{moteur}$ en fonction de $\dot{m}$ et de $\beta$ . . . . .	83
4.17	Evolutions de $\dot{W}_{net}$ en fonction de $\dot{m}$ et de l'efficacité du récupérateur $\varepsilon_R$ .	84
4.18	Influences de $T_0$ sur $\dot{W}_{net}$ , $\eta_{moteur}$ et $\eta_{Carnot}$ avec $T_{PT} = 733\text{ K}$ . . . . .	85
4.19	Influences de $T_{PT}$ sur $\dot{W}_{net}$ , $\eta_{moteur}$ et $\eta_{Carnot}$ avec $T_0 = 300\text{ K}$ . . . . .	86
4.20	Chaîne de transmission de la puissance solaire à électrique . . . . .	89
4.21	Schéma de principe de détermination des exergies . . . . .	93
4.22	Schéma de principe du PT couplé au moteur avec stockage intégré . . . . .	97
5.1	Concentrateur Flagsol SKAL-ET 150 [106] . . . . .	101
5.2	Influence de $\beta$ sur la production d'électricité du capteur PT Solar Courant	102
5.3	Choix du débit $\dot{m}$ pour la production instantanée d'électricité avec un système sans récupération . . . . .	103
5.4	Choix du débit $\dot{m}$ pour la production instantanée d'électricité avec un système à récupération . . . . .	104
5.5	Evolution de la température de sortie du capteur $T_{PT}$ en fonction du temps	105
5.6	Production optimale instantanée d'électricité et évolution des rendements du capteur $\eta_{th-PT}$ et du moteur $\eta_{moteur}$ . . . . .	106
5.7	Evolution de la puissance $\dot{W}_{elec}$ en fonction de la température $T_{PT}$ . . . . .	108
5.8	Centrale pilote PV du projet MACSEN-PV au CERER . . . . .	109
A.1	Latitude et longitude d'un point à la surface de la terre [117] [118] . . . . .	118
A.2	Coordonnées géographiques du Sénégal [119] . . . . .	118
A.3	Arrêt sur image du site du CERER . . . . .	119
A.4	Mouvement de rotation de la terre autour du soleil [121] . . . . .	120

---

A.5	<i>Déclinaison solaire [122]</i> . . . . .	120
A.6	<i>Angle horaire et mouvement apparent du soleil</i> . . . . .	122
A.7	<i>Hauteur angulaire ou élévation du soleil</i> . . . . .	123
A.8	<i>Hauteur angulaire du soleil à Dakar avec le logiciel PVsyst</i> . . . . .	123
A.9	<i>Azimut et hauteur angulaire du soleil</i> . . . . .	124
A.10	<i>Azimut du soleil à Dakar avec le logiciel PVsyst</i> . . . . .	125
A.11	<i>Trajectoires du soleil à Dakar avec le logiciel PVsyst</i> . . . . .	126
A.12	<i>Structure de l'atmosphère [124]</i> . . . . .	129
A.13	<i>Variations mensuelles de Trouble de Linke à Dakar (moyenne 2001-2010)</i>	131
A.14	<i>Indice de clarté pour le rayonnement global sur un plan horizontal (1990)</i>	132





# Liste des tableaux

1.1	<i>Coûts moyens d'investissement et coûts de l'électricité des différentes filières de production [7]</i>	11
2.1	<i>Propriétés de l'huile Therminol VP-1 [52]</i>	37
3.1	<i>Potentiel énergétique du site du CERER</i>	55
4.2	<i>Caractéristiques du capteur PT Solar Tangor</i>	72
4.3	<i>Caractéristiques du moteur Ericsson</i>	83
4.4	<i>Résultats obtenus avec la modélisation du moteur à un point de fonctionnement donné</i>	87
4.5	<i>Résultats modélisation capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson</i>	90
4.6	<i>Analyse exergétique du capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson</i>	96
5.2	<i>Caractéristiques du capteur PT Solar Courant utilisé pour le dimensionnement</i>	101
5.3	<i>Production journalière d'électricité</i>	108



# Introduction générale

De nos jours, tout le monde s'accorde à reconnaître que tout développement économique et social est impossible sans énergie. Ainsi, les besoins énergétiques ne cesseront de croître et le monde devra faire face à des pénuries de combustibles fossiles aussi bien qu'à des problèmes d'ordre écologique. Les systèmes énergétiques du futur seront donc ceux qui n'auront pas un impact néfaste sur l'environnement et de plus en plus nous rêvons d'une source d'énergie inépuisable et non polluante : une source d'énergie « verte ». C'est pourquoi, conscientes du rôle important que peuvent jouer les énergies renouvelables, les autorités académiques sénégalaises ont créé le Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables (CERER). L'une des missions du centre est la recherche et le développement des procédés susceptibles d'utiliser l'énergie solaire.

Par ailleurs, au Sénégal, les installations productrices d'électricité ont été construites dans les années 60. Elles fonctionnent en général au fuel et au gaz, combustibles très chers de nos jours. L'exploitation et la maintenance de ces installations vétustes deviennent de plus en plus difficiles et coûteuses par manque ou raréfaction des pièces de rechange. Les charges annuelles explosent et par conséquent les tarifs. Les rendements de ces unités sont mauvais. La demande en électricité est en constante augmentation face à un manque chronique de production d'électricité. Il n'y a donc pas de sécurité dans l'approvisionnement, car les coupures d'électricité sont fréquentes.

D'autre part, il existe des zones où la population est située à l'écart de tout raccordement au réseau électrique car il est techniquement complexe d'étendre le réseau jusqu'à elle, ou parce que le coût d'une telle opération n'est pas justifié par rapport à d'autres solutions existantes. Ces zones sont appelées **sites isolés**. Cette proportion est substantiellement plus importante dans les zones rurales. La production d'énergie électrique de faible puissance en site isolé représente un enjeu très important pour les pays en développement. Les seules réponses technologiques utilisées à ce jour pour le Sénégal sont :

- les systèmes de groupes électrogènes basés sur le concept de moteur à combustion interne utilisant de l'énergie fossile (exemple le Diesel) très coûteuse et qui n'est pas forcément disponible sur place, son acheminement représente souvent une contrainte et un coût supplémentaire. De tels systèmes présentent également l'inconvénient de fonctionner avec plus de vibration et nécessitent beaucoup de maintenance en opération.
- les systèmes de modules à panneaux solaires photovoltaïques (PV), chers à mettre

en œuvre et nécessitant l'utilisation de parcs de batteries qui sont des composants également onéreux et non respectueux de l'environnement (plomb, acide, faible durée de vie, recyclage difficile).

Toutefois, devant cette situation, une volonté politique s'exprime pour promouvoir des systèmes alternatifs de production d'électricité centralisés ou décentralisés à partir des sources renouvelables d'énergies. Parmi les solutions jusqu'ici mentionnées, nous avons noté l'électricité solaire photovoltaïque et l'éolienne très rarement [1]. Et pourtant, de nouvelles solutions technologiques de centrales basées sur le solaire thermodynamique sont possibles pour le Sénégal. Un des critères de choix est la technologie simple à réaliser et dont les performances et les coûts peuvent être compétitifs par rapport aux systèmes photovoltaïques [2]. Le Sénégal, comme la plupart des pays sahélo-sahariens, avec une situation géographique favorable dispose d'un véritable potentiel solaire avec près de 3000 heures/an d'ensoleillement pour atteindre des températures élevées qui restent incontournables pour la production d'énergie solaire par voie thermodynamique. Tenant compte des réalités et priorités nationales en matière d'énergie et d'environnement (Le taux d'électrification urbaine est de 88,8 % en 2012, alors qu'en milieu rural le taux d'électrification est de 25,7 % ; ce qui donne, au total, un taux d'électrification nationale de l'ordre de 54,5 % [3].), le CERER a orienté ses activités principalement dans la production d'électricité.

Dans cette optique, cette thèse a pour but l'étude d'un démonstrateur pilote d'une centrale solaire thermodynamique d'une dizaine de  $kW_{elec}$ . A ce titre nous visons à mener les travaux de R&D nécessaires pour développer une mini-centrale solaire mettant en œuvre la technologie de concentration à partir de concentrateurs cylindro-paraboliques couplé à un moteur Ericsson à cycle de Joule. L'objectif premier est de faire comprendre la technologie CSP afin de faire connaître ses forces, ses limites et aussi de donner les domaines d'application pertinents pour convaincre qu'elle est une solution fiable et respectueuse de l'environnement pour la production autonome d'électricité. Cette technologie moins populaire que le PV mérite d'être étudiée. C'est ainsi que ce manuscrit débute par une description détaillée du solaire thermo-électrique afin de mieux convaincre sur cette technologie et de la favoriser. Il va s'en suivre un état de l'art sur les technologies à concentration et l'étude des composants spécifiques aux centrales CSP afin de cerner notre choix d'application de la thèse. Deuxièmement, l'atteinte de ces objectifs passe forcément par une meilleure connaissance de la ressource solaire au Sénégal et des autres paramètres nécessaires à l'étude des centrales solaires thermodynamiques. D'autre part, le cœur de ce manuscrit expose la modélisation de la conversion solaire thermo-électrique notamment l'étude paramétrique et l'influence des conditions climatiques du Sénégal. Les composants de notre système à savoir le capteur, le stockage et le moteur ont été sculptés indépendamment afin d'identifier pour chaque composant les paramètres optimaux. Une analyse exergétique permet de compléter le bilan énergétique. Finalement, une mini-centrale thermodynamique est dimensionnée et comparée au système PV et au groupe électrogène.

Ces travaux jettent les bases de l'*Etude d'un système de conversion solaire thermo-électrique de faible puissance pour site isolé : Application aux conditions climatiques du Sénégal*.

# 1

## Le solaire thermo-électrique

### Sommaire

1.1	Présentation du solaire thermodynamique . . . . .	3
1.2	Historique . . . . .	4
1.3	L'énergie solaire . . . . .	6
1.4	L'intérêt de la concentration . . . . .	8
1.5	Avantages de la filière solaire thermodynamique . . . . .	9
1.6	Contraintes de la filière solaire thermodynamique . . . . .	10
1.7	Potentiel de la filière solaire thermodynamique . . . . .	12

Ce chapitre présente une description du solaire thermodynamique. Cette présentation passe par une historique aux niveaux mondial et national et par une distinction des différentes formes d'énergie solaire. L'intérêt de concentrer le rayonnement solaire, les avantages, inconvénients et potentiel de la filière héliothermodynamique sont aussi spécifiés.

### 1.1 Présentation du solaire thermodynamique

On désigne par solaire thermodynamique ou solaire à concentration ou héliothermodynamique (Concentrated Solar Power (CSP)), l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique.

Les composants optiques des centrales solaires thermodynamiques, appelés concentrateurs ou collecteurs permettent de capter le rayonnement solaire **direct** (DNI) et de le concentrer sur le récepteur qui transmet l'énergie captée à un fluide caloporteur sous forme de chaleur. L'ensemble composé du concentrateur et du récepteur s'appelle le capteur solaire, qui convertit l'énergie rayonnée en énergie thermique. Cette énergie thermique est ensuite transformée en électricité à l'aide d'un cycle conventionnel de production d'électricité (turbine à gaz, turbine à vapeur, moteur Ericsson, moteur Stirling, ...) nommé bloc

électrique par la suite [4]. Cette chaîne de conversion est représentée par la (Figure 1.1).

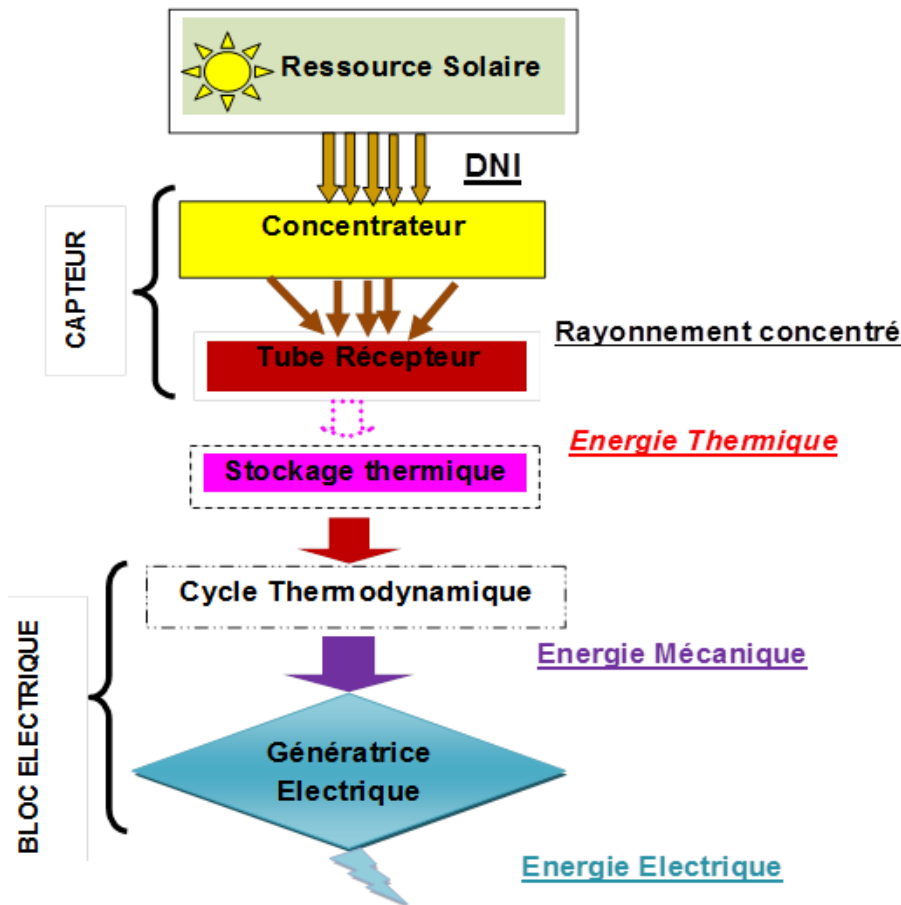


FIGURE 1.1 – *Principe des systèmes solaires thermodynamiques*

## 1.2 Historique

La flambée des prix lors du choc pétrolier au milieu des années 1970 avait lancé les pays industrialisés dans la course aux énergies alternatives. Basés sur les travaux de pionniers comme Giovanni Francia en Italie [5], les concepts de centrales solaires thermodynamiques commencent à éveiller l'intérêt de centres de recherches et des industriels jusqu'à aboutir dans les années 1980, à des plates-formes expérimentales :

- aux Etats-Unis (Albuquerque, NM, Barstow, CA)
- en Espagne (Plateforme Solaire d'Almería (PSA) utilisée de nos jours par l'Agence Aérospatiale Allemande (DLR) et le Centre Espagnol de Recherche sur l'Energie et l'Environnement (CIEMAT))
- et en France (centrale Thermo-Hélio-Electrique-Mégawatt (Thémis) à Targassonne).

Après le deuxième choc pétrolier vers 1982, le gouvernement américain offrit des crédits d'impôts aux investisseurs sur des projets de centrales solaires et imposa des tarifs d'achat incitatifs et garantis à long terme. Ceci a permis à la société Luz de construire 9 centrales cylindro-paraboliques commerciales en Californie (Solar Energy Generating Systems (SEGS)), toujours exploitées actuellement en démarrant par un prototype de  $14 \text{ MW}_{elec}$  en 1984 et en continuant par deux centrales de  $80 \text{ MW}_{elec}$  en 1990 et 1991.

Cependant au début des années 90, la chute du prix des énergies fossiles et de nouvelles politiques énergétiques dans les pays industrialisés ont entraîné la faillite de la société Luz et une longue traversée du désert pour les technologies de production d'électricité par voie solaire concentré.

Après 15 années sans nouveaux projets, une centrale solaire thermodynamique commerciale, nommée PS10 (Figure 1.2), a été inaugurée en 2006 à Sanlúcar la Mayor, près de Séville en Espagne, suivie de près par l'installation Nevada Solar One aux USA en 2007. De nombreux projets sont en train de voir ou revoir le jour en Espagne, en France et aux USA, et dans des pays en développement tels que l'Égypte, l'Algérie, le Maroc. Partout où l'ensoleillement direct atteint un niveau suffisant, les programmes de recherche concernant ces technologies sont relancés .



FIGURE 1.2 – *Vue aérienne de la centrale à tour PS10 près de Séville (Espagne) [6]*

Mais, en ce début de siècle, l'inquiétude croissante sur les conséquences des dérèglements climatiques (traduite par les accords de l'Après-Kyoto Copenhague 2009 !), l'accident nucléaire du 11 mars 2011 de Fukushima, et de grandes incertitudes sur l'approvisionnement en énergie fossile ont récemment relancé les efforts de recherche pour élargir le mix énergétique et produire l'électricité en minimisant les émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère. Le recours aux technologies solaires à concentration est donc sérieusement envisagé par la communauté scientifique en raison de quelques caractéristiques spécifiques remarquables (stockage thermique, dessalement, rendement élevé,

amélioration du profil environnemental). De plus les efforts de recherche de quelques pays comme l'Allemagne, l'Espagne et les Etats-Unis pendant les précédents chocs pétroliers permettent, de nos jours, aux centrales solaires thermodynamiques, d'être au seuil de la rentabilité économique dans des régions géographiques favorables comme le Sénégal. L'objectif est de rendre les centrales solaires thermodynamiques économiquement compétitives en abaissant le coût de production de l'électricité [7].

Au niveau international, la recherche sur l'énergie solaire concentrée est fédérée par le programme Solar Power And Chemical Energy Systems (SolarPACES) de l'Agence Internationale de l'Energie dont le but est de permettre une contribution énergétique significative du solaire concentré.

Au Sénégal, un essai d'introduction des centrales solaires thermodynamiques s'est soldé par un échec. Une centrale de production d'électricité d'une puissance de 25 *kW*, utilisant la technologie, a été réalisée par la Société Nationale d'Electricité du Sénégal (SENELEC), à Diakhao (fait partie maintenant de la région de Fatick) [8].

Mise en fonctionnement en 1981, cette centrale, d'un coût de 375 millions FCFA, financée sur prêt de la Caisse Française de Coopération (devenue Agence Française de Développement (AFD)) a cessé de fonctionner depuis 1983. L'échec de ce projet qui avait un objectif de démonstration a provoqué à l'époque, un débat sur l'opportunité de financer de telles réalisations par un prêt.

Dans les années 80 aussi, le Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables (CERER) fit l'expérience du solaire concentré avec l'étude d'un concentrateur parabolique Thermo-Hélio-Electrique-Kilowatt (THEK). Il permit de produire de l'eau chaude et de la vapeur saturante. En effet la production d'eau chaude pour des besoins autres que celui du chauffage des locaux représente une part importante des consommations énergétiques (surtout pour les hôtels, restaurants, hopitaux, etc.). Outre la consommation dite d'eau chaude sanitaire, les consommations de plusieurs usages ou appareils (blanchisserie, nettoyage, machines à café, cuisson, etc.) pourraient être réduites si une source d'eau chaude était accessible. Avec le THEK, des études sur les champs de températures ont été faites, mais les principaux problèmes rencontrés étaient liés au fait qu'à la base, ce concentrateur était réglé pour fonctionner dans les conditions de longitude et de latitude du sud de la France (Provence) [9].

### 1.3 L'énergie solaire

Sur Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau, du vent et de la photosynthèse créée par le règne végétal dont dépend le règne animal via les chaînes alimentaires. L'énergie solaire est donc à l'origine de toutes les énergies 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'énergies : énergie alimentaire, énergie cinétique, énergie thermique, électricité ou biomasse. Par extension, l'expression « énergie



solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir de cette dernière [10].

Il existe pourtant de nombreuses technologies résumées dans le schéma de la (Figure 1.3) permettant de produire de la chaleur ou de l'électricité en utilisant directement l'énergie solaire. La première distinction à faire entre ces différentes technologies est celle entre le solaire passif, le solaire thermique et thermodynamique, et le solaire photovoltaïque [7].

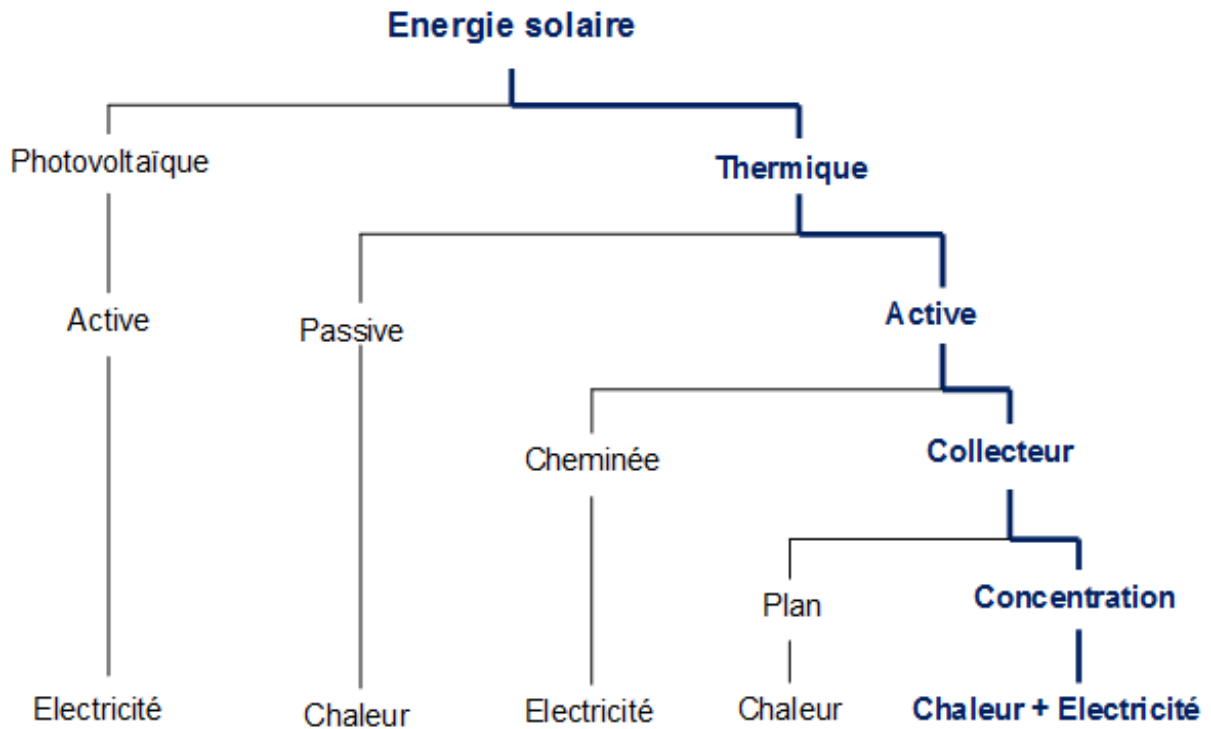


FIGURE 1.3 – *Utilisation directe de l'énergie solaire*

La plus ancienne et certainement la plus importante, quoique discrète, l'utilisation de l'énergie solaire consiste à bénéficier de l'apport direct du rayonnement solaire, c'est-à-dire l'énergie solaire passive. Pour qu'un bâtiment bénéficie au mieux des rayons du soleil, on doit tenir compte de l'énergie solaire lors de la conception architecturale (façades doubles, orienté vers le sud, surfaces vitrées, etc.). L'isolation thermique joue un rôle important pour optimiser la proportion de l'apport solaire passif dans le chauffage ou la climatisation et l'éclairage d'un bâtiment. Dans une maison solaire passive, l'apport solaire passif permet de faire des économies d'énergie importantes [11]. Dans les bâtiments dont la conception est dite bioclimatique, l'énergie solaire passive permet aussi de chauffer tout ou une partie d'un bâtiment pour un coût proportionnel quasi nul.

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. La cellule photovoltaïque est un composant électronique qui est la base des installations produisant cette énergie. Elle

fonctionne sur le principe de l'effet photoélectrique.

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la **chaleur** du rayonnement solaire pour chauffer un fluide plus ou moins à haute température plutôt que le rayonnement lui-même. Si la température du fluide est assez élevée, on peut alors actionner un cycle thermodynamique pour produire de l'électricité (et de la chaleur). Cette filière est celle des centrales solaires thermodynamiques.

## 1.4 L'intérêt de la concentration

Les propriétés physiques font que lorsqu'une surface d'un matériau est éclairée, une partie du rayonnement solaire est réfléchi, une autre est transmise et le reste est absorbé. La part du rayonnement absorbé est alors convertie en chaleur qui augmente la température du matériau receveur jusqu'à atteindre un équilibre dépendant de l'intensité du rayonnement solaire, de l'absorptivité du matériau et des pertes thermiques occasionnées [12].

Considérons l'exemple simplifié d'un capteur constitué d'une surface  $S$  d'un corps noir de  $4 \text{ m}^2$  éclairée par un flux solaire  $\varphi$  de  $799 \text{ W.m}^{-2}$ . On atteindra la température d'équilibre,  $T_r$  telle que :

$$\varphi \times S = \sigma_{SB}S(T_r^4 - T_0^4) + hS(T_r - T_0) \quad (1.1)$$

En prenant le coefficient de convection  $h = 10 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$  et une température ambiante  $T_0 = 300 \text{ K}$  ( $27^\circ\text{C}$ ),  $\sigma_{SB}$  étant la constante de Stefan Boltzman, nous trouvons une température d'équilibre  $T_r$  de  $345 \text{ K}$  ( $72^\circ\text{C}$ ). Avec cette basse température, il n'est donc pas possible d'actionner un cycle thermodynamique à une grande performance. Les capteurs solaires thermiques plans, sont donc destinés à la production d'eau chaude ou à la climatisation de l'habitat [7].

En effet, un tel capteur, même parfaitement absorbant, doit supporter les pertes que son propre échauffement provoque avec l'air ambiant. Ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à cette élévation de température et à la surface du capteur. Pour arriver à des températures élevées, il reste à diminuer fortement la surface de réception pour maintenir, en proportion, ces pertes à un niveau raisonnable. C'est ce que l'on fait en disposant devant le récepteur une optique qui concentre sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. La réception à concentration fait appel à des technologies décrites (§ 2.2). Nous définissons le nombre adimensionnel  $\alpha_{conc}$  comme étant le **taux de concentration** géométrique et il est égal au rapport de la surface utile du concentrateur sur la surface réceptrice. Ainsi, nous allons obtenir (les calculs seront détaillés dans le Chapitre 4) :

$$\alpha_{conc} \times \varphi \times S = \sigma_{SB}S(T_r^4 - T_0^4) + hS(T_r - T_0) \quad (1.2)$$

Pour un taux de concentration  $\alpha_{conc}$  de 20, nous obtenons une température d'équilibre  $T_r$  de 686 K (413 °C), pour  $\alpha_{conc} = 80$ , la température d'équilibre atteint alors 1002 K (729 °C).

## 1.5 Avantages de la filière solaire thermodynamique

Le principal avantage de la filière héliothermodynamique est le stockage d'énergie thermique (Thermal Energy Storage (TES)) du fait du passage par la chaleur dans la chaîne de conversion à la différence d'autres ressources renouvelables comme le PV ou l'éolien et aussi l'hybridation en utilisant une ressource énergétique solaire-biomasse par exemple. Il est aussi possible d'envisager des systèmes à polygénération (électricité, chaleur, froid, hydrogène), voire d'associer la production d'électricité à d'autres enjeux essentiels des pays très ensoleillés comme le dessalement des eaux de mers.

Ces deux concepts, le stockage et l'hybridation permettent d'augmenter la qualité (car prévisible) et la quantité d'électricité produite et ainsi dans certaines conditions permettent de diminuer le coût de production.

Comme toute énergie renouvelable, le CSP est une source de sécurité dans les domaines économiques, sociaux et environnementaux. D'un point de vue économique, le CSP permet de s'affranchir des fluctuations du prix du pétrole et de limiter les émissions de  $CO_2$  dans l'atmosphère et de tout autre polluant pendant le fonctionnement. De plus, les premières analyses de cycle de vie sont excellentes avec un taux d'émission de 13,4 g de  $CO_2$  par  $kW.h_{elec}$  pour une centrale cylindro-parabolique. Ces chiffres sont comparables à ceux de l'électricité d'origine hydraulique ou éolienne ( $\sim 10 g.kW.h_{elec}^{-1}$ ), inférieurs à ceux annoncés pour l'électricité photovoltaïque (99  $g.kW.h_{elec}^{-1}$ ) et bien entendu sans comparaison avec l'électricité issue de combustion de pétrole ou de charbon ( $> 700 g.kW.h_{elec}^{-1}$ ) [13]. En outre seulement 50 % à 60 % du coût d'investissement concerne les composants solaires donc innovants ; le reste de la conversion d'énergie se faisant selon des technologies éprouvées (cycles de Rankine, de Brayton, ...).

D'autres atouts du point de vue environnemental comme le temps de retour énergétique, une longue durée de vie ou encore des composants pour la plupart recyclables (acier, verre) sont également importants et représentent des avantages non négligeables par rapport aux autres types de production d'électricité [7].

Les surfaces au sol nécessaires pour l'électricité solaire sont des dizaines de fois inférieures à celles requises par la biomasse ou l'hydroélectricité.

Le dernier grand intérêt des centrales solaires à concentration est leur rendement énergétique particulièrement élevé. En 2008, un rendement record à 31,25 % de la conversion solaire-électricité instantanée a été établi par le système Parabole/Stirling Suncatcher, du Sandia National Laboratories à Albuquerque au New Mexico [14].

Des rendements énergétiques élevés, ainsi que de grandes perspectives d'améliorations technologiques permettraient de placer le solaire thermodynamique en tête des énergies renouvelables dans les années à venir [15].

## 1.6 Contraintes de la filière solaire thermodynamique

La filière CSP subit deux inconvénients essentiels. Le premier tient à la disponibilité de la ressource : la concentration ne peut se faire qu'avec le DNI à la différence du PV qui utilise le rayonnement solaire global applicable et intéressant presque partout. La ressource en rayonnement direct se situe principalement dans la ceinture solaire (Figure 1.4) où le DNI est supérieur à  $2000 \text{ kW.h.m}^{-2}.an^{-1}$ . Au Sénégal le DNI annuel dépasse facilement ce seuil (voir § 3.2). Dans les régions désertiques telles que le Sahara, l'Australie ou encore le sud-ouest des Etats Unis, il atteint  $3000 \text{ kW.h.m}^{-2}.an^{-1}$ .

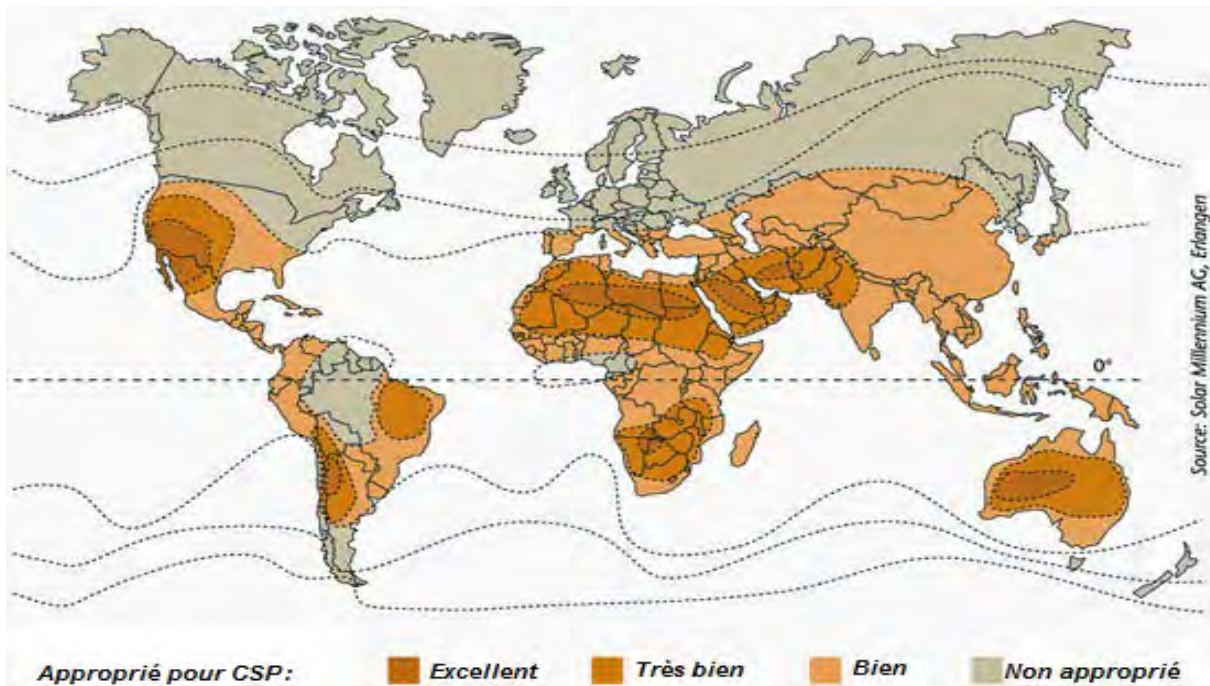


FIGURE 1.4 – La ceinture solaire terrestre et potentiel d'installation de centrales CSP

La deuxième contrainte, comme pour la plupart des énergies renouvelables, est d'ordre économique. Le coût de l'électricité normalisé (Levelized Electricity Cost, (LEC)) varie de  $16 \text{ c}\text{€}.kW.h_{elec}^{-1}$  pour une centrale type cylindro-parabolique à  $28 \text{ c}\text{€}.kW.h_{elec}^{-1}$  pour un système Parabole/Stirling, dans des conditions favorables d'ensoleillement [15]. Ces coûts restent inférieurs à ceux du PV (de l'ordre de  $30 \text{ c}\text{€}.kW.h_{elec}^{-1}$ ) sous ces mêmes conditions mais sont supérieurs à ceux de l'éolien (de l'ordre de  $10 \text{ c}\text{€}.kW.h_{elec}^{-1}$ ). Le coût de l'électricité des centrales solaires thermodynamiques est très dépendant de la ressource solaire, de l'investissement et du risque technologique à la différence des centrales conventionnelles où c'est surtout le coût de la ressource qui influe sur le prix. Selon European Concentra-

ted Solar Thermal Road-Mapping (ECOSTAR), le coût de l'électricité produite par une centrale exploitée sous  $2\,900\text{ kW.h.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$  au lieu de  $2\,000\text{ kW.h.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$  est réduit de 31 %. Les coûts d'investissement globaux des centrales s'étalent de  $3\,000\text{ €/kW.h}_{elec}^{-1}$  pour les installations de grande puissance type cylindro-parabolique jusqu'à  $14\,000\text{ €/kW.h}_{elec}^{-1}$  pour les systèmes Parabole/Stirling de faible puissance unitaire. La moitié des réductions de coûts pourrait provenir des effets d'échelle et d'apprentissage, et l'autre moitié des efforts de R&D [15].

Le (Tableau 1.1) indique les ordres de grandeur des coûts d'investissement et de l'électricité en 2005 de différentes filières de production d'électricité.

Les centrales CSP présentent d'autres barrières communes à celles des centrales thermiques conventionnelles de petite ou moyenne taille qui réduisent le choix des sites d'implantation :

- La connexion au réseau est un critère essentiel pour le choix du site tout comme le coût du terrain. L'aire requise pour la production de  $1\text{ MW.h}_{elec}$  par an est de 8 à  $12\text{ m}^2$  dans les zones désertiques.
- Une source en eau brute est nécessaire pour le lavage des concentrateurs et pour le refroidissement du cycle thermodynamique, sauf quand la conversion thermique à électrique est faite par une turbine à gaz ou dans le cas de petites unités. Les centrales CSP californiennes en consomment  $3,4\text{ m}^3$  pour produire  $1\text{ MW.h}_{elec}$ . Un refroidissement par air est aussi envisageable, mais pour une centrale à cycle vapeur cette technologie augmente le coût de l'électricité produite d'environ 10 % [4].

TABLE 1.1 – Coûts moyens d'investissement et coûts de l'électricité des différentes filières de production [7]

Source	Technologie	Investissement ( $US\$.MW_{elec}^{-1}$ )	LEC ( $US\$.MW.h_{elec}^{-1}$ )
Charbon	PF ( pulvérisation )	1 000 – 1 500	30 – 40
Pétrole	Moteur Diesel	–	70 – 80
Gaz	Turbine à gaz	400 – 800	45 – 70
Nucléaire	Réacteur eau légère	1 000 – 2 000	40 – 45
Eolien	On shore	1 000 – 1 500	70 – 150
Hydraulique	Grande puissance	1 000 – 7 000	50 – 150
Solaire	Photovoltaïque	4 000 – 10 000	140 – 500
	Cylindro-parabolique	2 500 – 3 500	120 – 200

La base scientifique et industrielle est encore trop petite dans le monde, pour des projets qui nécessitent des connaissances pointues dans des domaines aussi variés que l'optique, les matériaux, les transferts thermiques, la thermodynamique, l'automatisme, la géographie, ... D'où l'importance de grands projets faisant appel à des experts de laboratoires différents, tel que le programme européen ECOSTAR [15].

## 1.7 Potentiel de la filière solaire thermodynamique

L'énergie solaire est une énergie de haute qualité. Il s'agit de l'énergie la plus répandue et la plus régulièrement répartie sur la surface de la planète. Il est reconnu qu'en 6 heures les déserts du monde reçoivent plus d'énergie du soleil que ce que consomme l'humanité en une année. Cela signifie qu'une énergie propre et suffisante peut être générée à partir des déserts. Sur ce constat physique, la Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC) fondée en 2003, a développé le concept « DESERTEC ». Le but de ce projet est d'utiliser la ressource solaire des déserts chauds d'Afrique du nord pour subvenir à une partie des besoins en électricité et en eau douce des régions EU-MENA (Union Européenne, Moyen Orient et de l'Afrique du Nord) grâce à un réseau de câbles à très haute tension (Figure 1.5). Les pertes en ligne estimées à 15 % seraient alors largement compensées par le surcroît de production [16].



FIGURE 1.5 – Le concept DESERTEC : structure et nœuds du réseau électrique

D'une manière générale, l'énergie solaire est la seule ressource énergétique (renouvelable et fossile comprise) capable de satisfaire à la totalité de la demande énergétique mondiale sur le long terme. Le CSP constitue un défi majeur dans le mix énergétique des pays en développement disposant d'une ressource élevée pour faire face aux enjeux énergétiques et économiques du *XXI<sup>ème</sup>* siècle.

De nombreux scénarios énergétiques prévoient une contribution très forte de la filière dans la production d'électricité au niveau mondial à moyen terme. Selon ECOSTAR 15 000  $MW_{elec}$  devraient être installés dans le monde d'ici 2020 (Figure 1.6) et d'après le rapport de l'International Energy Agency (IEA) plus de 680  $GW_{elec}$  en 2050 [17]. Le

chiffre avancé de  $5\,000\text{ MW}_{elec}$  en 2015 est l'objectif du Global Market Initiative (GMI) [18]. Ce déploiement massif du solaire à concentration ajouté à des innovations technologiques permettraient alors à la filière d'atteindre un coût d'électricité plus bas et d'être compétitif dans les années à venir.

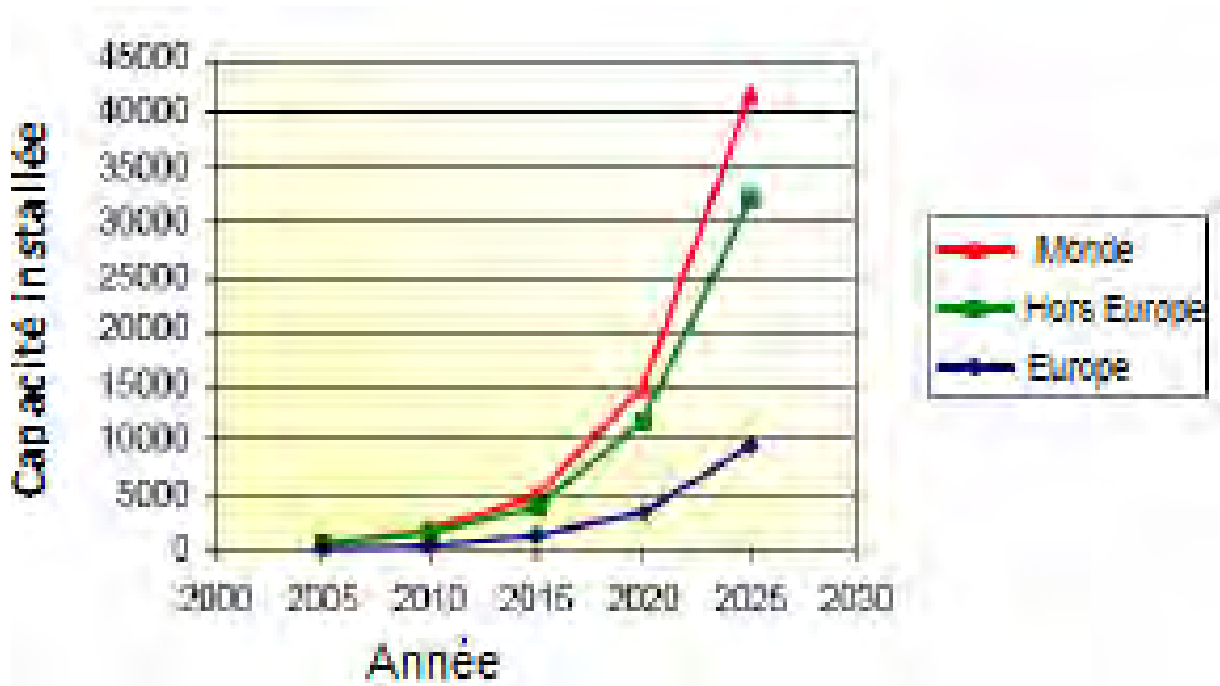


FIGURE 1.6 – Scénario de croissance du marché pour l'électricité solaire thermodynamique [15]

La production d'électricité à faible puissance par voie solaire thermodynamique est aussi à tenir en considération, ce type de production constitue la production décentralisée [19]. Depuis ce début de siècle, il y a un regain notoire d'intérêt pour cette filière dû à plusieurs facteurs dont le développement de nouvelles technologies, la libéralisation du marché de l'énergie et la prise de conscience des problèmes environnementaux. Le gouvernement du Sénégal est également en train de créer le cadre légal et réglementaire nécessaire à la bonne intégration de ces énergies dans le paysage énergétique du pays : la loi sur les énergies renouvelables au Sénégal a été promulguée et votée en 2010. Ainsi, tous les facteurs sont réunis pour que le CSP puisse véritablement prendre de l'essor au Sénégal. Ces petites centrales sont de coût faible et de construction rapide. De plus, elles permettent de relever le défi de fournir l'électricité aux populations, en vue de promouvoir leur qualité de vie, leur accès aux soins médicaux, à l'éducation et favoriser le développement économique local durable. Dans ce contexte, le système cylindro-parabolique/moteur Ericsson peut tirer son épingle du jeu avec des caractéristiques remarquables ; rendement élevé, émissions de polluants nulles, possibilités de stockage, d'hybridation et de cogénération [20].





## 2

# Etat de l'art de la conversion thermodynamique de l'énergie solaire

## Sommaire

---

<b>2.1</b>	<b>Les centrales solaires thermo-électriques . . . . .</b>	<b>16</b>
2.1.1	Les centrales à capteurs linéaires . . . . .	17
2.1.2	Les centrales à capteurs ponctuels . . . . .	21
2.1.3	Les systèmes hybrides et mixtes . . . . .	23
<b>2.2</b>	<b>Les composants exclusifs . . . . .</b>	<b>27</b>
2.2.1	Les concentrateurs . . . . .	27
2.2.2	Les récepteurs . . . . .	28
2.2.3	Le stockage d'énergie thermique (TES) . . . . .	32
<b>2.3</b>	<b>Le transport de la chaleur : fluides caloporteur et de travail .</b>	<b>35</b>
2.3.1	L'eau et la vapeur d'eau . . . . .	35
2.3.2	L'air . . . . .	36
2.3.3	Les huiles thermiques . . . . .	37
2.3.4	Les sels fondus . . . . .	37
<b>2.4</b>	<b>Les machines génératrices d'énergie mécanique et cycles thermodynamiques . . . . .</b>	<b>38</b>
2.4.1	Cycles à vapeur . . . . .	39
2.4.2	Cycles à air . . . . .	39
<b>2.5</b>	<b>Conclusion et choix d'application de la thèse . . . . .</b>	<b>42</b>

---

Ce chapitre présente un état de l'art de la conversion solaire thermo-électrique permettant de décrire dans un premier temps les différentes technologies existantes. Ensuite sont donnés leurs composants spécifiques c'est-à-dire le concentrateur, le récepteur et le stockage thermique. Nous avons utilisé la même classification faite par le Laboratoire Procédés, Matériaux, et Energie Solaire (PROMES - Perpignan, France). A la fin, nous allons étudier les composants communs aux centrales thermiques conventionnelles à savoir le transport de la chaleur et les moteurs thermiques, afin de positionner le choix de la thèse.

## 2.1 Les centrales solaires thermo-électriques

La production d'électricité par voie solaire concentrée comporte deux systèmes principaux qui se distinguent par leurs dispositifs concentrateurs (Figure 2.1) :

- une concentration linéaire : concentrateur cylindro-parabolique ou Parabolic Trough (PT) et collecteur linéaire de Fresnel ou Linear Fresnel Collector (LFC) ;
- une concentration ponctuelle : concentrateur parabolique ou Dish Stirling (DS) et concentrateur à tour ou Central Receiver Systems (CRS).

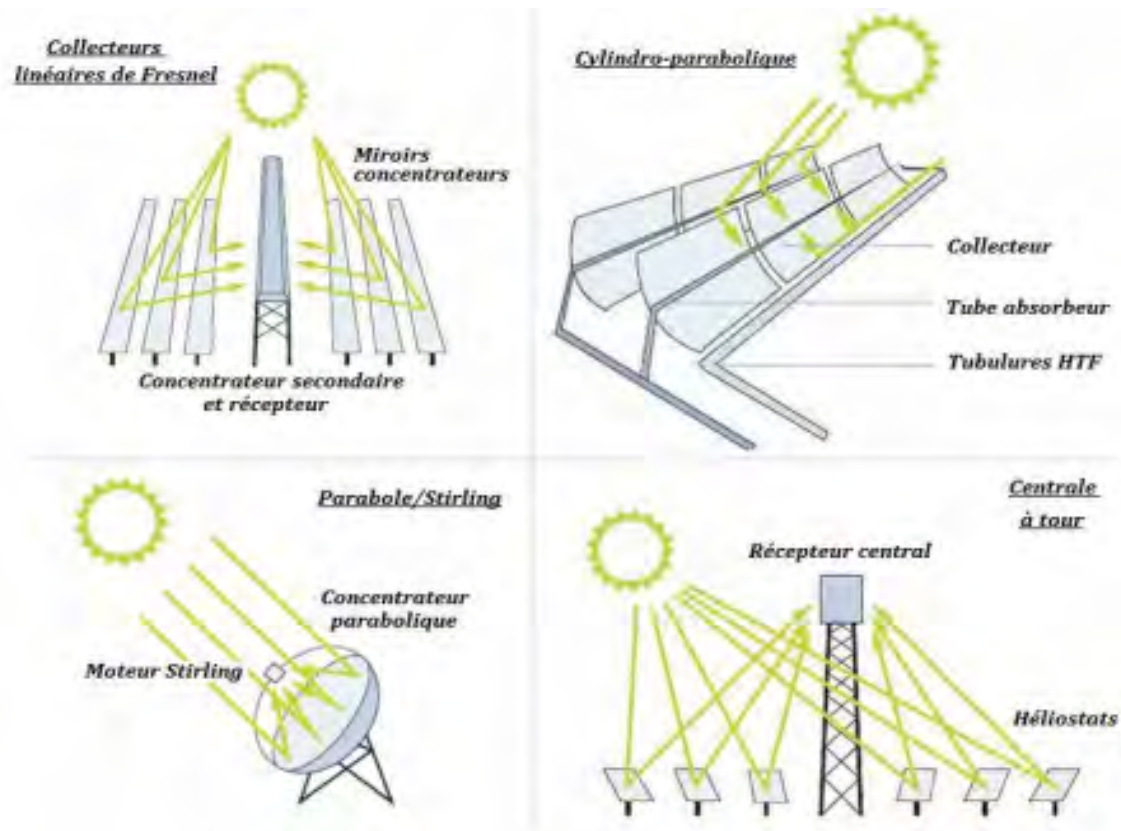


FIGURE 2.1 – Les systèmes à concentration (CSP) [21]

Ces concentrateurs se différencient par leurs dimensions élémentaires, leurs coûts et leurs performances optiques.

Chaque filière se segmente en plusieurs technologies en fonction, du type de récepteur, de caloporteur, de cycle thermodynamique ou encore de bloc électrique. Il y a aussi des technologies dites hybrides ou mixtes empruntant des composants développés à l'origine pour les filières de production d'électricité conventionnelles [4].

Cependant, il existe d'autres technologies développées par d'autres centres de recherche, industriels ou projets commerciaux. C'est le cas des capteurs extra plats (CEP).

Ces capteurs fonctionnent sous le même principe que les capteurs PT à la différence de collection formée d'une structure plane sur laquelle sont fixées des lamelles de miroirs judicieusement inclinées de façon à focaliser le rayonnement sur l'absorbeur [22].

### 2.1.1 Les centrales à capteurs linéaires

Les systèmes linéaires utilisent généralement des concentrateurs cylindro-paraboliques (taux de concentration de 70 à 100) ou de Fresnel (taux de concentration de 25 à 50) qui concentrent le rayonnement solaire sur une focale linéaire permettant d'avoir des températures de travail de l'ordre de  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  à  $550\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Au niveau de cette focale, on place alors un tube dans lequel on fait circuler un fluide caloporteur.

Dans les types de centrales cylindro-paraboliques, il y a généralement deux configurations d'orientations possibles pour les capteurs : nord-sud et est-ouest (Figure 2.2).

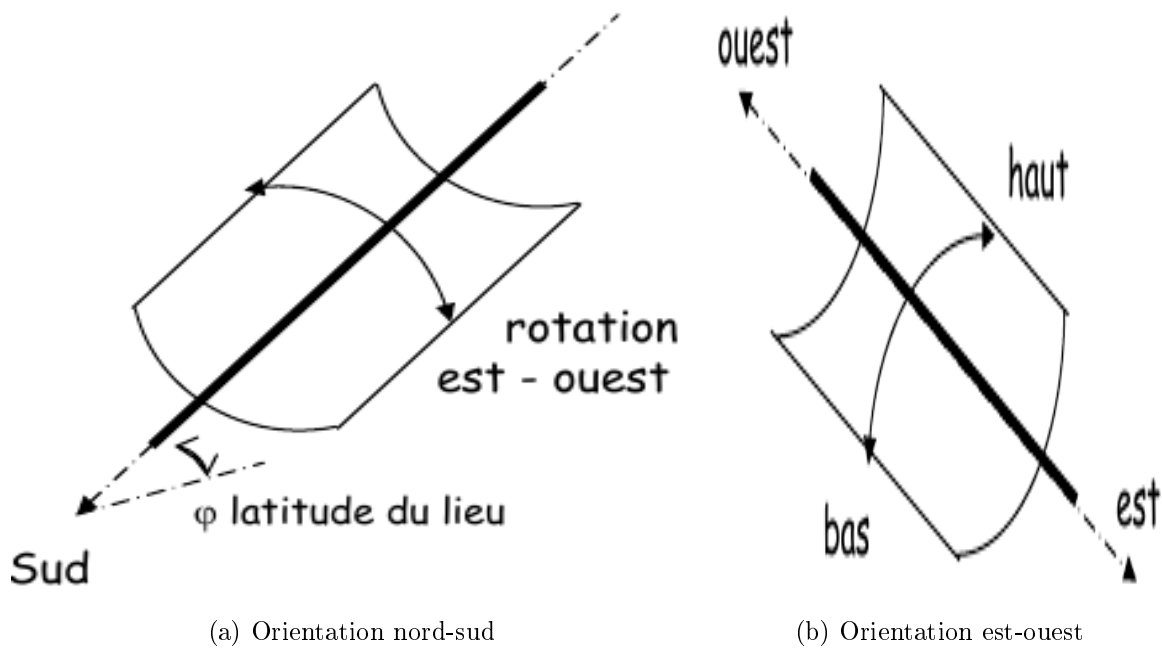


FIGURE 2.2 – Les deux configurations possibles d'orientation des capteurs PT [23]

- Les champs de capteurs orientés nord-sud (Figure 2.2a) permettent un suivi du soleil très simple car, effectué sur un seul axe qui est l'axe de rotation terrestre (tube récepteur est parallèle à l'axe et le capteur suit continuellement le soleil). Dans le cas de capteurs orientés nord-sud, les caractéristiques optiques de la centrale favorisent clairement la production en charge maximale en été, alors que les performances en hiver sont assez faibles.
- Les champs de capteurs orientés est-ouest (Figure 2.2b) subissant moins de variations saisonnières, peuvent être utilisés dans des installations expérimentales car ils

permettent de reproduire toute l'année les mêmes conditions d'incidence des rayons solaires à midi (tube récepteur est parallèle à l'axe est-ouest et trois positions pour le suivi solaire : soleil haut, à midi et soleil bas). Cependant le rendement est moins bon que dans la première configuration.

