

UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA 1

Faculté de Technologie

Département de Mécanique

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Energies Renouvelables

ETUDE DES PERFORMANCES D'UN CHAMP DE CAPTEURS SOLAIRES
CYLINDROPARABOLIQUES EN MILIEU ARIDE : CAS DE LA CENTRALE
SOLAIRE DE HASSI R'MEL

Par

Asma AICHOUBA

Soutenue publiquement le 08 décembre 2019 devant le jury composé de :

Y.BENKHEDA	Professeur	Université de Blida 1	Président
B.BOUMEDDANE	Professeur	Université de Blida 1	Examineur
B.BOUCHEKIMA	Professeur	Université d'Ouargla	Examineur
M.MERZOUK	Professeur	Université de Blida 1	Directeur de recherche
N.KASBADJI MERZOUK	Directrice de recherche	UDES, Bou Ismail	Co-directeur de recherche
E.ZARZA MOYA	Professeur	PSA, Espagne	Invité d'honneur

Blida, décembre 2019

ملخص

قمنا خلال دراستنا الحالية بنمذجة السلوك البصري والحراري لحقل شمسي إجمالي يتكون من 56 حلقة شمسية و 224 حوض مكافئ. و هذا ، باستخدام برنامج خاص بالبرمجة الرقمية "Matlab"، واستنادا على المعادلات النظرية، التجريبية والشبه التجريبية، البيانات الفيزيائية والبصرية لنموذج خاص من الاحواض المكافئة ، نوع "EuroTrough-150" (المعروف لدينا استخدمها كمركزات حرارية في محطة التوليد بحاسي الرمل ، والتي تعتبر الموضوع الرئيسي لدراستنا)، المعطيات الجغرافية للموقع المدروس (حاسي الرمل) واستخدام البيانات الإشعاعية لموقع الميريا (إسبانيا). تمكنا من اعداد نموذج رقمي يسمح بنمذجة الاشعة الشمسية المباشرة ، نمذجة المردود البصري والحراري للحقل الشمسي. هكذا ، وبتتبع مسار الشمس اليومي، سمحت لنا نمذجة الحقل في ظل الحالة الثابتة للنظام بتقييم ورسم كل من منحنيات الطاقة المنتجة اليومية و منحنيات المردودات البصري ، الحراري والإجمالي للمحطة الشمسية، ثم، في ظل نظام إنتقالي، سمحت لنا النمذجة بتقييم مقدار الحرارة الذي يمكن فقده أو إكتسابه عند وعلى التوالي توقف المحطة "Shut-Down" (توقف تعقب الشمس، توقف عمل الحقل الشمسي عند غروب الشمس وأثناء الليل)، وإشتغالها "Start-Up" (بداية التعقب إبتداءً من اللحظات الأولى لشروق الشمس)، وهذا خلال فترات زمنية قصيرة و محددة لا تتجاوز الـ 5 دقائق.

كمرحلة ثانية من العمل العلمي، أجريت دراسة بارامترية لتقييم كل من: 1- تأثير البيئة: الإشعاع الضوئي المباشر، درجة الحرارة المحيطة ، سرعة الرياح وتموضع الغبارعلى المرايا العاكسة على مردود المحطة الشمسية و 2- تأثير درجة حرارة الناقل المائع على أنبوب الإمتصاص المعدني (أنبوب الإستقبال من نوع "PTR-70") و تأثيره بظاهرة التمدد و التقلص الحراري وكذا تأثير هذا الأخير على الطاقة الشمسية الواردة عليه. تم إنجاز الجزء الأول من الدراسة البارامترية باستخدام البرنامج الرقمي "Matlab"، اما الجزء الثاني فقد تم بالإستعانة بأسلوب التتبع الشعاعي (-ray tracing) وهذا بفضل البرنامج الرقمي "Tonatiuh" الذي سمح لنا بنمذجة حوض مكافئ من نوع "EuroTrough-150" وتحقيق محاكاة عددية لحلقة شمسية خاضعة للشروط المعيارية للإشتغال (درجات حرارة تتراوح بين 293 و 398 درجة مئوية). في الأخير، و بعد المُقارَنة بين النتائج المختلفة المُتَحَصَلِ عليها تم إستخلاص النتائج الموافقة.