La filière des centrales à capteurs linéaires n'est installée que sur des terrains plats (pente inférieure à 3 %), alors que les centrales à tour sont plus flexibles [4].

Cette filière, aujourd'hui la plus mature des trois voies de centrales solaires thermodynamiques, s'est jusqu'à présent déclinée en trois principales technologies, en fonction du fluide caloporteur (huile ou eau) ou du type de concentrateur (cylindro-parabolique ou Fresnel) :

- Les systèmes cylindro-paraboliques à caloporteur huile ;
- Les systèmes cylindro-paraboliques à génération directe de vapeur (DSG) ;
- Les systèmes à capteurs linéaires de Fresnel (CLFR).

Les principes de ces centrales seront présentés à la suite ainsi que quelques exemples d'installations. Notons qu'une équipe de recherche italienne a expérimenté l'emploi de sels fondus comme fluide caloporteur [24].

#### 2.1.1.1 Les systèmes cylindro-paraboliques à caloporteur huile

La technologie cylindro-parabolique à caloporteur huile a comme principal avantage le découplage entre la captation d'énergie solaire et la production de vapeur (Figure 2.3).

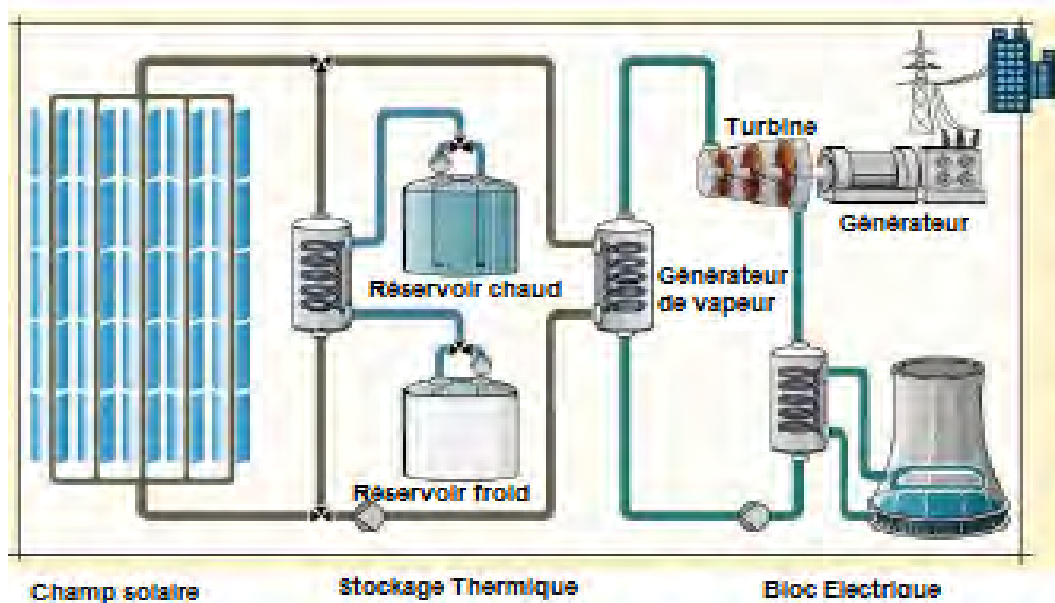


FIGURE 2.3 – Structure d'un schéma d'une centrale à capteurs PT et caloporteur huile type projet Andasol [25]

En effet, l'huile comme fluide caloporteur permet de capter la chaleur sans changement de phase et de la stocker, si besoin, sous forme de chaleur sensible dans des réservoirs de grandes dimensions. Si la température du fluide caloporteur n'est pas suffisante, la production de la vapeur surchauffée peut s'effectuer dans une chaudière quasiment conventionnelle nécessitant des conditions de vapeurs stables. Le principal inconvénient de cette technologie est le coût élevé de l'étage d'échangeurs eau-huile. Les limites de cette technologie sont aujourd'hui fixées par l'huile thermique synthétique qui est chère, inflammable, nocive pour l'environnement en cas de fuites, et dont l'emploi est limité en température aux environs de  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$  [26].

### 2.1.1.2 Les systèmes cylindro-paraboliques à génération directe de vapeur

Les systèmes à génération directe de vapeur (DSG) sont apparus plus tard. Ils peuvent être considérés comme une évolution de la catégorie des centrales PT à huile comme fluide caloporteur. Dans ce type de centrales, l'eau comme fluide de travail et fluide caloporteur est moins chère, diminue les risques environnementaux (incendie), réduit les pertes thermiques et la puissance nécessaire pour le pompage, et repousse la limite en température. L'étage d'échangeurs eau-huile disparaît et ainsi le cycle devient simplifié (Figure 2.4). Les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance se trouveraient considérablement réduits.

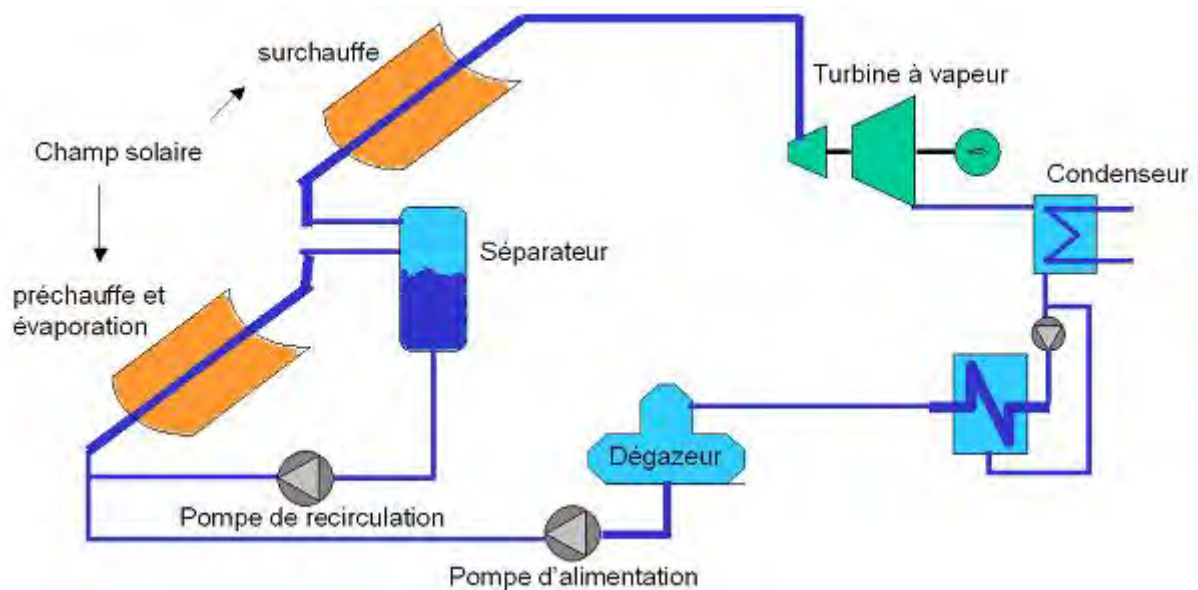


FIGURE 2.4 – Schéma simplifié d'une centrale PT DSG [4]

La difficulté de ce concept est que, l'évaporation de l'eau et la surchauffe de la vapeur dans les tubes absorbeurs entraînent de l'écoulement diphasique stratifié de l'eau dans les tubes absorbeurs, causant des effets d'asymétrie et d'instabilité et donc, de forts gradients de température difficilement acceptables pour les matériaux [27]. En effet, cette difficulté relève des conditions de température et de pression nécessaires à la détente

dans une turbine à vapeur qui sont d'environ 100 bar et 400 °C. L'utilisation de la vapeur saturée réduit ce problème mais grève fortement le rendement du cycle thermodynamique.

Des tests concluants effectués à la Plate-forme Solaire d'Almería sur la boucle pilote des projets DISS (validation du concept sur une boucle d'environ 1,5  $MW_{th}$ , de 1996 à 2001, [4]) ont encouragé les industriels espagnols à développer un projet d'une première centrale pré-commerciale DSG, INDITEP, d'une puissance de 5  $MW_{elec}$  de 2002 à 2005, [28].

### 2.1.1.3 Les systèmes à capteurs linéaires de Fresnel (CLFR)

Les capteurs linéaires de Fresnel (Figure 2.5) sont généralement composés de plusieurs bandes de miroirs plans ou faiblement incurvés qui réfléchissent et concentrent le rayonnement sur le récepteur. Ils sont un autre concept de capteurs DSG. Cependant, la performance optique diminue par rapport aux capteurs PT. Cette chute doit être compensée par des coûts d'investissement et de maintenance plus faibles grâce à une conception simplifiée (tubes absorbeurs séparés du champ de miroirs, prise au vent et encombrement sont réduits).



FIGURE 2.5 – *La centrale solaire Fresnel d'Almeria en Espagne [29]*

Cette technologie, relativement récente, suscite l'intérêt de plusieurs équipes de recherche et entreprises notamment des travaux d'optimisation de la géométrie du concentrateur [30]. Les résultats obtenus avec des chercheurs en Australie sont très concluants [31]. En outre un prototype de 2500  $m^2$ , utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo.

Une étude a été réalisée aussi en 2002 par des instituts de recherche allemands sur les avantages d'un tel type d'installation : le projet étudié était l'implantation d'un système à miroir de Fresnel sur le site d'Hurguada en Egypte. L'étude conclut que les performances thermiques des collecteurs de Fresnel sont inférieures de 30 % comparées à celles des systèmes classiques, mais qu'un coût de production au  $kW.h$  inférieur est obtenu : 0,075 €/kW.h contre 0,0845 €/kW.h pour les collecteurs classiques [32].

## 2.1.2 Les centrales à capteurs ponctuels

### 2.1.2.1 Les centrales à tours

Dans une centrale à tour, un champ de miroirs ou héliostats (qui suivent la course du soleil sur deux axes azimut et élévation) concentre le rayonnement solaire vers un récepteur placé au sommet d'une tour (qui est placé au centre ou au sud du champ). Le récepteur placé à cet endroit permet alors de convertir le rayonnement solaire en chaleur et de la fournir à un fluide caloporteur (sels fondus, vapeur, air) ou directement au fluide de travail du cycle thermodynamique (air, eau/vapeur) (Figure 2.6).

Cette filière se décline en trois principales technologies, qui se différencient principalement par la nature du fluide caloporteur :

- Les systèmes à caloporteur sels fondus ;
- Les systèmes à caloporteur eau/vapeur ;
- Les systèmes à caloporteur air.

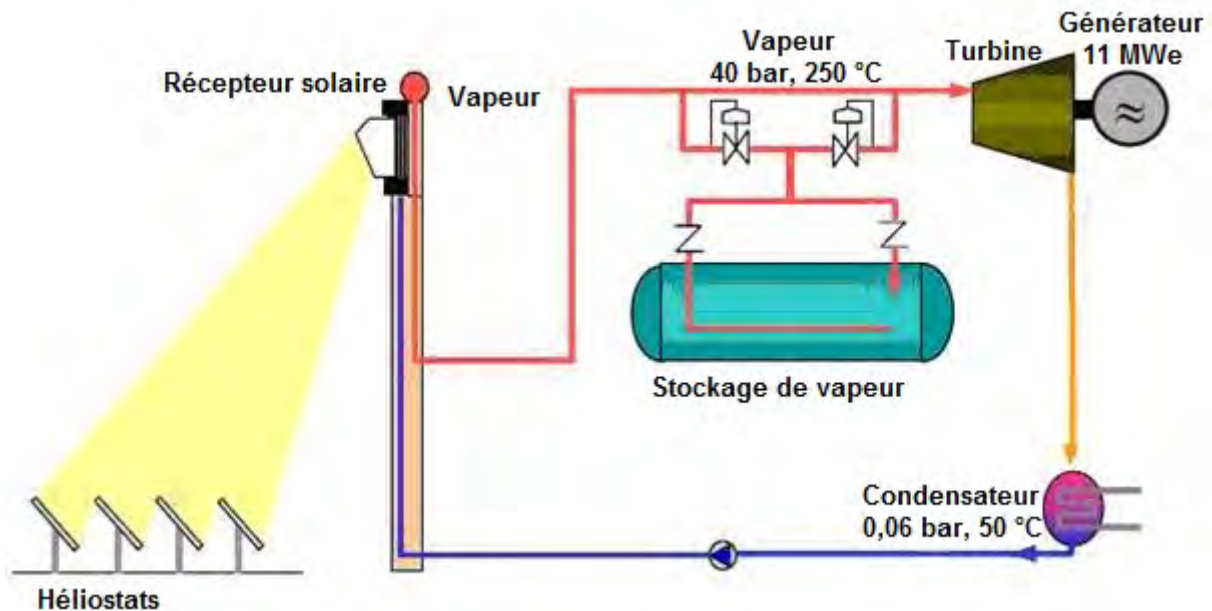


FIGURE 2.6 – Schéma simplifié de la centrale à vapeur saturée PS10 en Espagne [33]

Cette filière est moins mature que celle des centrales à capteurs cylindro-paraboliques ; la première centrale à tour commerciale a été inaugurée en 2007 près de Séville (PS10).

Toutefois, par rapport aux centrales à capteurs linéaires, la concentration atteinte sur le récepteur solaire est plus élevée (le taux de concentration d'une installation CRS varie de 200 à 1000), ce qui permet d'atteindre de plus hautes températures (entre 250 °C et 1000 °C selon le type de récepteur et de caloporteur permettant de mettre en œuvre un cycle de Rankine, ou même un cycle à gaz Brayton ou combiné). Sa capacité généralement envisagée est entre 10  $MW_{elec}$  et 200  $MW_{elec}$ . Néanmoins, certains auteurs privilégient les concepts hybrides solaire-fossile avec polygénération, mieux adaptés à des plus faibles puissances (Cf. § 2.1.3) [15]. Outre les performances énergétiques, la viabilité thermo-économiques de la filière à héliostats reste à améliorer [34].

### 2.1.2.2 Les systèmes Parabole/Stirling

Les systèmes Parabole/Stirling mettent en œuvre une parabole qui suit le soleil sur deux axes (en azimut et en élévation) pour concentrer (taux de concentration de 1000 à 3000 permettant d'atteindre des températures de travail de l'ordre de 600 °C à 1200 °C) le rayonnement direct sur un récepteur solaire placé à la focale et servant de source chaude à un moteur Stirling.

Ce sont les systèmes électriques solaires les plus performants (rendement ponctuel supérieur à 30 %) à l'échelle de la dizaine de  $kW_{elec}$ . Les systèmes à tour et à concentrateurs cylindro-paraboliques, ne permettent d'atteindre ces rendements qu'à l'échelle du  $MW_{elec}$  ou plus. Les DS sont adaptés à la production décentralisée. La puissance individuelle des DS étant limitée, il faudrait une quantité d'unités pour la production à grande échelle.

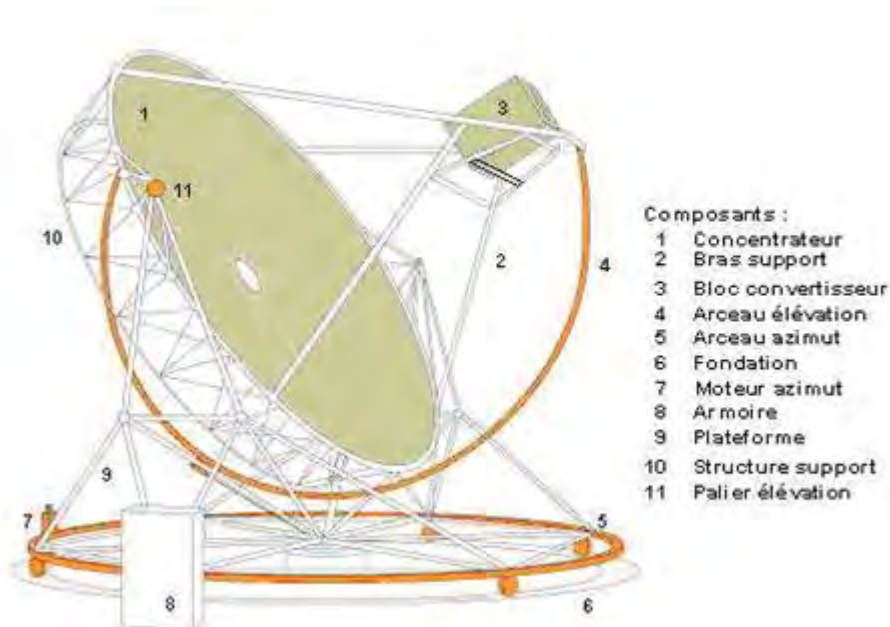


FIGURE 2.7 – Principe du système parabole/Stirling [7]

Le module de base d'un système Parabole/Stirling (DS) est constitué de 3 éléments



principaux : le concentrateur, le récepteur placé au foyer du concentrateur, et le moteur Stirling couplé à une génératrice électrique. A ces éléments principaux s'ajoutent le système de contrôle-commande et les auxiliaires, indispensables pour assurer de manière autonome la régulation de la production et la sécurité du fonctionnement. Le schéma de la (Figure 2.7) illustre les différents éléments constitutifs du système [7].

Il faut également souligner que des paraboles ont été utilisées avec d'autres types de cycles thermodynamique ou chimique (cycle ammoniac). Pour un module parabole-Brayton, une turbine à gaz remplace le moteur Stirling.

La taille relative de la parabole est d'environ  $100\text{ m}^2$  pour un moteur de  $20\text{ kW}_{elec}$ . Cependant depuis 2009, le plus grand prototype de concentrateur parabolique, the Big Dish SG4 (Figure 2.8) se trouve à l'Université Nationale Australienne (ANU), avec une surface considérable de  $500\text{ m}^2$  ce qui constitue une véritable prouesse technologique [35].



FIGURE 2.8 – *Le Big Dish SG4 à l'Université Nationale Australienne*

L'une des principales barrières à la commercialisation de cette technologie est le coût très élevé du miroir parabolique et le manque de réelle industrie pour le moteur Stirling. Il s'y ajoute l'orientation en permanence de l'axe de la parabole dans la direction du soleil (la nécessité de mobiliser la parabole selon deux axes pour suivre la course du soleil). Outre le système de déplacement qui doit être précis et robuste, l'autre difficulté majeure sur le plan technologique est de réaliser une surface réfléchissante parabolique.

### 2.1.3 Les systèmes hybrides et mixtes

La disponibilité du rayonnement solaire étant intermittente, il n'est pas rentable d'investir dans un champ solaire seul avec sa turbine et sa génératrice électrique. Le taux

d'utilisation du bloc électrique en effet très faible, ne justifie pas l'investissement. Afin de mettre à profit la centrale même sous un ensoleillement faible ou nul, l'installation est généralement hybridée à l'aide d'une unité auxiliaire de combustibles fossile ou biomasse. Le taux de recouvrement solaire de la production électrique du système ou **fraction solaire** est une donnée essentielle à l'analyse des performances économiques et environnementales d'une centrale solaire hybride. Il existe plusieurs types d'hybridations, parmi elles, les concepts des systèmes hybrides à caloporteur air pressurisé couplés à une turbine à gaz TAG (HSGT) et les systèmes hybrides de cycle combiné à préchauffage solaire (ISCC).

### 2.1.3.1 Les systèmes hybrides à caloporteur air pressurisé couplés à une turbine à gaz (HSGT)

Les récepteurs à air pressurisé sont incapables de satisfaire les conditions de températures nécessaires en entrée de l'étage de détente d'une TAG ( $950^{\circ}\text{C}$  à  $1300^{\circ}\text{C}$ ), donc un combustible additionnel est nécessaire pour compléter le chauffage de l'air en sortie de récepteur solaire (Figure 2.9). Ce concept vise à tirer la meilleure partie de la concentration des rayons solaires (pour accéder à des températures de l'ordre de  $800^{\circ}\text{C}$  à  $1000^{\circ}\text{C}$ ) afin de satisfaire à la gamme requise pour actionner une turbine à gaz. L'avantage de cette technologie est son haut rendement thermodynamique ; les turbines à gaz (cycle de Brayton) étant plus efficaces que les turbines à vapeur (cycle de Rankine) et nécessitant moins de coûts d'investissements et de maintenance (utilisent peu ou pas d'eau de refroidissement) [36]. Les TAG les plus adaptées à la solarisation sont celles avec une chambre de combustion externe. Toutefois, un fonctionnement exclusivement solaire est envisageable pour ce système [4].

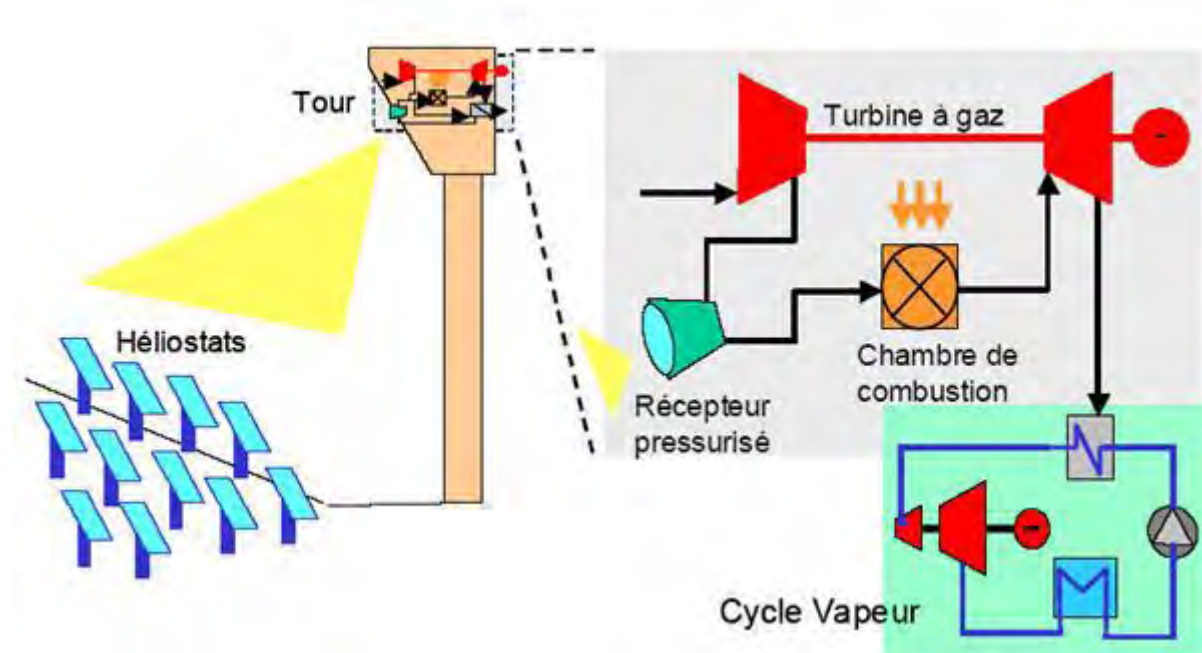


FIGURE 2.9 – Principe de fonctionnement d'une centrale HSGT [4]

### 2.1.3.2 Les systèmes hybrides de cycle combiné à préchauffage solaire (ISCC)

En tenant compte du fait que la courbe de demande n'est pas toujours en phase avec le profil d'ensoleillement, et que la demande ne doit pas dépasser la capacité propre de la centrale (pour éviter les délestages !), il faut associer d'autres unités de production pour satisfaire les besoins. En effet, le concept de la technologie hybride ISCC (Figure 2.10) consiste à intégrer un champ de capteurs cylindro-paraboliques à un générateur de vapeur solaire et en un cycle combiné classique, en optimisant autant que possible l'efficacité de la centrale en mode conventionnelle, tout en réduisant les coûts de production. Cette intégration offre une grande souplesse de gestion et de contrôle difficile à mener dans les centrales solaires classiques [22].

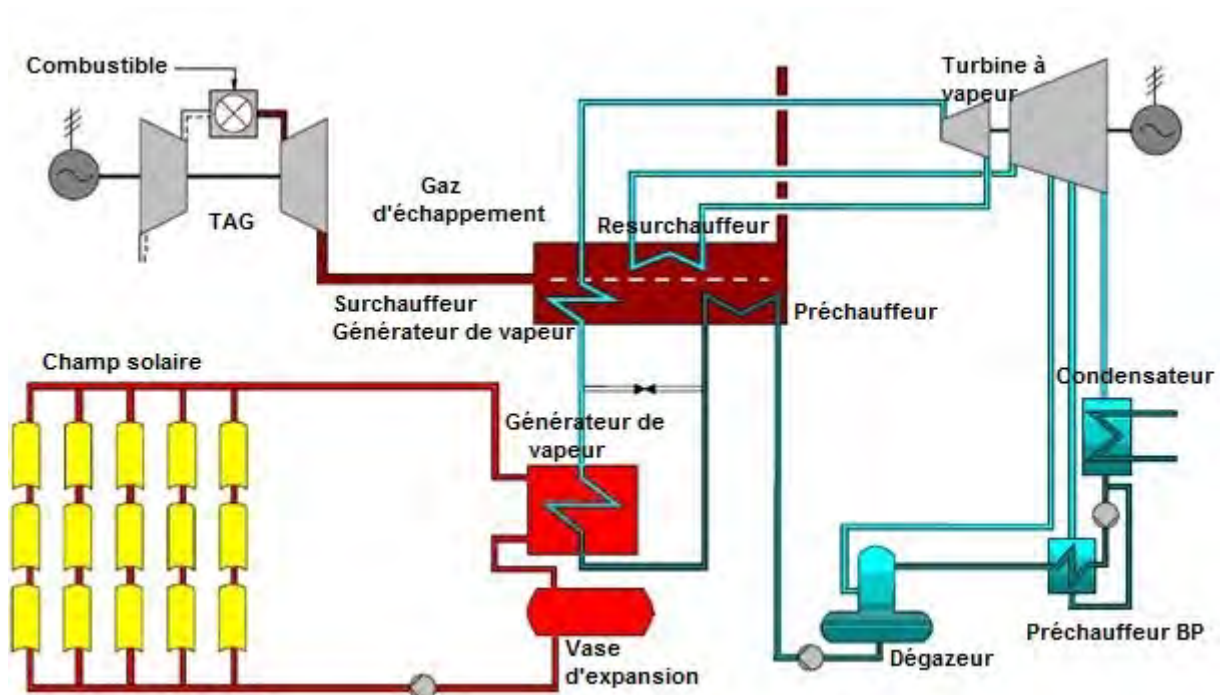


FIGURE 2.10 – Principe de fonctionnement d'une centrale ISCC [7]

Durant les jours ensoleillés, l'eau est évaporée dans le générateur solaire et la vapeur saturée est surchauffée par les gaz d'échappement à haute température de la turbine à gaz. Les jours nuageux, la centrale fonctionne comme un cycle combiné traditionnel [7].

Cette option a du succès grâce à un LEC solaire remarquablement bas (9 c€/kW.h sans stockage et 7,5 c€/kW.h avec stockage thermique pour une ISCC de 310 MW<sub>el</sub> en Californie). Cependant ces installations ont des fractions solaires très faibles (4 % pour les ISCC sans stockage thermique et 9 % pour les ISCC avec stockage thermique [37]). Toutefois les systèmes ISCC constituent une technologie de transition très prisée qui favorisera la baisse des coûts et l'amélioration des performances des capteurs linéaires (PT ou CLFR) par la production de masse et le cumul d'heures d'exploitation.

A ce propos, une centrale de ce type a été inaugurée à Ain Beni Mathar à l'Est du Maroc le 12 mai 2010. La puissance totale installée est de 472 MW avec une composante solaire de 20 MW produisant annuellement 3538 GW.h d'électricité. La réalisation de cette centrale a coûté au total 400 millions € et a été assurée à concurrence de 72 % de son coût par deux prêts de la Banque Africaine de Développement (BAD). Une centrale solaire à cycle combiné de 150 MW<sub>elec</sub> est mise en service en juillet 2011 à Kuraymat en Egypte. Pareil, pour l'Algérie une centrale de 150 MW<sub>elec</sub> a été construite près de Hassi R'Mel, elle a été inaugurée le 15 juillet 2011. L'Algérie mettra aussi en service une autre centrale solaire thermique en 2016 à El Oued [38].

**Remarque :**

L'hybridation des systèmes Parabole/Stirling avec une source d'appoint de chaleur au niveau récepteur (gaz naturel et biogaz), la conversion en aval empruntant le même circuit, a fait l'objet d'études théoriques de certains auteurs [39] [40]. Les données analysées montrent que l'hybridation a un avantage qui dépend de la nature du combustible utilisé : 20 % pour le gaz naturel et 112 % pour le biogaz par rapport à la puissance de sortie de l'énergie solaire. Pour l'expérimentation, quelques récepteurs hybrides ont été conçus et testés avec des systèmes Parabole/Stirling, mais aucun résultat satisfaisant n'a été obtenu. Les difficultés de mise en œuvre et d'exploitation sont multiples.

### 2.1.3.3 Les systèmes mixtes

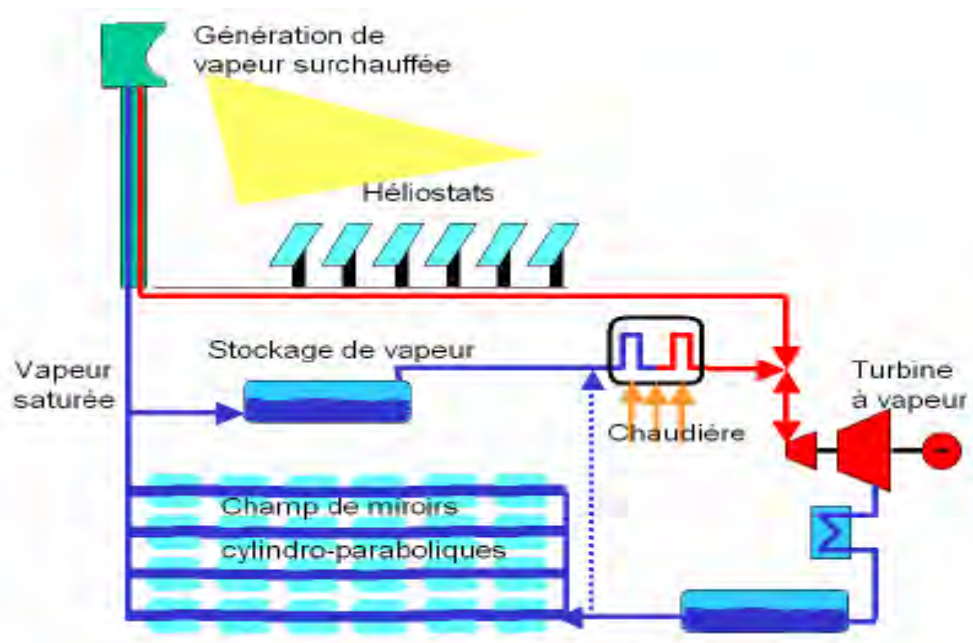


FIGURE 2.11 – Principe de schéma d'un système mixte PT-CRS [4]

Les systèmes mixtes combinent différentes filières ou technologies de capteurs solaires à concentration dans une même installation afin d'exploiter les avantages et d'éviter les

barrières de chaque filière ou technologie. Cette synergie permet des améliorations significatives et économiques [41]. C'est le cas des centrales mixtes tour/capteurs PT avec génération directe de vapeur avec appoint fossile ou biomasse (Figure 2.11).

## 2.2 Les composants exclusifs

Tous les systèmes évoqués (§ 2.1) sont formés des mêmes composants ou sous-systèmes :

- spécifiques aux centrales solaires thermodynamiques : concentrateur, récepteur, stockage thermique,
- ou non : cycles thermodynamiques.

Ces particularités seront décrites dans cette section.

### 2.2.1 Les concentrateurs

Les concentrateurs ou collecteurs (Figure 2.12) sont les composants de base d'un champ solaire. Avec le récepteur ils forment le capteur solaire. Les concentrateurs doivent être de qualité supérieure, leur durée de vie et leurs propriétés optiques ont un fort impact sur la rentabilité d'une centrale. Le revêtement doit tenir aux ultraviolets, résister au nettoyage mécanique et supporter les hautes températures.



FIGURE 2.12 – Un concentrateur cylindro-parabolique

Dans les climats secs comme les nôtres, l'air est souvent plus poussiéreux et aussi l'eau y est une ressource précieuse, le nettoyage est une question considérable. La propreté des miroirs est un facteur clé pour l'efficacité des centrales solaires à concentration. Les besoins en eau pour le lavage des miroirs d'une centrale solaire sont approximativement  $0,022 \text{ m}^3$  par  $\text{m}^2$  de capteur et par an [42].

Pour diminuer les coûts de nettoyage des miroirs, des recherches sont menées pour l'emploi de miroirs auto-nettoyants, déjà utilisés dans l'industrie automobile, qui réduiraient le nombre de personnes requises pour la maintenance et l'entretien du champ de 3 à 2 personnes par  $100\,000\text{ m}^2$ . Des entreprises telles que Saint Gobain Glass et Pilkington NSG Group Flat Glass Business ont réalisé ce type de technologie amenant à désintégrer la poussière, les résidus organiques et les dépôts de polluants atmosphériques via un processus photocatalytique. Le revêtement réagit sous l'influence du rayonnement ultraviolet émanant de la lumière naturelle du jour qui décompose et désagrègent les saletés organiques [43]. Une autre voie étudiée est le développement de revêtements hydrophobes. La présente invention concerne une composition pour un revêtement non mouillable (un Brevet de Saint Gobain). Le caractère de mouillabilité auquel il est fait référence vise le fait que des liquides polaires ou non polaires adhèrent sur le substrat et forment un film gênant. Par mouillabilité, on désigne aussi la tendance des substrats à retenir les poussières ou salissures de toutes natures, traces de doigts, insectes, etc. [44]. Les principaux risques de ces jeunes technologies sont la durabilité et la déformation mécanique de tels miroirs.

Les miroirs des centrales PT sont en général composés de panneaux en verre sans fer et relativement épais, cintrés en forme à chaud, dont la transmissivité atteint 98 %. Ce verre est recouvert d'une pellicule argentée en sa partie arrière, et d'un enduit spécial de protection. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97 % du rayonnement incident [45].

Parmi l'une de leurs dernières versions, les plus évoluées et les moins chères, les miroirs « SENER collector » utilisés dans les dernières centrales Luz, sont assemblés par éléments de  $150\text{ m}$  de long et de  $5,76\text{ m}$  d'ouverture, présentant une surface frontale de réflexion de  $864\text{ m}^2$ . Ce bloc est mis en mouvement par des motorisations hydrauliques réparties sous le contrôle d'un senseur solaire unique [46].

D'autres surfaces réfléchissantes sont utilisées pour les concentrateurs. La plaque de verre peut être remplacée par un film plastique, plus flexible et moins cher. Néanmoins, les propriétés mécaniques et optiques de ces films se dégradent sous l'effet des ultraviolets. Une autre possibilité consiste à utiliser des feuilles d'aluminium polies. Ces feuilles sont peu chères et maniables mais ont une faible réflectivité et une faible longévité.

Les défauts des concentrateurs (telles que les irrégularités, les erreurs de réglage, etc.) sont généralement responsables de la taille et de la distribution de flux de la tache lumineuse sur la surface du récepteur. Les caractéristiques des concentrateurs se répercutent donc sur la géométrie du récepteur calculée pour minimiser les pertes à l'interface (pertes thermiques et pertes de débordement) [4].

### 2.2.2 Les récepteurs

Pour améliorer le rendement des CSP, la précision optique des miroirs mêmes ne constitue pas le seul levier d'optimisation. Le récepteur thermique constitue également un

composant clé, il transforme le rayonnement solaire concentré en chaleur utilisable par le fluide de travail du moteur (cycle thermodynamique) (Figure 2.13).

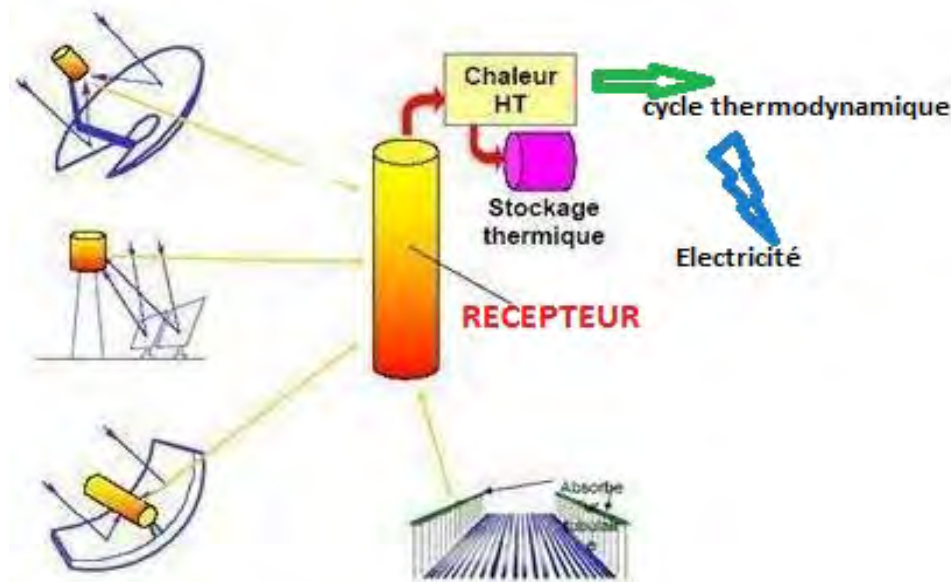


FIGURE 2.13 – Les récepteurs thermiques en CSP

Le récepteur est le composant le plus chaud du système en fonctionnement normal. La performance du récepteur solaire révèle sa capacité à céder le maximum de puissance radiative incidente au fluide caloporteur à la température de travail en supportant le minimum de pertes thermiques. La composante déterminante du récepteur est l'**absorbeur**, échangeur thermique parcouru par le fluide caloporteur et éclairé par le rayonnement solaire concentré. Dans un capteur cylindro-parabolique, l'absorbeur est logé dans un tube en verre, placé dans la ligne (récepteur linéaire) focale du concentrateur.

L'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air est destiné à réduire les pertes par réflexion (piéger le rayonnement solaire concentré), les pertes par convection, les pertes par re-rayonnement depuis la surface chaude de l'absorbeur, et à amortir la non-uniformité du flux solaire sur l'absorbeur (dispatcher le flux par réflexion interne). Dans ce cas, le revêtement du tube chaudière peut se faire avec une couche spéciale de cermet. Le cermet est un matériau composite composé d'un renfort en céramique et d'une matrice métallique (nickel, molybdène, ou cobalt). Il est conçu pour avoir les propriétés optimales à la fois d'une céramique, telles que la dureté, la résistance à l'abrasion et aux températures élevées, et celles d'un métal, telle que l'aptitude à subir une déformation plastique. Il jouera le rôle d'un absorbeur sélectif, bien plus performant que la peinture, cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube car le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène. Cette ultime élaboration est présente sur la version des capteurs LS3 des centrales Luz en Californie [45].

Dans certains cas, le verre, fragile, peut être remplacé par certains matériaux plastiques ayant la propriété de réaliser « l'effet de serre » (c'est le cas de matériaux comme le



polycarbonate, le méthacrylate et le tedlar). L'inconvénient principal des matériaux plastiques est la dégradation de certaines de leurs propriétés, avec le temps pour les uns, ou le prix élevé pour les autres. Le tube absorbeur doit avoir un bon coefficient de conduction et être peint en noir, ce qui améliore le transfert de chaleur.

Deux caractéristiques du récepteur solaire sont capitales quelle que soit la filière :

- la *température de sortie* du fluide caloporteur, qui détermine les températures de travail et du stockage, le matériau de stockage, le type de GTA et son rendement, et le cycle thermodynamique ;
- la *densité de flux incident* supportable par le récepteur, qui se répercute sur la stratégie de pointage et la surface irradiée du récepteur dans le cas des CRS.

La température de sortie du fluide caloporteur et la densité de flux incident dépendent non seulement du type de récepteur choisi, mais aussi du fluide caloporteur et de sa température d'entrée. Cette température de sortie du caloporteur atteint  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$  pour les tubes PT dans les SEGS (huile) et DISS (eau).

A ces considérations énergétiques s'ajoute la notion de risque technologique, plus difficile à apprécier.

#### 2.2.2.1 L'exemple du récepteur Schott PTR 70

Généralement pour les PT, afin d'augmenter encore la température du fluide caloporteur, on utilise des capteurs isolés avec vitrage. Ce verre doit être doté d'une grande transparence laissant passer jusqu'à 96 % du rayonnement solaire, d'une résistance mécanique et pourvu d'un revêtement optique. C'est le cas du Récepteur SCHOTT PTR 70 (Figure 2.14).

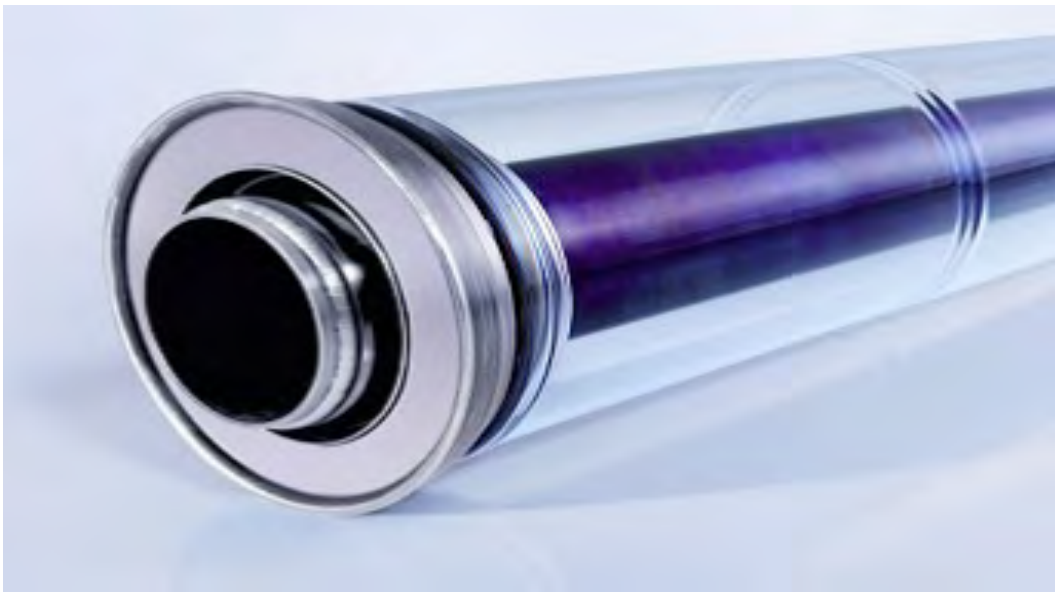


FIGURE 2.14 – Récepteur SCHOTT PTR 70



Le revêtement de l'absorbeur permet d'atteindre un degré d'absorption de la lumière d'environ 95 %, l'émission thermique restant limitée à 10 %, en conséquence de quoi la température du caloporteur atteint facilement les 400 °C [47]. Le joint verre-métal de ce récepteur et le soufflet destiné à compenser les différents effets de dilatation du verre et du métal, sont superposés l'un à l'autre et non pas disposés côte-à-côte comme cela est habituellement le cas. Cette astuce permet d'atteindre une longueur effective de 96 % de la longueur totale du récepteur, soit 2 % de plus par rapport à des produits concurrents. Ce fait a été confirmé par des mesures effectuées par l'agence spatiale allemande (DLR) sur le site d'essai de la plateforme d'Almeria en Espagne.

### 2.2.2.2 Les familles de récepteurs

Les récepteurs à moyennes et hautes températures utilisés dans les centrales solaires se divisent en deux familles (Figure 2.15) : les récepteurs volumétriques et les récepteurs surfaciques (famille des récepteurs utilisés pour les PT).

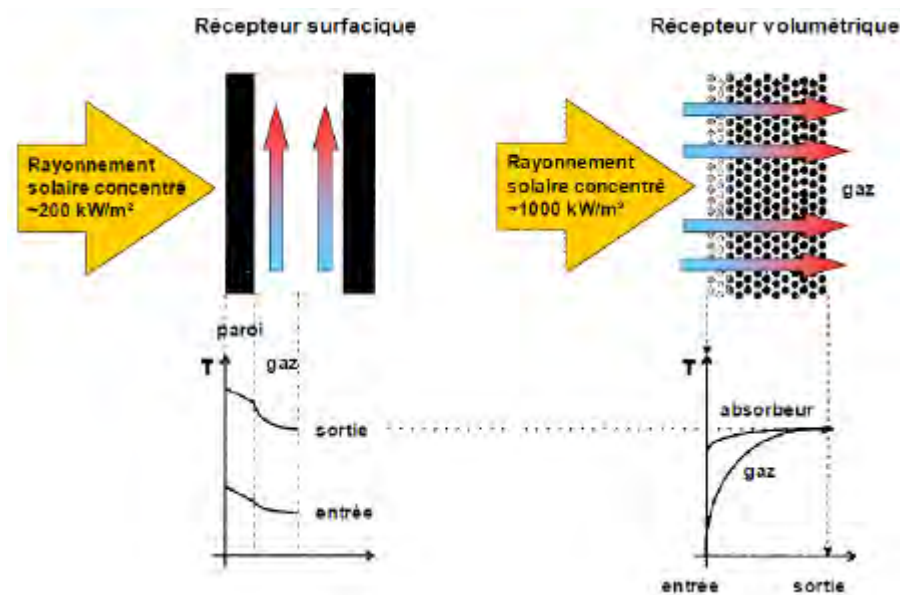


FIGURE 2.15 – Les deux familles de récepteurs [4]

- Les récepteurs volumétriques renferment des structures poreuses (la structure poreuse peut être métallique ou céramique) placées à l'air libre qui absorbent la radiation solaire en profondeur (Récepteur Volumétrique Ouvert (RVO) tel que Solair); ou sous pression derrière une vitre en quartz (Récepteur Volumétrique Fermé (RVF) tels que DIAPR ou REFOS HT). Le rayonnement solaire concentré et le fluide caloporteur ont des directions parallèles. La surface d'échange est plus importante que dans l'autre famille.
- Les récepteurs surfaciques, qui peuvent prendre la forme de tubes sous verre vide au foyer de concentrateurs PT, de tubes verticaux formant un cylindre externe (So-

lar One, Solar Two et Solar Tres), de tubes placés au fond d'une cavité (THEMIS, PS10) ou derrière un concentrateur secondaire (REFOS BT). Le rayonnement solaire concentré et le fluide caloporteur ont des directions perpendiculaires. Comme le montre la (Figure 2.15), l'écart de température entre la paroi et le fluide est bien plus important dans le cas d'un récepteur surfacique. Pour diminuer cet écart, il est donc impératif d'utiliser un matériau très conducteur pour favoriser les transferts thermiques entre le matériau et le fluide. Les transferts thermiques peuvent être améliorés par exemple en insérant des ailettes dans les tubes. En effet, l'écoulement turbulent entraîne de meilleurs transferts thermiques mais également des pertes de charge plus conséquentes ayant pour effet la chute du rendement du cycle thermodynamique et donc de l'installation. Par conséquent il est indispensable de trouver un bon compromis entre transferts thermiques et pertes de charge [48].

### 2.2.3 Le stockage d'énergie thermique (TES)

Le stockage de chaleur est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure. Par extension, le terme « stockage d'énergie » est souvent employé pour désigner le stockage de matière qui contient cette énergie. La maîtrise du stockage de l'énergie est particulièrement importante pour valoriser les énergies alternatives, telle que l'énergie solaire thermique, sûre et renouvelable, mais par nature intermittente. A part l'hybridation, le stockage thermique reste le seul moyen pour contrer cette intermittence. Il permet de produire de l'électricité de manière constante et prévisible, selon une courbe de charge prédéfinie. Il permet aussi d'accroître le **facteur de capacité** (la durée de fonctionnement) des centrales par rapport aux heures d'ensoleillement disponibles, qui passe de 20 % sans stockage à 70 % avec stockage. Les critères de sélection du matériau de stockage sont les mêmes quel que soit le type de stockage utilisé : disponibilité industrielle, faible coût, faible contenu en énergie et en  $CO_2$ , acceptabilité, stabilité, durée de vie, capacité de stockage, installation facile, transfert thermique et compatibilité avec les fluides de transfert.

#### 2.2.3.1 Types de stockages

Tout matériau possède la capacité de restituer ou de stocker de la chaleur via un transfert thermique. Ce transfert peut se faire par différents types : chaleur sensible, chaleur latente, voie thermochimique [49].

Le principe du stockage par **chaleur sensible** est que la chaleur est emmagasinée dans le matériau et sa température ne cesse de changer. Outre la densité et la chaleur spécifique du matériau de stockage, d'autres propriétés sont aussi importantes pour le stockage par chaleur sensible : la température de fonctionnement, la conductivité et la diffusivité thermiques, la pression, le coefficient de perte de chaleur, et le coût entre autres. Ce procédé nécessite un support (réservoir) qui doit à la fois conserver le matériau de stockage et prévenir les pertes thermiques. Le stockage de chaleur sensible peut être fait par un matériau solide (béton armé, sel, métal, céramique, etc.) ou liquide (sel fondu, huiles minérale et synthétique, etc.). La performance d'un matériau de stockage allant souvent de pair

avec son coût, les centrales de hautes capacités optent la plupart du temps pour les sels liquides qui sont néanmoins corrosifs. D'autre part, ce mode de stockage impose une variation en température du médium utilisé entre l'accumulation et la restitution de chaleur, qui perturbe la stabilité en pression/température de la boucle vapeur. En d'autres termes, le stockage de chaleur sensible dans une centrale cylindro-parabolique est problématique car la faible différence de températures entre l'entrée et la sortie du champ solaire impose d'importants volumes de stockage donc des coûts.

Dans le stockage par **chaleur latente**, l'énergie est stockée par changement d'état du matériau, généralement changement solide/liquide pour lequel la variation volumique du médium est faible. L'énergie stockée dépend alors de la chaleur latente et de la quantité du matériau de stockage qui change de phase. Contrairement au stockage par chaleur sensible, ce type de stockage peut être efficace pour des différences de températures très faibles. Ce type de stockage présente deux principaux avantages : les phases de charge et de décharge se font à température constante imposée par le Matériau à Changement de Phase (MCP) utilisé, et les capacités volumiques de stockage sont plus importantes que dans le cas de la chaleur sensible. Avec une température constante de restitution, le système de régulation de l'installation sera simplifié surtout en ce qui concerne le cycle thermodynamique. C'est ainsi, le changement de phase de l'eau liquide à l'état vapeur est une bonne solution énergétiquement mais, la présence de gaz nécessite un volume important et une forte pression. Cette solution est utilisée comme stockage « tampon » à la centrale PS10. Elle permet plutôt de gommer les variations de l'ensoleillement que de stocker véritablement de la chaleur. Par ailleurs, il est souvent nécessaire de surdimensionner thermiquement et mécaniquement le stockage par chaleur latente pour éviter les contraintes générées par la solidification des MPC.

La voie **thermochimique** (ou sorption) via des procédés mettant en œuvre des réactions chimiques réversibles qui permettent de séparer un produit sous l'effet d'une source de chaleur. Les deux (ou plus) composants sont alors stockés séparément sans perte thermique et la chaleur est restituée lorsqu'ils sont remis en présence en reformant le produit initial. En effet, la chaleur produite par le récepteur solaire est utilisée pour exciter une réaction chimique endothermique. Cette réaction étant réversible, l'énergie thermique peut être rétablie par la réaction inverse exothermique. L'un des avantages de ce type de stockage est la durée de stockage indéfiniment longue et à température ambiante. Il permettrait de détacher totalement, dans le temps et l'espace, le captage de l'énergie solaire de son utilisation. Cependant, ce type de stockage est à un stade précoce et ne concerne pas encore directement des applications pour les centrales solaires thermiques [49].