RESUME

Dans la présente étude, nous avons modélisé le comportement optique et thermique d'un champ solaire global regroupant 56 boucles solaires et 224 concentrateurs cylindroparaboliques (CCP). Ceci, en utilisant un outil numérique de modélisation "Matlab", et en se basant sur des équations théoriques, empiriques et semi-empiriques, des données physiques et optiques réelles du model "EuroTrough-150" (type implanté à la centrale solaire objet de notre étude), les paramètres géographiques du site étudié (Hassi R'mel) et en utilisant les données radiométriques du site d'Almería (Espagne). Nous avons pu en premier lieu établir un programme numérique permettant la modélisation de l'éclairement solaire direct, modélisation des performances optiques et thermiques du champ solaire global. Ainsi et en suivant la course du soleil, la modélisation du champ solaire nous a permis sous un régime permanent d'évaluer et tracer les courbes de productions journalières, les courbes de performances optiques, thermiques et globales de la centrale solaire. Puis sous un régime transitoire d'évaluer les gradients de températures perdus ou gagnés respectivement à l'arrêt, "Shut-Down" de la centrale (le soir au coucher du soleil ou durant la nuit) et lors du démarrage, "Start-Up" de la centrale (au lever du soleil), à travers des intervalles de temps fixes de moins de 5 minutes. Une fois le modèle établi, une étude paramétrique a été réalisée dans le but d'évaluer en premier lieu l'influence de l'environnement à savoir : l'éclairement direct, la température ambiante, vitesses du vent et salissure des miroirs sur les performances de la centrale, et en second lieu l'influence de la température du fluide caloporteur sur la dilatation/rétraction du tube absorbeur métallique (tube récepteur de type PTR-70) et l'énergie incidente sur ce dernier. La première partie de l'étude paramétrique a été réalisée sous environnement "Matlab", quant à la seconde on a eu recours à la méthode du tracer des rayons (ray-tracing) qui justement grâce a un logiciel 'Tonatiuh' on a pu modéliser un prototype de CCP de type "EuroTrough-150", puis simuler numériquement le comportement d'une boucle solaire sous des conditions de fonctionnement standard (températures de fonctionnement entre 293°C et 398°C). Au final, une étude comparative entre les différents résultats obtenus a été alors établie et des conclusions ont été tirées.

ABSTRACT

In the present study, we modeled the optical and thermal behavior of a global solar field gathering 56 solar loops and 224 parabolic trough collectors (PTC). This, by using a specific programming tool "software-Matlab", and based on theoretical, empirical and semi-empirical equations, the physical and optical characteristics of the "EuroTrough-150" PTC model (same as those implanted at the Hassi R'mel's solar power plant, subject of our study), the geographical parameters of the studied site (Hassi R'mel) and using the radiometric data of the site of Almeria (Spain). After developing a numerical code which allowed the modeling of the direct normal solar irradiation and the modeling of the optical and thermal performances of the global solar field. Thus, and by following the sun's daily path we evaluated and plotted under a steady state, the curves of the daily power production, the optical, thermal and global efficiencies of the solar power plant. Then under a transient regime evaluate the temperature gradients that can be lost or gained respectively at the shutdown of the solar power plant (in the evening at sunset or during the night) and at startup of the plant (at sunrise). This, through fixed time intervals of less than 5 minutes. A parametric study was carried out in order to: First, evaluate the influence of the environment, namely: direct solar irradiation, ambient temperature, wind speed and soiling of the mirrors on the performance of the power plant, and second evaluate the influence of the heat transfer fluid temperature on the thermal contraction/expansion of the metallic absorber tube (PTR-70 receiver tube model) and thus, the intercepted solar energy.

The first part of the parametric study was carried out under the Matlab environment, while in the second part, an optical modeling software "Tonatiuh" based on a Monte Carlo ray tracing method, was used to model a EuroTrough-150 (the PTC prototype), then simulate the behavior of a typical solar loop in commercial power plants under standard operating conditions (operating temperatures between 293 ° C and 398 ° C). In the end, a comparative study between the different results obtained was then established and conclusions were drawn.

REMERCIEMENTS

Le présent travail a été réalisé dans le cadre d'une thèse de doctorat LMD au sein du département de mécanique de l'université Saad Dahlab, Blida1.