Par ailleurs, différentes capacités de stockage peuvent être installées suivant les besoins :

- un stockage « **tampon** » qui sert à gommer les intermittences de la ressource solaire tel qu'un passage nuageux ;
- un stockage **diurne** permet de produire de l'électricité la nuit ;
- un stockage **saisonnier** permettrait de stocker de l'énergie durant la saison la plus ensoleillée. Seul un stockage de type chimique pourrait satisfaire à cette application.

### 2.2.3.2 Concept de stockage

Les concepts de stockage à haute température dans les centrales solaires thermodynamiques peuvent être classés en deux voies : active ou passive (Figure 2.16).

Un système de stockage actif est principalement caractérisé par un transfert de chaleur par convection forcée dans le matériau de stockage. Le matériau de stockage circule dans un échangeur de chaleur (cet échangeur de chaleur peut être au récepteur solaire ou au générateur de vapeur). Ce type de système utilise un ou deux réservoirs comme support de stockage. Les systèmes actifs sont subdivisés en systèmes direct et indirect. Dans un système direct, le fluide caloporteur sert aussi de stockage, alors que dans un système indirect, un second fluide est utilisé pour stocker la chaleur. Le système direct est une solution éprouvée pour les centrales à caloporteur sels fondus (THEMIS et Solar Two).

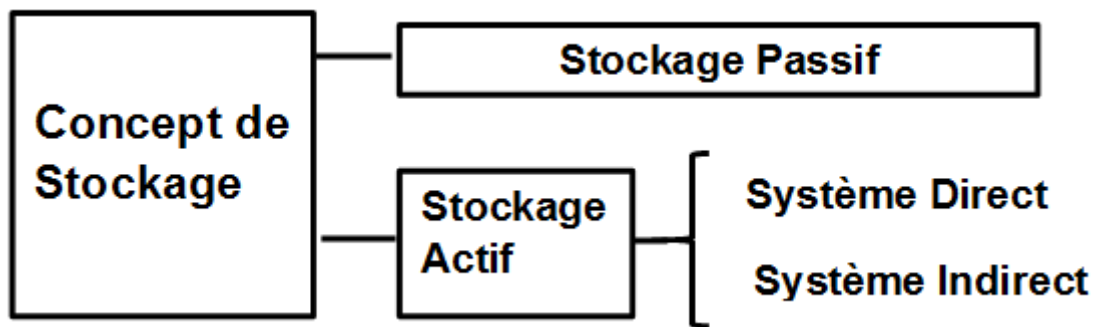


FIGURE 2.16 – Classification des concepts de stockage

Dans un système de stockage passif le matériau de stockage ne circule pas ; le fluide caloporteur passe par l'un des deux réservoirs de stockage pour la charge ou décharge du stockage. Un des inconvénients de ce système de stockage est que les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et le médium de stockage sont plutôt faibles, et généralement il n'y a pas de contact direct entre eux, les transferts étant effectués via un échangeur de chaleur.

### 2.2.3.3 Matériaux et technologies de stockage

Les technologies de TES restent encore au stade de recherche et de développement ; des méthodes universelles ne sont pas encore développées et peu d'applications industrielles existent pour les centrales solaires [50]. Pour toute centrale solaire, la technologie de stockage spécifique la mieux adaptée sera utilisée. Les technologies qui s'imposeront comme les plus performantes ne sont pas clairement identifiées à l'heure actuelle. Cependant, nous pouvons citer ces quelques exemples suivants.

Les **sels fondus** paraissent être la technologie la plus convenable aux centrales solaires. Les systèmes à deux réservoirs montrent plus de souplesse. Ils sont couramment employés dans les centrales cylindro-paraboliques et à tours, les Molten solar salt (60 %

de nitrate de sodium et 40 % de nitrate de potassium) sont utilisés à Andasol 1 et Extresol 1 en Espagne [50].

Les **MCP** permettent de stocker de la chaleur latente à faible coût. Ils seraient mieux adaptés à des systèmes de génération directe de vapeur car la chaleur d'évaporation représente plus de 50 % de la chaleur collectée.

Les **vapeurs saturées** sont utilisées pour le stockage « tampon » comme au PS10. Le volume de stockage est très limité et la densité énergétique faible. La restitution dégrade la qualité de la vapeur. Cependant cette technologie n'est pas accessible car maintenir d'importants volumes de vapeur à haute pression mène à des coûts onéreux.

Les **matériaux solides** comme du béton, de la céramique réfractaire, des billes sont aussi testés à la plateforme d'Almería pour stocker de la chaleur sensible. Ces matériaux ont une bonne conductivité thermique et un prix bas.

## 2.3 Le transport de la chaleur : fluides caloporteur et de travail

L'utilisation de fluides performants est essentielle pour optimiser les transferts thermiques avec l'absorbeur et la conversion thermo-mécanique. Ces fluides doivent répondre à certains critères :

- avoir une bonne capacité calorifique et de conductivité thermique élevée ;
- avoir une faible viscosité pour faciliter la circulation ;
- avoir une bonne stabilité aux températures élevées ;
- être peu corrosif, afin de garder en bon état les dispositifs ;
- être non toxique et avoir un faible impact sur l'environnement ;
- être d'un prix réduit et facilement disponible.

Suivant la filière ou la technologie, les fluides les plus utilisés sont : la vapeur d'eau, l'air, les huiles thermiques et les sels fondus. Le fluide de travail est incontestablement déterminé par le cycle thermodynamique.

### 2.3.1 L'eau et la vapeur d'eau

L'eau est un excellent caloporteur, cependant elle se vaporise à faible température. Elle peut être utilisée comme fluide caloporteur ou comme fluide de travail, ou les deux à la fois. Son impact sur l'environnement est négligeable mais les sources d'eau douce restent rares dans nos régions. Pour arriver à une conversion thermo-mécanique performante, il est nécessaire de travailler à haute pression (à 15 *bar*, l'eau se vaporise à 200 °C). Le prototype FresDemo en Espagne utilise un onéreux procédé à 100 *bar*, pour monter à 450 °C [30]. Dans les centrales à tour comme Solar One aux USA, elle est utilisée comme caloporteur et comme fluide de travail, ce qui permet d'éviter une étape supplémentaire

d'échangeur et donc de réduire les coûts d'investissement et de maintenance (Figure 2.17). Le même principe de génération directe de vapeur est aussi utilisé dans les centrales Fresnel et se développe dans les centrales cylindro-paraboliques. Une des difficultés provient de l'écoulement diphasique du fluide occasionnant une variabilité du coefficient d'échange thermique. Une solution à ce problème est la limitation de la chauffe au niveau du capteur pour aboutir à la vapeur saturée et non sèche. Cette approche utilisée dans les centrales PS10, est moins risquée technologiquement, mais diminue les rendements thermodynamiques.

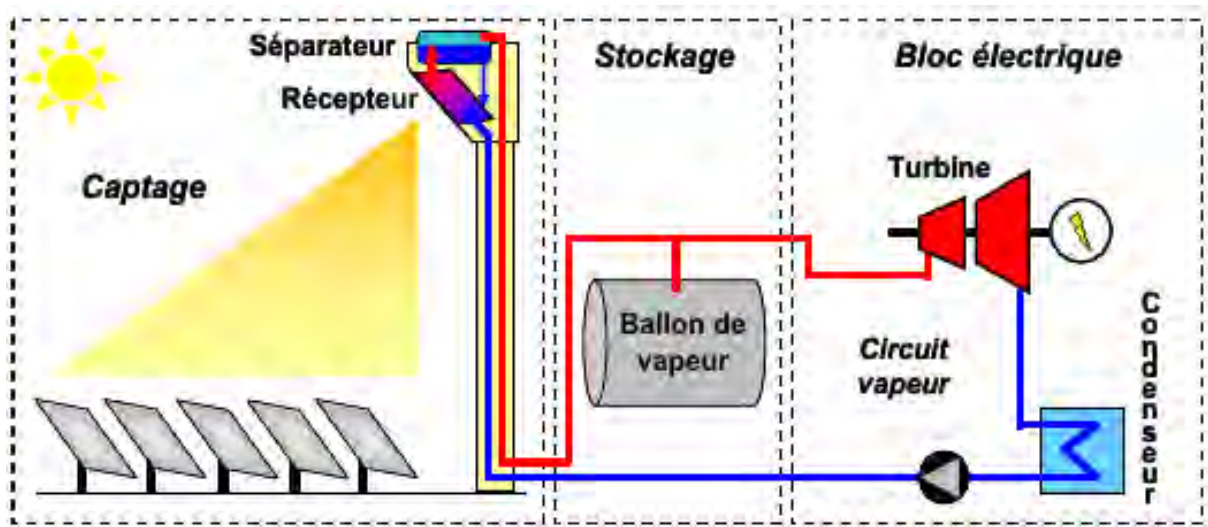


FIGURE 2.17 – Principe d'une centrale à fluides caloporteur et de travail eau vapeur [48]

### 2.3.2 L'air

Comme l'eau, l'air peut être employé comme fluide caloporteur ou comme fluide de travail, ou les deux à la fois. Il est un bon fluide de travail (entraîne une turbine à gaz à cycle de Brayton (TAG) ou un cycle combiné(CC)), et il est stable à haute température, en plus il n'est pas toxique. Son omniprésence et sa gratuité en font un grand avantage en zone aride. En revanche, ses faibles capacité calorifique et conductivité thermique n'en font pas un caloporteur de premier choix. Pour simplifier le problème, en augmentant la pression il peut être utilisé dans le capteur et dans le cycle thermodynamique, c'est le cas des systèmes DS. Il y a aussi des recherches qui sont menées par un laboratoire Suisse ETH Zurich (Institut Fédéral Suisse de Technologie) sur le développement de récepteur spécifique à air pour les concentrateurs cylindro-paraboliques [51]. Dans une centrale à tour à air à pression atmosphérique (Figure 2.18) l'air est chauffé dans un récepteur à absorbeur volumétrique puis cède sa chaleur dans un régénérateur qui la stocke, ou bien transmet directement sa chaleur au cycle vapeur. Cette architecture de récepteur à absorbeur volumétrique permet d'agrandir considérablement la surface d'échange effective, dissimulant ainsi le faible coefficient de transfert thermique de l'air.

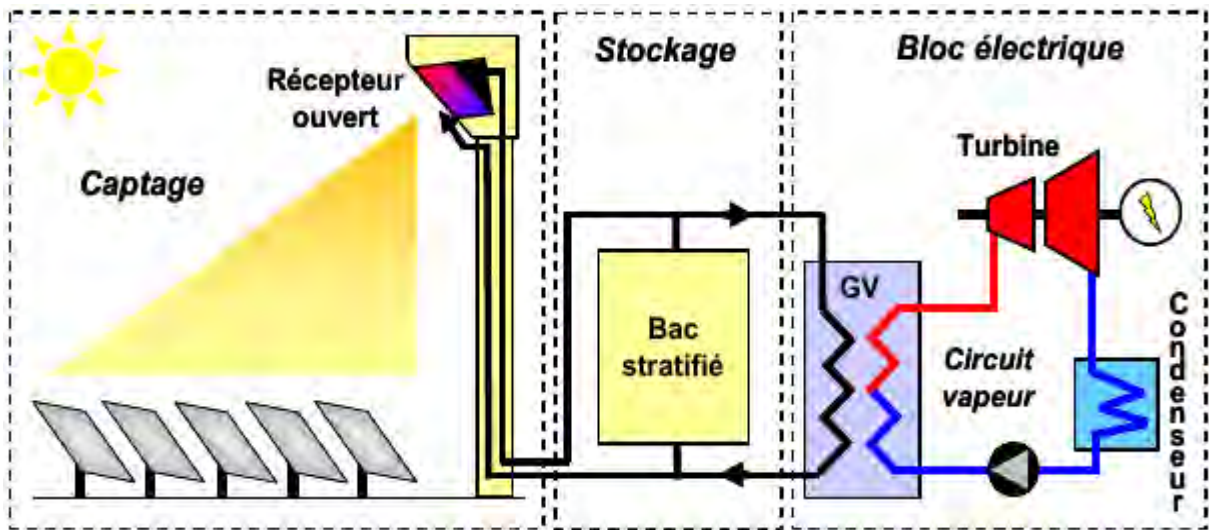


FIGURE 2.18 – Principe d'une centrale à caloporteur air atmosphérique [48]

### 2.3.3 Les huiles thermiques

Les huiles thermiques (souvent mélanges d'hydrocarbures synthétiques) ne sont utilisées comme fluide caloporteur que dans les centrales cylindro-paraboliques (cf. § 2.1.1.1). Ces huiles sont formulées spécialement pour les transferts thermiques et sont généralement non corrosives pour les métaux. Elles ont un bon coefficient d'échange thermique, sur toute la plage de températures. Leur impact sur l'environnement est modéré (elles sont bioaccumulables et insolubles dans l'eau, peuvent dégager des vapeurs toxiques) mais sans danger tant qu'elles sont utilisées en respectant leurs températures limites d'usage. L'huile Therminol VP-1 (Tableau 2.1) était utilisée dans les centrales SEGS VI et Andasol [42].

TABLE 2.1 – Propriétés de l'huile Therminol VP-1 [52]

Composition à 400 °C	Mélange eutectique d'oxyde de diphenyl / biphenyl
Masse volumique	$694 \text{ kg.m}^{-3}$
Chaleur massique	$2\,628 \text{ J.kg}^{-1}.K^{-1}$
Conductivité thermique	$0,076 \text{ W.m}^{-1}.K^{-1}$
Viscosité dynamique	$0,146 \text{ mPa.s}$
Pression absolue de vaporisation	$1\,090 \text{ kPa}$

### 2.3.4 Les sels fondus

Les sels fondus (fluorure, chlorure et nitrate) ont généralement de bonnes propriétés physico-chimiques (coefficient d'échange thermique tournant entre  $5\,000 \text{ W.m}^{-2}.K^{-1}$  et  $8\,000 \text{ W.m}^{-2}.K^{-1}$ ) qui font d'eux de bons caloporteurs mais ils ne peuvent pas servir de

fluides de travail (Figure 2.19).

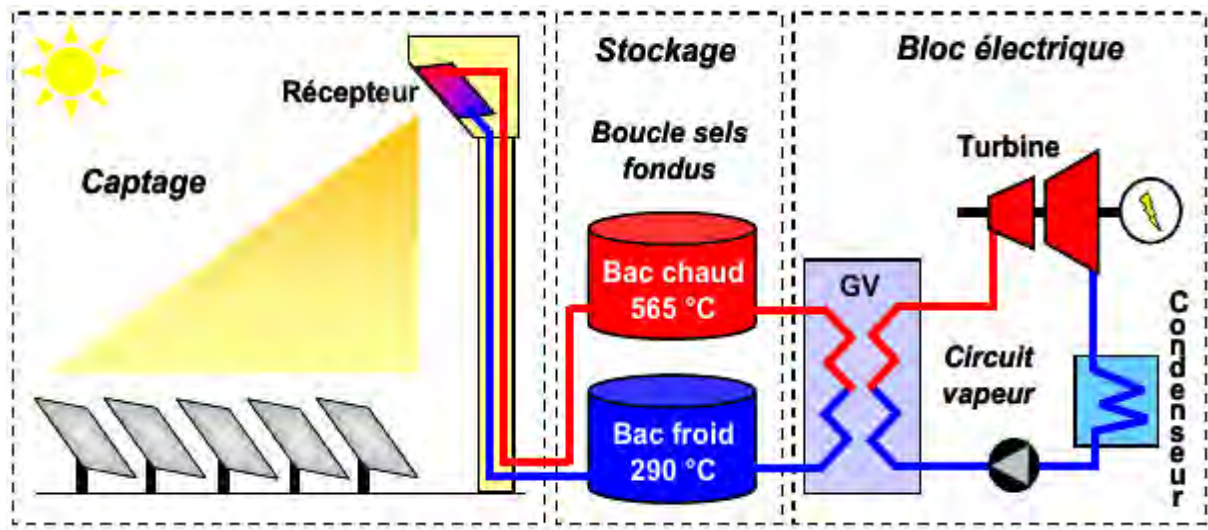


FIGURE 2.19 – Principe d'une centrale à caloporteur sel fondu [48]

L'un des principaux avantages des sels liquides est de pouvoir fonctionner à la pression atmosphérique pour des températures élevées ( $\sim 550\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Pris séparément, ces sels ne sont liquides qu'au-dessus de  $\sim 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ , mais on peut réaliser des eutectiques qui présentent des points de fusion sensiblement plus bas. Le remplacement de l'huile thermique par des sels fondus dans une centrale cylindro-parabolique permettrait à Siemens de travailler à une température plus élevée ( $> 500\text{ }^{\circ}\text{C}$  au lieu de  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), sur l'installation pilote de l'Université d'Evora en Portugal [53]. En effet, ces sels non inflammables rendant le procédé plus sûr; de plus, ils sont considérablement moins onéreux que les huiles, ce qui contribue à diminuer les coûts d'exploitation. Cependant, ces sels semblent plus convenir à des applications en concentration ponctuelle (plus hautes températures), qui maintiennent les sels en phase liquide sans problème. La centrale à tour solaire Solar Tres (Gemasolar) en Espagne d'une puissance de  $19,9\text{ MW}$  utilise des sels à base de nitrates comme caloporteur et médium de stockage (une capacité de  $6,25\text{ tonnes}$  de sels pour  $600\text{ MW.h}$  en  $16\text{ heures}$ ). Pour pallier aux problèmes de corrosion liés à l'utilisation des sels, des études sont menées sur le comportement thermique et mécanique des récepteurs afin de concevoir de nouveaux dispositifs plus adaptés [54].

## 2.4 Les machines génératrices d'énergie mécanique et cycles thermodynamiques

La voie solaire thermodynamique utilise des cycles classiques basés sur des composants éprouvés, avec des rendements en électricité dépassant souvent les  $25\%$  au point nominal. Les moteurs à apport de chaleur externe sont les mieux adaptés à la valorisation de l'énergie solaire. Remplacer la chambre de combustion par un récepteur d'énergie solaire



concentrée est l'idée de base de centrales solaires à concentration. Les fluides de travail utilisés sont l'air ou la vapeur d'eau et la source froide est souvent de l'air ambiant. D'autre part si on peut imaginer une infinité de cycles à rendement maximal, c'est-à-dire dont le rendement équivaut à celui du cycle de Carnot, on montre que la réalité est moins intéressante et que les applications correspondantes sont loin d'atteindre ces valeurs de rendement.

### 2.4.1 Cycles à vapeur

Les turbines (machines à flux continu) à vapeur représentées usuellement par des cycles de Rankine fonctionnent à des pressions allant de 20 *bar* à 100 *bar* pour des rendements de cycle atteignant 30 %. Le refroidissement par eau est plus conseillé pour ce cycle. Les turbines sont destinées aux centrales de grandes puissances. Les centrales commerciales à concentration cylindro-parabolique fonctionnant sur un cycle de Rankine ont des rendements de cycle qui vont de 37,5 % à 39,3 % à pleine charge.

Cependant, dans la pratique, le cycle de Rankine est souvent difficile à réaliser car cela supposerait que la détente se fasse à un mélange de liquide et de vapeur ce qui sera mal supporté par les organes internes. Pour y remédier, un surchauffe de vapeur est réalisé et le cycle adopté sera celui de Hirn. Et comme l'annonçait Carnot, le rendement est aussi fonction croissante de la température de source chaude et donc l'ajout d'étages de resurchauffe perfectionnera le cycle.

Une alternative aux turbines à vapeur pour les centrales à petites puissances (cycle à basse température (BT)) est la combinaison de cycles organiques de Rankine (ORC). Cette technologie est proche des cycles utilisés en réfrigération, les fluides de travail sont des fluides frigorigènes organiques (R134a, R245fa, etc.). Ces installations sont complexes et demandent plus de maintenance avec un impact négatif sur l'environnement. Néanmoins ces cycles sont bon-marché. Cependant, les températures de travail sont plus modestes et le rendement des cycles ORC est assez faible.

### 2.4.2 Cycles à air

Les cycles thermodynamiques avec air comme fluide de travail adoptés pour le solaire à concentration sont : le cycle de Brayton (utilisé pour les turbines à gaz), le cycle de Stirling (pour le moteur Stirling) et le cycle de Joule (pour le moteur Ericsson).

#### 2.4.2.1 Les Turbines à gaz

Les turbines à gaz (TAG) fonctionnent, la plupart du temps, en apport de chaleur interne et en circuit ouvert, toutefois des TAG à apport de chaleur externe et cycle fermé sont réalisés et applicables dans les centrales solaires. Elles sont plus prévues pour les centrales hybrides, notamment les centrales à tour [55]. Elles sont aussi mises en œuvre dans les Dish Brayton et hybridées avec du gaz naturel [56]. Les turbines à gaz modernes, dérivées des turboréacteurs de l'industrie aéronautique, ont des rendements mécaniques

qui dépassent souvent les 40 % [57]. Elles sont représentées par un cycle de Brayton (même principe que le cycle de Joule).

D'autre part, la société américaine Capstone Turbine Corporation avec HelioFocus Ltd (Israël) ont des projets de développer ou de modifier des micro-turbines hybrides (30 *kW* à 1 *MW*) pour fonctionner à l'énergie solaire. C'est le cas de la micro turbine C65 (65 *kW*), et de "flex-fuel" micro-turbine qui va fonctionner sur une variété de déchets non alimentaires, y compris les déchets de la biomasse [58].

Par ailleurs, pour améliorer l'efficacité du cycle Brayton, d'autres fluides de travail sont étudiés avec les turbines à gaz, en particulier le dioxyde de carbone supercritique (*sCO*<sub>2</sub>) [59].

#### 2.4.2.2 Le moteur Stirling

Les moteurs dits à air chaud, Stirling et Ericsson (moteurs à volumétrie alternative, à enceintes de compression et de détente distinctes, à apport de chaleur externe, à fluide de travail monophasique gazeux) constituent un domaine d'expertise du Laboratoire de Thermique, Energétique et Procédés (Latep - Pau, France) [60] [61]. Non conventionnels et peu connus, ces moteurs sont une très bonne solution pour la conversion thermo-mécanique de l'énergie solaire en vue de produire de l'électricité ou pour des applications de cogénération à faible puissance.

Le moteur Stirling dépourvu d'organes de commande interne (sans soupapes ni clapets) permet l'usage de mécaniques simples. Le moteur Stirling utilisé avec la technologie parabolique détient le record du meilleur rendement (31,25 %) de la conversion solaire à électricité. Le principe est relativement simple et basé sur un cycle de Stirling fonctionnant avec un processus de régénération (refroidissement et chauffage) à volume constant et sur des transformations de compression et de détente isothermes. Le gaz principal qui produit le travail peut être aussi de l'hydrogène ou de l'hélium. La source chaude peut être hybridée avec des dérivés du pétrole, du gaz naturel, du charbon, ou de l'énergie géothermique. En revanche ce moteur est très lourd et coûteux du fait de la haute technologie mise en œuvre à haute pression et haute température. En effet, ce moteur n'a de nos jours que peu d'applications en grande série contrairement au moteur à combustion interne. Néanmoins, cette situation pourrait évoluer favorablement avec le développement des recherches sur la production d'énergie et particulièrement sur celles concernant les Dish Stirling [7].

#### 2.4.2.3 Le moteur Ericsson

Le moteur Ericsson a été inventé par John Ericsson au *XIX*<sup>ème</sup> siècle. Comme le moteur Stirling, le moteur Ericsson est un moteur à air chaud fonctionnant entre deux sources de chaleur externes au moteur par l'intermédiaire d'échangeurs. De performances théoriques identiques au moteur Stirling [62], les nouvelles technologies de production du *XXI*<sup>ème</sup> siècle permettent un regain d'intérêt notoire et de développement de ce moteur, tout en réduisant les émissions de polluants et la consommation d'énergie primaire, et en

revalorisant les rejets de chaleur.

Il utilise des soupapes pour contrôler l'écoulement du fluide de travail (en phase gazeuse) entre deux cylindres, une de compression et l'autre de détente de l'air qui constitue le fluide de travail. Les machines de compression et de détente étant isolées des échangeurs lorsqu'elles travaillent, les échangeurs ne sont pas des volumes morts qui grèvent la puissance spécifique du moteur, et dans une moindre mesure son rendement. A l'avantage du moteur Stirling, il n'y a donc pas de conciliation à faire entre volumes morts des échangeurs à minimiser et surfaces d'échanges à maximiser, le moteur Ericsson supprime cette aberration thermique. Le cycle thermodynamique du fluide de travail est plus facile à modéliser car le fluide effectue une boucle grâce aux échangeurs dans lesquels il passe une seule fois dans le même sens. En revanche, la présence d'organes d'isolement sur le moteur Ericsson entraîne certains inconvénients : pertes de charges, consommation énergétique supplémentaire, bruit, perte de fiabilité (du fait que les soupapes s'ouvrent et se ferment à chaque cycle, mais les technologies actuelles permettent de réaliser des machines fiables et robustes), complexité du moteur. Le coût d'un moteur Ericsson semblerait potentiellement plus faible que celui des autres technologies concurrentes du fait de ces contraintes limitées [63].

L'apport de chaleur externe spécifique au moteur à air chaud permet l'hybridation avec d'autres sources de chaleur diversifiées. Le moteur Ericsson peut aussi valoriser de l'énergie thermique stockée [64].

Par ailleurs, avec un succès commercial important au  $XIX^{\text{ème}}$  siècle, ces moteurs ont connu la désuétude dès le début du  $XX^{\text{ème}}$  siècle au profit des moteurs à combustion interne et des moteurs électriques dont les difficultés technologiques de mise en œuvre étaient beaucoup plus simples à résoudre à cette époque. Actuellement, il y'a une demande industrielle réelle non satisfaite. Selon les choix technologiques et énergétiques arrêtés, le moteur Ericsson peut avoir plusieurs configurations (cycle ouvert sans récupérateur, cycle ouvert avec récupérateur, cycle fermé avec refroidisseur) [65]. Suivant la configuration, à part les cylindres de détente et de compression, les différents éléments du moteur sont :

- le réchauffeur, échangeur de chaleur entre la source chaude et le fluide de travail ;
- le régénérateur ou récupérateur, échangeur-récupérateur de chaleur ;
- le refroidisseur, échangeur de chaleur entre le fluide de travail et le puits froid.

En configuration cycle ouvert avec récupérateur, l'air à la température ambiante et à la pression atmosphérique est aspiré par le cylindre de compression qui augmente sa pression. Le récupérateur préchauffe l'air sous pression refoulé du compresseur avec les gaz chauds s'échappant du cylindre de détente. Cet air sous pression et préchauffé pénètre dans le réchauffeur où il est chauffé jusqu'à une température maximale. L'air chaud et sous pression est ensuite aspiré dans le cylindre de détente où il est détendu pour produire de l'énergie mécanique. Les gaz détendus sont refoulés vers le milieu ambiant, en passant dans le récupérateur pour céder leurs calories. En configuration cycle ouvert sans récupérateur, le principe est le même que le premier, exépté l'étape préchauffage de l'air

avant l'entrée du réchauffeur. En configuration cycle fermé avec refroidisseur, les gaz détendus après avoir cédé leurs calories au récupérateur comme en configuration cycle ouvert avec récupérateur, ne seront pas refoulés vers le milieu ambiant, mais ils pénétreront ensuite dans le refroidisseur où ils sont refroidis avant d'être aspirés par le cylindre de compression. L'utilisation d'un cycle ouvert permet une récupération de l'air chaud à l'échappement pour de la cogénération ou pour d'autres procédés annexes.

Ainsi, le cycle à deux isentropiques et deux isobares, communément appelé cycle de Joule (ou de Brayton), et souvent utilisé pour décrire la turbine à gaz, paraît mieux approprié pour décrire le moteur Ericsson. Ce dernier n'est en effet rien d'autre qu'une turbine à gaz à récupération dont on a remplacé le turbocompresseur par un compresseur à pistons, et la turbine par une machine piston/cylindre [61].

## 2.5 Conclusion et choix d'application de la thèse

La conversion solaire thermodynamique repose sur deux principaux composants qui sont : le capteur solaire et le moteur thermique. Nous avons vu que les installations parabole/Stirling sont bien adaptées pour la production décentralisée. Par contre, ces installations sont à très haute température et à forte concentration donc elles sont coûteuses. En effet, le concentrateur et son dispositif de pointage conduisent à des coûts relativement élevés. Il est probable que de nombreux projets basés sur d'autres éléments existent, mais les retours d'expériences des centrales expérimentales sont très rares.

La recherche d'une nouvelle solution pour la gamme de faible puissance consiste à coupler un capteur solaire à température moyenne et un moteur adapté [66]. C'est ainsi que nous avons fait le choix de coupler un concentrateur cylindro-parabolique à un moteur Ericsson.

En effet, les machines volumétriques alternatives sont une des meilleures solutions technologiques pour des applications de petites puissances dans la gamme de 1  $kW$  à 10  $kW$ . Cet intervalle de puissances est celui de la micro-cogénération et de la conversion thermodynamique de l'énergie solaire de faible puissance. Vus les avantages que le moteur Ericsson présente sur le moteur Stirling et les moteurs à combustion interne, le moteur Ericsson à cycle de Joule est en train de connaître un regain d'intérêt de la part de la communauté scientifique [65]. Plusieurs études ont montré que le moteur Ericsson présente des performances élevées pour les faibles puissances, du même ordre que celles du moteur Stirling, avec des conditions de fonctionnement moins sévères quant aux niveaux de pression considérés [67] [68].

L'air, fluide gratuit et écologique sera utilisé à la fois comme fluide caloporteur et de travail du cycle de Joule. En effet l'idée de travailler à faible pression avec un récupérateur répond à un besoin de machines performantes autour de quelques dizaines de  $kW$ , or les turbines à gaz ne sont pas développées à ces petites échelles. Il sera utilisé en cycle ouvert

avec récupérateur. Ainsi le système pourra être hybridé, avec possibilité de stockage et de cogénération.

D'autre part, les systèmes à moyenne concentration seraient donc probablement les plus pertinents pour la conversion thermodynamique de l'énergie solaire dans des installations de faible ou de moyenne puissance [69]. Parmi les technologies de concentration existantes, la concentration linéaire à collecteur cylindro-parabolique, est de nos jours la plus mature et la plus répandue. En pleine expansion, plusieurs centrales basées sur ce principe ont déjà vu le jour dans le monde. Des prototypes de mini-centrales utilisant la technologie cylindro-parabolique ont également été construits. Pour une meilleure rentabilité, le capteur sera orienté nord-sud avec un système de poursuite solaire.

Pour assurer un cahier de charge donné, nous intégrerons un stockage thermique passif par chaleur latente avec des sels fondus.

Dans la suite, nous allons traiter d'un concentrateur cylindro-parabolique orienté nord-sud, couplé avec un moteur Ericsson à récupération, à cycle de Joule ouvert, avec stockage à sels fondus intégré et avec air comme fluides caloporteur et de travail.



# 3

## Evaluation de la ressource solaire du Sénégal

### Sommaire

<b>3.1</b>	<b>Mesures d'ensoleillement</b>	<b>46</b>
3.1.1	Appareils de mesure et de calibration	47
3.1.2	Logiciels et sources de données solaires	49
<b>3.2</b>	<b>Gisement solaire du Sénégal</b>	<b>51</b>
3.2.1	Moyenne journalière de l'irradiation au Sénégal	51
3.2.2	Carte d'ensoleillement du Sénégal	53
3.2.3	Le site du CERER	54
<b>3.3</b>	<b>Autres données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales</b>	<b>57</b>
<b>3.4</b>	<b>Conclusion sur l'évaluation de la ressource solaire</b>	<b>57</b>

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an.

Avec près de 3000 heures d'ensoleillement et une irradiation globale journalière de  $6\,200\text{ W.h.m}^{-2}$  reçue par un plan incliné de  $15^\circ$  par rapport à l'horizontal, le Sénégal dispose d'un véritable gisement solaire pouvant réellement faire l'objet d'une exploitation à grande échelle à des fins énergétiques. Sa situation géographique (Annexe A) lui donne cette importante richesse, ce qui favorise l'utilisation de l'énergie solaire dans divers domaines tels que : la bioclimatique, la production d'eau chaude sanitaire, la production d'électricité, le séchage agroalimentaire, l'électrification rurale, etc.

Comme l'indique le titre du chapitre, le but est d'étudier le gisement solaire au Sénégal. L'insuffisance de données relatives au rayonnement (global, direct et diffus) nous a orientée vers cette étude pour pouvoir établir une cartographie précise du potentiel national. La connaissance des trois composantes (global, direct et diffus) est importante,

car les dispositifs solaires ne les utilisent pas de la même manière [70]. Un système à concentration ne fonctionne qu'avec le direct, alors qu'un capteur plan est plutôt sensible au global.

Ces informations peuvent être recueillies par différentes méthodes à savoir : mesure au sol par des pyranomètres, pyréliomètres ou par des mesures satellitaires. La meilleure manière de connaître la quantité d'énergie solaire dans un site donné, est d'installer des pyranomètres ou pyréliomètres dans plusieurs endroits du site, de s'occuper de leurs entretiens et de leurs enregistrements quotidiens. Mais le Sénégal ne disposant pas des sites radiométriques, donc pour réaliser ce travail, nous avons utilisé des logiciels de dimensionnement tels que Système d'Information Géographique sur l'énergie Photovoltaïque (PVGIS) et PVsyst.

Dans cette partie, nous allons décrire les appareils de mesures et les logiciels de dimensionnement (PVGIS et PVsyst), avant de passer à l'exploitation des données fournies (éclairage, irradiation, trajectoire du soleil (Annexe A.2.3), etc.) par les logiciels et réaliser à partir de ces données la carte d'ensoleillement du pays. Nous allons entrevoir aussi les autres données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales solaires à concentration.

### 3.1 Mesures d'ensoleillement

L'énergie solaire disponible est souvent exprimée par l'éclairement énergétique ( $W.m^{-2}$ ). En effet, la quantité d'énergie disponible ne suffit pas à caractériser le rayonnement solaire : il est important de connaître les différentes composantes de celui-ci (Figure 3.1). Ainsi le rayonnement solaire incident à la limite de l'atmosphère se décompose, lors de sa traversée, en différentes composantes :

- le **rayonnement direct** qui atteint directement la surface terrestre sans subir de modifications ;
- le **rayonnement diffus** qui atteint la surface après absorption et réflexion dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée ;
- le **rayonnement global** est constitué de la somme du rayonnement solaire direct et du rayonnement solaire diffus.

Pour connaître la composante diffuse, et pour en déduire les restes, on fait appel entre autres à la **fraction d'insolation** qui représente le nombre d'heures de soleil mesurées divisé par la durée théorique du jour.

Plusieurs formules existent pour calculer les composantes du rayonnement solaire. En ce qui nous concerne, le logiciel PVGIS (voir § 3.1.2.1) va nous permettre d'avoir le DNI.



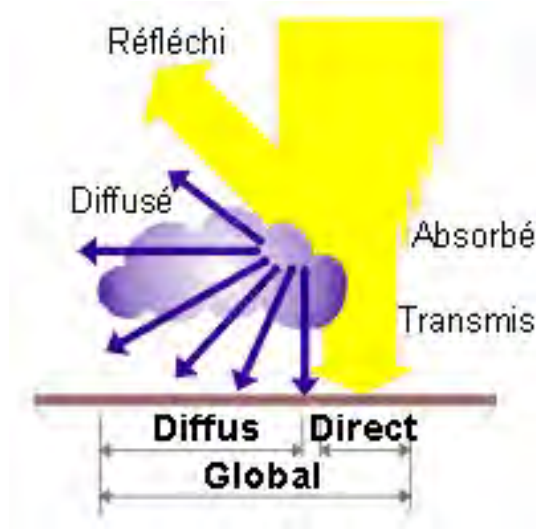


FIGURE 3.1 – Composition du rayonnement solaire

### 3.1.1 Appareils de mesure et de calibration

Le principe classique des mesures d'éclairements est l'effet thermoélectrique : un phénomène physique de déplacement de chaleur en présence d'un courant électrique. L'effet se produit dans des matériaux conducteurs de natures différentes liés par des jonctions. L'une des jonctions se refroidit alors légèrement, pendant que l'autre se réchauffe. Ces appareils sont en quelque sorte des radiomètres qui se retrouvent sous plusieurs formes selon le type de rayonnement étudié :

- Le **pyranomètre** (Figure 3.2) qui permet de mesurer le rayonnement global, le diffus (en bloquant le rayonnement direct par un écran) et l'albédo.



FIGURE 3.2 – Pyranomètre Boschung [71]

- Le **pyrhéliomètre** (Figure 3.3) est destiné à mesurer l'intensité du rayonnement solaire direct. Il est généralement constitué par une thermopile peinte en noir, donc très absorbante, montée sur un système de suivi automatique.

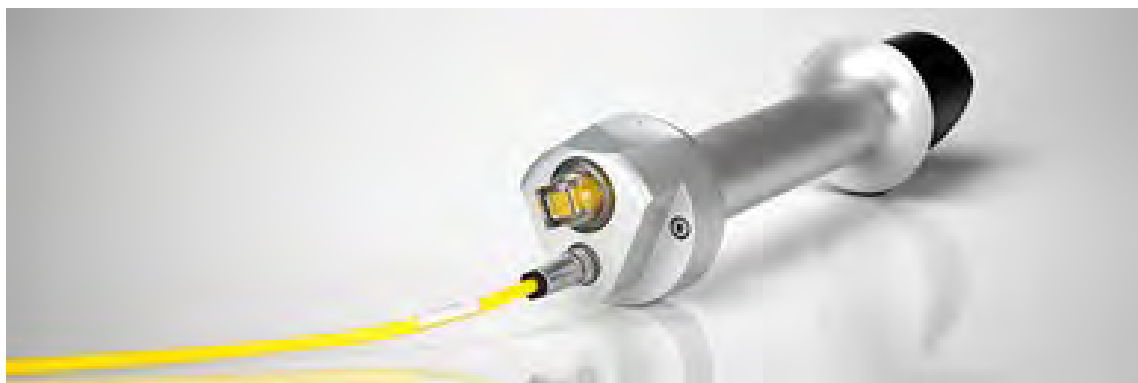


FIGURE 3.3 – *Pyrhéliomètre Kipp & Zonen [72]*

Il existe aussi d'autres radiomètres qui mesurent d'autres grandeurs, par exemple :

- L'**héliographe** (Figure 3.4) permet d'enregistrer la durée d'insolation, période de la journée pendant laquelle l'intensité du rayonnement direct a dépassé un certain seuil. En météorologie on considère qu'il y a insolation si le rayonnement reçu est égale à  $120 \text{ W.m}^{-2}$ .



FIGURE 3.4 – *Héliographe Campbell*

- Le **pyrgéomètre** (Figure 3.5) permet de mesurer le flux radiatif infrarouge incident à la surface de la Terre dans toutes les directions (angle solide de  $2\pi$ ) et dû au rayonnement tellurique d'origine atmosphérique ou à celui émis et réfléchi par le sol.
- Le **pyrradiomètre** différentiel (Figure 3.6) est un instrument qui mesure le rayonnement net. On appelle **Rayonnement Net ( $R_n$ )** la somme algébrique des rayonnements reçus ou perdus par la surface du sol en comptant comme positifs ceux qui sont perdus.

Une mesure de l'insolation moyenne sur 15 ans (1968-1982) a été réalisée par le CERER et la météorologie nationale. Pour se faire des stations de mesure de la durée d'insolation

FIGURE 3.5 – *Pyrgeometre Kipp & Zonen [72]*FIGURE 3.6 – *Pyrradiometre[73]*

ont été installées. Le résultat fut 3123,1 *heures* d'ensoleillement par an.

### 3.1.2 Logiciels et sources de données solaires

Il existe plusieurs stations de mesures qui collectent des données d'ensoleillement. Les valeurs mesurées peuvent être instantanées, horaires, journalières ou aussi des moyennes mensuelles et annuelles. Ces atlas de données solaires couvrent pratiquement tout le globe terrestre. Elles sont constituées couramment de deux sources : des mesures au sol complétées par des estimations satellitaires.

Notre site n'étant pas doté de station de mesures, nous nous sommes servie des logiciels PVGIS et PVsyst.

#### 3.1.2.1 PVGIS

PVGIS est un logiciel du Centre de Recherche Européen pour le Solaire. Il est disponible gratuitement en ligne [74].

Il permet d'estimer le potentiel de l'énergie solaire en Europe, en Asie du SUD et en Afrique.

Cet outil scientifique donne des informations sur :

- l'irradiation journalière globale (pour plan horizontal, plan incliné et de manière optimale) [ $W.h.m^{-2}$ ];
- l'éclairement journalier global, direct et diffus [ $W.m^{-2}$ ];
- le facteur Trouble de Linke atmosphérique [-];
- le ratio diffus/global [-];
- l'angle d'inclinaison optimale des modules photovoltaïques pour maximiser le rendement énergétique [ $^{\circ}$ ];
- l'estimation (pour une puissance crête inférieure à  $20 kW_c$ ) de la production d'électricité solaire photovoltaïque pour système autonome et système raccordé au réseau [ $kW.h$ ].

Les bases des données PVGIS reposent sur :

- L'ancienne base de données qui utilisait des mesures terrestres faites au moyen d'un pyranomètre entre 1981 et 1990 pour l'Europe. Pour l'Afrique un calcul était effectué à Mines Paris Tech en France, en utilisant les données de la première génération de la série de satellites Meteosat. Les données couvraient la période 1985 à 2004.
- La nouvelle base de données de radiation nommée Climate-SAF qui prend en compte les nouvelles mesures de radiation solaire prises par satellites (Meteosat MFG et MSG entre 1998 et 2012) pour l'Europe et l'Afrique.

### 3.1.2.2 PVsyst

PVsyst est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet photovoltaïque. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [75].

Ce logiciel est un outil complet pour l'étude et le dimensionnement des systèmes photovoltaïques (raccordé au réseau, autonome, pompage etc.). Il peut être téléchargé et installé gratuitement. Il fonctionne en mode d'évaluation (avec ses pleines capacités) pendant 14 jours. Ensuite, il tourne en mode démo. Il nous a servi à déterminer pour Dakar (Annexe A) :

- la trajectoire du soleil,
- la hauteur du soleil,
- l'azimut du soleil,
- l'angle horaire du soleil.

## 3.2 Gisement solaire du Sénégal

L'étude du gisement solaire permet de déterminer la quantité d'énergie lumineuse reçue chaque année sur un site donné.

A l'aide du logiciel PVGIS, nous avons élaboré un profil d'ensoleillement du site et des 14 différentes régions du Sénégal. Le rayonnement est déterminé en fonction du lieu (longitude, latitude) et de la date (mois, heure). L'heure indiquée est l'heure solaire locale ; pour trouver le temps GMT il faut ajouter 1,16 heures.

### 3.2.1 Moyenne journalière de l'irradiation au Sénégal

L'irradiation ou rayonnement est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en  $W.h.m^{-2}$ . Le symbole ( $H$ ) est parfois utilisé pour le désigner.

Comme nous l'avons déjà défini, la partie du rayonnement qui n'a pas de direction privilégiée constitue le diffus, l'autre partie qui est dans la direction du soleil constitue le direct. L'ensemble forme ce que l'on appelle le global.

Dans la latitude  $15^\circ$  du Sénégal, l'énergie « directe » quotidienne reçue par une surface de  $1 m^2$  placée perpendiculairement au rayonnement c'est-à-dire le DNI [ $kW.h/m^2/jour$ ] et l'énergie quotidienne globale reçue par une surface de  $1 m^2$  inclinée avec un angle optimal [ $kW.h/m^2/jour$ ] sont représentées par ces histogrammes pour les 14 régions du pays (Figure 3.7).

PVGIS ne fait pas le calcul de l'irradiation sur un ensemble de points. Pour chaque région, nous avons choisi ainsi sa capitale pour les données d'entrée du logiciel et l'irradiation calculée sera représentative pour toute la région.

Avant que le rayonnement solaire arrive au sol, il subit deux types d'extinction : l'absorption et la diffusion.

Les molécules de l'air ont chacune leur spectre d'absorption. Les rayons X, l'ultraviolet moyen ( $\lambda < 0,3 \mu m$ ), de même que le lointain infrarouge ( $\lambda > 25 \mu m$ ) sont totalement absorbés. L'ultraviolet proche et le visible ( $0,3 \mu m < \lambda < 0,8 \mu m$ ) le sont assez peu.

La diffusion atmosphérique est due aux molécules de l'air, la vapeur d'eau, la nébulosité et aux aérosols en suspension (sable, poussières, etc.) [76]. Physiquement cela correspond à la réflexion dans toutes les directions sur des irrégularités réparties au hasard, et dont les dimensions sont de l'ordre de grandeur de la longueur d'onde.

En moyenne, au cours d'une année, nous observons qu'il y a 65 % de direct dans le global, avec un minimum de 55 % en août-septembre et un maximum de 70 % en mars-avril-mai.



FIGURE 3.7 – Histogrammes des irradiances quotidiennes des 14 régions du Sénégal



D'une manière approximative au Sénégal, la saison sèche (novembre-mai) les valeurs du rayonnement solaire direct sont plus favorables avec un pic se situant en mars-avril-mai contrairement à la saison des pluies (juin à octobre) avec les valeurs les plus basses en août [77].

### 3.2.2 Carte d'ensoleillement du Sénégal

Afin de réaliser la carte d'ensoleillement du Sénégal (Figure 3.8), nous avons évalué toujours à l'aide de PVGIS, la moyenne journalière de l'irradiation pour les 14 régions qui constituent le Sénégal avec une inclinaison optimale par rapport à l'horizontal. Nous avons choisi la nouvelle base de données PVGIS qui couvre l'ensemble du territoire national. Il faut tenir en compte que l'irradiation solaire ne cesse d'évoluer, elle a augmenté ces 10 dernières années. Prenons le cas de la région de Tambacounda l'irradiation est de  $2\,250\text{ kW.h/m}^2/\text{an}$  avec PVGIS Climate-SAF (moyenne sur la période de 1998-2012) contre  $2\,072\text{ kW.h/m}^2/\text{an}$  pour l'ancienne base de donnée (moyenne sur la période de 1985-2004).

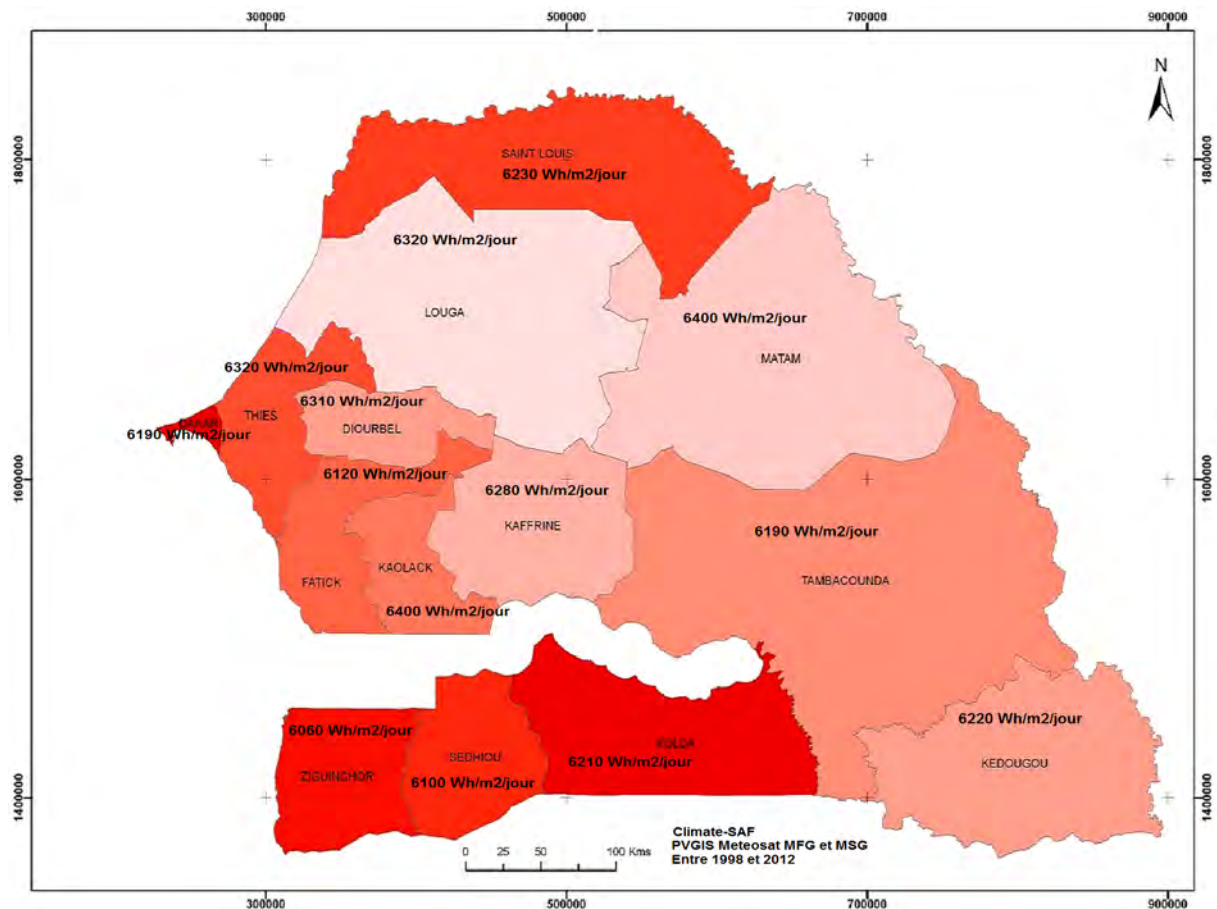


FIGURE 3.8 – Carte d'ensoleillement du Sénégal 1998-2012

L'irradiation solaire peut évoluer au fil des années et dépend de l'orientation et l'inclinaison de la surface, de la latitude du lieu et son degré de pollution, de la période de l'année, de l'instant considéré dans la journée. L'ensoleillement est un phénomène naturel. Il est donc variable d'un lieu à un autre en fonction des aléas climatiques qui peuvent se produire. La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité de l'irradiation observée au Sénégal [78].

Nous avons exporté les données journalières de l'irradiation dans un support de cartographie du Département de Géographie de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar.

L'irradiation varie entre la partie (Matam, Louga, Kaolack) plus ensoleillée et la partie sud (Ziguinchor, Sedhiou) plus riche en précipitations.

### 3.2.3 Le site du CERER

Le site du CERER (Figure 3.9) situé à Dakar Hann Equie est repéré par les coordonnées géographiques suivantes :  $14^{\circ} 43' 11''$  Nord et  $17^{\circ} 26' 24''$  Ouest à 35 m d'altitude selon PVGIS. Contrairement aux systèmes plans qui tirent profit du rayonnement solaire global, la grandeur d'entrée principale de tout système solaire à concentration est l'ensoleillement normal direct (DNI).



FIGURE 3.9 – Arrêt sur image du site du CERER

Le (Tableau 3.1) estime le potentiel énergétique du site avec la nouvelle base de don-



nées PVGIS. Dans ce tableau, nous avons exprimé l'irradiation « directe » quotidienne typique du site pour tous les mois de l'année et la moyenne.

TABLE 3.1 – *Potentiel énergétique du site du CERER*

Mois	DNI [ $W.h.m^{-2}.jour^{-1}$ ]
Janvier	5 840
Février	6 310
Mars	6 960
Avril	6 690
Mai	7 080
Juin	6 450
Juillet	5 300
Août	4 710
Septembre	4 790
Octobre	6 000
Novembre	6 170
Décembre	5 960
<b>Moyenne</b>	<b>6 020</b>

De même les courbes (Figure 3.10) représentent les variations journalières du DNI du site du CERER. L'éclairement est défini comme une puissance instantanée reçue par une surface. Il s'exprime en  $W.m^{-2}$ . Il est parfois désigné par le symbole (E).

D'une manière générale, nous remarquons que le rayonnement direct journalier n'est pas constant au cours d'une journée d'ensoleillement. Il varie selon les aléas climatiques, passage d'un nuage, selon les heures de la journée, etc. Pour chaque journée, le rayonnement direct est à son maximum lors du passage du soleil au Zénith.

Nous observons aussi :

- Un maximum du rayonnement direct pour les mois de Mars, Avril et Mai ;
- Un minimum du rayonnement direct pour les mois de Juillet, Août et Septembre.

Cependant la durée d'ensoleillement est plus importante au solstice d'été (juin, juillet) contrairement à l'hiver (décembre, janvier).

L'irrégularité de l'ensoleillement entre les saisons météorologiques (la saison sèche de novembre à mai période la plus favorable et la saison des pluies de juin à octobre), les saisons astronomiques (Solstice ou Equinoxe) et l'instant considéré dans la journée produisent la variabilité de l'irradiation observée sur le site.

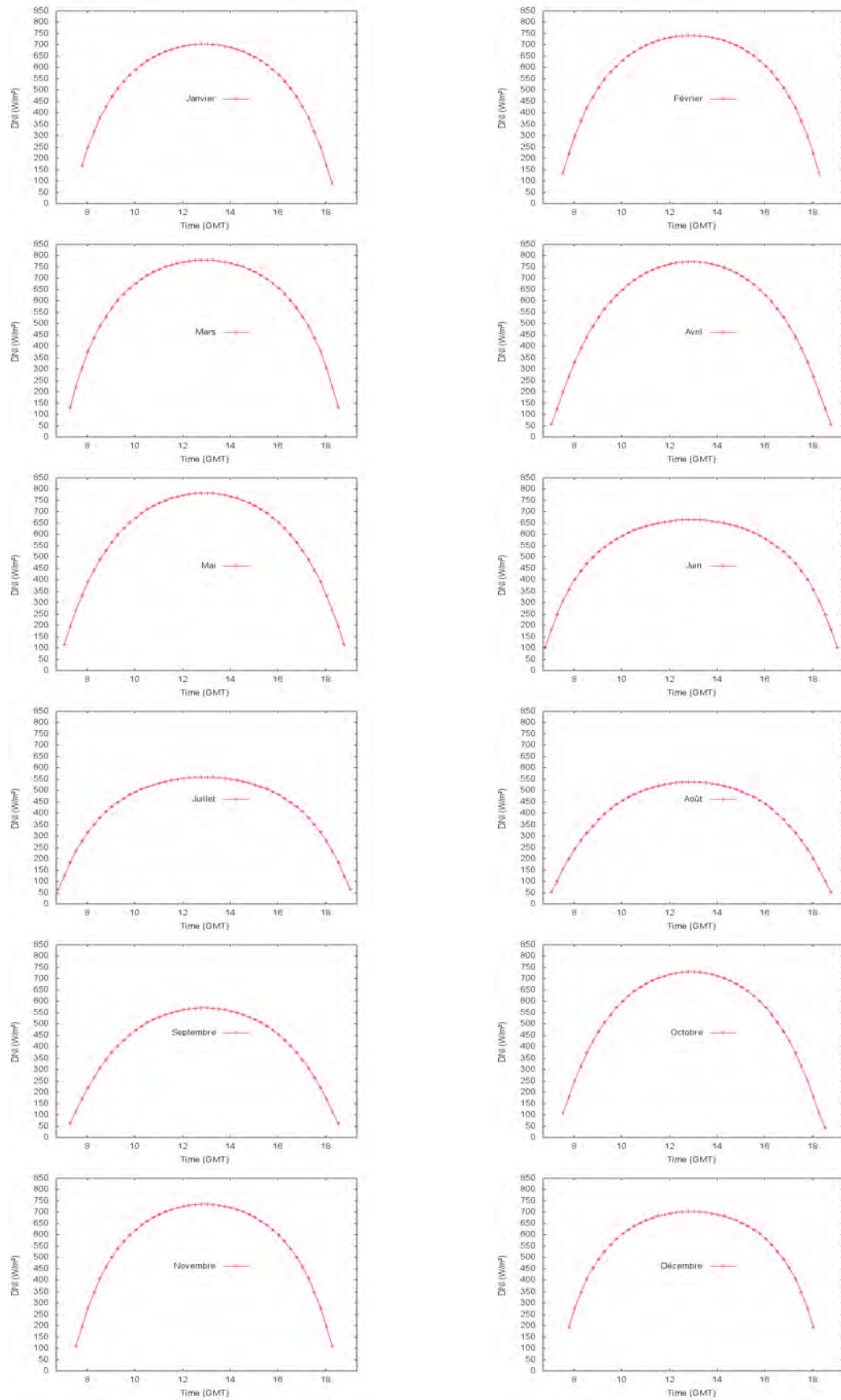


FIGURE 3.10 – Variations journalières du DNI du site du CERER

### 3.3 Autres données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales

Outre le DNI, nous avons besoin de connaître la température ambiante. En effet, elle influe sur le fonctionnement des capteurs et notamment sur le récepteur solaire. Elle joue aussi un rôle sur le cycle thermodynamique. De même la vitesse du vent est un paramètre important à connaître pour l'estimation des performances des centrales solaires.

Au Sénégal, la température ambiante est relativement haute en journée, entre 20 °C et 40 °C, les grands traits climatiques sont le résultat conjoint de facteurs géographiques et aérologiques. Les premiers s'expriment par la latitude qui confère au territoire des caractères tropicaux, et par la position de Finistère Ouest-Africain qui détermine des conditions climatiques différentes dans la région littorale et dans l'intérieur. Les seconds s'expriment par l'alternance sur le pays de trois flux (l'alizé maritime, l'harmattan et la mousson) dont les déplacements sont facilités par la platitude du relief.

La vitesse moyenne du vent est d'environ 5  $m.s^{-1}$  dans le littoral à 10 m de hauteur avec des variations saisonnières assez marquées. Les mois d'Août à Décembre sont peu ventés. Mais la vitesse moyenne du vent à l'intérieur du pays est inférieure à celle mesurée sur le littoral, ceci, pour plusieurs raisons : les régions situées plus au sud (plus on se rapproche de l'équateur plus les vents sont faibles) sont abrités par des arbres.

### 3.4 Conclusion sur l'évaluation de la ressource solaire

A l'aide du logiciel PVGIS, dans la latitude 15° du Sénégal, nous avons élaboré un profil d'ensoleillement du site et des 14 différentes régions du Sénégal. En moyenne, au cours d'une année, nous observons qu'il y'a 65 % de direct dans le global, avec un minimum de 55 % en août-septembre et un maximum de 70 % en mars-avril-mai. L'irradiation varie entre la partie Ouest plus ensoleillée et la partie Est plus riche en précipitations. L'irrégularité de l'ensoleillement entre les saisons météorologiques (la saison sèche de novembre à mai période la plus favorable et la saison des pluies de juin à octobre), les saisons astronomiques (Solstice ou Equinoxe) et l'instant considéré dans la journée produisent la variabilité de l'irradiation observée sur le site. La température ambiante est relativement haute en journée, entre 20 °C et 40 °C. La vitesse moyenne du vent est d'environ 5  $m.s^{-1}$  dans le littoral à 10 m de hauteur avec des variations saisonnières assez marquées, mais la vitesse moyenne du vent à l'intérieur du pays est plus faible.

Le Sénégal bénéficie d'un rayonnement solaire propice aux applications des énergies renouvelables. Le but de cette analyse était de fournir des informations fiables pour les concepteurs et les utilisateurs des systèmes solaires, tout en évaluant le potentiel énergétique du Sénégal. Ce potentiel peut être exploité pour augmenter la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique du pays et développer les principales filières telles que : le solaire thermique et thermodynamique et le solaire photovoltaïque.



# 4

## Modélisation de la conversion solaire thermo-électrique

### Sommaire

---

<b>4.1</b>	<b>Nomenclature . . . . .</b>	<b>60</b>
<b>4.2</b>	<b>Modélisation de l'énergie solaire en chaleur exploitable . . . .</b>	<b>63</b>
4.2.1	Etude d'un PT destinée à valider le choix du CERER . . . . .	63
4.2.2	Validation du choix du PT Solar Tangor . . . . .	72
4.2.3	Influences des paramètres atmosphériques sur le PT Solar Tangor	73
4.2.4	Rendements énergétiques du PT Solar Tangor . . . . .	77
4.2.5	Conclusion sur la modélisation de l'énergie solaire en chaleur exploitable . . . . .	78
<b>4.3</b>	<b>Modélisation de la chaleur en travail indiqué . . . . .</b>	<b>78</b>
4.3.1	Modélisation du moteur . . . . .	78
4.3.2	Etude des paramètres du cycle . . . . .	82
4.3.3	Choix des caractéristiques du moteur Ericsson . . . . .	86
4.3.4	Conclusion sur la modélisation de la chaleur en travail . . . . .	88
<b>4.4</b>	<b>Modélisation de l'ensemble du procédé . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>4.5</b>	<b>Analyse exergetique . . . . .</b>	<b>91</b>
4.5.1	Détermination de l'exergie des points du cycle . . . . .	92
4.5.2	Résultats de l'analyse exergetique . . . . .	95
<b>4.6</b>	<b>Modélisation du procédé avec stockage thermique intégré . .</b>	<b>96</b>
<b>4.7</b>	<b>Conclusion sur la modélisation de la conversion solaire . . . .</b>	<b>98</b>

---

Dans ce chapitre, nous proposons une modélisation pour l'ensemble de la chaîne de conversion solaire à électrique. Dans un premier temps un modèle est proposé pour décrire le processus de la transformation rayonnement solaire collecté en chaleur exploitable. Dans un second temps, un modèle physique du moteur Ericsson permet d'exprimer le passage de la chaleur en travail mécanique. Puis, une analyse exergetique permet d'évaluer les flux exergetiques de tous les composants de la chaîne. Il s'en suit une intégration d'un modèle de stockage thermique par matériau à changement de phase.

## 4.1 Nomenclature

Symboles	Désignations	Unités
<b>Lettres latines</b>		
$\dot{A}$	anergie	$W$
$\dot{B}$	exergie	$W$
$\dot{B}_0$	exergie à l'entrée du compresseur	$W$
$\dot{B}_{C-R}$	exergie à la sortie du compresseur et entrée récupérateur	$W$
$\dot{B}_{cog}$	exergie de cogénération	$W$
$\dot{B}_{des}$	destruction d'exergie	$W$
$\dot{B}_{des,C}$	destruction d'exergie à la compression	$W$
$\dot{B}_{des,conc}$	destruction d'exergie au concentrateur	$W$
$\dot{B}_{des,E}$	destruction d'exergie à la détente	$W$
$\dot{B}_{des,PT}$	destruction d'exergie au capteur	$W$
$\dot{B}_{des,R}$	destruction d'exergie à la récupération	$W$
$\dot{B}_{E-R}$	exergie à la sortie du détendeur et entrée récupérateur	$W$
$\dot{B}_{elec}$	exergie électrique	$W$
$\dot{B}_{PT}$	exergie à la sortie du capteur	$W$
$\dot{B}_{R-0}$	exergie à la sortie du récupérateur vers l'ambiant	$W$
$\dot{B}_{R-PT}$	exergie sortie récupérateur et entrée capteur	$W$
$\dot{B}_s$	exergie solaire	$W$
$Bi$	nombre de Biot	—
$c_{p,f}$	chaleur massique du fluide à pression constant	$J.kg^{-1}.K^{-1}$
$D$	diamètre hydraulique du tube absorbeur	$m$
$F$	facteur de forme	—
$Gz$	nombre de Graetz	—
$H$	enthalpie	$W$
$h_{conv}$	coefficient de transfert par convection forcée du fluide caloporteur	$W.m^{-2}.K^{-1}$
$h_v$	coefficient de transfert par convection mixte externe	$W.m^{-2}.K^{-1}$
$DNI$	éclairement incident normal	$W.m^{-2}$
$l_{conc}$	largeur du concentrateur	$m$
$l_r$	périmètre du tube récepteur	$m$
$L_{conc}$	longueur du concentrateur	$m$
$L_f$	chaleur latente de fusion	$J.kg^{-1}$
$\dot{m}$	débit massique du fluide	$kg.s^{-1}$
$P$	pression	$Pa$
$P_0$	pression atmosphérique	$Pa$
$P_m$	périmètre mouillé du tube absorbeur	$m$
$P_{max}$	pression maximale dans le cycle thermodynamique	$Pa$
$P_{min}$	pression minimale dans le cycle thermodynamique	$Pa$
$Pr$	nombre de Prandtl	—

$\dot{Q}$	puissance thermique	$W$
$\dot{Q}_{cog}$	puissance thermique de cogénération	$W$
$\dot{Q}_{conc}$	puissance thermique émise par le concentrateur et reçue par la surface réceptrice	$W$
$\dot{Q}_{conv}$	puissance thermique perdue par convection	$W$
$\dot{Q}_f$	puissance thermique reçue par le fluide caloporteur	$W$
$\dot{Q}_r$	puissance thermique transmise par le récepteur vers l'échangeur du moteur	$W$
$\dot{Q}_{ray}$	puissance thermique perdue par rayonnement	$W$
$\dot{Q}_s$	puissance thermique émise par le soleil et reçue par le concentrateur	$W$
$Re$	nombre de Reynolds	—
$S$	entropie	$W.K^{-1}$
$S$	section de passage du fluide	$m^2$
$S_{conc}$	surface d'ouverture du concentrateur	$m^2$
$S_m$	surface mouillée du tube récepteur	$m^2$
$S_r$	surface du récepteur	$m^2$
$t$	temps	$s$
$T$	température	$K$
$T_0$	température ambiante	$K$
$T_{C-R}$	température sortie compresseur entrée récupérateur	$K$
$T_{C-R,is}$	température de compression isentropique	$K$
$T_{E-R}$	température sortie détenteur entrée récupérateur	$K$
$T_{E-R,is}$	température de détente isentropique	$K$
$T_f$	température moyenne du fluide dans le tube	$K$
$T_f(x)$	température locale du fluide caloporteur	$K$
$T_{fus}$	température de fusion du sel	$K$
$T_{in}$	température d'entrée du fluide dans le tube	$K$
$T_{min}$	température minimale dans le cycle thermodynamique	$K$
$T_{out}$	température de sortie du fluide dans le tube	$K$
$T_p$	température moyenne de la paroi de l'absorbeur	$K$
$T_p(x)$	température locale de la paroi du tube absorbeur	$K$
$T_{PT}$	température sortie capteur PT entrée détenteur	$K$
$T_{PT-sto}$	température sortie stockage entrée détenteur	$K$
$T_r$	température moyenne du récepteur considéré	$K$
$T_{R-0}$	température sortie récupérateur vers l'atmosphère	$K$
$T_{R-PT}$	température sortie récupérateur entrée capteur	$K$
$U(r)$	composante de la vitesse du fluide caloporteur suivant $x$	$m.s^{-1}$
$\langle U \rangle$	vitesse moyenne du fluide caloporteur	$m.s^{-1}$
$v$	vitesse du vent	$m.s^{-1}$
$\dot{W}_{C,i}$	puissance mécanique indiquée de compression	$W$
$\dot{W}_{C,réelle}$	puissance mécanique réelle de compression	$W$
$\dot{W}_{elec}$	puissance électrique produite par l'alternateur	$W$
$\dot{W}_{E,i}$	puissance mécanique indiquée de détente	$W$

$\dot{W}_{E,réelle}$	puissance mécanique réelle de détente	$W$
$\dot{W}_{i,net}$	puissance mécanique nette indiquée	$W$
$\dot{W}_{net}$	puissance mécanique nette à l'arbre du moteur	$W$
<b>Caractères grecs</b>		
$\alpha_{conc}$	taux de concentration géométrique	—
$\alpha_r$	coefficient d'absorption de la cavité réceptrice	—
$\beta$	rapport de pression	—
$\gamma$	coefficient isentropique de l'air	—
$\epsilon$	coefficient d'émissivité de la cavité réceptrice	—
$\varepsilon_R$	efficacité du récupérateur	—
$\zeta_{conc}$	coefficient d'efficacité géométrique	—
$\eta_{\dot{A}}$	taux de destruction d'exergie	—
$\eta_{\dot{A},C}$	taux de destruction d'exergie à la compression	—
$\eta_{\dot{A},D}$	taux de destruction d'exergie à la détente	—
$\eta_{\dot{A},PT}$	taux de destruction d'exergie au capteur	—
$\eta_{\dot{A},R}$	taux de destruction d'exergie à la récupération	—
$\eta_{\dot{A},s}$	taux de destruction d'exergie solaire	—
$\eta_{\dot{B}}$	rendement exergétique	—
$\eta_{\dot{B},C}$	rendement exergétique à la compression	—
$\eta_{\dot{B},cog}$	rendement exergétique de cogénération	—
$\eta_{\dot{B},conc}$	rendement exergétique du concentrateur	—
$\eta_{\dot{B},E}$	rendement exergétique à la détente	—
$\eta_{\dot{B},elec}$	rendement exergétique électrique	—
$\eta_{\dot{B},PT}$	rendement exergétique du capteur	—
$\eta_{\dot{B},R}$	rendement exergétique à la récupération	—
$\eta_{Carnot}$	rendement de Carnot	—
$\eta_{conc}$	rendement optique du concentrateur	—
$\eta_{elec}$	rendement de l'alternateur	—
$\eta_{is,C}$	rendement isentropique de compression	—
$\eta_{is,E}$	rendement isentropique de détente	—
$\eta_{II}$	rendement second principe	—
$\eta_{meca,C}$	rendement mécanique de compression	—
$\eta_{meca,E}$	rendement mécanique de détente	—
$\eta_{moteur}$	rendement du moteur	—
$\eta_{s-cog}$	rendement solaire à cogénération	—
$\eta_{s-elec}$	rendement solaire à électrique	—
$\eta_{s-elec+cog}$	rendement solaire à électrique plus cogénération	—
$\eta_{s-meca}$	rendement solaire à mécanique	—
$\eta_{th-conc}$	rendement thermique du concentrateur	—
$\eta_{th-PT}$	rendement thermique du capteur	—
$\eta_{th-r}$	rendement thermique du récepteur	—
$\kappa_{PT}$	rendement effectif du capteur	—
$\lambda$	conductivité thermique du fluide	$W.m^{-1}.K^{-1}$



---

$\mu$	viscosité dynamique du fluide	$Pa.s$
$\rho_{conc}$	efficacité optique de réflexion du concentrateur	—
$\sigma_{SB}$	constante de Stefan Boltzman	$W.m^{-2}.K^{-4}$
$\tau_{conc}$	efficacité optiques de transmission du concentrateur	—

## 4.2 Modélisation de l'énergie solaire en chaleur exploitable

Cette étude porte sur le capteur relatif à la concentration du rayonnement solaire. Il porte le récepteur, qui est le siège de la conversion thermique du rayonnement solaire en chaleur exploitable. Ses performances conditionnent l'efficacité globale de la centrale solaire [79].

### 4.2.1 Etude d'un PT destinée à valider le choix du CERER

Le capteur étudié est constitué d'une cavité absorbante avec traitement superficiel et thermiquement mince permettant de négliger la conduction.

L'absorbeur est protégé par un tube coaxial qui évite la dispersion de la chaleur dans l'atmosphère permettant de supposer que la température de l'enveloppe receptrice ( $T_r$ ) est quasi-égale à la température de la paroi du tube récepteur ( $T_p$ ) [66]. Le tout, appelé récepteur, est placé sur l'axe d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique spéculaire. Le concentrateur canalise l'ensoleillement normal direct (le DNI) vers le récepteur pour en permettre d'atteindre des températures élevées. Le capteur est doté d'un système de poursuite solaire intégré et orienté nord-sud.

#### 4.2.1.1 Modèle mathématique

Pour trouver les champs des températures du fluide caloporteur et de la paroi du tube absorbeur nous partons de l'équation du bilan énergétique sur un volume élémentaire au niveau du tube absorbeur (Figure 4.1).

Nous admettons que :

- Les effets d'inertie de l'absorbeur et du fluide considéré comme un gaz parfait à propriétés physiques constantes, sont négligeables ;
- L'absorbeur est thermiquement mince ( $Bi < 0,1$ ),  $Bi$  le nombre de Biot ;
- Le **rendement optique du concentrateur**  $\eta_{conc}$  que nous considérons indépendant du **taux de concentration géométrique**  $\alpha_{conc} = \frac{S_{conc}}{S_r}$  ( $S_{conc}$  la surface d'ouverture du concentrateur et  $S_r$  la surface du récepteur).

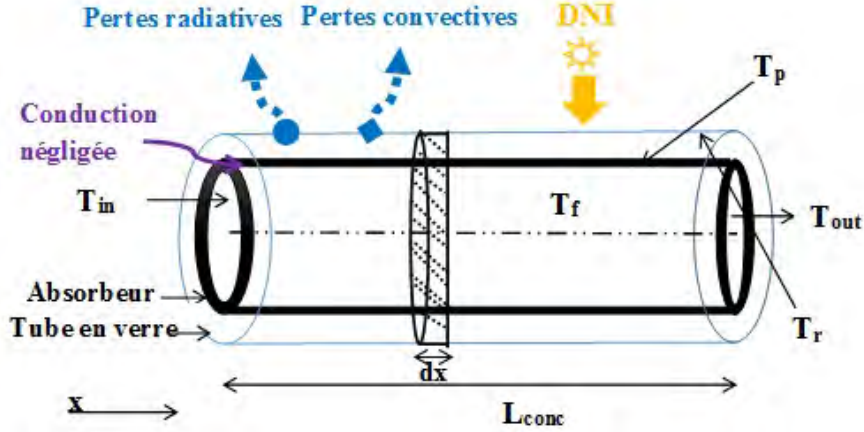


FIGURE 4.1 – Schéma de principe du tube récepteur

$$\eta_{conc} = \rho_{conc} \zeta_{conc} \tau_{conc} \quad (4.1)$$

Avec :

$\tau_{conc}$  l'efficacité optique de transmission du concentrateur

$\rho_{conc}$  l'efficacité optique de réflexion du concentrateur

$\zeta_{conc}$  l'efficacité géométrique du concentrateur

Avec l'approche utilisée, une partie de la puissance thermique émise par le soleil et reçue par le concentrateur ( $\dot{Q}_s$ ) est transmise au récepteur ( $\dot{Q}_{conc}$ ). Une fraction de la puissance  $\dot{Q}_{conc}$  est perdue par convection ( $\dot{Q}_{conv}$ ) et une autre par rayonnement ( $\dot{Q}_{ray}$ ). La puissance thermique transmise par la cavité réceptrice ( $\dot{Q}_r$ ) est supposée intégralement reçue par le fluide caloporteur ( $\dot{Q}_f$ ).

$$\dot{Q}_{conc} = \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{ray} + \dot{Q}_f \quad (4.2)$$

Avec :

$$\dot{Q}_{conc} = \alpha_r \cdot \eta_{conc} \cdot DNI \cdot S_{conc} \quad (4.3)$$

$$\dot{Q}_{ray} = \sigma_{SB} \cdot F \cdot \epsilon \cdot S_r \cdot (T_r^4 - T_0^4) \quad (4.4)$$

Pour trouver l'équation qui régit le fonctionnement thermique du tube absorbeur nous partons du bilan énergétique sur la surface élémentaire  $dS = 2\pi \cdot R \cdot dx$  du tube. Il vient alors :

$$\dot{Q}_f = h_{conv} \cdot S_m \cdot (T_p(x) - T_f(x)) \quad (4.5)$$

$$\dot{Q}_{conv} = h_v \cdot S_r \cdot (T_r(x) - T_0) \quad (4.6)$$

En admettant que  $T_r(x) = T_p(x)$ , nous obtenons :

$$\begin{aligned} \kappa_{PT}.DNI.l_{conc} &= h_{conv}.P_m.(T_p(x) - T_f(x)) \\ &+ h_v.l_r.(T_p(x) - T_0) \\ &+ \sigma_{SB}.F.\epsilon.l_r.(T_p^4(x) - T_0^4) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Avec :

$T_0$  la **température ambiante de l'air**,

$\kappa_{PT} = \alpha_r.\eta_{conc}$  est le **rendement effectif du capteur**, dépendant de ses caractéristiques intrinsèques ;  $\alpha_r$  étant le coefficient d'absorption de l'absorbeur du récepteur.

$T_f(x)$  est la **température moyenne du fluide à l'abscisse  $x$**  définie par :

$$\langle U \rangle T_f(x) = \frac{1}{\pi R^2} \int \int_{r=0, \theta=0}^{r=R, \theta=2\pi} U(r).T_f(r, \theta, x).r.dr.d\theta \quad (4.8)$$

En supposant que l'écoulement est hydrodynamiquement établi et les transferts unidirectionnels. L'intégration de l'équation de la chaleur dans le volume élémentaire  $dV = \pi.R^2.dx$  conduit à :

$$\dot{m}.c_{p,f}.\frac{dT_f}{dx} = h_{conv}.P_m.(T_p(x) - T_f(x)) \quad (4.9)$$

Le régime est quasi-stationnaire, l'inertie du fluide est négligée, mais cela ne veut pas dire que les températures ne dépendent pas du temps. En effet, il faut garder à l'esprit la sensibilité des températures dues aux fluctuations de la ressource solaire. Le  $DNI$  dépendant de la période de la journée ou du mois donc les températures sont aussi des fonctions explicites du **temps  $t$** .

En faisant l'hypothèse de la non uniformité des températures, et en considérant un transfert unidirectionnel (écoulement développé établi car  $\frac{L_{conc}}{D} \gg 12$ ) le bilan énergétique sur un volume interne élémentaire au niveau du tube absorbeur conduit au système d'équations (4.10) dans lequel  $T_p(x)$  et  $T_f(x)$  sont les températures locales de la paroi du tube absorbeur et du fluide caloporteur (Figure 4.1).  $\mathbf{T}_{in} = \mathbf{T}_0$  et  $\mathbf{T}_{out}$  représentent respectivement la température du fluide caloporteur  $T_f(x)$  à l'entrée du tube ( $x = 0$ ) et à la sortie ( $x = L_{conc}$ ).

Ainsi le fonctionnement du capteur est régi par le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \kappa_{PT}.DNI.l_{conc} = h_{conv}.P_m.(T_p(x) - T_f(x)) \\ \quad + h_v.l_r.(T_p(x) - T_0) \\ \quad + \sigma_{SB}.F.\epsilon.l_r.(T_p^4(x) - T_0^4) \\ \dot{m}.c_{p,f}.\frac{dT_f}{dx} = h_{conv}.P_m.(T_p(x) - T_f(x)) \end{array} \right. \quad (4.10)$$

Le coefficient d'échange par convection forcée  $h_{conv}$  est défini par :

$$h_{conv} = \frac{\lambda.Nu}{D} \quad (4.11)$$

Plusieurs corrélations sont proposées selon les cas présentés d'écoulement de l'air dans un tube circulaire de longueur finie avec :

- Si  $Re < Re_c$  l'écoulement est laminaire :
  - Si  $Gz < 100$  nous utilisons la relation de Hausen [80] :

$$Nu = 3,66 + \frac{0,0668 \, Gz}{1 + 0,04 \, (Gz)^{2/3}} \quad (4.12)$$

- Si  $Gz > 100$  nous utilisons la relation de Sieder et Tate [80] :

$$Nu = 1,6 \, (Gz)^{1/3} \quad (4.13)$$

- Si  $Re > Re_c$  l'écoulement devient turbulent et nous utilisons la relation de Dittus-Boelter [80] :

$$Nu = 0,023 \, Re^{0,8} \, Pr^{0,4} \quad (4.14)$$

Avec :

$$Pr = \frac{C_p.\mu}{\lambda} \quad (4.15)$$

$$Re = \frac{\dot{m}.D}{\mu.S} \quad (4.16)$$

$$Gz = Re.Pr.\frac{D}{L} \quad (4.17)$$

Pour traiter l'échange ( $h_v$ ) entre l'air atmosphérique et la paroi extérieure du récepteur nous utilisons la formule de McAdams et Woertz suivante [81] :

$$h_v = 3,86 \times v + 5,67 \quad (4.18)$$

En posant :

$$\dot{Q}_s = DNI.S_{conc} \quad (4.19)$$

$$\begin{aligned} \dot{Q}_r &= \dot{Q}_{conc} - h_v.S_r.(T_r - T_0) - \sigma_{SB}.F.\epsilon.S_r.(T_r^4 - T_0^4) \\ &= \dot{m}.c_{p,f}(T_{out} - T_{in}) \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$\eta_{th-conc} = \frac{\dot{Q}_{conc}}{\dot{Q}_s} \quad (4.21)$$

$$\eta_{th-r} = \frac{\dot{Q}_r}{\dot{Q}_{conc}} \quad (4.22)$$

$$\eta_{th-PT} = \frac{\dot{Q}_r}{\dot{Q}_s} \quad (4.23)$$

L'équation différentielle (4.9) a été intégrée grâce à un schéma de type prédicteur-correcteur (schéma de Heun) d'ordre deux [82]. La méthode itérative de Newton-Raphson est utilisée pour résoudre l'équation non linéaire (4.10) à cause du terme en  $T^4$ .

Par des mesures satellitaires, l'atlas de données PVGIS (Photovoltaïque Système d'Information Géographique) nous a permis d'estimer le potentiel énergétique du site.

A défaut, la température ambiante  $T_0$  et la vitesse du vent  $v$  sont fixées respectivement à  $300\text{ K}$  et  $5\text{ m.s}^{-1}$ , qui sont les conditions climatiques moyennes du site avec un ***DNI*** de ***799 W.m<sup>-2</sup>*** comme **point de référence**.

Pour procéder à une analyse d'un capteur PT quelconque, nous nous intéressons aux distributions des températures du fluide et du récepteur sur le rendement du capteur en fonction de ses propriétés intrinsèques (optiques et géométriques), de sa longueur et du débit d'écoulement choisi.

#### 4.2.1.2 Influences des caractéristiques intrinsèques au capteur PT

Les courbes (Figure 4.2) illustrent les variations de la température de sortie  $T_{out}$  et du rendement global du capteur  $\eta_{th-PT}$  en fonction du coefficient des caractéristiques intrinsèques  $\kappa_{PT}$  d'un capteur cylindro-parabolique.

Nous constatons que la température de sortie du fluide  $T_{out}$  augmente avec le coefficient  $\kappa_{PT}$ . De même que le rendement du capteur  $\eta_{th-PT}$  qui suit une loi linéaire de la forme :

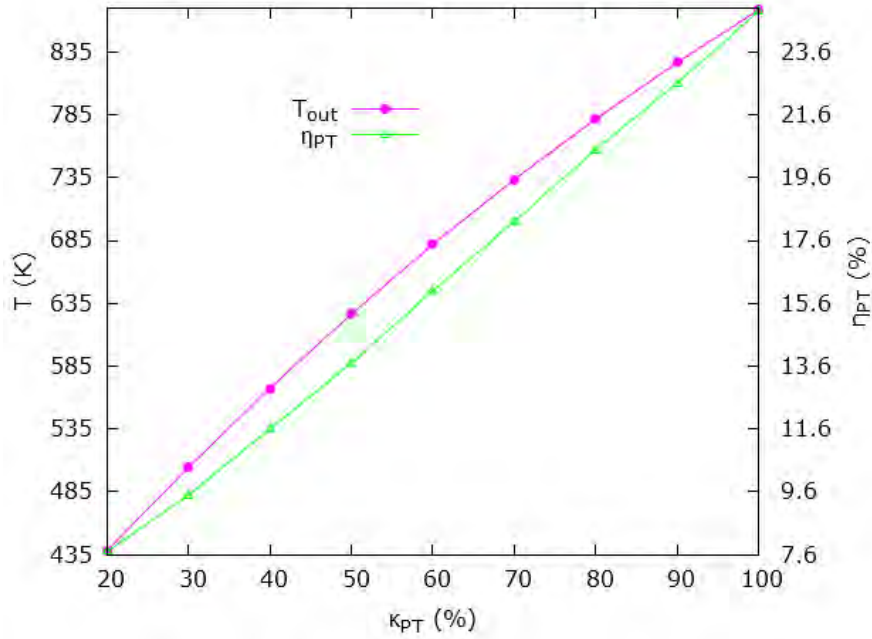


FIGURE 4.2 – Variations de  $T_{out}$  et de  $\eta_{th-PT}$  en fonction de  $\kappa_{PT}$

$$\eta_{th-PT} = a \cdot \kappa_{PT} \quad (4.24)$$

avec  $a \approx 0,2$

En effet, les pertes entraînées par les défauts géométriques doivent être aussi faibles que possible afin de maximiser l'efficacité du capteur. De même le coefficient de réflexion  $\rho_{conc}$  qui détermine la quantité de rayonnement reçue par le récepteur par rapport à la quantité incidente sur le collecteur doit être optimisé. Les facteurs de transmission  $\tau_{conc}$  et d'absorption  $\alpha_r$  doivent être améliorés.

Pour cela, les blocs de surfaces réfléchissantes doivent être bien assemblés et mis en mouvement de manière à bien suivre le soleil.

Pour atteindre des températures élevées, il est nécessaire de bien concentrer le rayonnement par une surface à forte réflectivité avec un meilleur compromis technico-économique [83] [84].

Afin d'augmenter la température du fluide caloporteur, il faut isoler l'absorbeur avec un vitrage tout en laissant le rayonnement concentré rentrer. La vitre empêche les rayons diffusés de sortir en réalisant « l'effet de serre » [85]. Le verre fragile peut être remplacé par certains matériaux plastiques comme le Tedlar ou le polycarbonate [86] [4]. Mais l'inconvénient majeur de ces matériaux est la détérioration de leurs propriétés sous l'effet des ultraviolets.

Pour améliorer le transfert de chaleur, l'absorbeur doit avoir un bon coefficient d'absorption et être peint en noir.

Il y a aussi des voies d'investigations sur le potentiel d'utilisation de PT à doubles tubes récepteurs [87].

#### 4.2.1.3 Influences de la longueur du capteur PT

Les courbes (Figure 4.3) représentent la progression des températures de la paroi du tube absorbeur  $T_p$  et du fluide caloporteur  $T_f$  en fonction de la longueur du concentrateur  $L_{conc}$ , la largeur du concentrateur  $l_{conc}$  étant fixe.

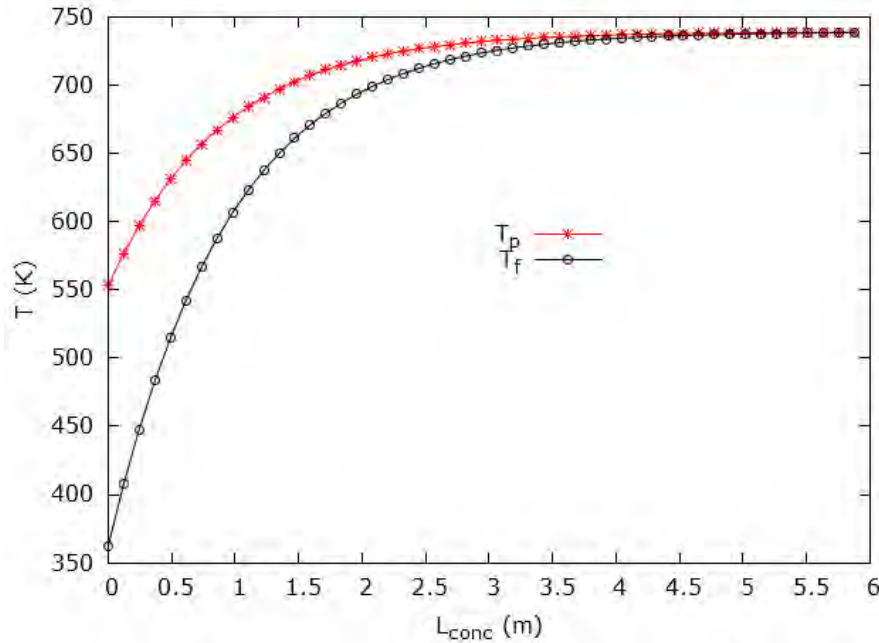


FIGURE 4.3 – Evolutions des températures  $T_p$  et  $T_f$  en fonction de  $L_{conc}$

On remarque que les profils des températures sont de la forme :

$$T_i(L_{conc}) \approx \frac{T_i(0)}{1 - a_i} \cdot [1 - a_i \cdot e^{-b_i \cdot L_{conc}}] \quad (4.25)$$

Avec :

- (i) relatif à la paroi ou au fluide,
- $a_i$  et  $b_i$  des constantes positives,
- $T_i(0)$  représentent les températures à l'entrée.

Ainsi en première approximation, nous pouvons admettre que les termes non linéaires dans l'équation du bilan énergétique au niveau du récepteur c'est-à-dire les effets radiatifs peuvent être négligés.

L'examen de ces courbes montre que la température du fluide tend vers celle de la paroi réceptrice et qu'au-delà de  $L_e \approx 3,5 \text{ m}$  on peut admettre que le régime d'écoulement du fluide est thermiquement établi. Il en résulte que si  $L_{conc} \geq L_e$  alors  $T_f(L_{conc}) \approx T_p(L_{conc}) \approx T_p(L_e)$ . Donc pour ces conditions environnementales, fixer une longueur du capteur à  $4,10 \text{ m}$  est raisonnable car la quasi-totalité de l'énergie du récepteur est récupérée par le fluide caloporteur.

Par contre lorsque la longueur du récepteur est inférieure à  $2,0 \text{ m}$  ce concentrateur est inefficace pour des applications thermodynamiques solaires car la température de sortie est trop basse (inférieure à  $673 \text{ K}$ ).

#### 4.2.1.4 Influences du débit d'écoulement du fluide caloporteur

Les figures (Figure 4.4) permettent de voir l'influence du débit d'écoulement sur le transfert de chaleur entre la paroi et le fluide caloporteur notamment les écarts de températures entre la paroi et le fluide. Cette étude porte particulièrement sur les températures. L'influence du débit  $\dot{m}$  sera aussi abordée autrement (voir § 4.3.2) pour voir son influence sur la puissance transmise au moteur  $\dot{Q}_r$  (formules de  $\dot{Q}_r$  sont données par l'équation (4.20)).

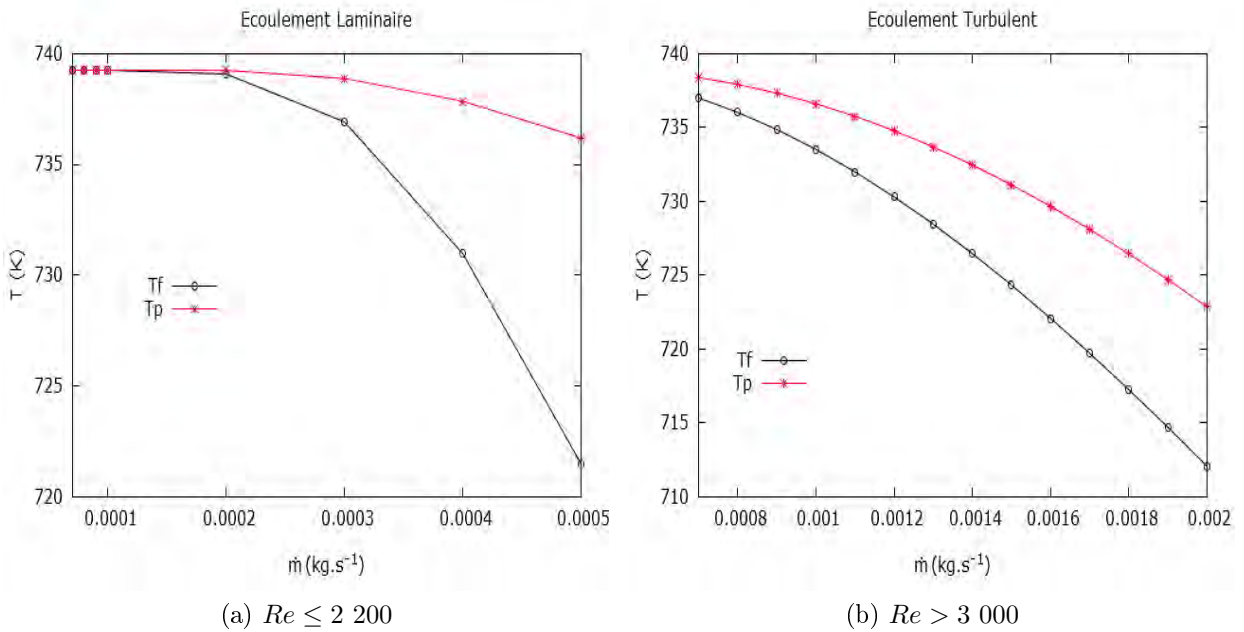


FIGURE 4.4 – Evolutions de  $T_p$  et  $T_f$  en fonction de  $\dot{m}$



Le transfert de chaleur de la paroi vers le fluide se faisant par convection forcée, l'expression de  $h_{conv}$  ne dépend que du nombre de Reynolds  $Re$  caractéristique du régime d'écoulement. Nous avons considéré des corrélations appropriées selon le cas de figure. Le nombre de  $Re$  ne dépend que du débit massique  $\dot{m}$  avec de l'air utilisé comme fluide caloporteur et considéré comme un gaz parfait à propriétés physiques constantes.

Sur la figure « cas d'écoulement laminaire » (Figure 4.4a), les très faibles débits donnent un régime thermiquement établi avec des températures relativement élevées. Par contre, ces débits ne présentent pas beaucoup d'intérêt car ils sont quasi statiques et par conséquent la quantité de chaleur recueillie à la sortie du capteur est insignifiante. La plage de faibles débits considérés ( $\sim 0,3.10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$  à  $0,5.10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$ ) montre un écart de température important entre la paroi et le fluide (allant jusqu'à  $\sim 15^\circ\text{C}$ ).

Sur la figure « cas d'écoulement turbulent » (Figure 4.4b), cette différence de températures entre la paroi et le fluide est minime pour les débits faibles voire modérés ( $0,8.10^{-3} \text{ kg.s}^{-1} \leq \dot{m} < 1,4.10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$ ). Par contre pour les débits élevés ( $\dot{m} \geq 1,8.10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$ ), cette différence atteint des valeurs élevées de l'ordre de  $10^\circ\text{C}$ .

Pour ce type de système, le régime d'écoulement turbulent pour les échanges par convection forcée entre la paroi et le fluide est le plus favorable mais les débits doivent être modérés voire faibles [2].

C'est ce qui nous a conduit à travailler par la suite pour un débit de  $0,001 \text{ kg.s}^{-1}$ .

### 4.2.1.5 Conclusion sur l'étude du PT quelconque

Le collecteur doit être composé de matériaux bien réfléchissants et de coefficient de transmission élevé et être protégé contre les dégradations avec un meilleur compromis technico-économique. Les blocs doivent être bien assemblés pour éviter les pertes géométriques et bien mis en mouvement pour éviter également les imperfections qui peuvent nuire au bon fonctionnement. L'absorbeur doit être un parfait conducteur peint en noir et être protégé pour empêcher les pertes thermiques. Ainsi le rendement de la conversion solaire en chaleur sensible s'en trouvera amélioré.

Il ressort de cette étude que pour avoir des températures de sortie du fluide utilisables pour des applications en thermodynamique solaire, la longueur du capteur doit être supérieure à  $2,0 \text{ m}$  dans nos conditions climatiques. En outre la longueur maximale du capteur peut être fixée à  $4,0 \text{ m}$  car les variations longitudinales des températures du récepteur et du capteur sont pratiquement nulles au-delà de cette longueur.

Pour ce type de système, l'écoulement laminaire n'est pas le plus favorable pour les échanges thermiques par convection forcée dans un tube fini entre la paroi chaude et le fluide. Cependant les débits doivent être modérés.

### 4.2.2 Validation du choix du PT Solar Tangor

Les résultats obtenus (§ 4.2.1) nous ont permis d'adopter le capteur Solar Tangor (Figure 4.5) qui est un prototype existant au CERER. Il est mis à notre disposition par la société Italienne **Trivelliennergia** via **Sénégal Energie Alternative (SEA)** [88].



FIGURE 4.5 – Capteur PT Solar Tangor

Ce capteur est constitué d'une cavité absorbante avec traitement superficiel à très haute absorption et thermiquement mince permettant de négliger la conduction [69]. L'absorbeur est protégé par un tube coaxial sous air stagnant (Figure 4.6) en borosilicate à très basse teneur en fer qui évite la dispersion de la chaleur dans l'atmosphère permettant de supposer que  $T_r(x) \approx T_p(x)$ . Le tout appelé récepteur est placé dans le feu d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique spéculaire au degré de réflexion très élevé. Le concentrateur canalise le  $DNI$  vers le récepteur pour en permettre d'atteindre des températures élevées [89]. Le capteur est doté d'un système de poursuite solaire intégré et orienté nord-sud. Ses caractéristiques géométriques et optiques résumées (Tableau 4.2) nous ont permis de le valider.

TABLE 4.2 – Caractéristiques du capteur PT Solar Tangor

Paramètres	Valeurs
Longueur du concentrateur $L_{conc}$	4,10 m
Largeur du concentrateur $l_{conc}$	1,25 m
Taux de concentration géométrique $\alpha_{conc}$	24
Périmètre du tube récepteur $l_r$	$5,2 \cdot 10^{-2}$ m
Périmètre mouillé du tube absorbeur $P_m$	$3,4 \cdot 10^{-2}$ m
Rendement optique du concentrateur $\eta_{conc}$	0,9
Coefficient d'absorption du tube $\alpha_r$	0,8
Produit du facteur de forme et de l'émissivité du récepteur $\epsilon.F$	0,15

Afin de procéder à une analyse énergétique du capteur PT Solar Tangor, les équations

obtenues (§ 4.2.1) avec le modèle (Figure 4.6) nous ont permis de faire une analyse énergétique du capteur.

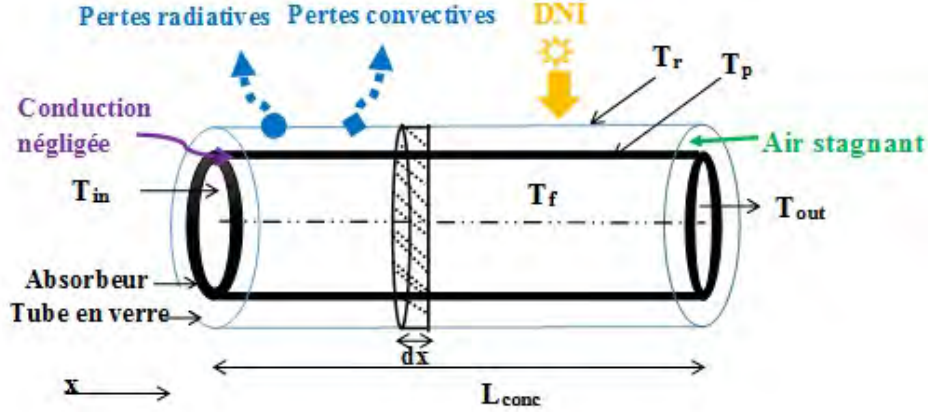


FIGURE 4.6 – Schéma de principe du tube récepteur du PT Solar Tangor

Nous allons étudier les influences de nos paramètres atmosphériques sur le fonctionnement du PT. Nous nous intéresserons aux distributions des températures du fluide et du récepteur en fonction de la température ambiante, de la température d'entrée et de la vitesse du vent. Les rendements du concentrateur, de l'absorbeur et du capteur seront aussi analysés.

### 4.2.3 Influences des paramètres atmosphériques sur le PT Solar Tangor

Dans cette partie nous étudierons les influences des conditions climatiques du site sur le capteur Solar Tangor.

#### 4.2.3.1 Influences de l'ensoleillement

La variabilité de l'irradiation observée au Sénégal (voir § 3.2) produite par l'irrégularité de l'ensoleillement entre les saisons et l'instant considéré entre autres nous conduit à nous intéresser aux mois de Février, d'Avril et d'Août.

Les courbes (Figure 4.7) montrent les évolutions du  $DNI$  et de la température de sortie du fluide  $T_f(L_{conc}) = T_{out}$  au cours de trois journées types des mois d'Avril (mois le plus ensoleillé), d'Août (mois le moins ensoleillé) et de Février (un mois intermédiaire). La température ambiante  $T_0$  et la vitesse du vent sont fixées respectivement à  $300\text{ K}$  et  $5\text{ m.s}^{-1}$ .

Les évolutions de  $T_{out}$  et du  $DNI$  sont similaires, ce qui montre que la puissance reçue par la surface réceptrice est le facteur le plus important sur les performances du système.

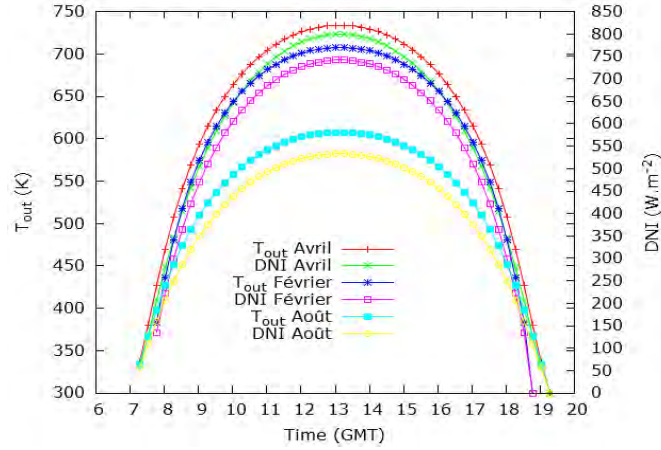


FIGURE 4.7 – Evolutions du  $DNI$  et de  $T_{out}$  au cours d'une journée type pendant les mois d'Avril, Février et Août

Les profils en 3D (Figure 4.8) et les courbes de niveau (Figure 4.9) confirment l'importance du  $DNI$  sur les performances du système. Très logiquement, le  $DNI$  influe conséquemment sur les performances du système, il est un facteur direct sur la puissance reçue par la surface réceptrice.

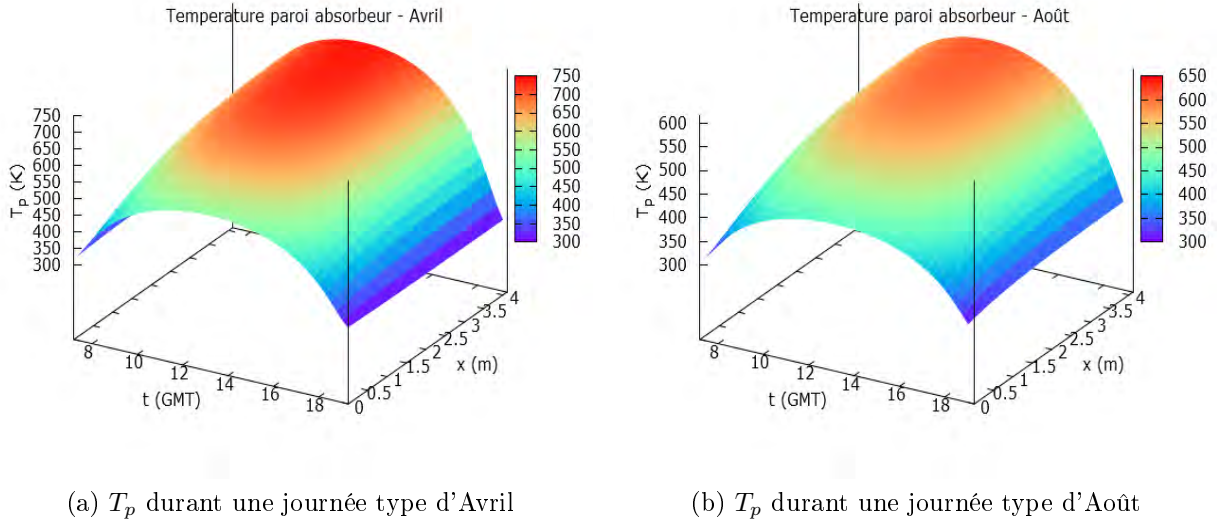
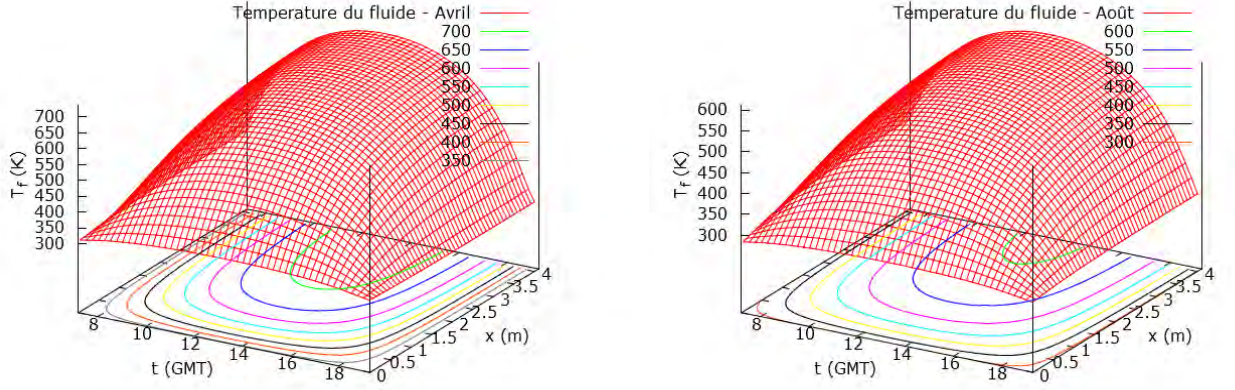


FIGURE 4.8 – Profils en 3D de la température de la paroi  $T_p$

En effet, la (Figure 4.8) est une représentation en 3D des températures de la paroi du récepteur  $T_p$  en fonction du temps  $t$  et le long du tube récepteur  $x$ . Les exemples sont pris pour une journée type du mois d'Avril et une journée d'Août. Nous observons par exemple pour le mois d'Avril que les températures sont élevées à la sortie entre 11  $GMT$  et 15  $GMT$  pouvant atteindre 736  $K$  permettant de chauffer le fluide pour une utilisation thermodynamique.