Au terme de ce travail et en préambule à ce mémoire je tiens en tout premier lieu à remercier le Bon Dieu, tout Puissant de m'avoir donné force, courage et foi pour surmonter les difficultés et pouvoir mener à terme ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mon respect et ma reconnaissance à mon directeur de thèse Monsieur MERZOUK Mustapha, Professeur au département des énergies renouvelables (université de Blida1) et mon Co-directeur de thèse Madame KASBADJI MERZOUK Nachida, Directrice de recherche à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES- Bou Ismail), pour leur encadrement le long de mon cursus doctoral aussi pour leur précieux temps accordé à la lecture et la correction de ce manuscrit.

Je tiens à exprimer mes vifs et sincères remerciements au Professeur Eduardo Zarza Moya, Ex-Chef et responsable de l'unité de recherche et de développement des systèmes solaires à concentration à la plateforme solaire d'Almería (PSA-Espagne), qui m'a ouvert les portes à la formation au sein de son unité et a veillé au bon déroulement de mon stage, je lui témoigne ma profonde reconnaissance et toute ma gratitude pour son précieux temps et les conseils qu'il m'a prodigué, le suivi, la confiance, la patience et la gentillesse qu'il m'a témoigné durant mon stage et même après mon retour au pays ont été déterminants dans la réalisation et l'aboutissement de mon travail de recherche.

Mes vifs remerciements s'adressent à Monsieur BENKHEDA Younes, Professeur au département de mécanique (Université de Blida1) pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider mon jury de thèse. Je tiens à l'assurer de ma profonde reconnaissance pour l'intérêt qu'il porte à ce travail.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury, Monsieur BOUMEDDANE Boussad, Professeur au département de mécanique (université de Blida1) et Monsieur BOUCHEKIMA Bachir, Professeur à l'université Kasdi Merbah de Ouargla, pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant de l'examiner et l'enrichir par leurs observations et critiques.

Je souhaite adresser mes remerciements et ma gratitude à tout le personnel de la PSA pour le chaleureux accueil, l'humilité et la convivialité qu'ils ont témoigné tout au long de mon séjour scientifique, mes vifs remerciements s'adressent plus particulièrement à Mme.Carmen MONTESINOS pour son soutien et son grand cœur, mes remerciements s'adressent notamment au Docteur Loreto VALENZUELA Gutiérrez pour sa précieuse collaboration, son précieux temps, ses conseils et encouragements et son professionnalisme, je tiens à l'assurer de ma profonde reconnaissance.

Mes sincères remerciements vont aussi à tout le personnel de l'UDES (Bou Ismail), en particulier à M. BOUZIDI Belkacem Directeur de l'UDES, M. Mahrane Chef de la division EER, et M.Sellami Rabah Chef de l'équipe EAH, pour leurs accueil, gentillesse et soutien dont ils m'ont fait preuve durant mon séjour scientifique à l'UDES (Bou Ismail). Un remerciement particulier s'adresse à M.Maghzi pour son temps précieux et son aide, et pour les connaissances qu'il m'a partagé afin d'arriver à l'aboutissement de mon programme Matlab., qu'il retrouve ici le témoignage de ma reconnaissance.

Je tiens à témoigner ma reconnaissance et ma profonde gratitude à Monsieur ROUDANE Mohamed Vice Doyen à la faculté de Technologie (université de Blida01), pour sa disponibilité et ses précieux conseils. J'adresse mes remerciements également à Mme. DAHMANI Imen et Mme. BOURAYOU Dalel, du Vice Rectorat des relations extérieures pour leurs, sympathie et active collaboration qui ont témoigné à mon égard pendant la préparation de mon dossier de bourse (PNE).

Ma gratitude et ma reconnaissance s'adressent aussi et en particulier à M. SASSANE Allaoua pour sa généreuse aide, son temps, son soutien et ses encouragements, sans oublier M. JUBA Saadi et M. HALIMI Yacine pour leur aide et leurs précieuses informations.

Mes remerciements s'étendent également à tous les enseignants que j'ai eu le plaisir et l'opportunité d'avoir durant ces longues années d'étude (du primaire à la graduation).

Enfin, je tiens à remercier tous ceux, que j'ai manqué de citer le nom et qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

DEDICACES

A mes chers parents ;

Pour leurs sacrifices, soutien et encouragements tout au long de ces longues et dures années d'études.

A la mémoire de mes grands parents

A la mémoire de ma tante Naima

A mes frères et sœurs

A ma belle sœur et mes deux merveilleux neveux

A mon époux et à ma belle famille

A ma grande famille, oncles, tantes, cousins et cousines

A mes amies : Rachida, Amel et en particulier Nesrine et Souad, pour leurs soutien, conseils et encouragements. Sans oublier Aicha et Mme. Carmen, qui malgré la distance, m'ont toujours comblé par leurs attentions et leurs chaleureuses pensées.

A mes amis : Nacer, Omar, Adel, Hadji et Chawki

A tous le personnel du département de mécanique en particulier et à leur tête Monsieur le chef de département Pr. TEMMAR Mustapha. Notamment Mme. Boudina, Mme. Fouzia et Mme. Fatima.

A toutes les personnes qui ont contribué de loin ou de près à l'aboutissement de ce travail.

Un énorme merci à vous toutes et tous

TABLE DES MATIERES

RESUME	01
REMERCIEMENTS	04
TABLE DES MATIERES	08
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX	14
INTRODUCTION GENERALE	19
CHAPITRE 01: ETAT DE L'ART DES CENTRALES SOLAIRES THERMOELECTRIQUES A CONCENTRATEURS CYLINDROPARABOLIQUES	22
1.1. Introduction	22
1.2. Ressource solaire	22
1.3. Intérêt de la concentration solaire	23
1.3.1. Régions du globe favorables à l'implantation des centrales solaires thermique à concentration	24
1.3.2. Position politique et énergétique mondiale vis-à-vis de l'implantation des centrales solaire thermoélectriques	25
1.3.2.1. Le projet DESERTEC	26
1.3.3. Qu'en est-il pour l'Algérie ?	27
1.3.3.1. Potentiel solaire en Algérie	27
1.3.3.2. Position politique est énergétique de l'Algérie vis-à-vis des centrales thermoélectriques	28
1.4. L'évolution de la concentration solaire et des centrales thermoélectriques	28
1.4.1. Concentration solaire et son évolution dans le passé	29
1.4.2. Apparition et évolution des projets de centrales solaires à concentration	30
1.5. Concept de la concentration solaire dans les centrales thermoélectriques	32
1.5.1. Principales technologies déployées dans les centrales thermoélectriques	32
1.5.2. Principe de fonctionnement d'une centrale thermoélectrique	34
1.6. Les centrales thermoélectriques à CCP dans le monde	35
1.6.1. Concept de la technologie	35
1.6.2. Apparition et évolution des projets de centrales thermoélectriques à CCP	36
1.7. Les centrales thermoélectriques à CCP à cycle combiné (ISCC)	37
1.7.1. Le champ solaire et ses principaux composants	38
1.7.1.1. Les miroirs réfléchissants	38
a. Concept	38
b. Technologie	39
c. Contraintes du choix du site sur les performances des surfaces réfléchissantes	40
d. Risques présentés	40

e. Moyens et outils de caractérisation des surfaces réfléchissantes	41
f. Travaux de recherches réalisés	42
1.7.1.2. Le tube récepteur	43
a. Concept	43
b. Technologie	44
c. Contraintes et risques présentés	44
d. Travaux de recherches réalisés	45
1.7.1.3. Structure métallique	47
a. Concept	47
b. Technologie	47
c. Contraintes de fonctionnement et risques	48
d. Travaux de recherches	48
e. Progrès réalisées	48
1.7.1.4. Poursuite solaire et orientation du capteur	50
a. Concept	50
b. Types de suivi	50
c. Types d'orientation	50
1.7.1.5. Fluide caloporteur	51
a. Concept	51
b. Critères du choix d'un fluide caloporteur	51
c. Les fluides caloporteurs utilisés ou inscrits à être utilisés dans les futurs projets de centrales à CCP et leurs caractéristiques	52
1.7.1.6. Canalisations de transport du fluide caloporteur	54
a. Concept	54
b. Type de raccordement et configuration du champ	55
c. L'isolation des conduites, canalisations métalliques	55
1.8. La centrale SPP1 de Hassi R'mel	55
1.8.1. Détails sur le projet de centrale	55
1.8.2. Description et principe de fonctionnement de la centrale SPP1	57
1.8.2.1. Description de la centrale	57
1.8.2.2. Principe de fonctionnement de la centrale	57
1.8.2.3. Les différents organes de la centrale	59
A. Le bloc de puissance	59
B. Le champ solaire	60
a. Mise en service	62
b. Lavage et maintenance	62
C. Station de traitement d'eau	63
D. Station météorologique	64
1.8.3. Caractéristiques du site d'implantation de la centrale SPP1	64
1.9. La problématique du sujet	66
1.10. Conclusion	67
CHAPITRE 02 : MODELISATION D'UN CONCENTRATEUR SOLAIRE, MODELISATION DU CHAMP SOLAIRE GLOBAL TYPE DE LA CENTRALE SPP1	68