(a)  $T_f$  durant une journée type d'Avril

(b)  $T_f$  durant une journée type d'Août

FIGURE 4.9 – Courbes de niveau de la température du fluide  $T_f$ 

Les températures du fluide sont plus élevées durant le mois d'avril atteignant  $733\text{ K}$  pour un  $DNI$  de  $799\text{ W.m}^{-2}$  contre  $607\text{ K}$  pour un  $DNI$  de  $533\text{ W.m}^{-2}$  au mois d'août. Les températures obtenues avec le capteur Solar Tangor pendant le mois d'Août ne sont pas très efficaces car elles sont inférieures à  $673\text{ K}$  (température de spécification pour des applications en solaire thermodynamique). Cependant la contrainte de l'intermittence de l'ensoleillement peut être contournée par l'un des avantages de la filière CSP qui sont l'hybridation ou le stockage.

L'écart entre les températures de la paroi  $T_p$  et du fluide  $T_f$  est dû aux déperditions thermiques essentiellement par rayonnement et par l'effet de convection du vent.

Dans la suite, les résultats de l'étude des autres paramètres climatiques sont relatifs au mois le plus ensoleillé à savoir le mois d'Avril et pour un  $DNI$  fixé à  $799\text{ W.m}^{-2}$ .

#### 4.2.3.2 Influences de la température ambiante

L'étude de sensibilité paramétrique sera menée aussi sur l'influence de la température ambiante  $T_0$ . Pour un  $DNI$  de  $799\text{ W.m}^{-2}$  et une vitesse du vent de  $5\text{ m.s}^{-1}$ , pour différentes valeurs de  $T_0$  allant de  $285\text{ K}$  à  $315\text{ K}$ , les températures de la paroi  $T_p$  le long du tube  $x$  sont montrées (Figure 4.10).

Les températures varient peu et gardent à peu près le même écart que les températures ambiantes. Cela signifie que les pertes thermiques occasionnées par la température ambiante sont constantes. Par contre il faut garder à l'esprit que, les rendements du cycle moteur qui seraient utilisés et celui de Carnot sont aussi dépendants de la température ambiante [66] [7].

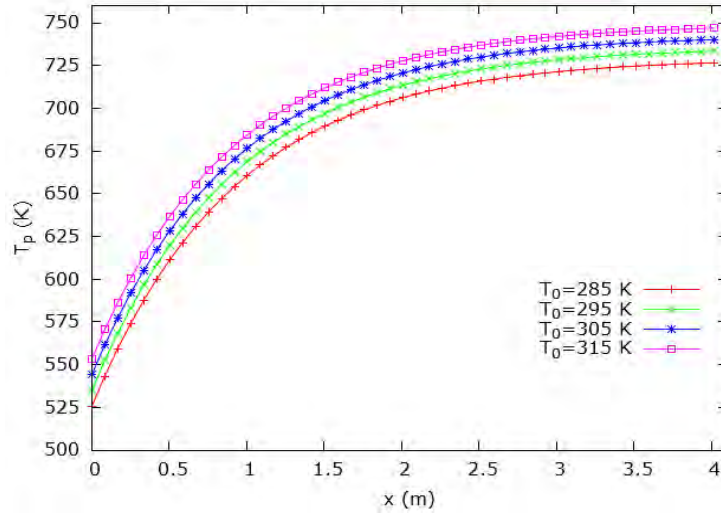


FIGURE 4.10 – Variations de  $T_p$  en fonction de  $x$  pour différentes  $T_0$

#### 4.2.3.3 Influences de la vitesse du vent

Les courbes (Figure 4.11) montrent que la vitesse du vent est un paramètre qui influe beaucoup sur les variations de la température de la paroi du récepteur et donc sur les performances du capteur. Pour un  $DNI$  de  $799 \text{ W.m}^{-2}$  et une température ambiante  $T_0$  de  $300 \text{ K}$ , on remarque que plus la vitesse du vent est faible plus la différence de température entre l'entrée et la sortie est importante. En outre lorsque la vitesse du vent est supérieure ou égale à  $6 \text{ m.s}^{-1}$  la température est très faible pour des applications en thermodynamique solaire avec ce capteur.

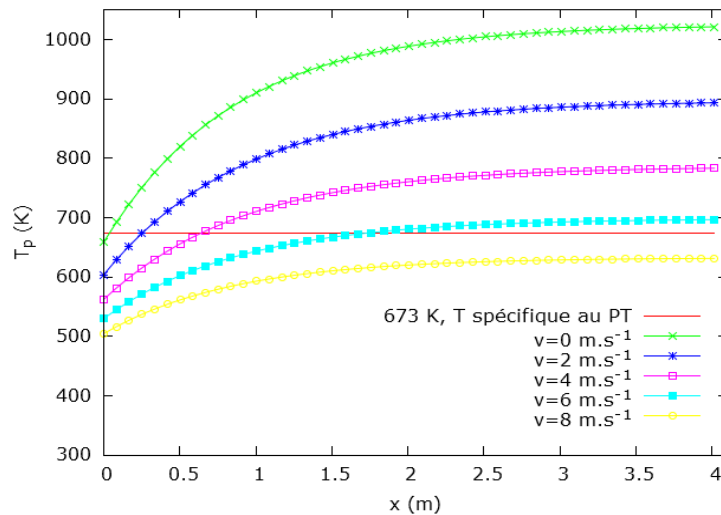


FIGURE 4.11 – Influences de la vitesse du vent  $v$  sur  $T_p$  le long du tube

#### 4.2.3.4 Conclusion sur les influences des paramètres atmosphériques

Nous avons étudié les influences de certains paramètres sur le comportement du capteur cylindro-parabolique Solar Tangor en utilisant les conditions climatiques du Sénégal.

Les conditions d'ensoleillement du Sénégal durant la saison sèche notamment au mois d'avril permettent d'obtenir facilement des températures supérieures à  $673\text{ K}$ , spécifications préliminaires aux centrales PT. Avec le capteur Solar Tangor, durant la saison des pluies comme le mois d'août, un stockage thermique ou une hybridation par une autre source d'énergie est nécessaire [90].

Il ressort de cette étude aussi que pour avoir des températures de sortie du fluide utilisables pour des applications en thermodynamique solaire, la température ambiante à Dakar entraînant peu de pertes sur le système est favorable.

La vitesse du vent est un paramètre dont l'augmentation entraîne une forte diminution de la température de sortie du fluide. Pour un bon fonctionnement du capteur, il faut dès lors le protéger lorsque la vitesse du vent commence à être supérieure à  $6\text{ m.s}^{-1}$ .

#### 4.2.4 Rendements énergétiques du PT Solar Tangor

La (Figure 4.12) illustre les différentes puissances et les pertes énergétiques avec un débit  $\dot{m} = 0,001\text{ kg.s}^{-1}$  pour une température ambiante  $T_0$  de  $300\text{ K}$  et un vent de vitesse  $5\text{ m.s}^{-1}$ .

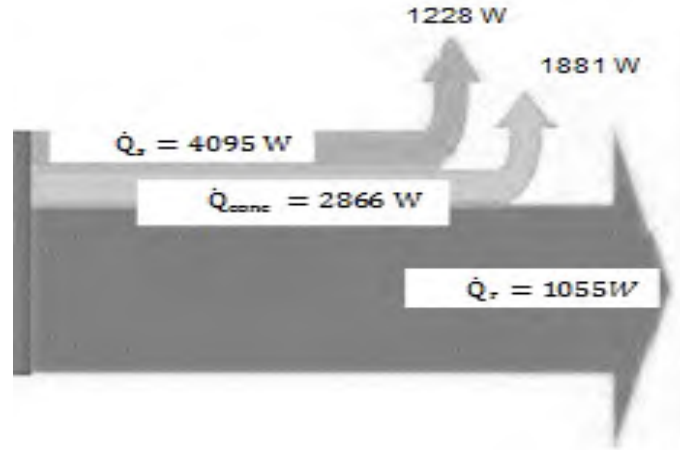


FIGURE 4.12 – Puissances et pertes énergétiques du système

Pour un  $DNI$  de  $799\text{ W.m}^{-2}$  émis par le soleil, la puissance  $\dot{Q}_s$  reçue par le concentrateur de surface  $S_{conc} = 5,125\text{ m}^2$  est de  $4095\text{ W}$ . Seulement une puissance thermique  $\dot{Q}_{conc}$  de  $2866\text{ W}$  est émise par le concentrateur et reçue par la surface réceptrice soit un rendement du concentrateur  $\eta_{th-conc}$  de  $70\%$ . Les pertes s'élèvent à  $1228\text{ W}$  et sont dues aux défauts et propriétés optiques du concentrateur. De même  $\dot{Q}_r$  de  $1055\text{ W}$  seront

transmises par la cavité réceptrice avec 1 881 W perdues par convection et par rayonnement, soit un rendement du récepteur  $\eta_{th-r}$  de 37 %. Le rendement thermique globale du capteur Solar Tangor  $\eta_{th-PT}$  est de 26 % dans ces conditions.

#### 4.2.5 Conclusion sur la modélisation de l'énergie solaire en chaleur exploitable

Les résultats obtenus dépendant du modèle sont encourageants et il reste maintenant à tester sa validité en situation réelle. Cependant ils constituent des indicateurs pouvant aboutir à des études plus avancées comme l'amélioration des propriétés thermiques et géométriques du récepteur.

Les conditions climatiques du Sénégal sont favorables pour des applications solaires thermodynamiques.

L'air en tant que fluide caloporteur est gratuit, simple et fiable d'utilisation avec une dangerosité réduite et a peu d'impact sur l'environnement. Mais, comme beaucoup de gaz, il a une faible capacité de transfert thermique et son écoulement entraîne beaucoup de dissipations énergétiques [91].

L'étude des autres composants spécifiques d'un système solaire à concentration constitue l'étape suivante.

### 4.3 Modélisation de la chaleur en travail indiqué

En utilisant une approche similaire à d'autres auteurs [92]. Nous considérons un moteur Ericsson qui fonctionne selon le **cycle thermodynamique de Joule en cycle ouvert**. C'est un moteur alternatif à apport de chaleur externe, à enceinte de compression et de détente distinctes, à **récupération** et à fluide de travail monophasique gazeux. Le fluide de travail est de l'air assimilé à un gaz parfait à chaleur spécifique constante. L'air est recyclé, sans renouvellement comme dans tout moteur à combustion externe, ce qui nécessite alors deux sources de chaleurs (ditherme). La source froide est l'air atmosphérique et la source chaude est apportée sous forme de chaleur depuis le concentrateur cylindro-parabolique.

Le système décrit un cycle de transformations élémentaires que nous supposons réversibles afin de pouvoir les étudier simplement. Le cycle de Joule est constitué de deux isentropiques et de deux isobares (Figure 4.13).

#### 4.3.1 Modélisation du moteur

Nous supposons que la puissance thermique transmise par le récepteur  $\dot{Q}_r$  vers l'échangeur de chaleur du moteur est intégralement reçue par le fluide de travail du moteur. Le **récupérateur R** est considéré comme un échangeur de chaleur parfait, sans pertes thermiques. Les pertes de charges ne sont pas prises en compte ; et seul le PT est diabatique.



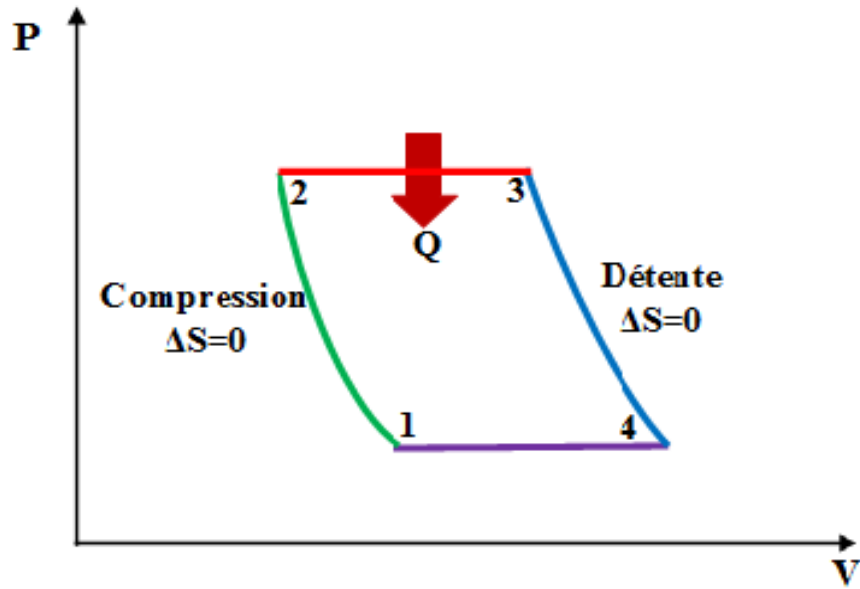


FIGURE 4.13 – Diagramme PV du cycle de Joule idéal

*Remarque :* La température  $T_{min}$  et la pression  $P_{min}$  minimales sont égales respectivement à la température  $T_0$  et à la pression  $P_0$  atmosphériques.

L'air ambiant à  $P_{min} = P_0$  et  $T_{min} = T_0$  est d'abord comprimé dans le cylindre de **compression** C à  $P_{max}$  et  $T_{C-R}$ , puis préchauffé dans le récupérateur R jusqu'à  $T_{R-PT}$ , puis chauffé par le rayonnement solaire concentré dans le capteur PT jusqu'à  $T_{PT}$ . Ensuite l'air chaud et comprimé est détendu dans l'espace de **détente** E à  $P_0$ ,  $T_{E-R}$ . Finalement l'air détendu cède ses calories au récupérateur R, avant d'être rejeté dans l'atmosphère à  $T_{R-0}$ ,  $P_0$  (Figure 4.14)

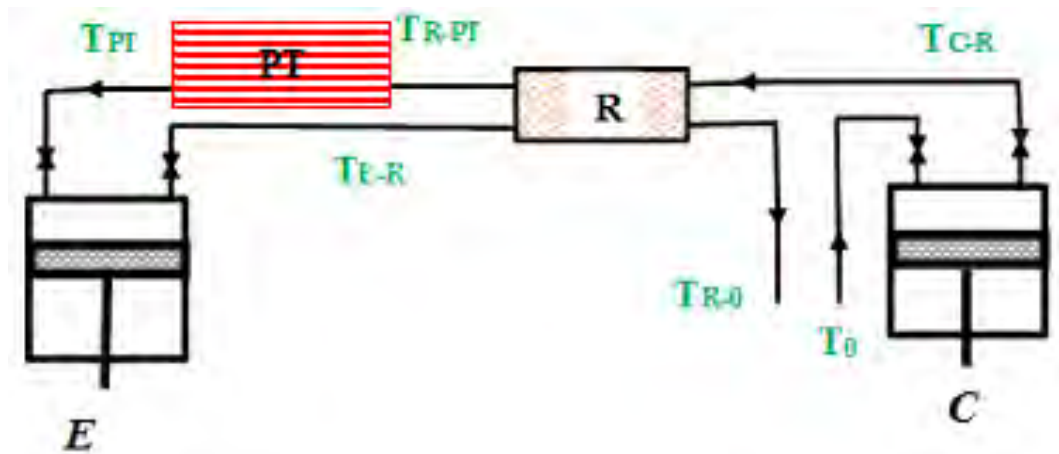


FIGURE 4.14 – Schéma de principe du couplage du PT et du moteur en cycle ouvert

La Figure 4.15 représente les étapes successives du cycle dans un diagramme Température Entropie. Le cycle de l'air est constitué d'une compression isentropique de l'air

atmosphérique à  $T_0$  à l'intérieur du cylindre de compression C, ( $0 \rightarrow C-R$ ), d'un préchauffage isobare de l'air par le récupérateur R ( $C-R \rightarrow R-PT$ ), d'un chauffage isobare de l'air par le concentrateur cylindro-parabolique PT ( $R-PT \rightarrow PT$ ), d'une détente isentropique dans le cylindre de détente E ( $PT \rightarrow E-R$ ), du transfert de chaleur isobare vers le récupérateur R ( $E-R \rightarrow R-0$ ), et finalement retour à la température de l'atmosphère  $T_0$ , à la pression atmosphérique  $P_0$ .

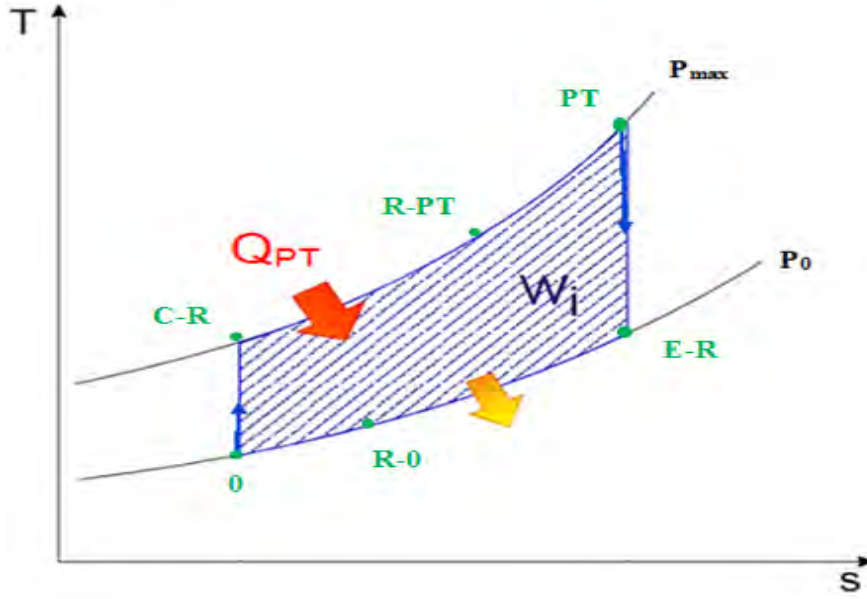


FIGURE 4.15 – Diagramme( $T,S$ ) du Cycle de Joule à récupération

#### 4.3.1.1 Détermination des températures du cycle

La pression maximale  $P_{max}$  n'est fonction que du **ratio de compression**  $\beta$ . Pour les moteurs Ericsson de cogénération,  $1 \leq \beta \leq 10$  d'après [65].

$$\beta = \frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{P_{max}}{P_0} \quad (4.26)$$

A partir des températures connues  $T_0$  (la température ambiante) et  $T_{PT}$  (la température à la sortie du tube du concentrateur PT qui n'est rien d'autre que  $T_{out}$ ), de  $\beta$  et  $\gamma$  (le **coefficient isentropique de l'air** qui est égal à 1,4) nous obtenons : des températures équivalant à une compression ( $T_{C-R,is}$ ) et une détente ( $T_{E-R,is}$ ) isentropiques.

$$\frac{T_{C-R,is}}{T_0} = \beta^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \Rightarrow T_{C-R,is} = \beta^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \times T_0 \quad (4.27)$$

$$\frac{T_{PT}}{T_{E-R,is}} = \beta^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \Rightarrow T_{E-R,is} = \frac{T_{PT}}{\beta^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \quad (4.28)$$

Les températures de la compression  $T_{C-R}$  et de la détente  $T_{E-R}$  sont obtenues grâce aux températures  $T_{C-R, is}$  et  $T_{E-R, is}$  et aux **rendements de compression et de détente isentropiques** liés  $\eta_{is, C}$  et  $\eta_{is, E}$ .

$$T_{C-R} = T_0 + \frac{T_{C-R, is} - T_0}{\eta_{is, C}} \quad (4.29)$$

$$T_{E-R} = T_{PT} - \eta_{is, E}(T_{PT} - T_{E-R, is}) \quad (4.30)$$

D'autre part le bilan énergétique sur le récupérateur et l'expression de son **efficacité**  $\varepsilon_R$  donnent les températures  $T_{R-PT}$  et  $T_{R-0}$ .

$$\varepsilon_R = \frac{T_{R-PT} - T_{C-R}}{T_{E-R} - T_{C-R}} \Rightarrow T_{R-PT} = T_{C-R} + \varepsilon_R(T_{E-R} - T_{C-R}) \quad (4.31)$$

$$(T_{E-R} - T_{R-0}) = (T_{R-PT} - T_{C-R}) \Rightarrow T_{R-0} = T_{E-R} - (T_{R-PT} - T_{C-R}) \quad (4.32)$$

#### 4.3.1.2 Détermination des puissances et rendements du cycle

La puissance motrice développée par l'action des forces de pression sur le piston est appelée puissance indiquée. C'est le produit du travail indiqué et du nombre de cycles effectués par seconde. La **puissance mécanique nette indiquée**  $\dot{W}_{i, net}$  est aussi la différence entre la puissance mécanique indiquée correspondant à la détente  $\dot{W}_{E, i}$  et la puissance mécanique indiquée correspondant à la compression  $\dot{W}_{C, i}$ .

$$\dot{W}_{i, net} = \dot{W}_{E, i} - \dot{W}_{C, i} \quad (4.33)$$

Avec :

$$\dot{W}_{E, i} = \dot{m} c_{p, air} (T_{PT} - T_{E-R}) \quad (4.34)$$

$$\dot{W}_{C, i} = \dot{m} c_{p, air} (T_{C-R} - T_0) \quad (4.35)$$

$\dot{m}(kg.s^{-1})$  étant le débit massique de l'air dans le moteur (la variation du débit correspond à un changement de régime du moteur).

La **puissance nette à l'arbre du moteur**  $\dot{W}_{net}$  est déduite de la différence entre la puissance mécanique réelle de la détente  $\dot{W}_{E, réelle}$  et la puissance réelle de la compression  $\dot{W}_{C, réelle}$ .

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{E, réelle} - \dot{W}_{C, réelle} \quad (4.36)$$

La transmission de la puissance indiquée à l'arbre du moteur s'effectue avec des pertes mécaniques qui sont prises en compte au travers des **rendements mécaniques de compression**  $\eta_{meca,C}$  et de **détente**  $\eta_{meca,E}$  dans la chaîne cinématique principale. Elle implique une consommation d'énergie par les auxiliaires et les accessoires indispensables au fonctionnement du moteur.

$$\dot{W}_{C,réelle} = \frac{\dot{W}_{C,i}}{\eta_{meca,C}} \quad (4.37)$$

$$\dot{W}_{E,réelle} = \eta_{meca,E} \dot{W}_{E,i} \quad (4.38)$$

Le **rendement du moteur**  $\eta_{moteur}$  sera :

$$\eta_{moteur} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_r} \quad (4.39)$$

Et par définition le **rendement de Carnot**  $\eta_{Carnot}$  étant le rendement théorique maximal que peut avoir un moteur thermique est :

$$\eta_{Carnot} = \frac{T_{PT} - T_0}{T_{PT}} = 1 - \frac{T_0}{T_{PT}} \quad (4.40)$$

Dans la pratique le rendement indiqué  $\eta_{moteur}$  du moteur est inférieur au rendement de Carnot  $\eta_{Carnot}$ , il vaut :

$$\eta_{moteur} = \eta_{Carnot} \eta_{II} \quad (4.41)$$

Avec  $\eta_{II}$  le rendement second principe du moteur qui dépend de sa conception.

### 4.3.2 Etude des paramètres du cycle

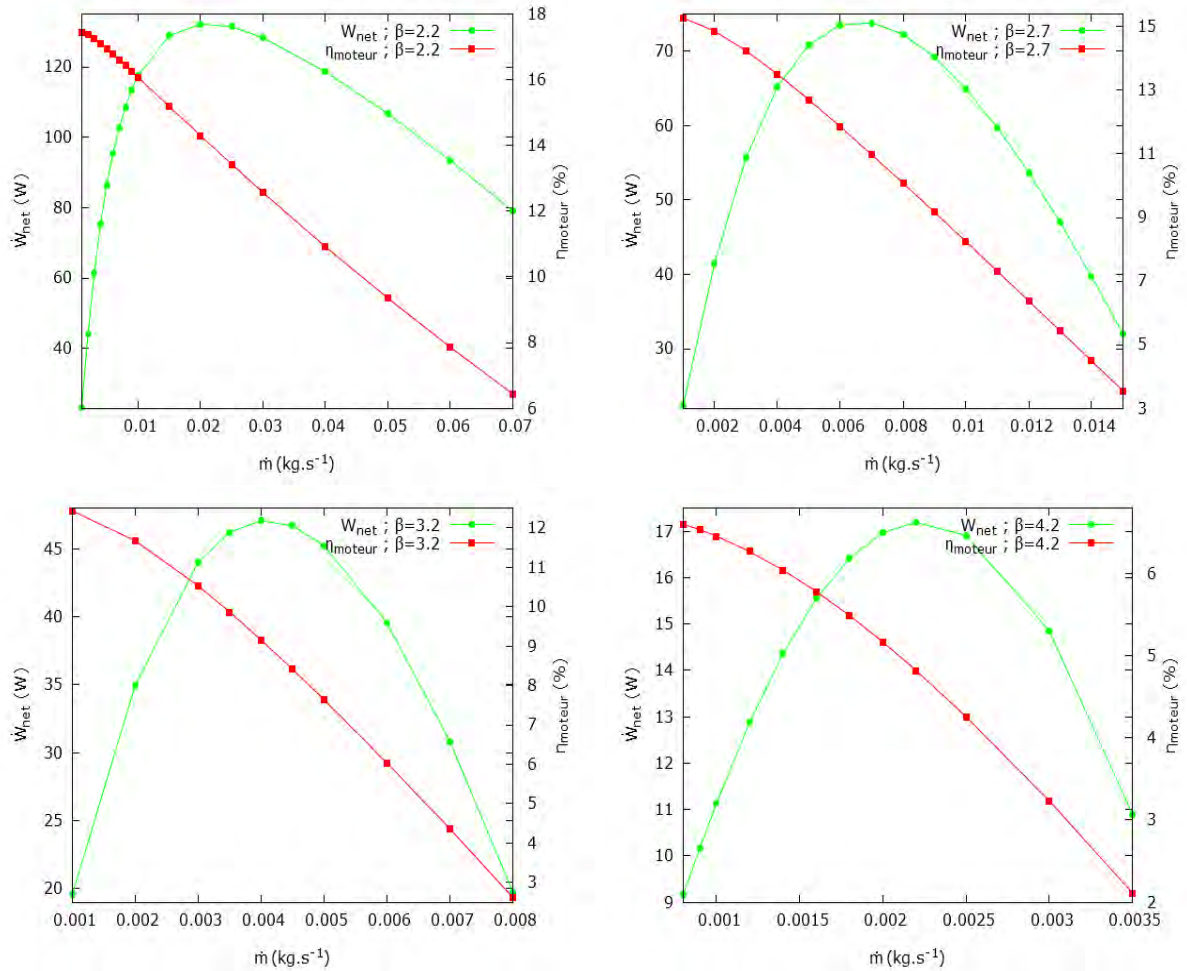
Dans cette partie nous allons étudier les performances du moteur avec un système à récupération indépendamment des caractéristiques du capteur. Néanmoins le débit d'air utilisé modifiera le fonctionnement de ce dernier notamment la température du fluide  $T_{PT}$ . A défaut, nous allons utiliser les résultats obtenus avec le capteur Solar Tangor avec les conditions climatiques du mois d'avril et un moteur avec des caractéristiques données (Tableau 4.3). Le fluide de travail est l'air et est en même temps le fluide caloporteur.

TABLE 4.3 – Caractéristiques du moteur Ericsson

Paramètres	Valeurs
Rendement isentropique de compression ( $\eta_{is,C}$ )	0,9
Rendement isentropique de détente ( $\eta_{is,E}$ )	0,9
Efficacité du récupérateur ( $\varepsilon_R$ )	0,8
Rendement mécanique de compression ( $\eta_{meca,C}$ )	0,9
Rendement mécanique de détente ( $\eta_{meca,E}$ )	0,9

#### 4.3.2.1 Influences du ratio de compression $\beta$ sur la puissance nette à l'arbre du moteur $\dot{W}_{net}$

Les courbes de la (Figure 4.16) représentent les variations de la puissance mécanique nette à l'arbre du moteur  $\dot{W}_{net}$  et de son rendement  $\eta_{moteur}$  en fonction du débit  $\dot{m}$  du fluide de travail (l'air) pour différentes valeurs du rapport de compression  $\beta$ .


FIGURE 4.16 – Evolutions de  $\dot{W}_{net}$  et  $\eta_{moteur}$  en fonction de  $\dot{m}$  et de  $\beta$

Nous constatons l'existence d'un débit optimal pour chaque rapport de compression correspondant à une puissance mécanique nette maximale à l'arbre du moteur. Plus ce rapport est élevé moins ce débit optimal l'est. Il passe de  $0,02 \text{ kg.s}^{-1}$  pour  $\beta = 2,2$  à  $\sim 0,002 \text{ kg.s}^{-1}$  pour  $\beta = 4,2$  avec respectivement des puissances nettes maximales à l'arbre du moteur  $\dot{W}_{net}$  de  $132 \text{ W}$  et de  $17 \text{ W}$ .

Le rendement du moteur  $\eta_{moteur}$  est inversement proportionnel au débit. Et plus le rapport de compression  $\beta$  augmente plus le rendement  $\eta_{moteur}$  diminue passant ainsi de  $\sim 17,5 \%$  pour  $\beta = 2,2$  à  $\sim 6,5 \%$  pour  $\beta = 4,2$ . Pour un cycle à air les rendements obtenus ne sont pas mauvais [30].

#### 4.3.2.2 Influences de l'efficacité du récupérateur $\varepsilon_R$ sur la puissance nette à l'arbre du moteur $\dot{W}_{net}$

L'étude de l'influence de l'efficacité du récupérateur  $\varepsilon_R$  (Figure 4.17) se fait avec un rapport de pression  $\beta = 2,2$ . Très logiquement la puissance mécanique nette maximale à l'arbre du moteur  $\dot{W}_{net}$  augmente avec  $\varepsilon_R$ , il passe de  $\sim 94 \text{ W}$  pour  $\varepsilon_R = 0,7$  à  $132 \text{ W}$  pour  $\varepsilon_R = 0,8$ .

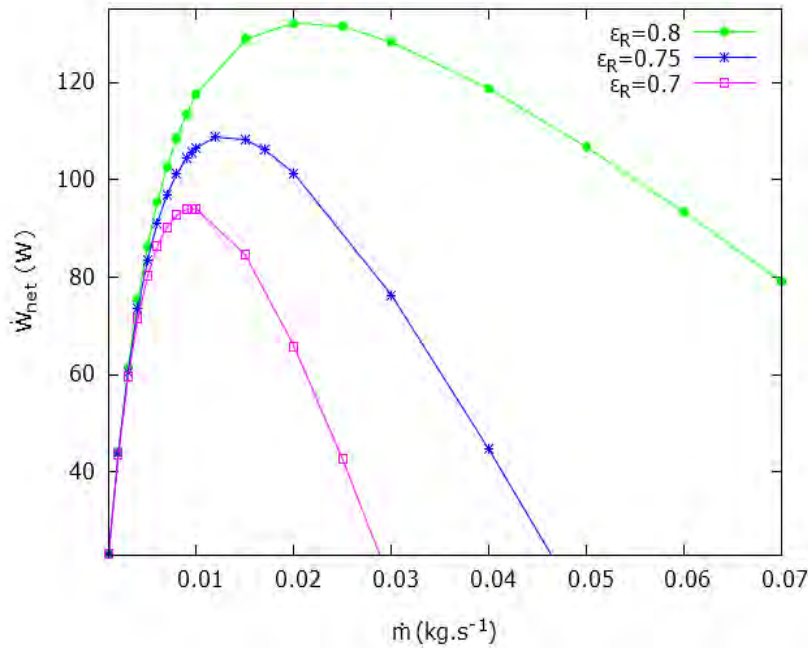


FIGURE 4.17 – Evolutions de  $\dot{W}_{net}$  en fonction de  $\dot{m}$  et de l'efficacité du récupérateur  $\varepsilon_R$

En effet en introduisant un système à récupération qui transfère de l'énergie de la sortie de la détente à l'entrée de l'échangeur du capteur solaire, on recycle une partie de l'énergie au sein du cycle, ce qui en améliore la performance.

De par l'écriture de l'expression de l'efficacité du récupérateur  $\varepsilon_R = \frac{T_{R-PT} - T_{C-R}}{T_{E-R} - T_{C-R}}$  et  $(T_{E-R} - T_{R-0}) = (T_{R-PT} - T_{C-R})$ , l'échangeur du récupérateur est caractérisé par son nombre d'unités de transfert ( $NUT$ ) qui est fonction de  $(T_{R-PT} - T_{C-R})$ . Ce paramètre caractérise l'efficacité de l'échangeur. Plus le  $NUT$  est élevé plus le récupérateur est grand et coûteux. L'échangeur est également défini par son pincement  $(T_{E-R} - T_{C-R})$  qui est la différence minimale de température entre les deux passages de fluide. Pour les meilleures performances, le pincement doit être le plus faible possible.

Le récupérateur sur un moteur Ericsson est d'autant plus important, surtout pour des taux de compression bas.

#### 4.3.2.3 Influences de la température ambiante sur la puissance nette à l'arbre du moteur, sur son rendement et sur le rendement de Carnot

La (Figure 4.18) montre les performances du moteur pour une température ambiante  $T_0$  allant de 285 K à 320 K. La température  $T_{PT}$  est fixe et égale à 733 K, en effet c'est pour ne pas jouer sur les pertes thermiques du récepteur. Les autres paramètres sont à leur valeur optimale ( $\beta = 2,2$  et  $\dot{m} = 0,02 \text{ kg.s}^{-1}$ )

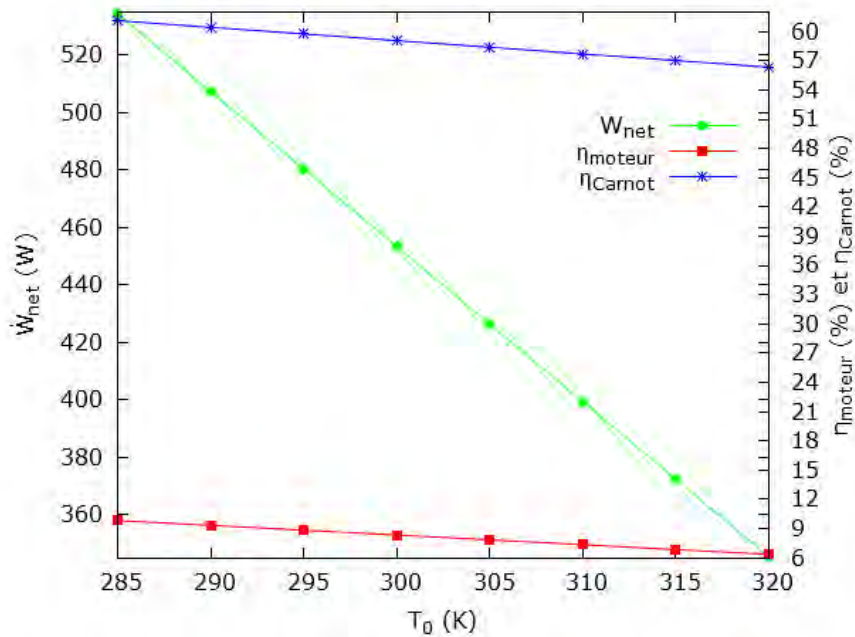


FIGURE 4.18 – Influences de  $T_0$  sur  $\dot{W}_{net}$ ,  $\eta_{moteur}$  et  $\eta_{Carnot}$  avec  $T_{PT} = 733 \text{ K}$

Pour cette gamme de température ambiante  $T_0$ , l'influence est minime sur le rendement du moteur  $\eta_{moteur}$  et sur celui de Carnot  $\eta_{Carnot}$ . Les meilleurs rendements sont obtenus cependant avec les plus faibles températures.

Par contre la température ambiante  $T_0$  est un paramètre important sur la puissance du moteur  $\dot{W}_{net}$  car elle est sa source froide. Cette puissance décroît linéairement quand la température augmente et ce avec une pente de  $-5,4 \text{ W.K}^{-1}$ .

#### 4.3.2.4 Influences de la température $T_{PT}$ sur le moteur

L'étude de l'influence de  $T_{PT}$  (Figure 4.19) se fait avec une température ambiante  $T_0$  de  $300 \text{ K}$  et les paramètres du moteur sont laissés à leur valeur optimale ( $\beta = 2,2$  et  $\dot{m} = 0,02 \text{ kg.s}^{-1}$ ).

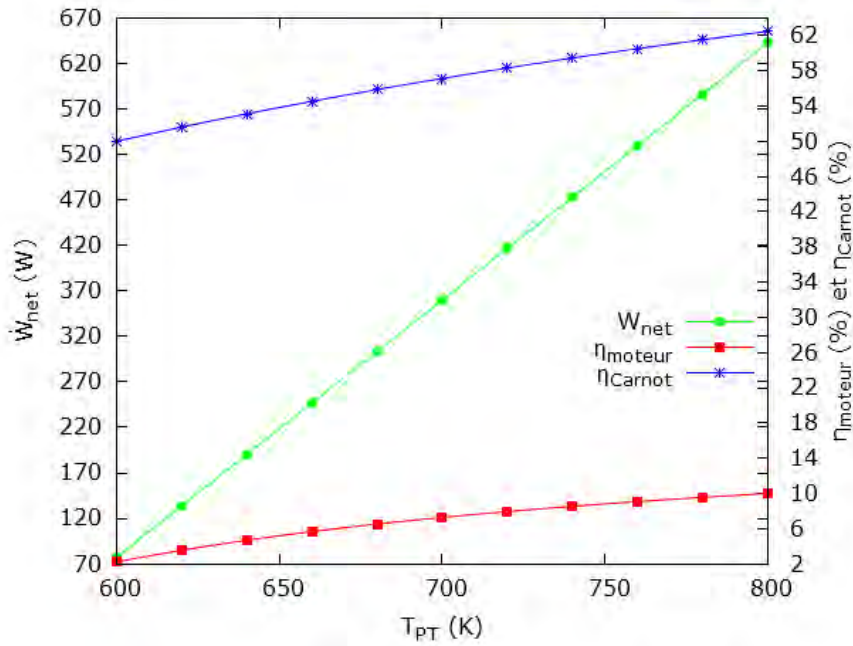


FIGURE 4.19 – Influences de  $T_{PT}$  sur  $\dot{W}_{net}$ ,  $\eta_{moteur}$  et  $\eta_{Carnot}$  avec  $T_0 = 300 \text{ K}$

Pour cette gamme de température  $T_{PT}$  allant de  $(600 \text{ K} \text{ à } 800 \text{ K})$ , les rendements du moteur  $\eta_{moteur}$  et celui de Carnot  $\eta_{Carnot}$  varient peu. Cependant les meilleurs rendements sont obtenus avec les plus fortes températures.

La puissance motrice  $\dot{W}_{net}$  augmente conséquemment avec la température  $T_{PT}$  suivant une loi linéaire de pente de  $2,8 \text{ W.K}^{-1}$ . Cette température est la donnée principale d'entrée du moteur et découle de la performance du capteur et de l'ensoleillement

#### 4.3.3 Choix des caractéristiques du moteur Ericsson

Les résultats obtenus avec la (Section 4.3.2) nous permettent de déterminer les paramètres à retenir pour le choix du moteur. Pour les applications à faibles puissances avec notre type de capteur PT, les rapports de pression  $\beta$  doivent être le plus faible possible. Pour autant l'efficacité du récupérateur  $\varepsilon_R$  doit être le plus élevé possible. Les débits  $\dot{m}$



doivent être optimisés pour pouvoir apporter le maximum de chaleur vu que l'air utilisé comme fluide de travail et fluide caloporteur n'a pas une grande capacité thermique.

Le (Tableau 4.4) donne les caractéristiques utilisés pour le moteur et les températures et puissances obtenues. Nous avons pris comme point de départ une température  $T_{in} = 556 \text{ K}$  qui sera aussi prise en compte dans le calcul de  $\dot{Q}_r$ .

TABLE 4.4 – Résultats obtenus avec la modélisation du moteur à un point de fonctionnement donné

Paramètres	Valeurs	Unités
Rendement isentropique de compression ( $\eta_{is,C}$ )	0,9	—
Rendement isentropique de détente ( $\eta_{is,E}$ )	0,9	—
Rendement mécanique de compression ( $\eta_{meca,C}$ )	0,9	—
Rendement mécanique de détente ( $\eta_{meca,E}$ )	0,9	—
Efficacité du récupérateur ( $\varepsilon_R$ )	0,8	—
Rapport de pression ( $\beta$ )	2,2	—
Pression atmosphérique ( $P_0$ )	$10^5$	$Pa$
Pression maximale ( $P_{max}$ )	$2,2 \cdot 10^5$	$Pa$
Débit du fluide de travail l'air ( $\dot{m}$ )	0,02	$kg.s^{-1}$
Température ambiante ( $T_0$ )	300	$K$
Température sortie compresseur entrée récupérateur ( $T_{C-R}$ )	384,2	$K$
Température sortie récupérateur entrée capteur PT ( $T_{R-PT}$ )	482,5	$K$
Température sortie capteur PT entrée détenteur ( $T_{PT}$ )	619,5	$K$
Température sortie détenteur entrée récupérateur ( $T_{E-R}$ )	507,1	$K$
Température sortie récupérateur vers l'atmosphère ( $T_{R-0}$ )	408,8	$K$
Puissance thermique transmise par le récepteur vers le moteur ( $\dot{Q}_r$ )	1 099,5	$W$
Puissance mécanique nette indiquée ( $\dot{W}_{i,net}$ )	489	$W$
Puissance mécanique nette à l'arbre du moteur ( $\dot{W}_{net}$ )	133	$W$
Rendement de Carnot ( $\eta_{Carnot}$ )	51,5 %	—
Rendement du moteur ( $\eta_{moteur}$ )	12,1 %	—

Comme nous l'observons sur le (Tableau 4.4) ce moteur parait adapté pour la production d'électricité à faible puissance avec le dimensionnement adéquat à faire préalablement bien sûr et en utilisant un alternateur.

#### 4.3.4 Conclusion sur la modélisation de la chaleur en travail

Nous avons étudié un moteur Ericsson en cycle de Joule ouvert avec récupération pour des applications de faible puissance. Cette étude basée sur le fluide de travail l'air considéré comme un gaz parfait montre l'existence d'un débit optimal de fonctionnement. La récupération sur un moteur à cycle de Joule est importante surtout pour les faibles taux de compression. L'influence des conditions climatiques notamment la température ambiante sur ce moteur est minime. La température et la puissance à la sortie du capteur sont les principales données d'entrée du moteur et conditionnent les performances de ce dernier. Cependant le capteur doit être bien dimensionné afin d'optimiser le moteur.

### 4.4 Modélisation de l'ensemble du procédé

Dans cette partie nous allons voir les résultats optimum obtenus avec la modélisation du capteur PT Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson à cycle de Joule ouvert avec récupération. Les conditions climatiques sont celles du mois d'Avril avec un ensoleillement de  $DNI$  de  $799 \text{ W.m}^{-2}$ , une température ambiante  $T_0$  de  $300 \text{ K}$  et un vent de vitesse  $v$  de  $5 \text{ m.s}^{-1}$ . Comme pour le cas des faibles puissances [65], nous avons utilisé un moteur à faible rapport de pression  $\beta$  et une forte efficacité du récupérateur  $\varepsilon_R$ . Les rendements isentropiques et mécaniques sont de 90 %. Les caractéristiques du capteur et du moteur sont rappelés (Tableau 4.5).

La conversion solaire en puissance mécanique se fait avec un **rendement solaire mécanique**  $\eta_{s-meca}$  :

$$\eta_{s-meca} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_s} \quad (4.42)$$

L'un des avantages de la filière solaire thermodynamique étant la polygénération, il est aussi envisageable de faire de la micro-cogénération avec l'air détendu à une température de sortie du récupérateur vers l'atmosphère  $T_{R-0}$  soit une **puissance thermique de cogénération**  $\dot{Q}_{cog}$  de :

$$\dot{Q}_{cog} = \dot{m}c_{p,air}(T_{R-0} - T_0) \quad (4.43)$$

Soit un **rendement solaire cogénération**  $\eta_{s-cog}$  de :

$$\eta_{s-cog} = \frac{\dot{Q}_{cog}}{\dot{Q}_s} \quad (4.44)$$

Le niveau de température  $T_{R-0}$  est assez conséquent pour faire par exemple des installations dédiées à la production simultanée et conjointe d'énergie thermique (chaleur et ou froid) et d'énergie mécanique à partir de la même ressource qui est le solaire [93] [94].

Ainsi, en somme le **rendement de la conversion solaire à mécanique plus chaleur**  $\eta_{s-meca+cog}$  sera :

$$\eta_{s-meca+cog} = \frac{(\dot{W}_{net} + \dot{Q}_{cog})}{\dot{Q}_s} \quad (4.45)$$

En introduisant un **alternateur de rendement**  $\eta_{elec}$ , on transformera l'énergie mécanique  $\dot{W}_{net}$  en **énergie électrique** de puissance  $\dot{W}_{elec}$  :

$$\dot{W}_{elec} = \eta_{elec} \times \dot{W}_{net} \quad (4.46)$$

*L'étude d'un système de conversion solaire thermo-électrique de faible puissance pour site isolé s'évalue avec un rendement  $\eta_{s-elec}$  de :*

$$\eta_{s-elec} = \frac{\dot{W}_{elec}}{\dot{Q}_s} \quad (4.47)$$

Le rendement global  $\eta_{s-elec+cog}$  de toute la chaîne solaire à électrique plus production de chaleur est :

$$\eta_{s-elec+cog} = \frac{(\dot{W}_{elec} + \dot{Q}_{cog})}{\dot{Q}_s} \quad (4.48)$$

En considérant un mini alternateur de rendement  $\eta_{elec}$  de 90 %, nous obtenons les résultats résumés (Tableau 4.5) et (Figure 4.20).

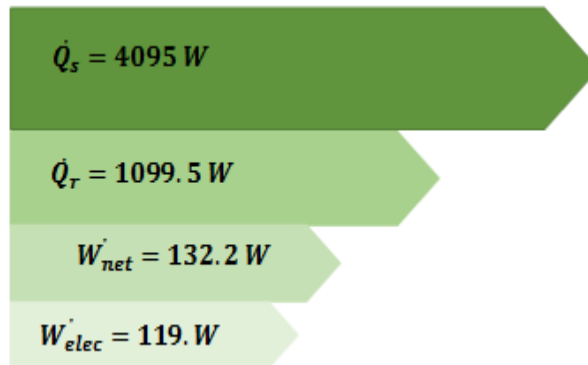


FIGURE 4.20 – Chaîne de transmission de la puissance solaire à électrique

La (Figure 4.20) et le (Tableau 4.5) montrent que la puissance électrique  $\dot{W}_{elec}$  délivrée par le moteur est assez faible, elle est de 119,0 W juste utilisable pour des appareils

TABLE 4.5 – Résultats modélisation capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson

Paramètres	Valeurs	Unités
Rendement isentropique de compression ( $\eta_{is,C}$ )	0,9	—
Rendement isentropique de détente ( $\eta_{is,E}$ )	0,9	—
Rendement mécanique de compression ( $\eta_{meca,C}$ )	0,9	—
Rendement mécanique de détente ( $\eta_{meca,E}$ )	0,9	—
Efficacité du récupérateur ( $\varepsilon_R$ )	0,8	—
Rapport de pression ( $\beta$ )	2,2	—
Pression atmosphérique ( $P_0$ )	$10^5$	$Pa$
Pression maximale ( $P_{max}$ )	$2,2 \cdot 10^5$	$Pa$
Débit du fluide de travail l'air ( $\dot{m}$ )	0,02	$kg.s^{-1}$
Rendement de l'alternateur ( $\eta_{elec}$ )	0,9	—
Température ambiante ( $T_0$ )	300	$K$
Température sortie compresseur entrée récupérateur ( $T_{C-R}$ )	384,2	$K$
Température sortie récupérateur entrée capteur PT ( $T_{R-PT}$ )	482,5	$K$
Température sortie capteur PT entrée détenteur ( $T_{PT}$ )	619,5	$K$
Température sortie détenteur entrée récupérateur ( $T_{E-R}$ )	507,0	$K$
Température sortie récupérateur vers l'atmosphère ( $T_{R-0}$ )	408,8	$K$
Puissance solaire ( $\dot{Q}_s$ )	4 095	$W$
Puissance thermique transmise par le récepteur vers le moteur ( $\dot{Q}_r$ )	1 099,5	$W$
Puissance mécanique nette indiquée ( $\dot{W}_{i,net}$ )	489	$W$
Puissance mécanique nette à l'arbre du moteur ( $\dot{W}_{net}$ )	132,2	$W$
Puissance électrique produite par l'alternateur ( $\dot{W}_{elec}$ )	119,0	$W$
Puissance thermique de cogénération ( $\dot{Q}_{cog}$ )	1 884,0	$W$
Rendement thermique du capteur ( $\eta_{th-PT}$ )	26,8 %	—
Rendement du moteur ( $\eta_{moteur}$ )	12,01 %	—
Rendement solaire à mécanique ( $\eta_{s-meca}$ )	3,2 %	—
Rendement solaire à électrique ( $\eta_{s-elec}$ )	2,9 %	—
Rendement solaire à cogénération ( $\eta_{s-cog}$ )	46,0 %	—
Rendement solaire à électrique plus cogénération ( $\eta_{s-elec+cog}$ )	48,9 %	—

de basse consommation comme les lampes à diode électroluminescente (LED). Le rendement de la conversion solaire à électrique  $\eta_{s-elec}$  l'est aussi, elle n'est que de 2,9 % [95]. Contrairement au rendement de la conversion solaire à cogénération  $\eta_{s-cog}$  qui est de 46,0 % générant ainsi une puissance thermique de cogénération  $\dot{Q}_{cog}$  de 1 884,0 W. En effet dans sa version de base le capteur Solar Tangor n'était pas destiné à la production d'électricité mais plutôt il était prévu de l'utiliser pour des applications thermiques [88]. Il a été testé en pratique pour la production directe de vapeur d'eau à 120 °C et 5 bar avec un débit volumique de 0,02 m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>. Il a été expérimenté aussi avec d'autres fluides caloporteurs comme l'eau glycolée et comme l'huile diathermique le Galden HT-270 qui est non inflammable et non toxique.

Dans la (section 4.5) nous allons nous intéresser à l'analyse exergétique du capteur Solar Tangor couplé à notre moteur Ericsson pour en voir davantage sur notre système.

Dans le (Chapitre 5) nous allons modéliser un système plus adapté à la production d'électricité.

## 4.5 Analyse exergétique

En thermodynamique, l'**exergie** notée  $\dot{B}$  est une grandeur permettant de mesurer la qualité d'une énergie. L'énergie désigne la capacité d'un système à produire un travail, tandis que l'exergie permet de calculer le travail maximal récupérable. C'est la partie utilisable d'un joule. Le travail maximal récupérable est ainsi égal à l'opposé de la variation d'exergie au cours de la transformation. Si l'énergie ne peut que se transformer sans jamais se détruire (premier principe de la thermodynamique conservation de la quantité d'énergie), l'exergie ne peut en revanche que diminuer dans les transformations réelles. L'**exergie détruite** au cours d'une réaction est appelée **anergie** et notée  $\dot{A}$  (nous le noterons  $\dot{B}_{des}$  à la suite). C'est Georges Gouy qui en 1889 a défini la notion d'énergie utilisable re-baptisée ensuite exergie [96].

Ce phénomène est lié à l'**entropie  $S$  du système** qui ne peut qu'augmenter au cours d'une transformation réelle non réversible (deuxième principe de la thermodynamique), et de son environnement. On assimile l'ambiance à une source infinie, isobare et monotherme (température ambiante  $T_0$  invariante) [97] [98]. Il devient possible de considérer l'exergie comme une fonction d'état, sa valeur ne dépendra que de l'état d'équilibre dans lequel se trouve le système et de la température ambiante constante  $T_0$ . Pour un système de composition chimique donnée, à pression et entropie données, on peut utiliser l'**enthalpie  $H$**  pour exprimer l'exergie :

$$\dot{B} = H - T_0 S \quad (4.49)$$

Par définition, l'exergie d'un système est égale à zéro lorsqu'il est à l'équilibre thermodynamique avec son environnement. Cet équilibre comprend :

- l'équilibre mécanique avec les forces extérieures, notamment celles de pression ;
- l'équilibre thermique avec la température extérieure ;
- l'équilibre chimique entre les potentiels chimiques des espèces présentes dans le système et dans l'environnement.

Le rendement exergetique d'une machine peut être déterminé sur un diagramme TS comme le rapport entre la surface du cycle réel à la surface du cycle de Carnot fonctionnant aux mêmes températures de sources chaudes et froides.

Bien qu'issu de la thermodynamique, le concept d'exergie est aussi fortement lié à la théorie de l'information [99]. En conséquence, il est parfois appliqué en dehors du champ de la thermodynamique stricto sensu, par exemple, à l'analyse de coûts économiques, de la biodiversité, de la disponibilité des ressources minérales. On parle alors d'exergo-économie, de exergo-écologie, d'éco-exergie, etc. [100].

#### 4.5.1 Détermination de l'exergie des points du cycle

L'analyse exergetique consiste à évaluer les flux exergetiques entre tous les sous-ensembles d'un système complexe pour en déduire les **rendements exergetiques**  $\eta_B$  et les **taux de destruction d'exergie**  $\eta_A$ .

$$\eta_B = \frac{\text{Exergie Utile}}{\text{Exergie Utilisée}} \quad (4.50)$$

$$\dot{B}_{des} = \text{Exergie Utilisée} - \text{Exergie Utile} \quad (4.51)$$

$$\eta_A = \frac{\dot{B}_{des}}{\text{Exergie Utilisée}} \quad (4.52)$$

La finalité est qu'on cherche à maximiser le rendement exergetique global tout en gardant une complexité et des coûts d'investissement raisonnables (analyse technico-économique).

L'analyse exergetique et l'analyse entropique sont fondamentalement équivalentes. L'intérêt de l'analyse exergetique est de permettre un raisonnement sur la destruction de quantités ayant la grandeur de l'énergie plutôt que sur la création d'entropie : pour des systèmes techniques le sens de cette analyse est plus simple à appréhender.

Le bilan enthalpique mesure la quantité d'énergie transférée par un fluide.

Nous allons analyser dans les mêmes conditions que dans la (section 4.4) les performances exergetiques du système constitué du capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson. Les états du cycle sont toujours les mêmes (C-R, R-PT, PT, E-R, R-0) : (Figure

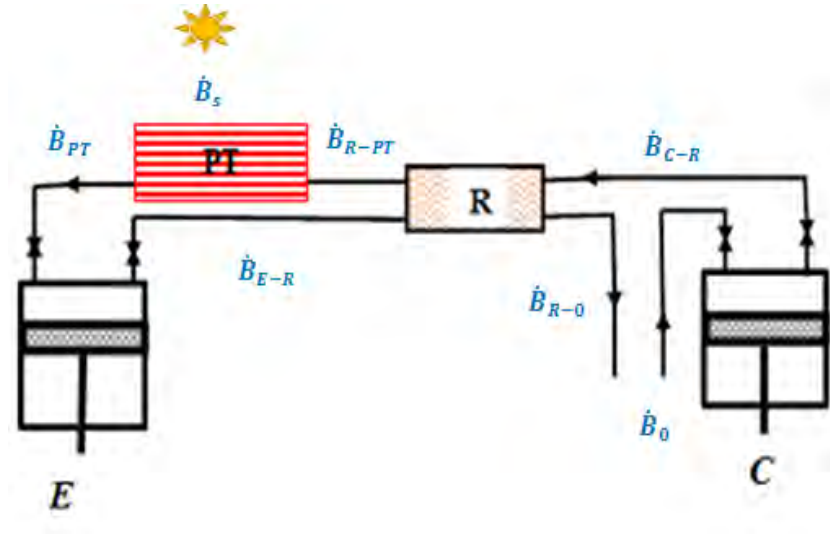


FIGURE 4.21 – Schéma de principe de détermination des exergies

4.21). Ainsi pour chaque état la température  $T$  et la pression  $P$  sont connues. L'enthalpie  $H(T, P)$  et l'entropie  $S(T, P)$  sont déterminées pour en déduire l'exergie  $\dot{B}(T, P)$  :

$$\dot{B}(T, P) = H(T, P) - T_0 \times S(T, P) \quad (4.53)$$

Avec :

$$H(T, P) = \dot{m} c_{p,air} \Delta T \quad (4.54)$$

$$S(T, P) = \frac{\delta \dot{Q}}{T} \quad (4.55)$$

Ainsi le contenu exergétique d'une quantité de chaleur échangée  $\dot{Q}$  est :

$$\dot{B}(T, P) = \dot{Q} \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \quad (4.56)$$

Avec  $\frac{T_0}{T}$  qui est le facteur de Carnot.

- A la compression C, la puissance mécanique réelle de compression  $\dot{W}_{C,réelle}$  permet de faire passer le flux d'exergie du fluide de travail de  $\dot{B}_0$  à  $\dot{B}_{C-R}$ . Le rendement exergétique de compression  $\eta_{\dot{B},C}$  et la destruction d'exergie lors de la compression  $\dot{B}_{des,C}$  seront :

$$\eta_{\dot{B},C} = \frac{\dot{B}_{C-R} - \dot{B}_0}{\dot{W}_{C,réelle}} \quad (4.57)$$

$$\dot{B}_{des,C} = \dot{W}_{C,réelle} - (\dot{B}_{C-R} - \dot{B}_0) \quad (4.58)$$

$$\eta_{\dot{A},C} = \frac{\dot{B}_{des,C}}{\dot{W}_{C,réelle}} \quad (4.59)$$

- A la récupération R, le flux d'exergie de l'air détendu  $\dot{B}_{E-R}$  sert à augmenter le flux d'exergie de l'air comprimé  $\dot{B}_{C-R}$ . Le rendement exergétique de récupération  $\eta_{\dot{B},R}$  et la destruction d'exergie lors de la récupération  $\dot{B}_{des,R}$  seront :

$$\eta_{\dot{B},R} = \frac{\dot{B}_{R-PT} - \dot{B}_{C-R}}{\dot{B}_{E-R} - \dot{B}_{R-0}} \quad (4.60)$$

$$\dot{B}_{des,R} = (\dot{B}_{E-R} - \dot{B}_{R-0}) - (\dot{B}_{R-PT} - \dot{B}_{C-R}) \quad (4.61)$$

$$\eta_{\dot{A},R} = \frac{\dot{B}_{des,R}}{\dot{B}_{E-R} - \dot{B}_{R-0}} \quad (4.62)$$

- Au niveau du capteur PT,
  - Le concentrateur concentre l'énergie solaire et la transmet au récepteur. L'exergie de la ressource solaire  $\dot{B}_s$  ne dépend pas du débit et il est donnée par [66] :

$$\dot{B}_s = DNIS_{conc} \left(1 - \frac{T_0}{T_s}\right) \quad (4.63)$$

Avec  $T_s$  la température du soleil (5778 K). Le rendement exergétique du concentrateur  $\eta_{\dot{B},conc}$  est égal au rendement du concentrateur  $\eta_{conc}$  :

$$\eta_{\dot{B},conc} = \eta_{conc} \quad (4.64)$$

$$\dot{B}_{des,conc} = \dot{B}_s - (\eta_{\dot{B},conc} \dot{B}_s) \quad (4.65)$$

$$\eta_{\dot{A},s} = \frac{\dot{B}_{des,conc}}{\dot{B}_s} \quad (4.66)$$

- Le récepteur élève le flux d'exergie du fluide caloporteur  $\dot{B}_{PT}$  avec le flux solaire concentré  $\dot{B}_s$ . Le rendement exergétique de récepteur  $\eta_{\dot{B},PT}$  et la destruction d'exergie lors de la réception du flux solaire concentré  $\dot{B}_{des,PT}$  seront :

$$\eta_{\dot{B},PT} = \frac{\dot{B}_{PT} - \dot{B}_{R-PT}}{\eta_{\dot{B},conc} \dot{B}_s} \quad (4.67)$$

$$\dot{B}_{des,PT} = \eta_{\dot{B},conc} \dot{B}_s - (\dot{B}_{PT} - \dot{B}_{R-PT}) \quad (4.68)$$



$$\eta_{\dot{A},PT} = \frac{\dot{B}_{des,PT}}{\eta_{\dot{B},conc} \dot{B}_s} \quad (4.69)$$

- A la détente E, la puissance mécanique réelle de détente  $\dot{W}_{E,réelle}$  est produite en baissant le flux à la détente. Le rendement exergétique de détente  $\eta_{\dot{B},E}$  et la destruction d'exergie lors de la détente  $\dot{B}_{des,E}$  seront :

$$\eta_{\dot{B},E} = \frac{\dot{W}_{E,réelle}}{\dot{B}_{PT} - \dot{B}_{E-R}} \quad (4.70)$$

$$\dot{B}_{des,E} = (\dot{B}_{PT} - \dot{B}_{E-R}) - \dot{W}_{E,réelle} \quad (4.71)$$

$$\eta_{\dot{A},E} = \frac{\dot{B}_{des,E}}{\dot{B}_{PT} - \dot{B}_{E-R}} \quad (4.72)$$

- A la cogénération, le rendement exergétique de cogénération  $\eta_{\dot{B},cog}$  sera :

$$\eta_{\dot{B},cog} = \frac{\dot{B}_{cog}}{\dot{B}_s} \quad (4.73)$$

- A la production d'électricité, généralement les énergies dites « nobles » (cinétique, potentielle, voire électrique) sont, si on admet la non création d'entropie, de l'exergie pure car elles sont intégralement transformables en travail.

$$\dot{B}_{elec} = \dot{W}_{elec} \quad (4.74)$$

$$\eta_{\dot{B},elec} = \frac{\dot{B}_{elec}}{\dot{B}_s} \quad (4.75)$$

Le rendement exergétique total  $\eta_{\dot{B},total}$  de la transformation solaire à électrique et cogénération sera  $(\eta_{\dot{B},elec} + \eta_{\dot{B},cog})$  et le taux de destruction d'exergie  $\eta_{\dot{A},total}$  sera  $(1 - \eta_{\dot{B},total})$ .

### 4.5.2 Résultats de l'analyse exergétique

Nous considérons le point optimal de fonctionnement du (Tableau 4.5) pour faire l'analyse exergétique de notre système (Tableau 4.6). Les rendements exergétiques de compression et de détente sont les mêmes que ceux mécaniques 90 % cela s'explique par la non création d'entropie à ces niveaux, mais restent acceptables pour la compression et la détente [101]. Le récupérateur est le composant le plus performant du système avec la totalité de son exergie qui est utilisée. Le récepteur est le composant le moins performant

(32,08 % de destruction d'exergie), cela est dû aux destructions liées aux défaillances optiques et thermiques. Cependant ces résultats sont relatifs du fait que le soleil soit considéré comme un corps noir à 5 778 K. L'analyse exergetique confirme que ce système est plus adapté à la cogénération qu'à la production d'électricité avec  $\eta_{\dot{B},cog}$  de 12,9 % contre  $\eta_{\dot{B},elec}$  de 3,0 %. Ce rendement exergetique solaire à électrique peut être amélioré en augmentant le travail indiqué via des rapports de pression plus importants. Mais ce rendement est égal au rendement énergétique solaire, confirmant ainsi la propriété d'énergie « ordonnée » de l'électricité. Le rendement exergetique total de la conversion solaire à électrique et cogénération est de 15,9 % alors que le rendement énergétique solaire à électrique plus cogénération était de 48,9 %. Ce système doit être amélioré pour optimiser ses performances [102].

TABLE 4.6 – Analyse exergetique du capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson

Composants	Rendement $\eta_{\dot{B}}$ (%)	Taux de destruction $\eta_{\dot{A}}$ (%)
Concentrateur	90	10
Récepteur	67,92	32,08
Détendeur	89,99	10,1
Récupérateur	100,0	$10^{-12}$
Compresseur	89,99	10,1
Electrique « seul »	3,0	97,0
Cogénération « seul »	12,9	87,1
Total système	15,9	84,1

Au Sénégal, à ce stade de la recherche sur le solaire thermodynamique il est difficile d'avancer un prix sur l'électricité produite ; donc l'analyse exergo-économique fera partie des perspectives.

D'un point de vue exergo-écologique, le seul rejet de ce système est de l'air, d'où la caractéristique d'efficacité énergétique pour ce système.

## 4.6 Modélisation du procédé avec stockage thermique intégré

L'une des contraintes des systèmes solaires à concentration est l'intermittence de la ressource ; le stockage thermique est l'une des solutions pour y remédier. Le stockage permet de lisser en produisant de l'électricité de manière prévisible selon une courbe de charge prédéfinie au lieu de subir les aléas du soleil, il accroît le **facteur de capacité** (durée de fonctionnement) du système.

Le principe du stockage utilisé est décrit (Figure 4.22). Ce stockage est inséré entre la sortie du capteur PT et le détendeur E. Nous comptons utiliser un matériau à changement de phase (MCP) pour réaliser le stockage thermique.

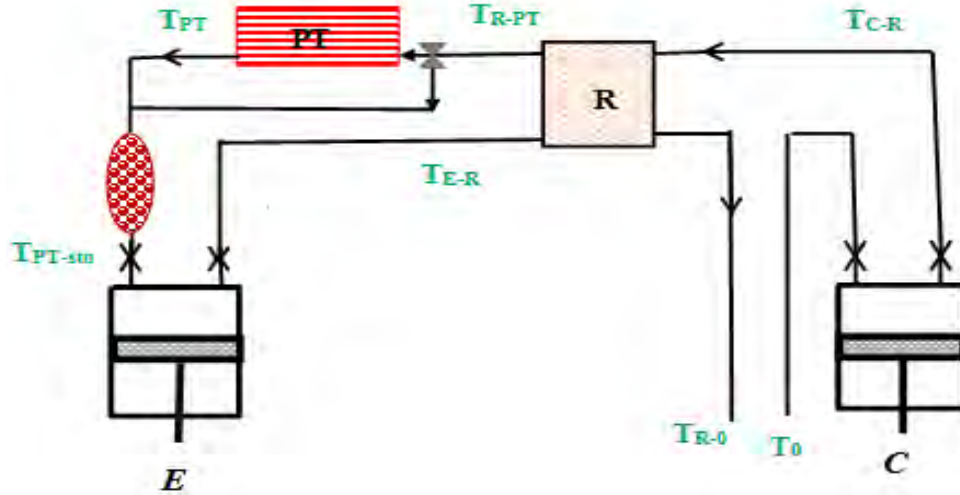


FIGURE 4.22 – Schéma de principe du PT couplé au moteur avec stockage intégré

Ce stockage théorique est réalisé par transfert de chaleur entre l'air à la sortie du PT (à  $T_{PT}$ ) et le matériau MCP. Nous considérons un mélange eutectique de sels liquides de chlorure de sodium et de chlorure de magnésium ( $NaCl/MgCl_2$ ) à 42 % mol de  $MgCl_2$ . La température de fusion  $T_{fus}$  de l'eutectique est de 716 K et sa chaleur latente de fusion  $L_f$  est de  $-241\,000\text{ J.kg}^{-1}$ . Sa température de cristallisation est de 706,5 K et sa chaleur latente de cristallisation est de  $+243\,000\text{ J.kg}^{-1}$ . Les enthalpies de changement de phase sont de  $245\,000\text{ J.kg}^{-1}$  [103].

Ce matériau présente l'avantage d'un niveau élevé de température de fusion et de chaleur latente. La faisabilité et la viabilité du stockage avec des sels fondus ont été démontrées aux centrales de THEMIS. Nous considérerons une masse de sel de sorte que nous aurons toujours au moment du procédé un mélange de solide et de liquide.

L'un des avantages majeurs du stockage de chaleur latente est : les étapes de stockage et de restitution se font à température constante et imposée par le MCP. La température à la sortie du stockage  $T_{PT-sto}$  est égale à la température de fusion  $T_{fus}$  du MCP. De ce fait les phénomènes de surfusion et les gradients thermiques dans le stockage dus à la faible conductivité thermique du matériau seront négligés. En effet la surfusion entraîne une baisse des performances car elle oblige en partie, à une perte par charge et décharge par chaleur sensible.

Nous remarquerons qu'au point de fonctionnement étudié précédemment notre système n'est pas assez performant pour prétendre à un stockage ( $T_{PT} = 619,5\text{ K}$  n'est pas

suffisante pour fondre le sel). Dans ce qui suit nous allons établir un dimensionnement de sorte à avoir les températures et quantités de chaleur nécessaires pour prévoir un stockage.

## 4.7 Conclusion sur la modélisation de la conversion solaire

Une modélisation à partir de modèles qui ont fait leurs preuves a été utilisée pour représenter de manière générale les deux composants essentiels d'un système solaire thermodynamique : le capteur et le moteur. Des coefficients représentant des propriétés physiques, des formalismes mathématiques et numériques adéquats ont permis entre autres de produire un modèle.

Pour le capteur solaire, outre le DNI et la température ambiante, la vitesse du vent aussi est un paramètre à considérer. Les hypothèses faites notamment sur la négligence de certaines pertes, et sur le régime quasi-stationnaire ne seront pas praticables dans les conditions physiques réelles d'environnement car l'ensoleillement, la température ambiante, la vitesse du vent peuvent varier subitement sur des plages temporelles écourtées. Néanmoins, les résultats obtenus sont acceptables comparés à la littérature.

Pour le moteur Ericsson, un modèle a été choisi à partir de la modélisation faite par le Latép. Il a été fait à partir des facteurs les plus déterminants en tenant compte des pertes mécaniques et de charges, des imperfections de la récupération etc. Les variables physiques d'entrée du moteur (températures du fluide de travail et de l'air ambiant, les variables de commande, les débits d'air, etc. choisis selon un but d'optimisation) satisfont à des conditions réelles praticables. Ainsi les grandeurs de sortie du moteur particulièrement la puissance mécanique nette conduisent à un instrument de production utile et disponible d'électricité.

L'analyse exergétique prouve que ce système doit être amélioré pour optimiser ses performances, surtout au niveau du capteur. Le stockage par chaleur latente présente l'avantage de travailler avec une température haute du cycle constante et prévisible.

Globalement, les résultats obtenus avec la modélisation de la conversion solaire sont encourageants bien que dépendant des paramètres du modèle et des hypothèses posées. Les conditions climatiques du Sénégal sont favorables à des applications solaires à concentration. Le capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson est intéressant pour la conversion solaire thermodynamique à faible puissance surtout pour la cogénération. Cependant, il faudra tester ce système en situation réelle et comparer ses performances à d'autres technologies. L'étude suivante consiste au dimensionnement des sous-systèmes afin d'optimiser le système dans sa globalité.

# Dimensionnement d'une mini-centrale

## Sommaire

<b>5.1</b>	<b>Nomenclature . . . . .</b>	<b>100</b>
<b>5.2</b>	<b>Caractéristiques du capteur utilisé . . . . .</b>	<b>100</b>
<b>5.3</b>	<b>Production au « fil du soleil » . . . . .</b>	<b>102</b>
5.3.1	Influence du ratio de compression $\beta$ sur les performances éner- gétiques du capteur PT Solar Courant . . . . .	102
5.3.2	Production instantanée en fonction du débit avec un système sans récupération . . . . .	103
5.3.3	Production instantanée en fonction du débit avec un système à récupération . . . . .	104
5.3.4	Production instantanée en fonction de la température maximale avec un système à récupération . . . . .	105
<b>5.4</b>	<b>Production à « heures imposées » . . . . .</b>	<b>106</b>
<b>5.5</b>	<b>Comparaison avec les systèmes photovoltaïques . . . . .</b>	<b>108</b>
<b>5.6</b>	<b>Comparaison avec les groupes électrogènes . . . . .</b>	<b>110</b>
<b>5.7</b>	<b>Conclusion sur le dimensionnement . . . . .</b>	<b>111</b>

La problématique du dimensionnement des centrales solaires thermodynamiques a été traitée de plusieurs manières différentes sans avoir le but de mettre en place une méthode générale [4] [104].

Dans ce chapitre nous allons dimensionner une mini-centrale de quelques dizaines de  $kW.h_{elec}$  pour le site du CERER. Pour ce faire, nous allons adopter un autre type de capteur beaucoup plus adapté à la production d'électricité. Les équations restent les mêmes que celles utilisées dans le (Chapitre 4) et les caractéristiques du moteur sont celles données (Tableau 4.3). Le but est d'évaluer l'énergie électrique produite par une installation de composants donnés sur une journée-type d'avril permettant de faire ainsi une extrapolation pour le restant de l'année. Nous supposerons deux stratégies de conduite différente : au « fil du soleil » et à « heures imposées ». A la suite, nous allons comparer le solaire CSP et le solaire PV ainsi que les groupes électrogènes.

## 5.1 Nomenclature

Symboles	Désignations	Unités
<b>Lettres latines</b>		
$c_{p,sel}$	chaleur massique du sel de stockage	$J.kg^{-1}.K^{-1}$
$F$	facteur de forme	—
$DNI$	éclairage incident normal	$W.m^{-2}$
$l_{conc}$	largeur du concentrateur	$m$
$l_r$	périmètre du tube récepteur	$m$
$L_{conc}$	longueur du concentrateur	$m$
$L_f$	chaleur latente de fusion	$J.kg^{-1}$
$m_{sel}$	masse du sel de stockage	$kg$
$\dot{m}$	débit massique du fluide	$kg.s^{-1}$
$P_m$	périmètre mouillé du tube absorbeur	$m$
$Q_s$	énergie reçue du soleil par le concentrateur	$W.h$
$Q_{sto}$	énergie thermique de stockage	$W.h$
$\dot{Q}$	puissance thermique	$W$
$S_{conc}$	surface d'ouverture du concentrateur	$m^2$
$t$	temps	$s$
$T$	température	$K$
$T_{fus}$	température de fusion du sel	$K$
$T_{PT-sto}$	température sortie stockage entrée détendeur	$K$
$W_{elec}$	énergie électrique produite	$W.h$
$\dot{W}_{elec}$	puissance électrique produite par l'alternateur	$W$
$\dot{W}_{net}$	puissance mécanique nette à l'arbre du moteur	$W$
<b>Caractères grecs</b>		
$\alpha_{conc}$	taux de concentration géométrique	—
$\alpha_r$	coefficient d'absorption de la cavité réceptrice	—
$\beta$	rapport de pression	—
$\epsilon$	coefficient d'émissivité de la cavité réceptrice	—
$\epsilon_R$	efficacité du récupérateur	—
$\eta_{conc}$	rendement optique du concentrateur	—
$\eta_{moteur}$	rendement du moteur	—
$\eta_{s-elec}$	rendement solaire à électrique	—
$\eta_{th-PT}$	rendement thermique du capteur	—

## 5.2 Caractéristiques du capteur utilisé

Nous allons modéliser un capteur PT formé d'un concentrateur Flagsol SKAL-ET 150 (Figure 5.1) qui est utilisé dans la centrale Solar Energy Generating Systems (SEGS V) à Kramer Junction en Californie et le récepteur Schott PTR 70 (Figure 2.14). Ce capteur sera nommé par la suite *capteur PT Solar Courant*.

Le collecteur Flagsol SKAL-ET 150 a une haute performance avec un faible coût, une fiabilité et une longévité démontrées. Il a une grande précision optique avec un rendement optique  $\eta_{conc}$  de 80 % et un haut niveau de suivi solaire. La longueur d'un module  $L_{conc}$  est de 12 m sur  $l_{conc} = 5,77$  m de large soit une surface de captage de  $S_{conc} = 69,24$  m<sup>2</sup>. Il est simple à reproduire par un verrier. Il est rigide en torsion et flexion, résistant à la corrosion et pouvant supporter des vents allant jusqu'à 31,5 m.s<sup>-1</sup> [105].



FIGURE 5.1 – Concentrateur Flagsol SKAL-ET 150 [106]

Nous modéliserons un tube récepteur type Schott PTR 70 avec un diamètre extérieur de 23 mm soit un périmètre extérieur de  $l_r = 72$  mm. Il a une absorbance  $\alpha_r \geq 0,95$  (on prendra 1) et une émittance  $\epsilon \leq 0,14$ .

Ainsi le taux de concentration géométrique du capteur utilisé pour le dimensionnement sera de 80. Ses caractéristiques sont résumées dans le (Tableau 5.2).

TABLE 5.2 – Caractéristiques du capteur PT Solar Courant utilisé pour le dimensionnement

Paramètres	Valeurs
Longueur du concentrateur $L_{conc}$	12 m
Largeur du concentrateur $l_{conc}$	5,77 m
Taux de concentration géométrique $\alpha_{conc}$	80
Périmètre du tube récepteur $l_r$	$7,2 \cdot 10^{-2}$ m
Périmètre mouillé du tube absorbeur $P_m$	$4,7 \cdot 10^{-2}$ m
Rendement optique du concentrateur $\eta_{conc}$	0,8
Coefficient d'absorption du tube $\alpha_r$	1
Produit du facteur de forme et de l'émissivité du récepteur $\epsilon.F$	0,10

### 5.3 Production au « fil du soleil »

Pour la production au « fil du soleil », la courbe de charge n'est pas fixée, on choisit quand produire de l'électricité et à quelle charge. Il faut remarquer que dans les régions chaudes les pointes de demande en électricité coïncident souvent avec les pics d'ensoleillement. Dans ce cas, le dimensionnement d'une installation solaire exige la connaissance de : la nature de l'installation et de l'irradiation solaire sur le site d'installation. Le cycle thermodynamique sera variable et la température haute du cycle ne cessera pas d'évoluer au cours de la journée en fonction de l'irradiation.

#### 5.3.1 Influence du ratio de compression $\beta$ sur les performances énergétiques du capteur PT Solar Courant

Les courbes de la (Figure 5.2) montrent le rôle joué par le rapport de compression  $\beta$  sur la production d'électricité du capteur PT Solar Courant. L'étude de sensibilité se fait à notre point de référence ( $DNI = 799 \text{ W.m}^{-2}$ ) avec un débit d'air  $\dot{m} = 0,05 \text{ kg.s}^{-1}$  et l'efficacité du récupérateur  $\varepsilon_R = 0,8$ .

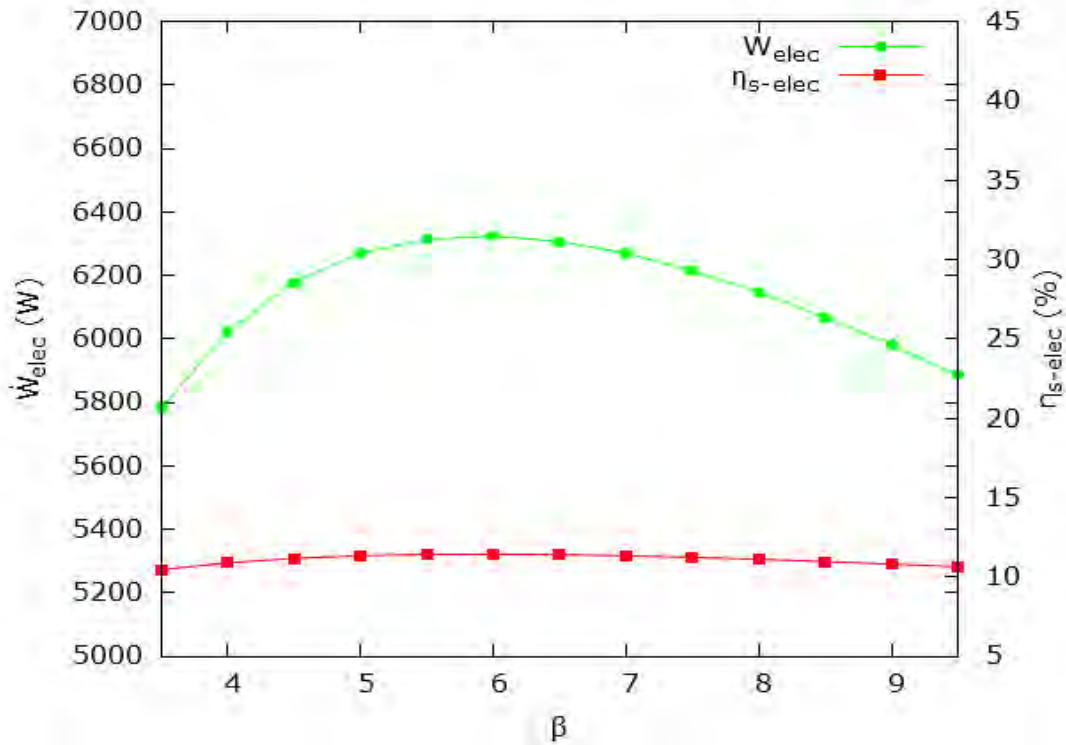


FIGURE 5.2 – Influence de  $\beta$  sur la production d'électricité du capteur PT Solar Courant

Cette étude montre que la pression du moteur a un faible effet sur la puissance électrique  $\dot{W}_{elec}$  et sur le rendement de la conversion solaire électricité  $\eta_{s-elec}$ . Pour un rapport de pression  $\beta$  allant de 3,5 à 9,5 ; le rendement  $\eta_{s-elec}$  reste compris entre 10,4 % et 11,5 %



et la puissance électrique  $\dot{W}_{elec}$  entre 5 783 W et 6 324 W avec un optimum se situant autour de  $\beta = 5$ . Ces résultats nous permettent de choisir un  $\beta$  de 4,5 pour la suite sachant que les DNI instantanés seront inférieurs à notre point de référence.

### 5.3.2 Production instantanée en fonction du débit avec un système sans récupération

Dans cette partie, nous allons nous intéresser à la variation du débit (sur une plage opérationnelle allant de  $0,02 \text{ kg.s}^{-1}$  à  $0,06 \text{ kg.s}^{-1}$ ) au cours de la journée. Nous avons considéré que le moteur fonctionne sans récupération. L'exemple est pris pour une journée-type du mois d'avril (Figure 5.3).

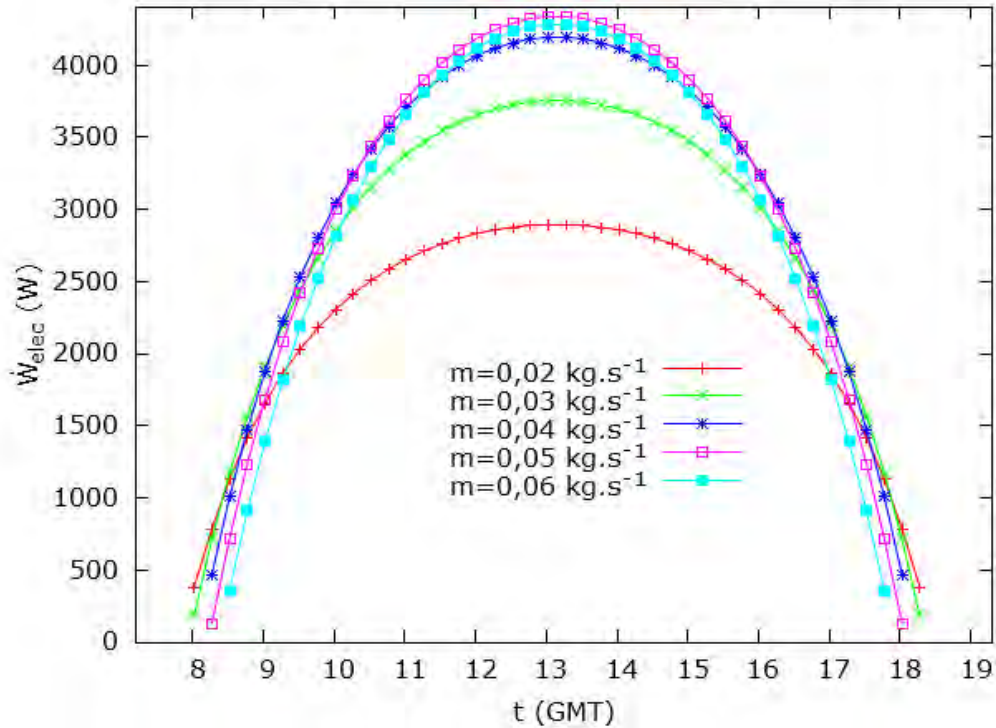


FIGURE 5.3 – Choix du débit  $\dot{m}$  pour la production instantanée d'électricité avec un système sans récupération

Les courbes (Figure 5.3) montrent l'existence de combinaisons temps-débit ( $t, \dot{m}$ ) qui maximisent la puissance électrique  $\dot{W}_{elec}$ . Ainsi dans notre cas, nous pouvons opérer avec deux combinaisons : entre 10 GMT et 16 GMT nous allons choisir un débit  $\dot{m} = 0,05 \text{ kg.s}^{-1}$  et le restant du temps un débit  $\dot{m} = 0,03 \text{ kg.s}^{-1}$ . Dans la pratique, ceci consiste à un changement de régime du moteur c'est-à-dire la régulation de sa vitesse de rotation. Cependant la variation de la température haute du cycle suppose des technologies complexes.

### 5.3.3 Production instantanée en fonction du débit avec un système à récupération

Le choix des débits de fonctionnement se fait maintenant avec un système à récupération. Cette fois-ci la plage de débits utilisés est entre  $\dot{m} = 0,009 \text{ kg.s}^{-1}$  et  $\dot{m} = 0,035 \text{ kg.s}^{-1}$ . L'exemple reste toujours pour une journée-type d'Avril (Figure 5.4).

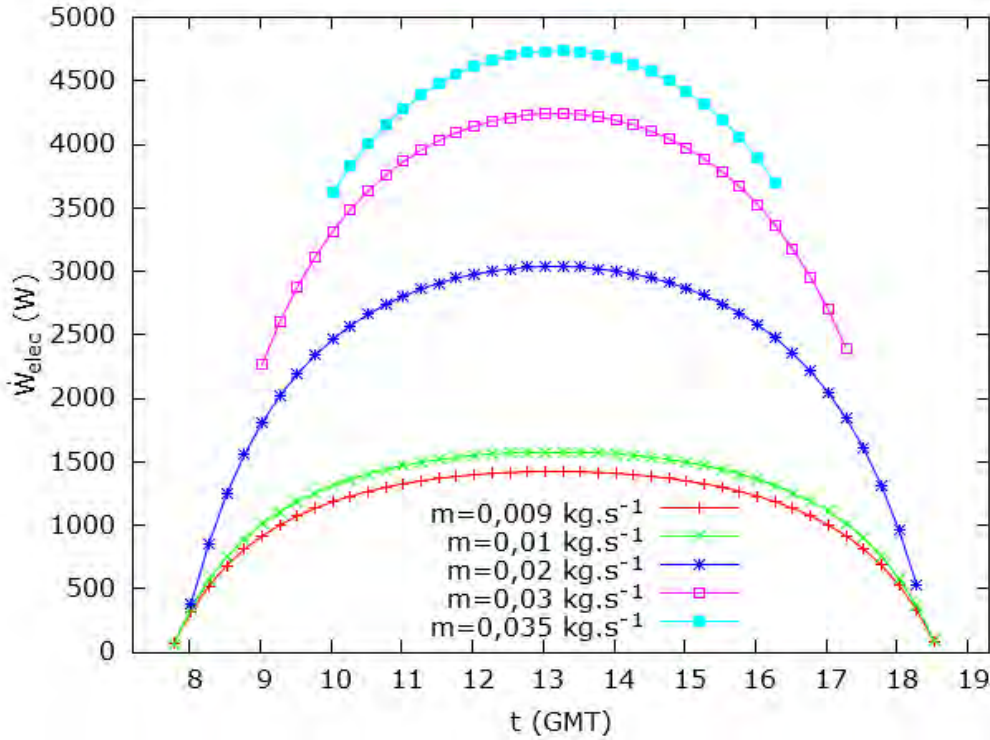


FIGURE 5.4 – Choix du débit  $\dot{m}$  pour la production instantanée d'électricité avec un système à récupération

Nous constatons qu'avec le système à récupération pour un fonctionnement optimal, nous allons procéder à quatre changements de régimes contre deux quand le système était sans récupération. En effet, nous aurons les combinaisons :

- jusqu'à  $t \sim 9 \text{ GMT}$  et à partir de  $t \sim 17 \text{ GMT}$  ;  $\dot{m} = 0,02 \text{ kg.s}^{-1}$
- de  $t \sim 9 \text{ GMT}$  à  $t \sim 10 \text{ GMT}$  et de  $t \sim 16 \text{ GMT}$  à  $t \sim 17 \text{ GMT}$   $\dot{m} = 0,03 \text{ kg.s}^{-1}$
- de  $t \sim 10 \text{ GMT}$  à  $t \sim 16 \text{ GMT}$   $\dot{m} = 0,035 \text{ kg.s}^{-1}$

Certes la récupération est bénéfique sur la production d'énergie et permet de relativiser sur les débits car en guise d'exemple pour  $\dot{m} = 0,03 \text{ kg.s}^{-1}$  au midi solaire  $t = 13,27 \text{ GMT}$ ,  $\dot{W}_{elec} = 4241 \text{ W}$  contre  $\dot{W}_{elec} = 3751 \text{ W}$  quand le système était sans récupération avec respectivement des rendements de conversion solaire à électrique de 7,7 % et 6,8 % . Cependant les changements de régime du moteur ont des coûts mécaniques et technologiques.

### 5.3.4 Production instantanée en fonction de la température maximale avec un système à récupération

Nous allons étudier l'évolution de la température maximale qui est la température de sortie du capteur  $T_{PT}$  en fonction du temps (Figure 5.5), les débits étant choisis à l'aide des résultats obtenus (§ 5.3.3).

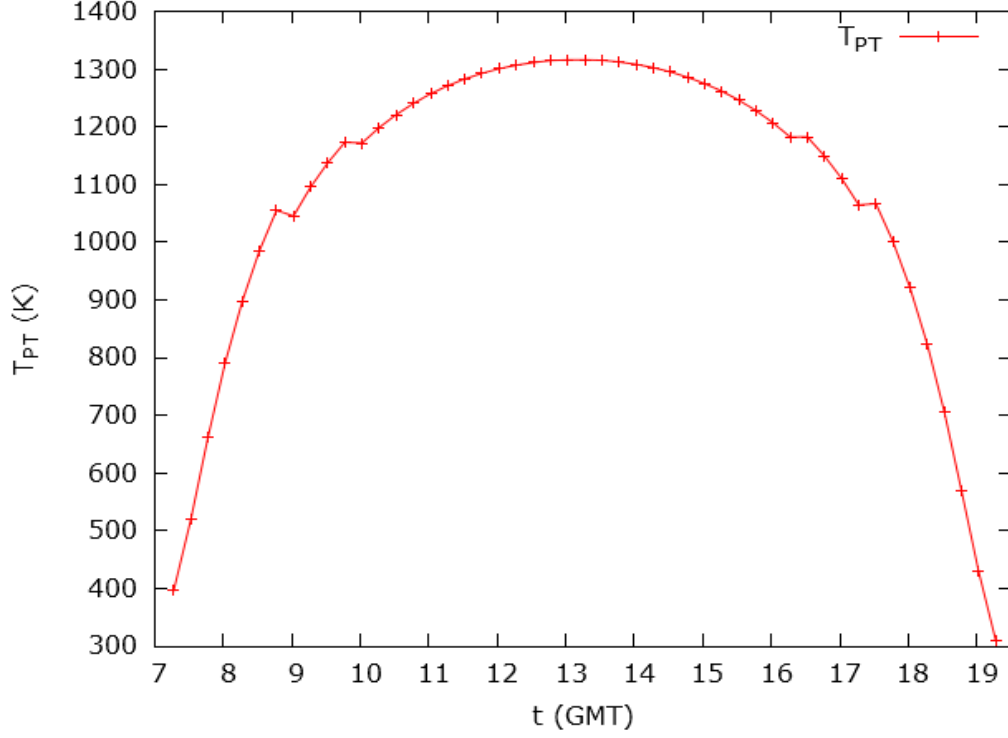


FIGURE 5.5 – Evolution de la température de sortie du capteur  $T_{PT}$  en fonction du temps

Les températures obtenues sont satisfaisantes d'une manière générale atteignant plus de 1 200 K. Elles dépassent la plupart du temps (soit pendant près de 10 heures de temps)  $T_{fus} = 716$  K et donc nous pouvons prétendre intégrer un stockage thermique.

Avec le même principe, l'évolution de la production instantanée d'électricité et des rendements du capteur  $\eta_{th-PT}$  et du moteur  $\eta_{moteur}$  (Figure 5.6) se fait avec les débits optimum choisis.

Comme la température du fluide à la sortie du capteur, la puissance électrique  $\dot{W}_{elec}$  varie en fonction du temps donc du DNI qui est le facteur clé des systèmes à concentration. Avec ce capteur, nous notons aussi qu'il y a moins de pertes thermiques, son rendement thermique varie entre  $\sim 57$  % et  $\sim 72$  %. Il faut rappeler que le rendement énergétique idéal que pourrait atteindre ce capteur est  $\eta_{th-PT} = \eta_{conc} = 80$  %, le coefficient d'absorption du tube récepteur étant  $\alpha_r = 1$ . Nous pouvons remarquer cependant que le rendement du moteur  $\eta_{moteur}$  varie peu avec le temps, et se situe globalement entre 10 % et moins de 14 %. Ce capteur est assez puissant et pourrait être utilisé avec d'autres

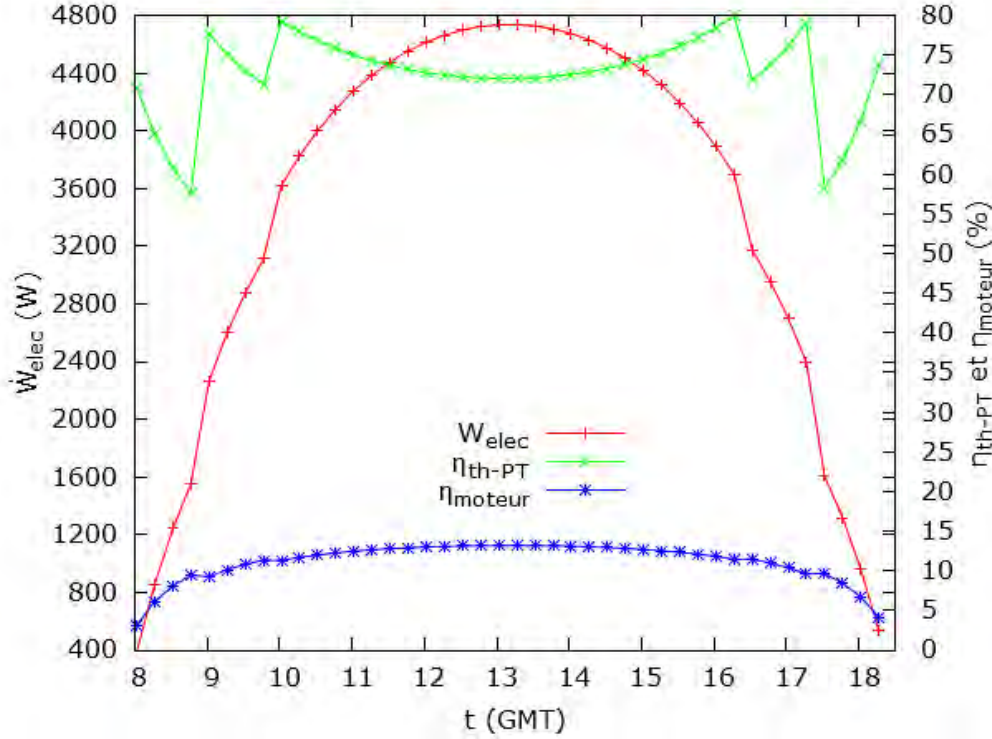


FIGURE 5.6 – Production optimale instantanée d'électricité et évolution des rendements du capteur  $\eta_{th-PT}$  et du moteur  $\eta_{moteur}$

cycles thermodynamiques plus performants.

Avec cette étude, nous avons aussi pu tirer les rendements moyens du capteur  $\eta_{th-PT} = 70 \%$  et du moteur  $\eta_{moteur} = 13 \%$ .

## 5.4 Production à « heures imposées »

Pour la production à « heures imposées », les courbes de charge ou de décharge seront fixées. Il faut connaître le besoin en énergie du site. L'intégration d'un stockage thermique permettra d'avoir une source permanente de chaleur. La température haute du cycle sera constante et égale à la température de sortie du stockage  $T_{PT-sto}$ . Avec le système capteur PT Solar Courant, nous allons dimensionner la charge du stockage thermique pour en déduire la production globale journalière. Nous utiliserons le (Tableau 3.1) pour avoir l'irradiation journalière.

Indépendamment du moteur, nous nous intéressons d'abord à la quantité de chaleur stockée. Le stockage est tel qu'au cours de la production, nous aurons toujours un mélange de solide et de liquide pour rester à l'état changement de phase et avoir la température  $T_{PT-sto}$  qui soit égale à la température de fusion du sel  $T_{fus} = 716 \text{ K}$ . Il faut rappeler sa chaleur latente de fusion  $L_f$  qui est de  $-241\,000 \text{ J.kg}^{-1}$ .

Durant une journée-type d'avril, le  $DNI$  journalier est de  $6\,690\text{ W.h.m}^{-2}.\text{jour}^{-1}$ . La surface du concentrateur  $S_{conc} = 69,24\text{ m}^2$  reçoit du soleil, par jour, une énergie thermique  $Q_s = 463\,215,6\text{ W.h.jour}^{-1}$ . Avec un rendement thermique  $\eta_{th-PT}$  optimal du capteur de 70 % et avec l'hypothèse qu'il n'y a pas de pertes de chaleur entre le récepteur et le stockage, la quantité de chaleur stockée avec le capteur PT Solar Courant serait de  $324\,250,9\text{ W.h.jour}^{-1}$ . Cette énergie thermique  $Q_{sto}$  va permettre de porter le sel de la température ambiante  $T_0$  jusqu'à la température de fusion  $T_{fus}$  (sous forme de chaleur sensible) et d'y rester (sous forme de chaleur latente).

$$Q_{sto} = m_{sel}c_{p-sel}(T_{fus} - T_0) + m_{sel}L_f \quad (5.1)$$

Avec :  $m_{sel}$  la masse du sel de stockage à déterminer et  $c_{p-sel}$  sa capacité calorifique.

Les capacités calorifiques des sels sont souvent déterminées par expérience, ou estimation et pondération à partir de la fraction molaire de ses composants. En générale, la capacité thermique des sels fondus varie peu avec la température. La capacité calorifique massique  $c_{p-sel}$  du mélange eutectique de sels de chlorure de sodium et de chlorure de magnésium ( $NaCl/MgCl_2$ ) à 42 % *mol* de  $MgCl_2$  est de  $1\,087\text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$  [107].

Pour stocker une quantité de chaleur  $Q_{sto}$  de  $324\,250,9\text{ W.h.jour}^{-1}$ , il faut au minimum une masse de sel  $m_{sel}$  de  $1\,684\text{ kg}$  soit un volume à peu près de  $\sim 1\text{ m}^3$  avec la masse volumique du  $NaCl/MgCl_2$  liquide qui est de  $1\,680\text{ kg.m}^{-3}$ . Il faut noter à cet effet que ces sels sont à très bas prix.

Avec la volonté d'avoir tout le temps un mélange de solide et de liquide dans le stockage, seule une partie de la chaleur latente sera utilisée pour produire de l'électricité (soit au maximum  $112\,731\text{ W.h}$ ). Nous allons considérer un moteur de rendement  $\eta_{moteur}$  de 12 % (avec une température haute du cycle de  $T_{fus} = 716\text{ K}$  les performances du moteur seront revues à la baisse) couplé à un alternateur de rendement électrique égal à 90 %. L'énergie électrique  $W_{elec}$  totale maximale qui pourrait être produite durant une journée-type d'avril serait alors de  $12\,175\text{ W.h}$ . Le rendement de conversion solaire à électrique sera alors  $\eta_{s-elec} = 2,63\text{ \%}$ . Nous remarquons que ce rendement est faible, sans le stockage ce rendement était de 7,7 %. En effet, il y a une pénalité occasionnée par le stockage car comme nous l'avons vu (Figure 5.5) la température de sortie du fluide du capteur dépasse souvent  $T_{fus} = 716\text{ K}$ . Or si nous avons utilisé directement la chaleur produite par le capteur nous aurions la température haute du cycle supérieur à  $T_{fus}$  donc plus d'électricité (Figure 5.7). La température haute du cycle est un facteur direct de la puissance électrique. Mais l'avantage du stockage reste quand même l'anticipation sur la production sachant que la ressource solaire est hautement imprévisible. Pour pallier les pénalités occasionnées par le stockage nous pouvons envisager une boucle de régulation permettant de stocker et de produire simultanément, en utilisant en dernier le stockage.

Dans les mêmes conditions de fonctionnement, par extrapolation nous déterminons la production journalière pour tous les autres mois de l'année (Tableau 5.3). Avec la

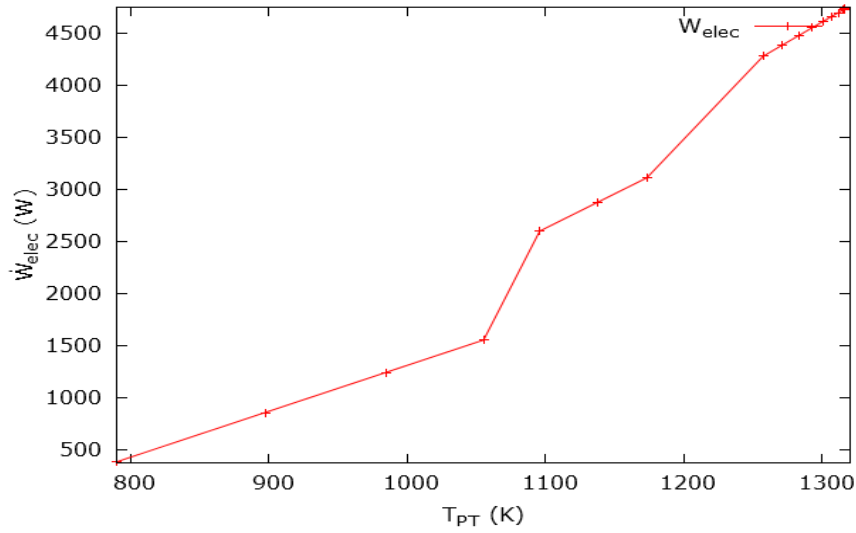


FIGURE 5.7 – Evolution de la puissance  $\dot{W}_{elec}$  en fonction de la température  $T_{PT}$

production à « heures imposées » via un stockage, généralement l'énergie produite tourne un peu au dessus de 10  $kW.h$ , exceptée les mois de juillet, août et septembre (saison des pluies). Cette contrainte peut être déviée avec l'intégration d'une hybridation par une autre source d'énergie.

TABLE 5.3 – Production journalière d'électricité

Mois	$Q_s [kW.h.jour^{-1}]$	$W_{elec} [kW.h.jour^{-1}]$
Janvier	404,4	10,63
Février	436,9	11,48
Mars	481,9	12,66
Avril	463,2	12,18
Mai	490,2	12,88
Juin	446,6	11,74
Juillet	366,9	9,64
Août	326,1	8,57
Septembre	331,6	8,72
Octobre	415,4	10,92
Novembre	427,2	11,23
Décembre	412,7	10,85
<b>Moyenne</b>	<b>416,8</b>	<b>10,95</b>

## 5.5 Comparaison avec les systèmes photovoltaïques

Du fait de sa modularité et de sa simplicité d'exploitation, le photovoltaïque s'impose face au solaire thermodynamique pour les petites à moyennes installations. Moins po-

pulaire et moins mature que le solaire photovoltaïque, le solaire thermodynamique reste quand même plus avantageux surtout pour les moyennes et grandes installations. Par contre, au-delà d'une certaine puissance, photovoltaïque et thermodynamique vont être en concurrence directe [108]. Mais où placer cette limite entre moyenne et forte puissance devons-nous nous poser. Pour confirmer l'avantage du CSP sur le PV pour les moyennes puissances, nous allons faire une étude comparative de notre système thermodynamique et de la centrale pilote PV du projet MACSEN-PV qui se trouve au CERER (Figure 5.8).