2.1. Introduction	68
2.2. Description et méthodologie	68
2.2.1. Modélisation du champ global (MATLAB): (cas idéal)	69
2.2.2. Modélisation d'un CCP par méthode de ray tracing (TONATIUH)	71
2.3. Modélisation de l'éclairement solaire	71
2.3.1. Modélisation de l'éclairement solaire direct	72
2.3.1.1. Eclairement solaire direct normal (r.sun)	73
2.4. Modélisations des performances optiques et thermiques d'un CCP : (Cas idéal)	73
2.4.1. Performances optiques d'un CCP	74
2.4.1.1. Paramètres de conception	75
a. Le facteur de concentration géométrique	75
b. L'angle d'acceptation	76
c. L'angle d'ouverture	76
2.4.1.2. Les pertes optiques dans un CCP	77
a. La réflectivité des miroirs, " ρ_m "	77
b. La transmittivité du tube en verre, " τ_v "	77
c. Absorptivité du tube absorbeur métallique (la couche sélective), " α_a "	77
d. Facteur d'interception, " γ "	78
2.4.1.3. Rendement optique optimal	79
2.4.1.4. Angle d'incidence et angle d'incidence modifié (pertes géométriques)	80
– Facteur géométrique " A_f "	80
2.4.1.5. Rendement Optique	82
2.4.2. Performances thermiques	83
2.4.2.1. Hypothèses de l'analyse	83
2.4.2.2. Bilan énergétique d'un CCP	83
2.4.2.3. Puissance incidente	84
2.4.2.4. Puissance perdue	85
2.4.2.4.1. Bilan thermique détaillé du CCP	85
2.4.2.4.2. Détermination des pertes thermiques aux niveaux des tubes récepteurs	88
A. Méthode analytique	88
a. Détermination des pertes convectives entre la couverture en verre et l'ambiance "l'air environnant"	88
b. Détermination des pertes radiatives entre le tube en verre et le ciel	91
c. Détermination de l'échange thermique conductif à travers le tube en verre	91
d. Détermination des pertes radiatives entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre	92

e. Détermination de l'échange thermique convectif entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre	92
f. Détermination de l'échange thermique conductif à travers le tube absorbeur	94
g. Détermination des pertes thermiques par conduction entre le tube récepteur et les supports	95
h. Détermination de l'échange thermique convectif à l'intérieur du tube absorbeur	95
i. Détermination de la puissance perdue et du coefficient de pertes thermiques globales " U_L "	98
B. Méthode empirique (corrélations polynomiales)	98
2.4.2.5. Puissance utile	99
2.4.2.6. Rendement thermique d'un CCP	100
2.4.2.7. Rendement global d'un CCP	100
2.5. Modélisation des performances globales du champ solaire global	101
2.5.1. Modélisation des pertes thermiques au niveau des conduites et pipelines de raccordement	101
a. Evaluation des pertes thermiques par convection	102
b. Evaluation des pertes thermiques par rayonnement	103
c. Evaluation de la température à la surface externe des conduites et pipelines	104
d. Evaluation des pertes thermiques par conduction	104
2.5.2. Flux de chaleur perdu à travers le champ solaire global	105
2.5.3. Rendement global du champ solaire global	106
2.5.4. Etude transitoire: Evaluation des gains et pertes thermiques en début et fin de journée	106
a. Détermination de l'inertie thermique des tubes absorbeurs	107
b. Détermination de l'inertie thermique des conduites et pipelines métalliques	108
c. Détermination de l'inertie thermique des couches de l'isolant thermique	108
d. Détermination de l'inertie thermique du fluide caloporteur	109
e. Détermination du gradient de température perdu - gagné en 5 min	109
2.6. Simulation numérique d'un CCP par méthode de ray tracing (TONATIUH) : (cas idéal)	110
2.6.1. Détails de la simulation	112
2.6.2. Evaluation de la dilatation/rétraction thermique des tubes absorbeurs	113
2.6.3. Evaluation de la déviation angulaire	113
2.6.4. Autres paramètres considérés dans l'étude	114
2.7. Conclusion	114
CHAPITRE 03 : RESULTATS ET DISCUSSIONS	116
3.1. Introduction	116
3.2. Mode de fonctionnement de la centrale SPP1 et méthode de calcul	116