Cette installation pilote est prévue pour servir de :

- Plate-forme de démonstration technologique de ce type d'installations ;
- Banc d'essais dans les diverses conditions opératives que peut présenter le réseau électrique sénégalais ;
- Support d'enseignement pour la formation de techniciens locaux.



FIGURE 5.8 – Centrale pilote PV du projet MACSEN-PV au CERER

D'une puissance de  $3,15 \text{ kW}_c$ , elle est composée de 18 modules à cellules de silicium polycristallin qui occupent une surface totale de  $23,4 \text{ m}^2$ . Elle possède un local équipé de deux onduleurs. Le premier ( $3,2 \text{ kW}$ ) est un onduleur d'injection au réseau, il génère du courant alternatif à partir des modules photovoltaïques. Le second ( $2,2 \text{ kW}$ ) génère du courant à partir des batteries et se met en route lors d'une panne du réseau, il sert aussi à charger le banc de batteries (Capacité (C10) par unité :  $816 \text{ Ah}$ ). Le local est doté aussi de systèmes de mesure et de contrôle-commande.

Le but de notre comparaison solaire thermodynamique et solaire photovoltaïque est purement énergétique. Pour ce faire, nous allons ramener la surface des modules PV à la même surface que le champ solaire du capteur Solar Courant  $S_{conc} = 69,24 \text{ m}^2$ . Ainsi avec un onduleur d'injection de rendement de 90 % et un rendement des modules de 80 %, la

puissance électrique délivrée par une surface de  $69,24 \text{ m}^2$  serait :  $\dot{W}_{elec} = 6,7 \text{ kW}$  soit un rendement de conversion solaire à électrique de  $9,7 \%$ .

Pour déterminer la puissance électrique de notre système CSP à comparer, nous allons nous mettre dans les mêmes conditions normalisées (Standard Test Conditions STC) que le PV c'est à dire Spectre AM1.5 sous un éclairage de  $1000 \text{ W.m}^{-2}$  et une température ambiante de  $25^\circ\text{C}$  soit  $298 \text{ K}$ . Avec un ensoleillement plus conséquent nous avons pris un rapport de pression plus élevé  $\beta = 7$  et un débit d'air  $\dot{m} = 0,02 \text{ kg.s}^{-1}$ . La puissance électrique délivrée serait alors  $\dot{W}_{elec} = 12,3 \text{ kW}$  avec un rendement thermique du capteur  $\eta_{th-PT} = 76,9 \%$  et un rendement de conversion solaire à électrique de  $\eta_{s-elec} = 25,6 \%$ . Ce résultat est sans équivoque et prouve que le solaire thermique est plus prometteur que le photovoltaïque [109]. Il a été prouvé que le PV demande beaucoup plus d'espace et son rendement de conversion est plus faible : dans le cas du PV, les cellules commerciales ont un rendement de  $12 \%$  à  $15 \%$  et le CSP autour de  $20 \%$  [110].

Actuellement, le photovoltaïque à concentration (CPV) révolutionne le marché de l'énergie solaire surtout avec la société allemande Soitec leader mondial dans le domaine grâce à la performance de la technologie Concentrix. La technologie Concentrix utilise des lentilles de Fresnel fabriquées à partir de silicone sur verre qui concentrent 500 fois les rayons du soleil sur des petites cellules photovoltaïques multi-jonctions à haute efficacité. Ces cellules sont montées sur une plaque support en verre et convertissent directement la lumière concentrée en énergie électrique. Ces deux plaques de verre sont assemblées grâce à un cadre métallique et forment ainsi le module à concentration. Les modules sont ensuite agencés sur un système de tracker solaire à deux axes permettant de suivre la courbe du soleil avec une précision de  $0,1^\circ$  et ainsi de s'assurer que le point focal de la lumière solaire concentrée est précisément situé sur la cellule, à toute heure de la journée [111]. Le rendement atteint  $30 \%$  avec la technologie CPV. En début 2015, une centrale Soitec de  $44 \text{ MW}_e$  vient d'être construite à Touwsrivier en Afrique du Sud. Selon l'institut de recherche allemand Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems (ISE) et l'institut américain le National Renewable Energy Laboratory (NREL), le prix des modules CPV devrait s'abaisser d'ici 2030 à un niveau compétitif avec les modules classiques [112].

Quelle que soit la technologie utilisée, la principale donnée d'entrée reste l'ensoleillement et elle offre une solution fiable pour la génération d'énergie dans les régions ensoleillées que nous habitons.

## 5.6 Comparaison avec les groupes électrogènes

Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. Ce type de machine est doté d'un moteur thermique dont le rôle est d'actionner un alternateur. Suivant l'importance de la puissance fournie par un groupe électrogène, la taille de celui-ci sera proportionnellement importante. L'appareil fonctionne à partir de carburants. Les plus fréquents sont l'essence, le gasoil, le gaz naturel, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), les biocarburants et pour les plus puissants le fioul lourd. Le groupe peut être mis



en fonctionnement de différentes manières : manuellement, électriquement ou grâce à l'air comprimé, selon la puissance.

Dans cette section, nous allons dimensionner un groupe électrogène fournissant une puissance électrique de 10 *kW*. Pour déterminer la puissance nécessaire du groupe électrogène, nous utilisons la méthode préconisée par [113]. La puissance du moteur est calculée pour entraîner l'alternateur à 70 % de sa capacité de production de courant et le dimensionnement du groupe électrogène par rapport à la consommation électrique doit se faire en respectant ce critère pour éviter au moteur de fonctionner en puissance maximale voire en surcharge. Nous allons supposer que tous les types d'appareils pourraient être utilisés avec l'électricité produite notamment des équipements inductifs (comme une meuleuse, une pompe, une perceuse, etc. qui ont un fort couple de démarrage et qui nécessitent ponctuellement un important surcroît d'énergie). Dans ce cas, il faut calculer la puissance du groupe (soit monophasé, soit triphasé) en multipliant la puissance électrique (en *W*) par 3 pour avoir la puissance (en *VA*) nécessaire soit 42,86 *kVA*. En triphasé, nous pouvons convertir cette puissance (en *W*) en tenant compte de l'angle  $\phi$  de décalage des phases et de son cosinus (qui est pris égal à 0,8) :  $42,86 \text{ kVA} \times 0,8 = 34,29 \text{ kW}$

Quel que soit le critère de fonctionnement et contrairement à la ressource solaire inépuisable, gratuite et propre, le groupe électrogène utilise une source d'énergie payante. En pleine charge la consommation en gasoil par heure d'un groupe de 42,86 *kVA* est de 8 *l* à 10 *l*, avec le litre de gasoil à 690 *FCFA* en 2015 le prix du consommable est de 5 520 *FCFA.h*<sup>-1</sup> à 6 900 *FCFA.h*<sup>-1</sup> [114] [115].

Les groupes électrogènes produisent du dioxyde de carbone, un gaz asphyxiant, ainsi que du monoxyde de carbone extrêmement toxique et de plus quasi indétectable. Même en bon état et placés dans une pièce aérée, mais attenante à une partie de logement occupée, ils peuvent être la cause d'intoxications mortelles. Les groupes électrogènes fonctionnant avec un moteur Diesel produisent aussi des particules qui sont nocives pour les voies respiratoires. Le fonctionnement d'un groupe électrogène peut poser des problèmes sur la qualité de l'eau et de l'air, ainsi que des nuisances sonores (S'il dépasse 70 décibels, le groupe électrogène est considéré comme gênant. A noter, qu'il faut appliquer une baisse de 6 décibels à chaque fois que la distance double.), donc peut dégrader les conditions de vie à son alentour. Le bruit du moteur du groupe électrogène peut être limité par l'insonorisation qui consiste en un encapsulage de l'intégralité du moteur et de l'échappement sous un capot rendu antibruit grâce à une mousse d'isolation phonique ; mais ce dispositif est onéreux. Donc, son utilisation doit être responsable pour éviter de dégrader les conditions de vie à son alentour [116].

## 5.7 Conclusion sur le dimensionnement

Dans ce chapitre, nous avons étudié le dimensionnement d'une mini-centrale d'une dizaine de *kW* avec des approches différentes. Quel que soit le moyen employé, la ressource solaire reste hautement imprévisible et la distribution horaire de l'ensoleillement est le fac-

teur clé de la production électrique. Les facteurs qui influent le plus sont aussi la demande en électricité et la capacité installée. Cependant, nous ne pouvons pas nous prononcer sur le prix de l'électricité solaire thermodynamique faute d'un marché inexistant. Cette étude nous a permis aussi de confirmer que le stockage bien que bénéfique pour lisser et prévoir la production reste une pénalité d'un point de vue énergétique. D'une manière générale, il faut dimensionner un module élémentaire du champ solaire et pour le reste il faut ajouter le nombre de modules nécessaires par rangée. La comparaison solaire PV et solaire CSP, nous a permis de voir les avantages de ce dernier notamment en gain de surfaces et rendements. La comparaison avec les groupes électrogènes montre encore une fois de plus que le CSP ne nécessite pas de charges supplémentaires hormis l'investissement et la maintenance et que la ressource solaire est gratuite, renouvelable et écologique.

Les résultats obtenus bien que dépendants des performances de certains paramètres relatifs aux caractéristiques du capteur et du moteur, sont acceptables et réalistes. Les technologies modélisées et dimensionnées sont réalisables. Il reste maintenant à valider expérimentalement ces résultats.

# Conclusion générale et perspectives

Cette thèse de doctorat présente la théorie de l'*Etude d'un système de conversion solaire thermo-électrique de faible puissance pour site isolé : Application aux conditions climatiques du Sénégal* qui a consisté à :

- présenter la voie solaire à concentration ;
- établir un état de l'art des technologies à concentration et étudier les composants spécifiques aux centrales solaires thermodynamiques ;
- présenter la ressource solaire du Sénégal et en particulier du site du CERER ;
- modéliser l'ensemble de la conversion solaire thermo-électrique ;
- appliquer les conditions climatiques du Sénégal ;
- faire une analyse exergetique du système ;
- dimensionner une mini-centrale thermodynamique et la comparer aux systèmes PV et groupes électrogènes.

Dans un premier temps, nous avons replacé cette étude dans son contexte général. Au Sénégal, de nos jours, les seules réponses technologiques pour la production d'énergie électrique de faible puissance sont : les systèmes de groupes électrogènes et de modules à panneaux solaires photovoltaïques et très rarement les éoliens. Et pourtant les systèmes solaires à concentration sont avantageux et réalisables pour le Sénégal. Un des critères de choix se porte sur la technologie simple à réaliser et que les coûts soient compétitifs aux systèmes photovoltaïques. Les concepts de stockage et d'hybridation profilant à la technologie solaire à concentration, le fait d'augmenter la qualité et la quantité d'électricité produite et dans certaines conditions de diminuer les coûts de production nous a encouragée pour cette filière. Le caractère d'énergie « verte » est aussi un des avantages. En plus, le gouvernement du Sénégal a créé le cadre légal et réglementaire nécessaire à la bonne intégration de ces énergies dans le paysage énergétique du pays. Ainsi tous les facteurs sont réunis pour que le solaire à concentration puisse prendre de l'essor dans notre pays.

Dans un second temps, un état de l'art sur la conversion solaire à thermo-électrique nous a permis de décrire les différentes technologies existantes et d'étudier les composants exclusifs aux centrales thermodynamiques à savoir le concentrateur, le récepteur et le stockage thermique, et les éléments communs c'est-à-dire le transport de la chaleur et les moteurs thermiques. Nous avons vu que les systèmes parabole/Stirling sont bien adaptés pour la production d'électricité à faible puissance pour site isolé ; mais ces installations à haute température et forte concentration sont onéreuses. Le couplage d'un concentrateur

cylindro-parabolique avec un moteur Ericsson à récupération à cycle de Joule ouvert a été retenu vus les avantages que ce moteur présente sur le moteur Stirling. Le moteur Ericsson présente des performances élevées pour les faibles puissances d'ordre similaire à celles du moteur Stirling, avec des conditions de fonctionnement moins exigeants quant aux niveaux de pression pris. L'air fluide gratuit et écologique a été choisi comme fluides caloporteur et de travail, permettant d'intégrer un stockage à sels fondus, une hybridation et d'associer la cogénération. Le capteur cylindro-parabolique, système à moyenne concentration, étant la technologie la plus mature et la plus répandue, a été orienté nord-sud pour une meilleure rentabilité.

Troisièmement, avec le logiciel PVGIS, dans la latitude  $15^\circ$  du Sénégal, nous avons élaboré un profil d'ensoleillement du site et des 14 différentes régions du Sénégal permettant de voir qu'au cours d'une année, la part du direct dans le global varie de 55 % en août-septembre à 70 % en mars-avril-mai. Cette irradiation varie entre la partie Ouest plus ensoleillée et la partie Est plus riche en précipitations. L'irrégularité de l'ensoleillement entre les saisons météorologiques (saison des pluies ou saison sèche), les saisons astronomiques (Solstice ou Equinoxe) et l'instant considéré dans la journée produisent la variabilité de l'irradiation observée sur le site. La température ambiante est relativement haute en journée, entre  $20^\circ\text{C}$  et  $40^\circ\text{C}$ . Les vents sont de vitesse moyenne dans le littoral avec des variations saisonnières assez marquées, mais la vitesse du vent à l'intérieur du pays est plus faible. Globalement, le Sénégal bénéficie d'un rayonnement solaire propice aux applications des énergies solaires aussi bien thermique que photovoltaïque.

A la suite, nous nous sommes intéressée à la modélisation de la conversion solaire à électrique. Une modélisation à partir de modèles qui ont fait leurs preuves a été utilisée pour représenter de manière générale les deux composants essentiels d'un système solaire thermodynamique : le capteur et le moteur. Des coefficients représentant des propriétés physiques, des formalismes mathématiques et numériques adéquats ont permis entre autres de produire un modèle réaliste. Dans un premier lieu, l'étude d'un concentrateur cylindro-parabolique quelconque nous a permis de confirmer que le collecteur doit avoir de bons coefficients de réflexion et de transmission et être protégé contre les dégradations. L'absorbeur doit être parfait conducteur et être protégé pour empêcher les pertes thermiques. Il ressort de cette étude que pour avoir des températures de sortie du fluide utilisables pour des applications en thermodynamique solaire, la longueur du capteur doit atteindre un certain seuil. Pour ce type de système, l'écoulement turbulent est le plus favorable pour les échanges thermiques par convection forcée dans un tube fini entre la paroi chaude et le fluide, cependant les débits doivent être modérés. L'étude de l'influence des paramètres atmosphériques a été effectuée sur le capteur cylindro-parabolique Solar Tangor, un prototype existant au CERER, et a fait l'objet d'une publication [90]. Les conditions d'ensoleillement du Sénégal surtout durant la saison sèche comme au mois d'avril permettent d'obtenir facilement des températures supérieures à  $673\text{ K}$ , spécifications préliminaires aux centrales PT. Il ressort de cette étude aussi que la température ambiante à Dakar est favorable. La vitesse du vent étant un paramètre dont l'augmentation entraîne une forte diminution de la température de sortie du fluide, pour un bon fonctionnement du capteur, il faut le protéger du vent lorsque sa vitesse commence à aug-

---

menter. L'air en tant que fluide caloporteur est gratuit, simple et fiable d'utilisation avec une dangerosité réduite et ayant peu d'impact sur l'environnement, mais, comme beaucoup de gaz, il a une faible capacité de transfert thermique et son écoulement entraîne beaucoup de dissipations énergétiques. Pour le moteur Ericsson, un modèle a été choisi à partir de la modélisation faite par le Latep. Il a été fait à partir des facteurs les plus déterminants en tenant compte des pertes mécaniques et de charges, des imperfections de la récupération etc. Les variables physiques d'entrée du moteur (températures du fluide de travail et de l'air ambiant, les variables de commande, les débits d'air, etc., choisis selon un but d'optimisation) satisfont à des conditions réelles praticables. L'étude d'un moteur Ericsson en cycle de Joule ouvert avec récupération, basée sur l'air comme fluide de travail qui est considéré comme un gaz parfait montre l'existence d'un débit optimal de fonctionnement. La récupération sur un moteur à cycle de Joule est importante surtout pour les faibles taux de compression. L'influence de la température ambiante sur ce moteur est minime et compensée par le capteur. Ainsi les grandeurs de sortie du moteur particulièrement la puissance mécanique nette conduisent à un instrument de production utile et disponible d'électricité. L'analyse exergetique prouve que ce système doit être amélioré pour optimiser ses performances, surtout au niveau du capteur. Le stockage par chaleur latente présente l'avantage de travailler avec une température haute du cycle constante et prévisible.

Finalement, l'étude du dimensionnement d'une mini-centrale d'une dizaine de  $kW$  avec des approches différentes a redémontré que quel que soit le moyen employé, la distribution horaire de l'ensoleillement est le facteur clé de la production électrique. Les facteurs qui influent le plus sont aussi la demande en électricité et la capacité installée. Le stockage bien que bénéfique pour lisser et prévoir la production reste une pénalité d'un point de vue énergétique. La comparaison solaire photovoltaïque et solaire à concentration, nous a permis de voir les avantages de ce dernier notamment en gain de surfaces de captage et en rendements énergétiques. La comparaison avec les groupes électrogènes a montré encore une fois de plus que le CSP ne nécessite pas de charges supplémentaires hormis l'investissement et la maintenance, la ressource solaire étant gratuite, renouvelable et écologique.

Globalement, les résultats obtenus avec la modélisation de la conversion solaire sont encourageants bien que dépendant des paramètres du modèle et des hypothèses posées. Les conditions climatiques du Sénégal sont favorables à des applications solaires à concentration. Le capteur Solar Tangor couplé à un moteur Ericsson est intéressant pour la conversion solaire thermodynamique à faible puissance surtout pour la cogénération. Les technologies modélisées et dimensionnées sont réalisables. Cependant, il faudra tester ce système en situation réelle et comparer ses performances à d'autres technologies. Les hypothèses faites notamment sur la négligence de certaines pertes, et sur le régime quasi-stationnaire ne seront pas praticables dans les conditions physiques réelles d'environnement car l'ensoleillement, la température ambiante, la vitesse du vent peuvent varier subitement sur des plages temporelles écourtées. Néanmoins, les résultats obtenus sont acceptables comparés à la littérature. Cependant ils constituent des indicateurs pouvant aboutir à des études plus avancées comme l'amélioration des propriétés thermiques et géométriques du récepteur. En effet, il faudra améliorer le modèle en tenant compte de toutes les pertes

thermiques, mécaniques et de charges.

Le Sénégal est aujourd'hui l'un des pays les plus avancés en matière d'utilisation des énergies renouvelables sur le continent africain. La volonté politique a été matérialisée par la création de départements, d'agences, de directions en pleine charge des énergies renouvelables. La population et les décideurs politiques s'intéressent de très près à leur potentiel et de nombreux programmes et organismes encouragent une meilleure gestion de la biomasse et l'introduction des autres énergies renouvelables. Le gouvernement du Sénégal a également créé le cadre légal et réglementaire nécessaire à la bonne intégration de ces énergies dans le paysage énergétique du pays : la loi sur les énergies renouvelables au Sénégal a été promulguée et votée en 2010. Ainsi, tous les facteurs sont réunis pour que les énergies renouvelables prennent réellement de l'essor au Sénégal. Malgré tout cela, le prix de l'électricité y est l'un des plus chers dans l'espace de l'Union Economique et Monétaire de l'Ouest Africaine (UEMOA). Toutefois, dans cette étude, la faisabilité d'un système de mini-centrale solaire thermodynamique basé sur le couplage d'un concentrateur cylindro-parabolique avec un moteur Ericsson pour le site du CERER a été démontrée, et, ceci est valable pour les autres sites. Il faut promouvoir ces systèmes alternatifs de production d'électricité centralisés ou décentralisés à partir de la ressource solaire.

Nous recommandons :

- de dresser un outil de prédilection pour la ressource solaire destiné aux études solaires thermique et photovoltaïque, le CERER étant maintenant doté de station de météorologie ;
- d'établir une base de données permettant la conception et la prévision fiable des performances de la filière pour différentes conditions d'ensoleillement et différentes puissances ;
- de mettre en place des collaborations avec les organismes de recherche et les industries, permettant d'assurer un futur développement de la filière solaire thermodynamique ;
- de mettre au point un outil d'optimisation thermo-économique permettant une étude comparative des coûts de génération de l'électricité solaire thermodynamique, mais aussi le coût environnemental de la technologie.

# A

## Notions pour le gisement solaire

### A.1 Le spectre du soleil

Le soleil émet des particules appelées photons en très grandes quantités. C'est le rayonnement solaire. Ces flux de photons qu'on appelle également « par abus de langage » radiations ou rayons, voyagent dans l'espace à la vitesse de  $3.10^8 \text{ m.s}^{-1}$  (vitesse de la lumière) et atteignent la terre à différentes longueurs d'ondes. On distingue par leur longueur d'onde les différents types de rayonnement solaire : c'est le spectre solaire (décomposition en plusieurs longueurs d'onde). A chaque longueur d'onde est associé un photon d'énergie :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{A.1})$$

Où  $h$  est la constante de Planck,  $c$  la vitesse de la lumière,  $\nu$  la fréquence et  $\lambda$  la longueur d'onde. Les opticiens et les thermiciens ont l'habitude de repérer le rayonnement par la longueur d'onde exprimée en  $\mu\text{m}$ . Les physiciens du solide parlent plus souvent en terme d'énergie exprimée en  $\text{eV}$ . Le passage d'un langage à l'autre est obtenu par la formule :

$$E(\text{eV}) = \frac{1,24}{\lambda(\mu\text{m})} \quad (\text{A.2})$$

### A.2 Géométrie solaire

#### A.2.1 Latitude et Longitude du lieu

Un point à la surface de la terre est repéré par deux coordonnées angulaires : **la latitude**  $\varphi$  et la **longitude**  $\lambda$ .

La latitude est définie comme étant la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur. Elle varie de  $0^\circ$  à l'équateur à  $90^\circ$  au pôle Nord.

La longitude donne la mesure de l'angle entre le méridien du lieu et le méridien origine (Greenwich en Angleterre).

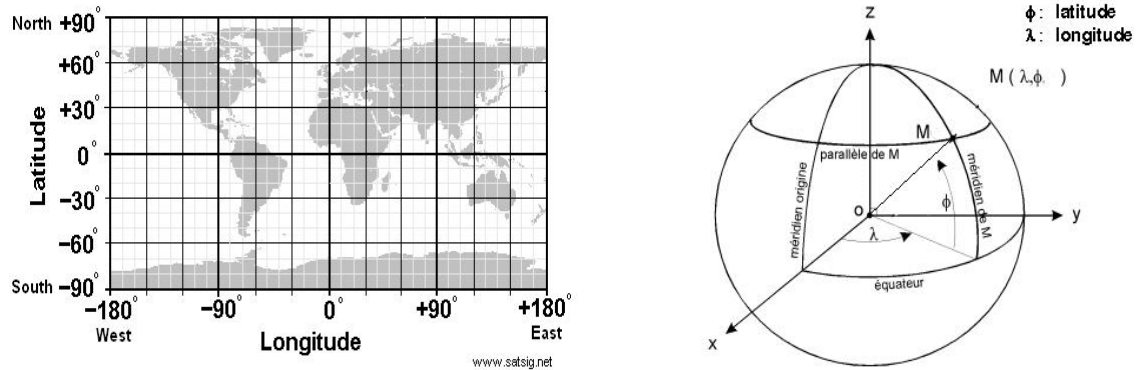


FIGURE A.1 – Latitude et longitude d'un point à la surface de la terre [117] [118]

Les schémas de la (Figure A.1) donne la latitude et la longitude d'un point M à la surface de la terre.

- $\lambda < 0$  pour les longitudes ouest (W)
- $\lambda > 0$  pour les longitudes est (E)
- $\varphi < 0$  pour les latitudes nord (N)
- $\varphi > 0$  pour les latitudes sud (S)

Le Sénégal est un petit pays comparé à ses voisins du Mali et de la Mauritanie, il s'étend sur  $196\,722\text{ km}^2$ , soit plus d'un tiers de la France. Le territoire sénégalais (Figure A.2) se situe entre  $12^\circ$  et  $17^\circ$  de latitude nord et  $11^\circ$  et  $18^\circ$  de longitude ouest.

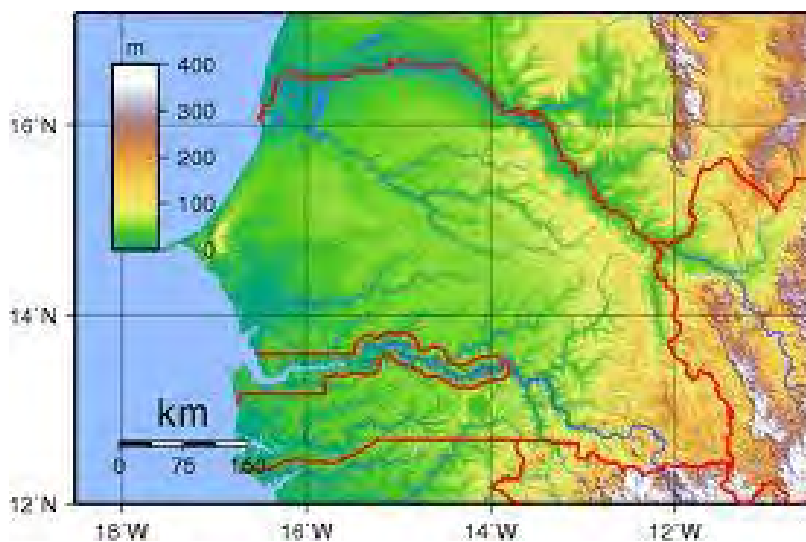


FIGURE A.2 – Coordonnées géographiques du Sénégal [119]



Dakar sa capitale avec sa pointe ouest, est la plus occidentale de toute l'Afrique Continentale. Le CERER, notre site d'étude se situe à Dakar Hann (Figure A.3). Le capteur qui sera étudié est placé exactement au point de coordonnées  $14^{\circ} 72$  de latitude nord et  $-17^{\circ} 44$  de longitude ouest.



FIGURE A.3 – Arrêt sur image du site du CERER

## A.2.2 Coordonnées horaires du soleil

La direction du soleil est caractérisée par :

- sa déclinaison ;
- son angle horaire.

### A.2.2.1 Déclinaison solaire

La trajectoire de la terre autour du soleil, illustrée à la (Figure A.4), est une ellipse dont le soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique.

L'excentricité de cette ellipse est relativement faible ce qui fait que la distance terre/soleil ne varie que de  $\pm 1,7\%$  par rapport à la distance moyenne qui est de  $149\,675.10^6\text{ km}$ .

La terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé l'équa-

teur.

L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut  $23^\circ 27'$  [120].

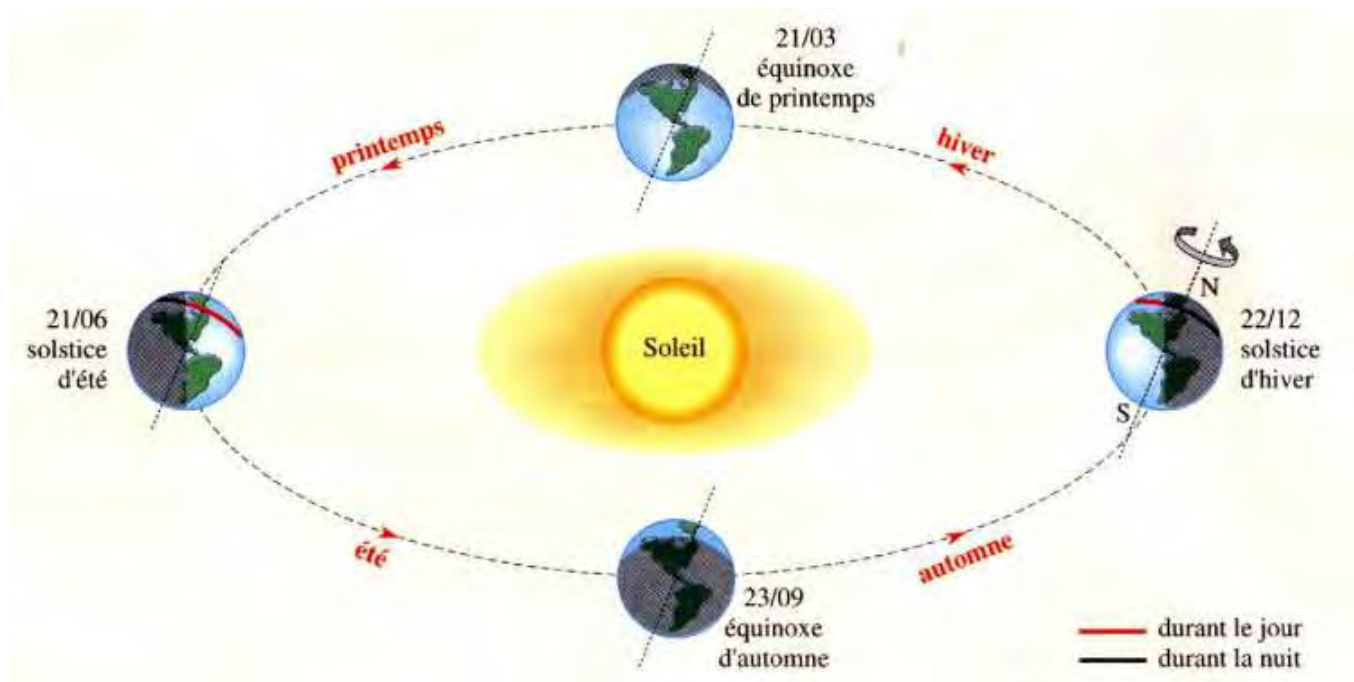


FIGURE A.4 – Mouvement de rotation de la terre autour du soleil [121]

La **déclinaison solaire**  $\delta$  est l'angle (Figure A.5) que fait la direction du soleil avec le plan équatorial céleste (parallèle au plan équatorial terrestre). Elle est responsable des saisons car les rayons nous parviennent avec des angles différents selon la saison.

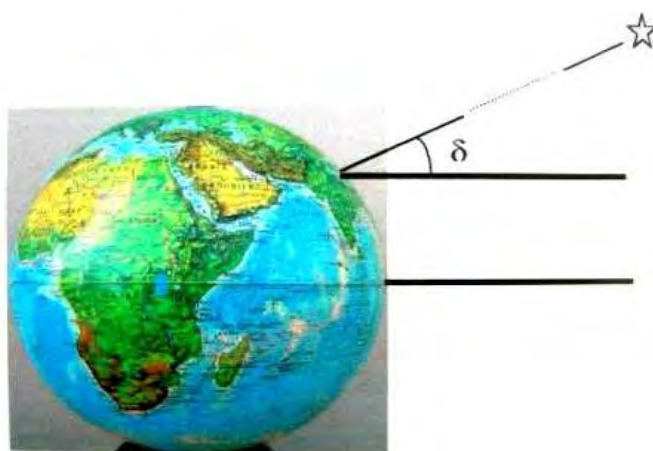


FIGURE A.5 – Déclinaison solaire [122]

La déclinaison est égale à zéro aux équinoxes et varie de  $+23^{\circ} 45'$  (22 juin) à  $-23^{\circ} 45'$  (22 décembre).

Les équinoxes sont les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial : sa déclinaison est alors nulle et les durées du jour et de la nuit sont égales. L'équinoxe d'automne intervient vers le 22 septembre et l'équinoxe de printemps vers le 22 mars, dans l'hémisphère Nord.

Dans l'hémisphère Nord, le solstice d'été (vers le 21 juin) est la période au cours de laquelle la durée qui sépare le lever et le coucher du soleil cesse de croître, la déclinaison solaire est au maximum.

Le solstice d'hiver (vers le 21 décembre) est la période au cours de laquelle cette durée cesse de décroître, la déclinaison solaire est au minimum.

Les saisons sont inversées dans l'hémisphère Sud.

Il existe 5 méthodes de calculer la déclinaison solaire d'après [123]. Mais la plus utilisée est celle donnée par la relation (A.3) ; où  $J$  est le numéro du jour de l'année du calendrier.

$$\delta = 23,45^{\circ} \sin\left(\frac{360^{\circ}}{365}(284 + J)\right) \quad (\text{A.3})$$

#### A.2.2.2 Angle horaire

L'**angle horaire**  $\omega$  (noté parfois **AH**) est la mesure de l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu (Figure A.6). Il est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe et exprimé en  $^{\circ}$  d'angle. Il est donné par la relation (A.4) où **TSV** est le temps solaire vrai exprimé en heures.

$$\omega = \frac{360^{\circ}}{24}(TSV - 12) \quad (\text{A.4})$$

Au midi solaire on a  $\omega = 0$ . Chaque heure correspond à une variation de  $15^{\circ}$  (c'est à dire  $\frac{360}{24}$ ), car la terre effectue un tour complet sur elle-même en 24 heures ; soit encore 4mn de temps par  $^{\circ}$  de longitude. L'angle horaire est compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir.

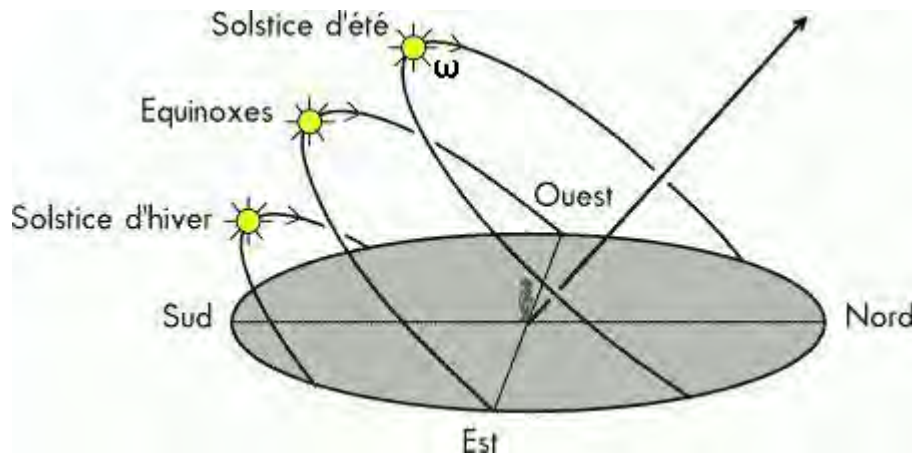


FIGURE A.6 – Angle horaire et mouvement apparent du soleil

## A.2.3 Mouvement apparent, hauteur angulaire et azimut du soleil

### A.2.3.1 Mouvement apparent du soleil

Au cours de la journée, on voit le soleil décrire une trajectoire circulaire, plus ou moins haute suivant la date (Figure A.6) ; l'axe de rotation étant toujours le même.

Le **mouvement apparent du soleil**, est ce mouvement que semble faire en un jour le soleil pour un observateur installé sur terre. Les trajectoires observées dépendent de la latitude du lieu

En dehors des régions polaires, de l'équateur et des tropiques :

- Le matin, le soleil lui apparaît à l'est (bas sur l'horizon, c'est le " lever " ) ;
- Au midi, il est placé au sud ou au nord, et est au plus haut de sa course apparente ;
- Le soir, il est à l'ouest, bas sur l'horizon, c'est le " coucher " .

### A.2.3.2 Hauteur angulaire du soleil

La **hauteur angulaire** ou **élévation du soleil** notée  $h$  parfois  $\gamma$  est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil (Figure A.7). Cet angle dépend de la latitude du lieu  $\varphi$ , de la déclinaison du soleil  $\delta$  du jour considéré et de l'angle horaire  $\omega$ . Il est donné par la relation (A.5) :

$$\sin \gamma = \sin \varphi \times \sin \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega \quad (\text{A.5})$$

Des diagrammes solaires peuvent également permettre une détermination rapide en un lieu de latitude donnée, des valeurs de l'hauteur angulaire du soleil pour chaque heure

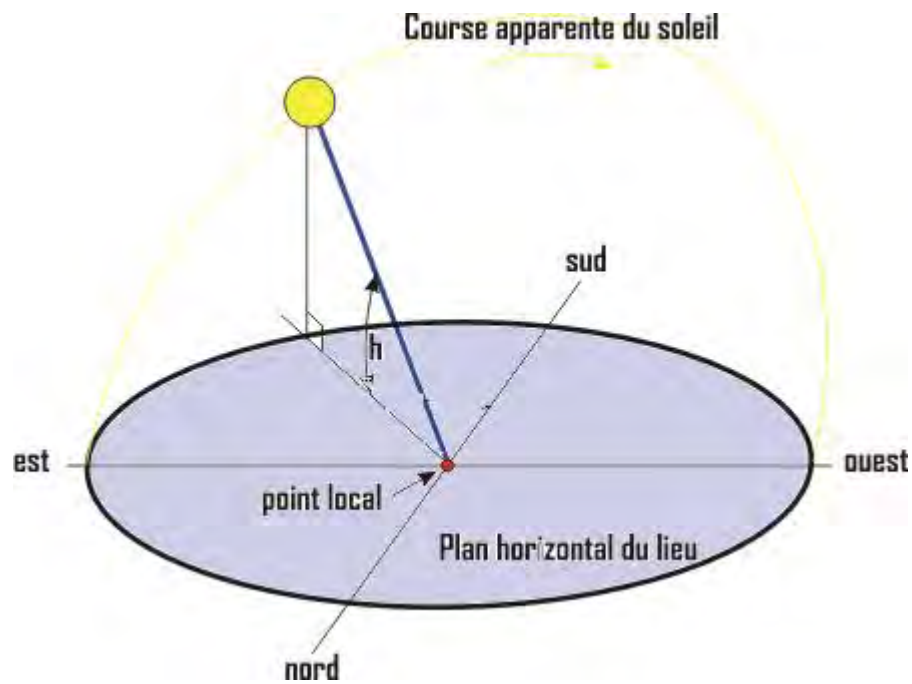


FIGURE A.7 – Hauteur angulaire ou élévation du soleil

(solaire) de la journée et chaque mois de l'année. La (Figure A.8) est une illustration pour Dakar faite avec PVsyst.

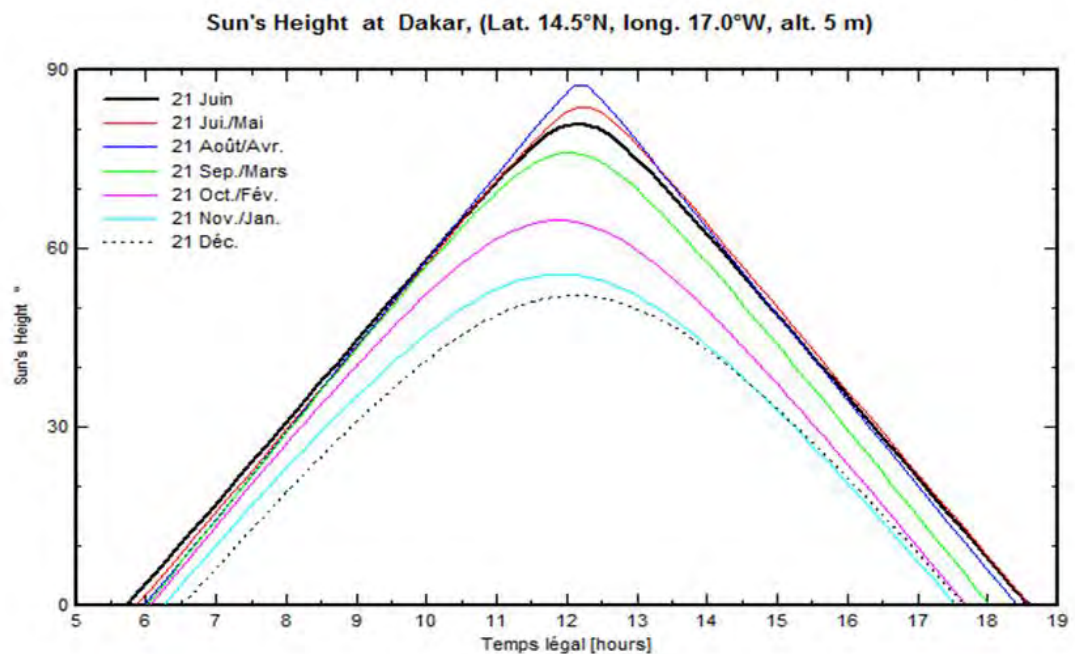


FIGURE A.8 – Hauteur angulaire du soleil à Dakar avec le logiciel PVsyst

### A.2.3.3 Azimut du soleil

L'**azimut solaire**  $a$  ou  $\psi$  est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil [124]. L'azimut diffère de l'angle horaire, comme il est montré sur la (Figure A.9).

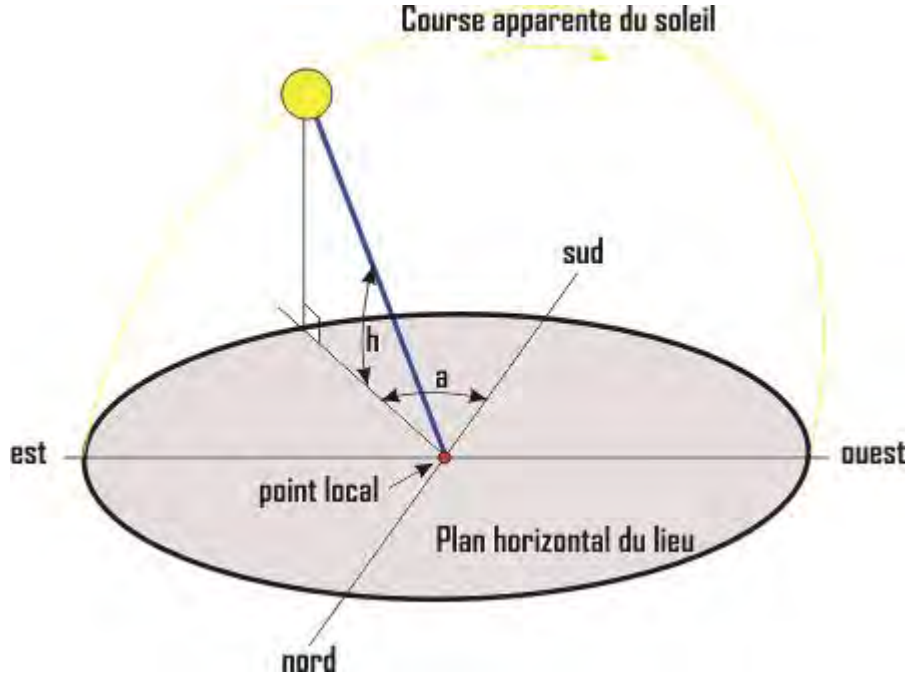


FIGURE A.9 – Azimut et hauteur angulaire du soleil

La connaissance de l'azimut est indispensable pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale. L'origine des azimuts correspond à la direction du Sud dans l'hémisphère Nord. L'angle d'azimut est compté positivement vers l'Ouest.

L'azimut est relié à la déclinaison  $\delta$ , à l'angle horaire  $\omega$  et la hauteur angulaire  $\gamma$  par la relation (A.6) :

$$\sin\psi = \frac{\cos\delta \times \sin\omega}{\cos\gamma} \quad (\text{A.6})$$

L'azimut peut être exprimé indépendamment de la hauteur  $\gamma$  par la formule (A.7) où  $\varphi$  est la latitude du lieu :

$$\tan\psi = \frac{\sin\omega}{\sin\varphi \times \cos\omega - \cos\varphi \times \tan\delta} \quad (\text{A.7})$$



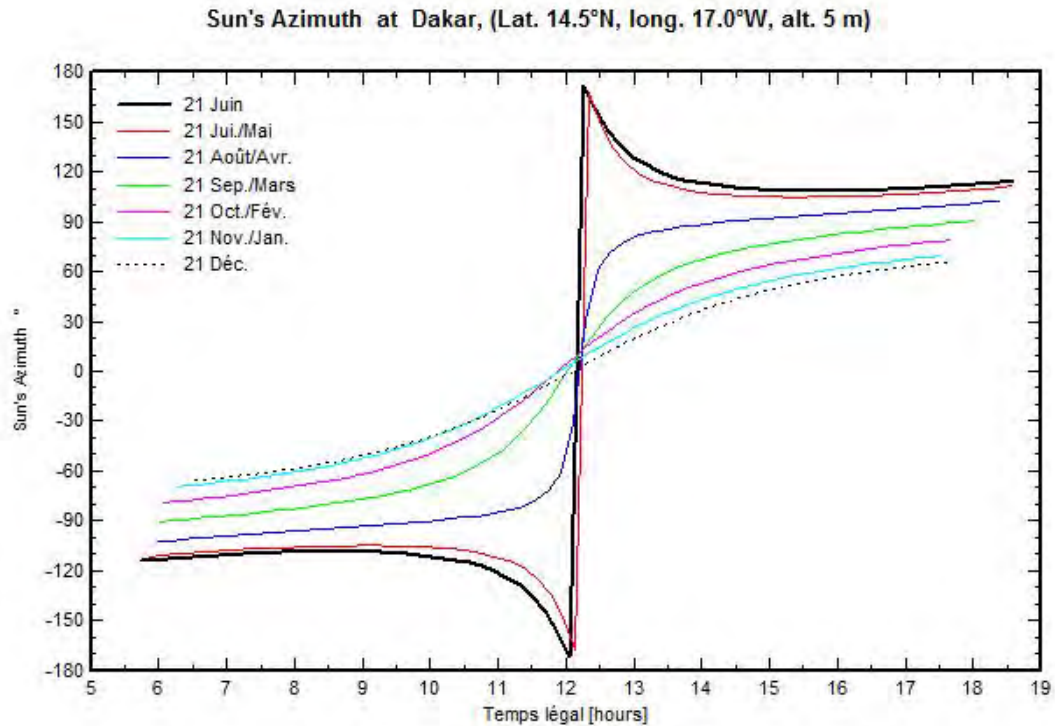


FIGURE A.10 – Azimut du soleil à Dakar avec le logiciel PVsyst

La (Figure A.10) montre l'évolution horaire de l'azimut sur le site d'étude pour tous les mois de l'année.

La (Figure A.11) donne les trajectoires décrites par le soleil à Dakar en fonction de la hauteur angulaire et de l'azimut du soleil.

## A.3 Temps et heures

### A.3.1 Les cinq notions de temps ou heures

Les temps ou heures peuvent être classés en cinq catégories : le temps universel, le temps solaire moyen ou local, le temps solaire vrai, le temps ou l'heure légale et le temps ou l'heure d'été [124].

#### A.3.1.1 Temps universel

Le **temps universel**  $TU$  est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich.

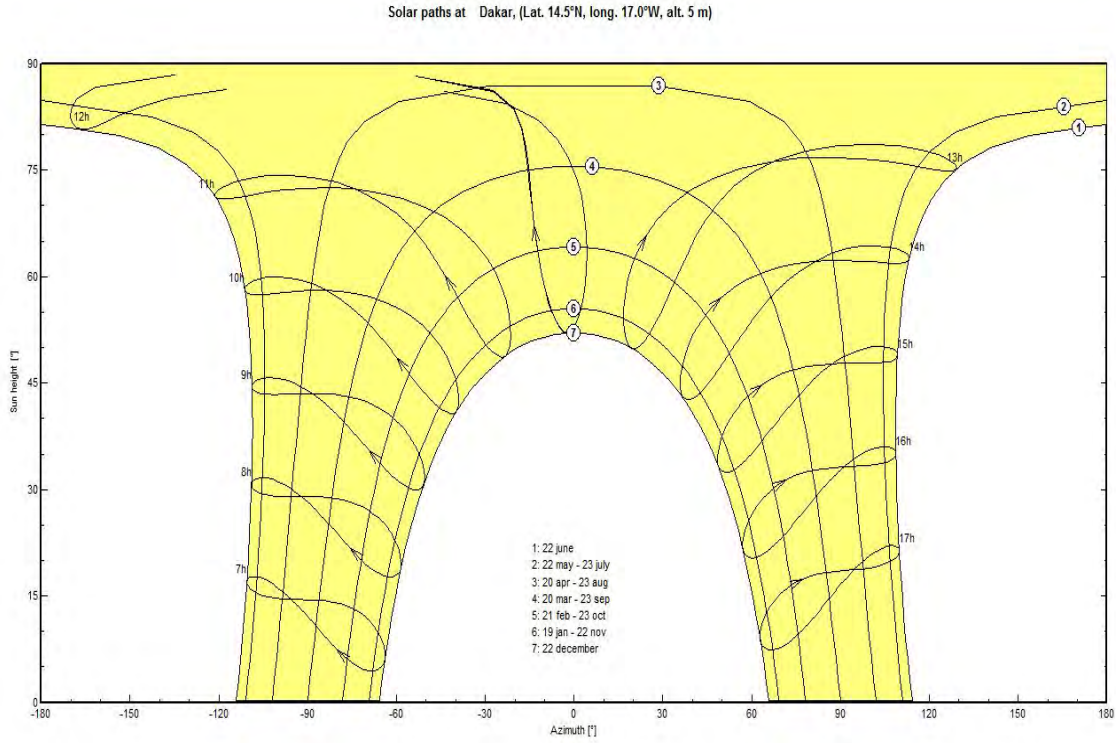


FIGURE A.11 – Trajectoires du soleil à Dakar avec le logiciel PVsyst

### A.3.1.2 Temps solaire moyen ou local

Le **temps solaire moyen**  $TSM$  appelé aussi **temps solaire local**  $TSL$  d'un lieu de longitude  $\lambda$  (comptée positivement vers l'ouest) est lié au temps universel par :

$$TSL = TU - 4\lambda \quad (\text{A.8})$$

Deux points de la surface terrestre séparés par  $1^\circ$  de longitude voient passer le soleil à leurs méridiens avec 4 minutes de différence.

La différence entre temps solaire moyen et temps universel est appelée **correction de longitude**.

### A.3.1.3 Temps solaire vrai

Le **temps solaire vrai**  $TSV$  est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire  $\omega$ . La terre fait un tour complet en 24H.

$$TSV = 12 + 24\left(\frac{\omega}{360}\right) \quad (\text{A.9})$$

Il est midi (12H) lorsque le soleil est au zénith.

La durée du jour n'est pas uniforme. Elle présente des irrégularités qui se cumulent au cours de l'année et perturbent l'échelle des temps. Elles sont dues d'une part à l'inclinaison



son de l'axe de rotation de la terre sur le plan de l'écliptique, et d'autre part du fait que la terre a une orbite elliptique. Ce qui conduit à définir la correction de l'**équation du temps**  $ET$ .

Le temps solaire vrai TSV c'est le temps solaire local corrigé de l'équation du temps :

$$TSV = TSL + ET \quad (A.10)$$

L'expression (A.11) de l'équation du temps proposée ici est la formule approchée :

$$ET = 9,81 \sin(2B) - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B \quad (A.11)$$

Avec :  $ET$  (en minutes),  $B$  en ( $^\circ$ ) ;  $B = (n - 81) \frac{360}{365}$  ; ( $1 \leq n \leq 365$ )

#### A.3.1.4 Temps légal ou heure légale

Les relations se rapportant au mouvement du soleil utilisent le temps solaire vrai TSV qui diffère généralement du **temps légal**  $TL$  (heure des montres) du lieu considéré.

La **différence**  $C$  (fixée par chaque pays) entre l'heure légale  $TL$  et l'heure civile TCF du fuseau horaire dans lequel il se trouve est :

$$C = TL - TCF \quad (A.12)$$

L'**heure civile**  $TCF$  du fuseau horaire est égale au temps universel TU augmenté de la valeur du décalage horaire.

Généralement on dispose du temps légal  $TL$  mais il est nécessaire de le convertir en temps solaire vrai TSV.

$$TSV = TL + ET - 4(\lambda - \lambda_{ref}) - C \quad (A.13)$$

Avec :  $-4(\lambda - \lambda_{ref})$  l'expression qui corrige les effets de la longitude.

#### A.3.1.5 Temps ou heure d'été

Dans la plupart des pays européens, l'heure légale est changée deux fois par an pour réaliser des économies d'énergie. Pour des raisons évidentes de calcul, il n'est pas tenu compte du décalage de l'heure d'été dans les logiciels.