3.2.1. Phase de fonctionnement journalière (en poursuivant la course solaire)	117
3.2.2. Phase d'arrêt nocturne (au coucher du soleil et durant la nuit)	118
3.3. Paramètres d'entrée de la modélisation numérique sous langage "Matlab"	120
3.3.1. Concentrateur Cylindroparabolique (CCP)	120
3.3.2. Boucle solaire	120
3.3.3. Champ solaire	121
3.4. Résultats de la modélisation sous langage Matlab	123
3.4.1. Eclairage solaire normal direct	123
3.4.2. Angle d'incidence	125
3.4.3. Angle d'incidence modifié	126
3.4.4. Variation des puissances : solaire incidente, utile et perdue	126
3.4.5. Rendements : optique, thermique et global	129
3.4.6. Evolution de la température du fluide caloporteur en fonction des phases de fonctionnement de la centrale	131
3.5. Etude paramétrique	132
3.5.1. Influence de la salissure des miroirs sur la production du champ solaire global	132
3.5.2. Influence de la température ambiante sur le rendement du champ solaire global	133
3.5.3. Influence des vitesses du vent sur le rendement du champ solaire global	134
3.6. Méthode de simulation (par méthode de ray tracing, l'outil numérique-optique "TONATIUH")	136
3.7. Résultats de la simulation	137
3.7.1. Dilatations/rétractions thermiques et déclinaires du tube absorbeur en fonction de la température de fonctionnement	138
3.7.2. Puissance solaire totale et flux moyen incidents	138
3.7.3. Distribution et répartition du flux solaire en fonction des cas traités: (profils thermique)	143
3.8. Conclusion	153
CONCLUSION GENERALE	155
ANNEXE A	158
ANNEXE B	163
LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS	169
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	173

LISTE DES ILLUSTRATIONS ET GRAPHIQUES

Figure 1.1.	La ceinture solaire, régions du globe pour lesquelles l'ensoleillement direct moyen annuel excède 2000 kWh/m ² /an.	24
Figure 1.2.	Potentiel solaire algérien.	27
Figure 1.3.	Capacité de centrales thermoélectriques : installée, en cours d'installation et en phase d'étude, dans monde.	32
Figure 1.4.	Schéma de principe des principales technologies de concentration solaire.	33
Figure 1.5.	Quelques principaux composants du champ solaire à CCP.	38
Figure 1.6.	Composants des miroirs à base de verre argenté.	39
Figure 1.7.	Tube récepteur de type Schott PTR 70 pour CCP, (schéma descriptif).	43
Figure 1.8.	Exemples de structures métalliques : a. LS-2, b. LS-3, c. EuroTrough.	47
Figure 1.9.	Organigramme de la centrale SPP1.	57
Figure 1.10.	Principe de fonctionnement de l'ISCC de la centrale SPP1.	59
Figure 1.11.	Plan simplifié de la centrale: Répartition du champ solaire global (champs : nord et sud).	61
Figure 1.12.	Schéma descriptif du processus de traitement d'eau.	63
Figure 1.13.	Emplacement du site de la centrale.	64
Figure 2.1.	Configuration des CCP dans une boucle solaire, répartition des températures moyennes de fonctionnement.	70
Figure 2.2.	diagramme de performances et de pertes dans un dispositif solaire Cyliindroparabolique.	74
Figure 2.3.	Coupe transversale d'un C.C.P.	75
Figure 2.4.	Erreurs optiques dans les CCP.	79
Figure 2.5.	Influence des erreurs optiques sur la distribution et la répartition de l'image solaire.	79
Figure 2.6.	Pertes géométriques d'extrémités du CCP.	81
Figure 2.7.	Pertes d'ombrage entre deux rangées de CCP.	81
Figure 2.8.	Représentation schématique des échanges thermiques.	84
Figure 2.9.	Bilan énergétique unidimensionnel détaillé, dans une section transversale du tube récepteur.	86
Figure 2.10.	Schéma électrique équivalent des échanges thermiques dans le tube récepteur.	86
Figure 2.11.	Bilan énergétique et résistances thermiques à travers une section transversale d'une conduite métallique isolée (conduites/pipelines de raccordement).	102
Figure 2.12.	Section transversale d'un CCP présentant une déviation (défocalisation) du tube absorbeur par rapport à la ligne focale du collecteur.	111
Figure 2.13.	Déviation angulaire du tube absorbeur due au phénomène de	112