### A.3.2 Durée du jour

Le module de l'angle horaire au lever du soleil  $\omega_l$  s'obtient en annulant ( $\sin \gamma = 0$ ) la formule (A.5) ; ce qui donne :

$$\cos(\omega_l) = -\tan(\varphi)\tan\delta \quad (A.14)$$

Le temps solaire vrai au lever du soleil est donc égal à :

$$TSV_l = 12 - \frac{\omega_l}{15} \quad (\text{A.15})$$

L'angle horaire au coucher du Soleil  $\omega_c$  est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc  $\omega_l = \omega_c$  et la **durée du jour** vaut  **$d$**  vaut :

$$d = 2 \frac{\omega_l}{15} \quad (\text{A.16})$$

## A.4 Rôle de l'atmosphère terrestre et rayonnement au sol

### A.4.1 Atmosphère terrestre

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes (Figure A.12) qui sont :

- La troposphère, entre le sol et 10 km à 12 km d'altitude où la température décroît de  $6,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  par km pour atteindre  $-56\text{ }^{\circ}\text{C}$  à la base de la couche suivante ;
- La stratosphère entre 12 km et 55 km d'altitude où la température monte à  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  jusqu'à la stratopause. C'est elle qui contient une mince couche d'ozone ;
- La mésosphère de 50 km à 85 km, la température baisse à nouveau de  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  jusqu'à  $-90\text{ }^{\circ}\text{C}$  ;
- L'ionosphère, elle est confondue avec la thermosphère et s'étend jusqu'à 700 km d'altitude. La température y croît régulièrement pour atteindre  $1\,500\text{ }^{\circ}\text{C}$  ;
- L'exosphère, au delà de 700 km s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidéral.

La composition de l'atmosphère est à peu près la même pour les trois premières couches : 78 % d'azote, 21 % d'oxygène, 0,9 % d'argon, 0,03 % de dioxyde de carbone et des traces d'autres gaz, avec de la vapeur d'eau dans la troposphère et une mince couche d'ozone dans la stratosphère dont le rôle est si important dans l'absorption des rayons ultraviolets les plus durs.

### A.4.2 Rayonnement au sol

L'essentiel des modifications subies par le rayonnement solaire se fait dans la troposphère par diffusion, diffraction, absorption, réfraction par des gaz de température et de densité croissantes. Nous allons donner quelques définitions de termes intervenant dans la modification du spectre énergétique du rayonnement solaire.

#### A.4.2.1 Les masques

Il existe deux types d'ombrage : l'ombrage lointain et l'ombrage proche.

L'**ombrage lointain** correspond à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon. On peut supposer qu'à un instant donné, il affecte tout le champ de capteurs à la fois

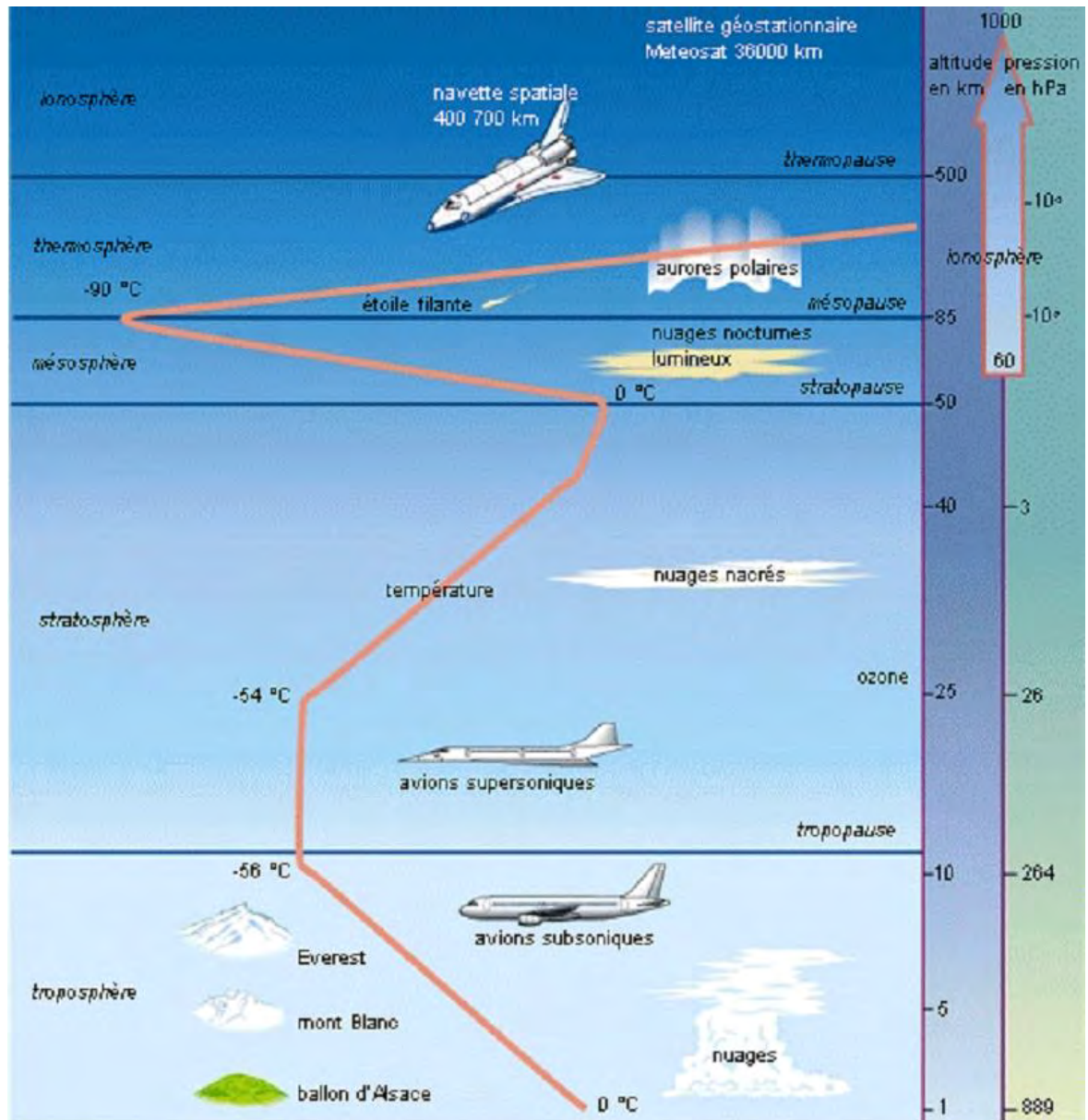


FIGURE A.12 – Structure de l'atmosphère [124]

(fonctionnement en « tout ou rien »).

L'**ombrage proche** correspond aux ombres projetées par les obstacles environnants comme : la végétation, le relief montagneux, l'ombre portée des immeubles adjacents, câbles électriques, l'ombre portée des rangées de modules adjacents appelée également ombrage mutuel de sheds, etc.

#### A.4.2.2 Trouble de Linke

Plusieurs coefficients permettent d'étudier les troubles atmosphériques, parmi eux on a le Trouble de Linke. La quantité des aérosols dans l'atmosphère peut être représentée par les coefficients de trouble. On appelle **aérosol** toute particule solide ou liquide en suspension dans l'atmosphère hormis les gouttelettes d'eau et les cristaux de glace. Leurs dimensions sont comprises entre  $0,01\ \mu\text{m}$  et  $100\ \mu\text{m}$  [78].

On peut définir le facteur **Trouble de Linke**  $T_L$  comme étant le nombre d'atmosphères idéales qui, si elles étaient superposées, entraîneraient la même atténuation que l'atmosphère réelle.

Le calcul des moyennes décadaires ou mensuelles conduit à des relations fonctionnelles entre les valeurs moyennes du Trouble de Linke  $T_L$ , du coefficient de **Trouble d'Angström**  $\beta_a$  et de la **tension de vapeur d'eau**  $t$ , telle que [124] :

$$T_L = 1,6 + 16\beta_a + 0,5.\ln(t) \quad (\text{A.17})$$

La **hauteur d'eau condensable**  $w$  exprimée en  $\text{cm}$ , est reliée à la tension de vapeur par la formule empirique de Hahn :

$$w = 0,17t \quad (\text{A.18})$$

où  $t$  (mbar) représente la tension de vapeur d'eau au sol.

Par défaut de renseignements sur les aérosols, par journée de ciel clair et bleu, sans nuage, une autre formule peut être retenue en première approximation pour l'appréciation du trouble en un endroit donné, pour autant que l'on connaisse au moins la tension de vapeur d'eau moyenne au sol pour la période considérée :

$$T_L = 2,2 + 0,5.\ln(t) \quad (\text{A.19})$$

Toutefois, il convient d'apporter la correction liée à l'altitude ( $\Delta T_L = -0,35.z$  avec  $z$  en km) très approximative mais justifiée en moyenne.

Pour des sites de faible altitude, le facteur de trouble de Linke peut être relié à la couleur du ciel ; et il existe des tableaux qui le donnent.

Dans certaines conditions lorsque le vent est suffisant et que la stratification de l'atmosphère n'est pas trop marquée, il est possible de relier  $T_L$  à la **visibilité mesurée au**

**sol V.** Si des observations météorologiques correspondantes de cette visibilité exprimée en km sont disponibles, on peut retenir une relation du type :

$$T_L = \frac{24}{\ln(V)} - 2,4 \quad (\text{A.20})$$

Sur la (Figure A.13), nous avons la variation mensuelle de Trouble de Linke à Dakar à l'aide du logiciel PVGIS.

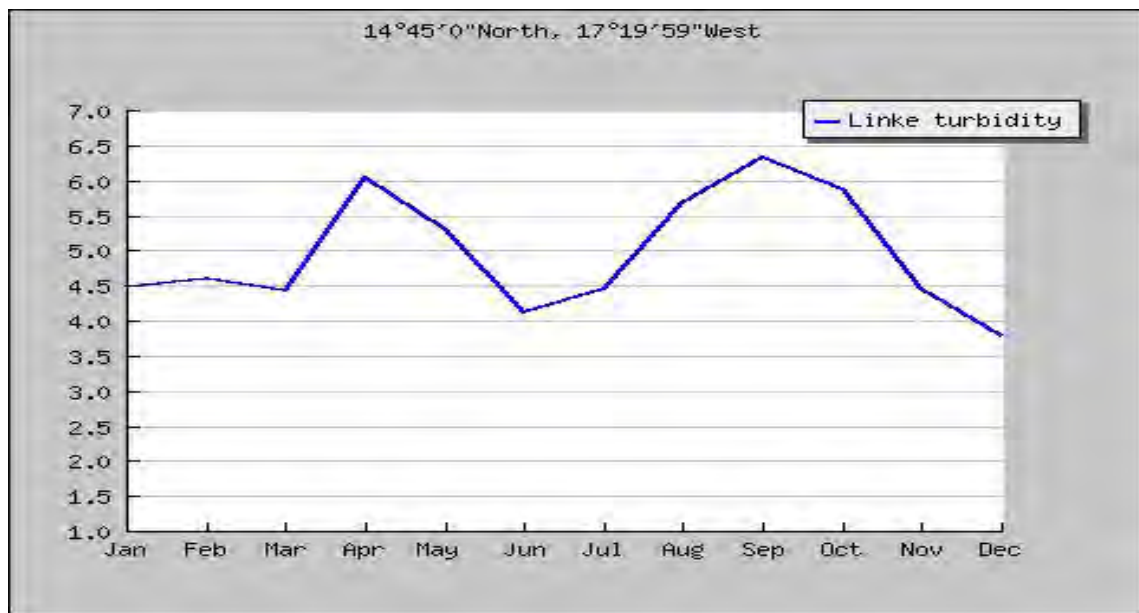


FIGURE A.13 – Variations mensuelles de Trouble de Linke à Dakar (moyenne 2001-2010)

#### A.4.2.3 Indice de clarté

Par définition l'indice de clarté est le rapport du rayonnement au sol normalisé à l'extraterrestre. Cette grandeur est une mesure de l'atténuation dans l'atmosphère, et peut être définie pour chaque composante globale, diffuse et directe. La (Figure A.14) donne l'indice de clarté à Dakar pour l'année 1990 à l'aide de PVsyst.

#### A.4.2.4 Albédo

L'**albédo** est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle. Ce terme est en particulier réservé au sol et aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition, sa valeur est comprise entre 0 et 1, le corps noir possède un albédo nul.

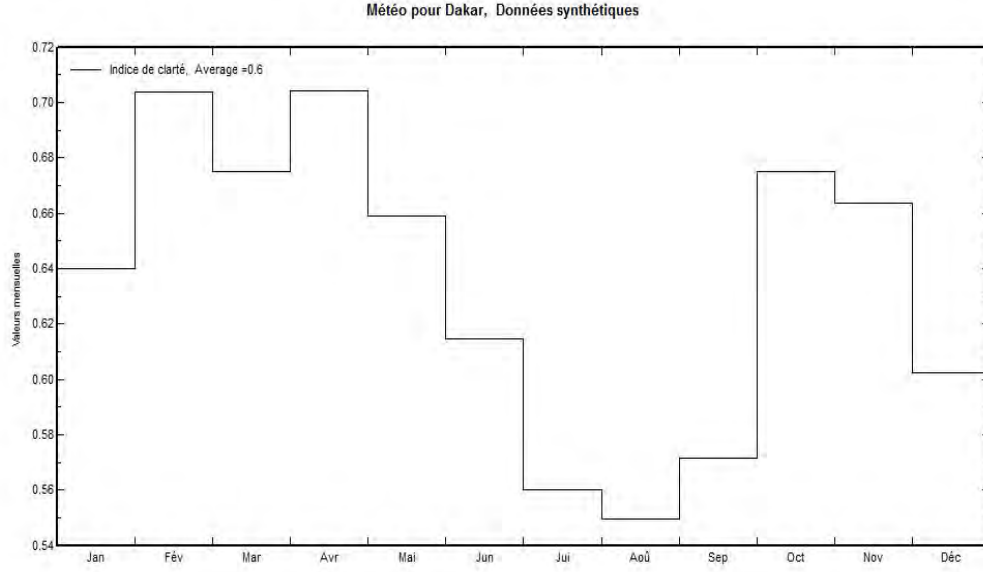


FIGURE A.14 – *Indice de clarté pour le rayonnement global sur un plan horizontal (1990)*

De même, il faudra tenir compte de l'albédo du sol pour le dimensionnement d'installations solaires sur une surface enneigée (refuges de montagne), sur l'eau (bouées de navigation), dans les zones désertiques, ou même sur les toitures des immeubles.

L'influence de l'albédo du sol est notable, par ciel clair, dans le cas de surfaces réceptrices inclinées, et surtout verticales. La valeur de l'albédo est également sensible, surtout par ciel couvert, pour l'appréciation du rayonnement diffus du ciel.

En régions tempérées, les variations d'albédo liées à l'évolution saisonnière de la couverture végétale ou à la hauteur du soleil ne sont que grossièrement évaluées.

#### A.4.2.5 Nombre d'air-masse

Le **nombre d'air masse**  $m$  ou masse atmosphérique permet de tenir compte de la position relative du soleil qui modifie l'épaisseur d'atmosphère traversée. Ce coefficient est défini par [124] :

$$m = \frac{P_m}{1013} \times \frac{1}{\sin(h)} \times \exp - \frac{z}{7,8} \quad (\text{A.21})$$

où  $P_m$  est la pression atmosphérique au niveau de la mer. La pression atmosphérique au niveau de la mer peut varier autour de sa valeur de référence égale à 1 013 hPa (mbar) entre 950 hPa (dépression) et 1 050 hPa (anticyclone). Et  $h$  (°) désigne l'élévation du soleil sur l'horizon (90° au zénith),  $z$  (km) étant l'altitude.

Dans les conditions normales et au niveau de la mer, l'expression simplifiée suivante est utilisée :  $m = 1/\sin(h)$ .

Ainsi, lorsque le soleil est au zénith, on dit qu'on a les conditions AM1 car les rayons lumineux traversent une atmosphère unité de 7,8 km (AM1 : nombre Air Masse 1 car  $m = 1/\sin(90^\circ) = 1$ ). Avec un soleil à  $30^\circ$  sur l'horizon, on obtient les conditions AM2 ( $m = 1/\sin(30^\circ) = 2$ ). Hors atmosphère, à haute altitude, on définit les conditions AM0.

Ce coefficient sert donc à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques.

Une autre formule aussi permet de calculer la masse d'air traversée :

$$m = \frac{P_m}{1\,013} \times \frac{(0,88)^z}{\sin(h)} \quad (\text{A.22})$$





# B

## Listes des publications et communications

### B.1 Publications

- A. Mar, C. Mbow, S. Thiao, I. Youm : Theoretical study of a Parabolic Trough solar collector : Influences of atmospheric parameters. *International Journal of Energy, Environment, and Economics*, **22**(5), 461-473, 2014
- Awa Mar, Serigne Thiao, Cheikh Mbow, Issakha Youm : Study of a Parabolic Trough adequate for the CERER site (Dakar - Senegal). *En cours de publication*

### B.2 Communications scientifiques

- A. Mar : Etat de l'art sur la conversion solaire thermodynamique. *4<sup>ième</sup> Salon International des Energies Renouvelables et de l'Environnement, CICES, Dakar, Sénégal, avril 2011*
- Awa Mar, Serigne Thiao, Cheikh Mbow, Issakha Youm : Modeling of Parabolic Trough and Heat Transfer Analysis for the CERER site. *SEPA (Solar Energy Partnership with Africa) conference on Renewable Energies - Adapted Solutions for West Africa, Dakar, Sénégal, 11-13 December 2013*
- Awa Mar, Serigne Thiao, Cheikh Mbow, Issakha Youm : Intérêts de la filière solaire thermodynamique : Etude d'un système cylindro-parabolique au CERER. *4<sup>ième</sup> Workshop Casamansun 2014 sur les Energies Renouvelables et le Développement Durable, l'Université Assane Seck de Ziguinchor, Sénégal, 14-17 Mai 2014*



# Glossaire

Dans ce glossaire, nous essayons de donner une explication des termes spécifiques à la conversion solaire et des sigles utilisés. Ils correspondent le plus souvent aux normes adoptées dans la communauté scientifique. La plupart des définitions données est tirée de Wikipedia, de [4] et de [61].

**Absorbeur** : c'est la partie du récepteur qui absorbe l'énergie solaire réfléchiée par le concentrateur.

**BT** : Basse Température.

**CERER** : Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables.

**CIEMAT** : Centro de Investigaciones Energéticas, MedioAmbientales y Tecnológicas ou Centre de Recherche sur l'Energie et l'Environnement.

**Cogénération** : elle consiste à une production simultanée d'électricité et de chaleur.

**Concentrateur ou collecteur** : il permet de collecter le rayonnement direct et de le concentrer sur le récepteur, avec qui ils forment le capteur solaire.

**CRS** : Central Receiver System ou centrale à tour.

**CSP** : Concentrated Solar Power ou solaire thermodynamique ou solaire à concentration ou héliothermodynamique, c'est l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique.

**DISS** : Direct Solar Steam Generation in parabolic troughs.

**DLR** : Deutsches zentrum für Luft und Raumfahrt ou Agence Aérospatiale Allemande.

**DNI** : Direct Normal Insolation ou ensoleillement normal direct, c'est l'énergie solaire incidente sur une surface qui vient de l'angle solide décrit par le disque solaire, projetant une ombre précisément définie. Il provient en droite ligne du soleil et

représente 30 % de l'énergie solaire entrant dans l'atmosphère. Ce rayonnement direct, qui peut être concentré par un système optique, est à distinguer du rayonnement diffus multidirectionnel. Les nuages, le brouillard, la brume, la fumée, la poussière, et la diffusion moléculaire augmentent la composante diffuse de la lumière solaire.

**DS** : Dish Stirling ou Parabole-Stirling.

**DSG** : Direct Steam Generation ou (GDV) Génération Directe de Vapeur

**ECOSTAR** : European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping.

**Facteur de capacité** : c'est le rapport du nombre d'heures équivalentes à production nominale sur le nombre d'heures dans une année. Il correspond à la fraction annuelle du temps de production à pleine puissance.

**Fraction solaire** : c'est la part de la puissance thermique solaire issue du ou des récepteurs solaires dans la puissance thermique totale alimentant le bloc convertisseur d'une centrale hybride. Elle peut être interprétée comme un taux de recouvrement solaire de la production électrique du système.

**GTA** : Groupe Turbo-Alternateur.

**HSGT** : Hybrid Solar and Gas Turbine ou Système Hybride Solaire Turbine à Gaz.

**HT** : High Temperature ou Haute Température.

**Hybridation** : on parle d'hybridation dans une installation génératrice d'électricité dans laquelle l'énergie provient à la fois de la source solaire et d'une autre source d'énergie, fossile ou biomasse.

**IEA** : International Energy Agency ou Agence Internationale de l'Energie.

**INDITEP** : INtegration of DSG Technology for Electrical Production.

**ISCC** : Integrated Solar Combined Cycle ou Système à Cycle Combiné Solaire Intégré.

**LEC** : Levelized Electricity Cost ou coût normalisé de l'électricité est l'indicateur le plus couramment utilisé pour l'analyse économique des centrales solaires thermodynamiques, qui représente la valeur actualisée des coûts annuels relatifs à l'amortissement du capital, au combustible (quand l'installation dispose d'un appoint fossile ou biomasse) et à l'exploitation et maintenance, le tout divisé par la production électrique annuelle.

---

**LFC** : Linear Fresnel Collector ou (CLFR) Capteur Linéaire de Fresnel.

**MCP** : Matériau à Changement de Phase.

**Moteur Ericsson** : c'est un moteur à volumétrie alternative, à enceintes de compression et de détente distinctes, à apport de chaleur externe, à fluide de travail monophasique gazeux. Il utilise des soupapes pour contrôler l'écoulement du fluide de travail qu'est l'air. Le cycle à deux isentropiques et deux isobares, communément appelé cycle de Joule (ou de Brayton) et souvent utilisé pour décrire la turbine à gaz, décrit le moteur Ericsson.

**ORC** : Organic Rankine Cycle ou Cycle Organique de Rankine.

**PSA** : Plataforma Solar of Almería ou Plate-forme Solaire d'Almeria .

**PT** : Parabolic Trough ou capteur cylindro-parabolique c'est un assemblage élémentaire constituant le capteur solaire de la plupart des centrales à concentration linéaire, constitué de miroirs de forme cylindro-paraboliques, d'un tube absorbeur sous vide placé au foyer des miroirs, d'une structure de support, d'un mécanisme d'orientation sur un axe, et de fondations.

**PVGIS** : Photovoltaic Geographical Information System ou Système d'Information Géographique sur l'énergie Photovoltaïque.

**Récepteur** : avec le concentrateur, ils forment le capteur solaire. Il porte l'absorbeur et il est le siège de la conversion du rayonnement concentré en chaleur. En fonctionnement normal, il est la partie la plus chaude du capteur.

**Récupérateur** : parfois appelé régénérateur aussi est un dispositif permettant de récupérer de l'énergie thermique, par exemple au sein d'un moteur Ericsson. Il récupère la chaleur du gaz chaud, dans un sens de circulation, et la restitue dans l'autre sens, lorsque le gaz est froid. Contrairement à un échangeur thermique, le récupérateur fonctionne à un seul flux, alternatif, et par capacité calorifique, alors que l'échangeur thermique fonctionne à deux flux indépendants, séparés, de sens contraires et constants, et par conduction.

**SEGS** : Solar Energy Generating Systems.

**SENELEC** : Société Nationale d'Electricité du Sénégal.

**Site isolé** : c'est une zone où la population est située à l'écart de tout raccordement au réseau électrique car il est techniquement trop complexe d'étendre le réseau jusqu'à elle, ou parce que le coût d'une telle opération n'est pas justifié par rapport à d'autres solutions existantes.

**SolarPACES** : Solar Power And Chemical Energy Systems.

**TAG** : Turbine à Gaz.

**Taux de concentration** : c'est le nombre adimensionnel qui est égal au rapport de la surface utile du concentrateur sur la surface réceptrice.

**TES** : Thermal Energy Storage ou stockage thermique est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure.

**Thémis** : Thermo-Hélio-Electrique-Mégawatt.

**THEK** : Thermo-Hélio-Electrique-Kilowatt.

# Index

Dans cet index ne figurent que les pages que nous avons jugé les plus importantes.

- Aérosols, 51
- Absorbeur, 29, 63, 68
- Analyse exergétique, 91, 95, 98
- Cogénération, 9, 13, 42, 88
- Concentrateur, 27, 101
- Cycle de Joule, 39, 42, 78
- Débit du fluide, 70, 71, 103, 104
- DESERTEC, 12
- DNI, 3, 65, 67, 73, 74, 98
- Efficacité du récupérateur, 81, 84
- Fluide air, 21, 24, 36, 39, 78
- Groupe électrogène, 1, 110
- Hybridation, 9, 13, 23, 26, 75
- Longueur du capteur, 69, 71, 101
- MCP, 33, 35, 97
- Moteur Ericsson, 13, 40, 86, 98
- Orientation nord-sud, 17, 63, 72
- PT, 3, 16, 18, 27
- Puissance électrique, 89, 102–104, 110
- Puissance du moteur, 81, 84, 86, 87
- PV, 1, 7, 108
- PVGIS, 49, 51, 54, 67
- Récepteur, 29, 31, 63
- Récupérateur, 41, 104
- Ratio de compression, 80, 83, 102
- Rendement, 77, 81, 87, 89, 110
- Rendement du capteur, 67, 106
- Rendement du moteur, 82, 106
- Sénégal, 1, 13, 51
- Schott PTR 70, 30, 100
- Sel fondu, 34, 37, 97, 107
- Site, 1, 2, 13, 54, 109
- Stockage, 9, 13, 32, 75, 96, 98, 106
- Taux de concentration, 8, 17, 22, 63
- Température ambiante, 57, 75, 79, 85, 98
- Température de sortie, 67, 75, 80, 86, 87, 105
- THEK, 6
- Vitesse du vent, 57, 76, 98





# Bibliographie

- [1] I. Youm, J. Sarr, M. Sall, M. Kane : Renewable energy activities in Senegal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **4**(1), 75-89, 2000
- [2] M. Alaphilippe, S. Bonnet, P. Stouffs : Low power thermodynamic solar energy conversion : coupling of a parabolic trough concentrator and an Ericsson engine. *International Journal of Thermodynamics*, **10**, 37-45, 2007
- [3] SIE : *Système d'Information Energétique du Sénégal*. (Rapport, 2013)
- [4] P. Garcia : *Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur*. Thèse, Laboratoire Procédés Matériaux et Energie Solaire (PROMES), Université de Perpignan, France, 2007
- [5] C. Silvi : The work of italian solar energy pioneer Giovanni Francia (1911-1980). *Proceedings Solar World Congress ISES, Orlando, USA, 2005*
- [6] Markel Redondo/fedepphoto pour Greenpeace : [http ://redondo.photoshelter.com/image/I0000Ez52wB2bcdw](http://redondo.photoshelter.com/image/I0000Ez52wB2bcdw)
- [7] F. Nepveu : *Production décentralisée d'électricité et de chaleur par système Parabole/Stirling : Application au système EURODISH*. Thèse, Laboratoire Procédés Matériaux et Energie Solaire (PROMES), Université de Perpignan, France, 2008
- [8] C. Hrubesch : *Les énergies renouvelables. Les bases, la technologie et le potentiel au Sénégal*, (PERACOD Dakar, 2011)
- [9] R. Pasquetti : Etude numérique des convertisseurs héliothermiques tubulaires. Application aux capteurs THEK. *Revue de Physique Appliquée*, **21**(12), 785-794, 1986
- [10] [http ://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie\\_solaire](http://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_solaire)
- [11] S. Thiao : *Contribution à l'étude de système de production de froid pour l'habitat : Régulation du plancher chauffant/rafraichissant et froid solaire*. Thèse, Laboratoire des Semi-conducteurs et Energie Solaire (LASES), Université Cheikh Anta Diop de Dakar, Sénégal, 2014
- [12] A. Ferriere : *Les centrales solaires thermodynamiques*, (PROMES-CNRS, France, 2006)
- [13] M. Pehnt : Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, **31**(2006), 55-71, 2005

- [14] C. E. Andraka : Dish Stirling advanced latent storage feasibility. *Energy Procedia*, **49**(2014), 684-693, 2013
- [15] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow : *ECOSTAR Roadmap Document*. (Rapport, Ed DLR, SES6-CT-2003-502578, 2005), disponible sur <http://www.promes.cnrs.fr/ACTIONS/Europeenes/downloads/ECOSTAR>
- [16] G. Knies : *Clean power from deserts, the DESERTEC concept for energy, water and climate security*. (white paper, 2007) <http://www.desertec.org>
- [17] IEA : *Energy Technology Perspectives 2008 - Scenarios and Strategies to 2050*. (Report OECD/IEA, 2008), disponible sur <http://www.iea.org/media/etp/etp2008.pdf>
- [18] Solarpaces : *Concentrated Solar Power Global Market Initiative*. (Report, 2004), disponible sur <http://www.solarpaces.org/Library/GMI/GMI.HTM>
- [19] K. Alanne, A. Saari : Distributed energy generation and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **10**(6), 539-558, 2006
- [20] M. Alaphilippe, J. Castaing-Lasvignottes, Y. Zeraouli, P. Stouffs : Etude d'une machine à cycle de Joule couplée à un concentrateur solaire muni d'un système de stockage par sels fondus. *Congrès Français de Thermique, Ile des Embiez, France, 2007*
- [21] A. Salomé : *Développement d'un outil de contrôle de la répartition du flux solaire concentré sur un récepteur de centrale à tour : Application à la centrale de Thémis*. Thèse, Laboratoire Procédés Matériaux et Energie Solaire (PROMES), Université de Perpignan, France, 2012
- [22] E. H. M. Kane : *Intégration et optimisation thermoéconomique & environomique de centrales thermiques solaires hybrides*. Thèse, Laboratoire d'Energétique Industrielle (LENI), Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Suisse, 2002
- [23] X. Py : *Concentration du rayonnement solaire*. (Cours, Laboratoire Procédés Matériaux et Energie Solaire (PROMES), Université de Perpignan, France)
- [24] ENEA Working Group : *Solar thermal energy production : guidelines and future programmes of ENEA*. (ENEA/TM/PRES/2001\_07, 2001)
- [25] J. P. Silva : *The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3 Modelling and Simulation of Parabolic Trough Power Plant*. (Instituto Superior Técnico / Technical University of Lisbon (IST/TUL), Portugal)
- [26] Solar Millennium AG : *The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3*. (Rapport, 2008), disponible sur <http://www.solarmillennium.de>
- [27] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, and al. : *ECOSTAR Roadmap Document*. (SES-CT-2003-502578, 2005), disponible sur <http://www.promes.cnrs.fr>
- [28] J. Birnbaum, M. Eck, M. Fichtner, T. Hirsch, and al. : *A Concept for Future Parabolic Trough Based Solar Thermal Power Plants*. (P R E P R I N T - ICPWS XV, Berlin, Allemagne, 2008)
- [29] <http://www.ecosources.info>

- 
- [30] F. Veynandt : *Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel : modélisation de l'ensemble du procédé*. Thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, Université de Toulouse, France, 2011
  - [31] D. Mills, G.L. Morrison, P. Le Lièvre : Design of a 240 MWe Solar Thermal Power Plant. *EuroSun Conference, Freiburg, Germany, 2004*
  - [32] S. Quoilin : *Les Centrales Solaires à Concentration*. (Faculté des Sciences Appliquées, Université de Liège, Belgique, 2007)
  - [33] [ftp ://ftp.dlr.de/ecostar](ftp://ftp.dlr.de/ecostar)
  - [34] G. J. Kolb, S. A. Jones, M. W. Donnelly, and al. : *Heliostat Cost Reduction Study*. (Sandia Report SAND2007-3293, 2007)
  - [35] [http ://bigdishesolar.com/](http://bigdishesolar.com/)
  - [36] J. Sinai, C. Sugarmen, U. Fisher : Adaptation and modification of gas turbines for solar energy applications. *Proceedings of GT2005 ASME, Reno-Tahoe, Nevada, USA, 2005*
  - [37] P. Schwarzbözl, R. Buck, C. Sugarmen, A. Ring, and al. : Solar Gas Turbine Systems : Design, Cost and Perspectives. *Solar Energy*, **80**(2006), 1231-1240, 2006
  - [38] [www.abengoasolar.com](http://www.abengoasolar.com)
  - [39] C. Monné, Y. Bravo, F. Moreno, M. Muñoz : Analysis of a solar dish-Stirling system with hybridization and thermal storage. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, **80**(2014), 1-5, 2014
  - [40] J.L. Quintana, C. Monné, F. Moreno, M. Muñoz , S. Alonso : Enhancing electricity generation in a dish-Stirling device by means of hybridization and thermal energy storage systems installation. *International Conference on Environmental, Biomedical and Biotechnology, Singapore, 2012*
  - [41] Gülen, Seyfettin, Zimmermann, and al. : Concentrating solar power plant with hybrid collector field. *Patent Application Publication, US 2015/0167647 A1, 2015*
  - [42] Sargent & Lundy, LLC Consulting Group, *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*, Chicago, Illinois, USA, 2003, disponible sur [http ://www.nrel.gov/csp/publications.html](http://www.nrel.gov/csp/publications.html)
  - [43] [http ://www.pilkington.com](http://www.pilkington.com), consulté en janvier 2011
  - [44] [http ://www.patfr.com](http://www.patfr.com), consulté en janvier 2011
  - [45] B. Rivoire : *Le solaire thermodynamique*. disponible sur [http ://sfp.in2p3.fr/Debat/debat\\_energie/websfp/rivoire.htm](http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/rivoire.htm)
  - [46] [http ://www.sener-power-process.com/ENERGIA/solar-power/en](http://www.sener-power-process.com/ENERGIA/solar-power/en), consulter en 2012
  - [47] [http ://www.schott.com/solar/](http://www.schott.com/solar/), consulté en juillet 2011
  - [48] B. Grange : *Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE*. Thèse, Laboratoire Procédés Matériaux et Energie Solaire (PROMES), Université de Perpignan, France, 2012

- [49] A. Gila, M. Medrano, I. Martorella, A. Lázaro, and al. : State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1- Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**(1), 31-55, 2010
- [50] S. Kuravi, J. Trahan, D. Y. Goswami, M. M. Rahman, and al. : Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science*, **39**(2013), 285-319, 2013
- [51] R. Bader, M. Barbato, A. Pedretti, A. Steinfeld : An air-based cavity-receiver for solar trough concentrators. *Journal of Solar Energy Engineering*, **132**, 1-7, 2010
- [52] <https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1>
- [53] C. Cygler : *Du sel fondu comme fluide caloporteur*. (Contribution, 2011), disponible sur <http://www.industrie-techno.com/du-sel-fondu-comme-fluide-calporteur.11112>
- [54] M. R. Rodríguez-Sánchez, A. Sánchez-González, C. Marugán-Cruza, D. Santana : New designs of molten-salt tubular-receiver for solar power tower. *Energy Procedia*, **49**(2014), 504-513, 2014
- [55] E. Bernardos, I. López, J. Rodríguez, A. Abánades : Assessing the potential of hybrid fossil-solar thermal plants for energy policy making : Brayton cycles. *Energy Policy*, **62**, 99-106, 2013
- [56] T. Caplow Jr. : *Small Hybrid Solar Thermal Electric Plants with Gas Turbines : "Mini" Power Tower (2 – 4 MW<sub>e</sub>) vs. Dish/Brayton*. Master thesis, Center for Energy and Environmental Studies School of Engineering and Applied Science, Princeton University, USA, 1998
- [57] J. J. Bezian, A. Bounaceur, A. De Ryck, M. El Hafi : Un nouveau concept de centrale solaire thermodynamique basé sur un récepteur à lit fluidisé. *Journées Internationales de Thermique, Albi, France, 2007*
- [58] <http://www.greenoptimistic.com/green-energy/solar-power>, consulté en 2014
- [59] B. D. Iverson, T. M. Conboy, J. J. Pasch, A. M. Kruizenga : Supercritical CO<sub>2</sub> Brayton cycles for solar-thermal energy. *Applied Energy*, **111**, 957-970, 2013
- [60] P. Stouffs : Machines thermiques non conventionnelles : état de l'art, applications, problèmes à résoudre..., *Journée SFT, Paris, France, 1999*
- [61] S. Bonnet : *Moteurs thermiques à apport de chaleur externe : étude d'un moteur STIRLING et d'un moteur ERICSSON*. Thèse, Laboratoire de Thermique Energétique et Procédés (LATEP), Université de Pau et des Pays de l'Adour, France, 2005
- [62] S. C. Kaushik, S. Kumar : Finite time thermodynamic evaluation of irreversible Ericsson and Stirling heat engines. *Energy Conversion and Management*, **42**(3), 295-312, 2001
- [63] S. Bonnet, M. Alaphilippe, P. Stouffs : Energy, exergy and cost analysis of a micro-cogeneration system based on an Ericsson engine. *International Journal of Thermal Sciences*, **44**, 1161-1168, 2005

- 
- [64] P. Stouffs : Le moteur d'Ericsson, un moyen de valorisation de l'énergie thermique à réhabiliter ? *Entropie*, **38**(241), 26-32, 2002
  - [65] A. Toure : *Etude théorique et expérimentale d'un moteur Ericsson à cycle de Joule pour conversion thermodynamique de l'énergie solaire ou pour micro-cogénération*. Thèse, Laboratoire de Thermique Energétique et Procédés (LATEP), Université de Pau et des Pays de l'Adour, France, 2010
  - [66] M. Alaphilippe : *Recherche d'un nouveau procédé de conversion thermodynamique de l'énergie solaire en vue de son application à la cogénération de petite puissance*. Thèse, Laboratoire de Thermique Energétique et Procédés (LATEP), Université de Pau et des Pays de l'Adour, France, 2007
  - [67] M. Creyx : *Etude théorique et expérimentale d'une unité de micro-cogénération biomasse avec moteur Ericsson*. Thèse, Laboratoire de Thermique, Ecoulement, Mécanique, Matériaux, Mise en Forme, Production (TEMPO), Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambrésis, France, 2014
  - [68] F. Lontsi, O. Hamandjoda, K. F. Djanna, P. Stouffs, J. Nganhon : Dynamic modeling of a small open Joule cycle reciprocating Ericsson engine : simulation results. *Energy Science and Engineering*, **1**(3), 109-117, 2013
  - [69] S. Bonnet, M. Alaphilippe, P. Stouffs : Thermodynamic solar energy conversion : reflections on the optimal solar concentration ratio. *International Journal of Energy Environment and Economics*, **12**(3), 141-152, 2006
  - [70] A. O. Moumin : *Gisement solaire et productibilité énergétique du Sénégal. Dimensionnement système PV*. Rapport de stage, CERER, Dakar, Sénégal, 2011
  - [71] <http://www.boschung.com/fr>, consulté en janvier 2015
  - [72] <http://www.kippzonen.fr/>, consulté en janvier 2015
  - [73] <http://www.planete-sciences.org>, consulté en janvier 2015
  - [74] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr>
  - [75] <http://www.pvsyst.com/fr/>
  - [76] N. Bellouin : *Estimation de l'effet direct des aérosols à partir de la modélisation et de la télédétection passive*. Thèse, Laboratoire d'Optique Atmosphérique, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2003
  - [77] F. Malavelle : *Effets directs et semi-directs des aérosols en Afrique de l'ouest pendant la saison sèche*. Thèse, Laboratoire d'Aérodynamique, Université Toulouse III Paul Sabatier, France, 2011
  - [78] M. Camara, M. Dramé et B. Ould Bilal : Variabilité intra-saisonnière des aérosols en relation avec le potentiel d'énergie solaire à Mbour, Sénégal. *ScienceLib Editions Mersenne*, **4**, N° 120113, 1-10, 2012
  - [79] M. Yaghoubi, F. Ahmadi, M. Bandehee : Analysis of Heat Losses of Absorber Tubes of Parabolic through Collector of Shiraz (Iran) Solar Power Plant. *Journal of Clean Energy Technologies*, **1**(1), 33-37, 2013

- [80] D. Liu, L. Yu : Single-Phase Thermal Transport of Nanofluids in a Minichannel. *Journal of Heat Transfer*, **133**(031009), 1-11, 2011
- [81] A.V. Rabadia, R. Kirar : Comparative Analysis of Wind Loss Coefficient (Wind Heat Transfer Coefficient) For Solar Flat Plate Collector. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, **2**(9), 463-468, 2012
- [82] S. D. Conte, Carl de Boor : *Elementary Numerical Analysis - An algorithmic approach*. (pp 346- 401, International Series in Pure and Applied Mathematics, Third Edition, McGraw- Hill Book Company New York, 1980)
- [83] F. Naum, T. Chiguera, B. Braulio, and al. : Analytic solutions for the geometric and optical properties of stationary compound parabolic concentrators with fully illuminated inverted v receiver. *Solar Energy*, **82**(2), 132-143, 2008
- [84] A. Mason, E. Reitze : Establishing bankability for high performance, cost reducing SkyTrough parabolic trough solar collector. *Energy Procedia*, **49**(2014), 155-162, 2014
- [85] P. Gallet, F. Papin, G. Peri : *Physique des convertisseurs héliothermiques*. (Edisud, ISBN 28574407047, 1980)
- [86] C. Sansom, P. Comley, D. Bhattacharyya, N. Macerol : A Comparison of Polymer Film and Glass Collectors for Concentrating Solar Power. *Energy Procedia*, **49**(2014), 209-219, 2014
- [87] B. Abdullahi, R. K. Al-dadah, S. Mouhmud : Optical Performance of Double Receiver Compound Parabolic Concentrator. *Energy Procedia*, **61**(2014), 2625-2628, 2014
- [88] [http ://www.seagroupe.com](http://www.seagroupe.com), consulté en janvier 2012
- [89] A. Ferriere : *Les centrales solaires thermodynamiques*. (page 1-31 PROMES-CNRS, Font-Romeu, France, 2006)
- [90] A. Mar, C. Mbow, S. Thiao, I. Youm : Theoretical study of a Parabolic Trough solar collector : Influences of atmospheric parameters. *International Journal of Energy, Environment, and Economics*, **22**(5), 461-473, 2014
- [91] G. Flamant, D. Gauthier, H. Benoit, J. L. Sans, B. Boissière, R. Ansart, M. Hemati : A new heat transfer fluid for concentrating solar systems : Particle flow in tubes. *Energy Procedia*, **49**(2014), 617-626, 2014
- [92] M. Alaphilippe, S. Bonnet, J. Castaing-Lasvignottes, P. Stouffs : Dimensionnement d'un système de conversion thermodynamique de l'énergie solaire basé sur une machine alternative à cycle de JOULE. *12èmes Journées Internationales de Thermique, Tanger, Maroc, 2005*
- [93] S. Thiao, A. Mar, A. Karbach, I. Youm : Experimental Study of Air Conditioning of the Building by Floor Cooling System. *International Journal on Engineering Applications*, **2**(3), 85-88, 2014
- [94] S. Thiao, A. Mar, C. Mbow, R.M.N. Dioh, A. Karbach, I. Youm : Theoretical and Experimental Study of Air Conditioning of the Building by the Floor Cooling System. *International Review of Civil Engineering*, **5**(5), 142-148, 2014

- 
- [95] V. Ferraro, V. Marinelli : An evaluation of thermodynamic solar plants with cylindrical parabolic collectors and air turbine engines with open Joule-Brayton cycle. *Energy*, **44**(2012), 862-869, 2012
  - [96] J. Martin, P. Wauters : *Eléments de thermodynamique technique*. (Cours universitaires, Presses Universitaires de Louvain, Belgique, ISBN 978-2-87558-317-8, 2014)
  - [97] A. Lallemand : *Thermodynamique appliquée - Bilans entropiques et exergétiques*. (Editions techniques de l'ingénieur, BE 8 008, France, 2014)
  - [98] A. Lallemand : Energie, exergie, économie, thermo-économie. *Journées internationales de Thermique, Albi, France, 2007*
  - [99] J. Daoust : *La contribution de l'exergie à la croissance économique : évaluation historique et perspectives de disponibilités futures*. Mémoire Maîtrise en Economique, Faculté d'Administration, Université de Sherbrooke, Quebec, 2010
  - [100] <http://fr.wikipedia.org/wiki/Exergie>, consulté en avril 2015
  - [101] V. Siva Reddy, S. C. Kaushik, S. K. Tyagi : Exergetic analysis and performance evaluation of parabolic trough concentrating solar thermal power plant (PTCSTPP). *Energy*, **39**(2012), 258-278, 2012
  - [102] M. Creyx, E. Delacourt, C. Morin, B. Desmet, P. Peultier : Energetic optimization of the performances of a hot air engine for micro-CHP systems working with a Joule or a Ericsson cycle. *Energy*, **49**(2013), 229-239, 2013
  - [103] J. Lopez, E. Palomo, Y. Zeraouli, J-P. Dumas : Etude calorimétrique de composites graphite-sel conçus pour le stockage d'énergie thermique à haute température. *12èmes Journées Internationales de Thermique, Tanger, Maroc, 2005*
  - [104] A. Mathieu : *Contribution à la conception et à l'optimisation thermodynamique d'une Microcentrale Solaire Thermo-électrique*. Thèse, Département Mécanique et Energétique, Université de Lorraine, France, 2012
  - [105] Dr. David, W. Kearney : Parabolic Trough Collector Overview : notes on a bit of history, development after Luz, and a recent surge in trough collector technology offerings. *Parabolic Trough Workshop 2007 at the National Renewable Energy Laboratory, Golden CO, USA, 2007*
  - [106] <http://www.heliotrough.com/history.html>, consulté en 2014
  - [107] D. F. Williams : *Assessment of Candidate Molten Salt Coolants for the NNGP/NHI Heat-Transfer Loop*. Report ORNL/TM-2006/69, Oak Ridge National Laboratory, Tennessee, USA, 2006
  - [108] C. Acket : *Le Solaire Thermodynamique*. (Cours, Septembre 2010)
  - [109] GreenUnivers : *Le solaire thermique, plus prometteur que le photovoltaïque*. (Rapport, 2009)
  - [110] F. Livet : *Les caractéristiques du solaire : PV (photovoltaïque) et CSP (solaire thermique à concentration)*. (Rapport). Disponible sur <http://herve.nifenecker.free.fr/fiches>
  - [111] <http://www.soitec.com/fr/marches/energie-solaire/>, consulté en janvier 2015

- [112] S. P. Philipps, A. W. Bett, K. Horowitz, S. Kurtz : *Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology*. CPV Report TP-6A20-63916, Fraunhofer ISE and NREL, January 2015.
- [113] [http ://groupe-electrogene.comprendrechoisir.com/](http://groupe-electrogene.comprendrechoisir.com/), consulté en 2015
- [114] E. Vergnes : *Ebauche du concept zéro groupe électrogène*. Rapport de stage, CERER, Dakar, Sénégal, 2012
- [115] PG Consultant : *Tableau d'équivalence KVA / Ampères / Consommation Gas-oil d'un groupe électrogène*. Disponible sur [http ://blog.pg-consultant.fr/public/equivalencekva\\_a.pdf](http://blog.pg-consultant.fr/public/equivalencekva_a.pdf)
- [116] [http ://fr.wikipedia.org/wiki/Groupe\\_électrogène](http://fr.wikipedia.org/wiki/Groupe_électrogène), consulté en 2015
- [117] [http ://jeminstruis.blogspot.com/2013/10/la-latitude-et-la-longitude.html](http://jeminstruis.blogspot.com/2013/10/la-latitude-et-la-longitude.html), consulté en septembre 2013
- [118] [http ://170585.chez.com/site/positionnement.htm](http://170585.chez.com/site/positionnement.htm), consulté en septembre 2013
- [119] [http ://fr.wikipedia.org/wiki/Portail :SC3A9nC3A9gal](http://fr.wikipedia.org/wiki/Portail:SC3A9nC3A9gal), consulté en septembre 2013
- [120] Y. Jannot : *Thermique Solaire*. (Cours, Mars 2011)
- [121] [http ://www.ac-nice.fr/clea/lunap/html/Coordonnees/CoordActivDeclin.html](http://www.ac-nice.fr/clea/lunap/html/Coordonnees/CoordActivDeclin.html), consulté en septembre 2014
- [122] [http ://www.ac-nice.fr/clea/lunap/html/Coordonnees/CoordActivDeclin.html](http://www.ac-nice.fr/clea/lunap/html/Coordonnees/CoordActivDeclin.html), consulté en septembre 2014
- [123] B. Beckers, P. Beckers : *Comment calculer la déclinaison du soleil*. (Septembre 2010)
- [124] A. Ricaud : *Gisement solaire et transferts énergétiques*. (Master Energies Renouvelables, Université de Cergy-Pontoise France, Janvier 2011)



## Résumé

### Etude d'un système de conversion solaire thermo-électrique de faible puissance pour site isolé : Application aux conditions climatiques du Sénégal

*Awa MAR*

La production d'énergie électrique de faible puissance en site isolé représente un enjeu très important pour un pays en développement comme le Sénégal. Les seules réponses technologiques utilisées à ce jour pour ce pays sont les systèmes de groupes électrogènes basés sur le concept de moteur à combustion interne utilisant de l'énergie fossile très coûteuse et souvent inaccessible en site isolé et les systèmes photovoltaïques chers à mettre en œuvre et nécessitant d'utiliser des parcs de batteries qui sont des composants également coûteux et non respectueux de l'environnement. L'objectif pour ce travail de thèse est d'une part de démontrer la faisabilité d'un système de mini-centrale solaire de production d'énergie électrique basé sur le couplage d'un concentrateur cylindro-parabolique avec un moteur Ericsson, c'est-à-dire un moteur alternatif à apport de chaleur externe et à cycle de Joule avec récupération et d'autre part d'étudier sa pertinence pour l'utilisation en site isolé. La démarche proposée pour ce travail est planifiée en plusieurs phases. L'objectif premier est de faire comprendre la technologie solaire à concentration afin de faire connaître ses forces, ses limites et aussi de donner les domaines d'application pertinents pour convaincre qu'elle est une solution fiable et respectueuse de l'environnement pour la production autonome d'électricité. Cette technologie moins populaire que le solaire photovoltaïque mérite d'être étudiée. Il va s'en suivre un état de l'art sur les technologies à concentration et l'étude des composants spécifiques aux centrales solaires thermodynamiques afin de cerner notre choix d'application de la thèse. Il s'y ajoute une présentation de la ressource solaire du Sénégal et des autres paramètres nécessaires à l'étude des centrales solaires thermodynamiques. Le cœur de ce manuscrit expose la modélisation de la conversion solaire thermo-électrique notamment l'étude paramétrique et l'influence des conditions climatiques du Sénégal. Les composants de notre système à savoir le capteur, le stockage et le moteur ont été sculptés indépendamment afin d'identifier pour chaque composant les paramètres optimaux. Une analyse exergétique permet de compléter le bilan énergétique. Finalement, une mini-centrale thermodynamique est dimensionnée et comparée au système photovoltaïque et au groupe électrogène.

**Mots-clés:** Centrale solaire à concentration ; Modélisation conversion solaire thermo-électrique ; Moteur Ericsson à cycle de Joule ouvert à récupération ; Capteur cylindro-parabolique ; Rayonnement solaire du Sénégal

## Abstract

### Study of low power off-grid solar thermodynamic conversion : Application to Senegalese weather conditions

*Awa MAR*

In developing countries like Senegal, the low power off-grid electricity generation is a very important issue. Currently the only technological responses to this requirement are the use of generators consuming fossil fuels very expensive and often inaccessible or photovoltaic cells associated with batteries. The objective for this thesis is first of all to demonstrate the feasibility of a mini solar power system for generating electrical energy based on the coupling of a parabolic trough concentrator with Ericsson engine, which is an external heat supply engine working according to a Joule thermodynamic cycle with recuperator and on the other hand to investigate its relevance for off-grid use. The proposed approach to this work is planned in several phases. The primary objective is to better understand the solar concentration technology in order to know its strengths, limitations and also give the relevant application areas in order to convince it is a reliable and environmentally friendly solution for electricity autonomous production. This less popular technology that solar photovoltaic worth studying. Needless to follow a state of the art technologies on concentration and study of specific components to the thermodynamic solar plants to identify our choice of application of the thesis. It adds to it a presentation of the solar resource of Senegal and other parameters necessary for the study of thermodynamic solar plants. The key of this manuscript presents the modeling of thermo-solar electric conversion including parametric study and the influence of the Senegal weather. The components of our system, the sensor, the storage and engine were carved independently to identify the optimum settings for each component. Exergy analysis facilitates a complete energy balance. Finally, a thermodynamic mini-plant is sized and compared to the PV system and the generator.

**Keywords:** Concentrated Solar Power ; Modeling of solar thermo-electrical conversion ; Open Joule cycle Ericsson engine with recuperator ; Parabolic Trough ; Solar radiation in Senegal.