rétraction thermique sous l'effet de la température de fonctionnement.

Figure 2.14.	Résultat de la modélisation, montage complet d'un CCP muni d'un tube absorbeur bien aligné.	113
Figure 3.1.	Configuration des CCP dans la boucle solaire, subdivision des sous systèmes, répartition des températures moyennes de fonctionnement, dans une boucle solaire	118
Figure 3.2.	Courbe de l'éclairement solaire normal direct incident sur le site de Hassi R'mel en fonction du TSV.	124
Figure 3.3.	Courbes de l'éclairement solaire normal direct journalier incident sur le site de Higuera en fonction du TSV.	125
Figure 3.4.	Courbes comparatives, évolution journalière de l'angle d'incidence obtenu par le modèle établi et l'angle d'incidence de la littérature en fonction du TSV.	125
Figure 3.5.	Comparaison entre l'angle d'incidence modifié obtenu par le modèle établi et les valeurs de la littérature.	126
Figure 3.6.	Courbes de puissances journalières, puissances : solaire reçue, utile et perdue par un seul CCP.	128
Figure 3.7.	Courbes de puissances journalières, puissances : solaire reçue, utile et perdue par une seule boucle solaire en fonction du TSV.	128
Figure 3.8.	Courbes de puissances journalières, puissances : solaire reçue, utile et perdue par le champ solaire global en fonction du TSV.	129
Figure 3.9.	Evolution journalière du rendement optique en fonction du TSV.	130
Figure 3.10.	Evolution journalière du rendement thermique en fonction du TSV.	130
Figure 3.11.	Rendement global du champ solaire global en fonction du TSV.	131
Figure 3.12.	Evolution instantanée de la température du fluide caloporteur en fonction des phases de fonctionnement de la centrale et en fonction du TSV.	131
Figure 3.13.	Courbes de productions journalières du champ solaire global, en fonction du facteur de salissure et du TSV.	132
Figure 3.14.	Rendement global du champ solaire global, en fonction du facteur de salissure et du TSV.	133
Figure 3.15.	Courbes de puissances journalières perdues à travers le champ solaire global, en fonction de la température ambiante et du TSV.	134
Figure 3.16.	Rendement global du champ solaire global, en fonction de la température ambiante et du TSV.	134
Figure 3.17.	Courbe de puissances journalières perdues à travers le champ solaire global, en fonction des vitesses du vent et du TSV.	135
Figure 3.18.	Rendement global du champ solaire global, en fonction des vitesses du vent et du TSV.	136
Figure 3.19.	Puissance solaire totale incidente sur la surface extérieure des cinq tubes récepteurs métalliques pour: un CCP orienté : (a) Nord - Sud, (b) Est-Ouest.	139
Figure 3.20.	Flux solaire moyen reçue par la surface extérieure des cinq	139

	tubes récepteurs métalliques pour: un CCP orienté : (a) Nord - Sud, (b) Est-Ouest.	
Figure 3.21.	Histogrammes comparatifs montrant les différences en “kW” entre la puissance totale reçue par le tube absorbeur, cas # 1 et les 4 autres cas, pour: les orientations : (a) nord-sud, (b) Est-Ouest.	140
Figure 3.22.	Histogrammes comparatifs montrant les différences en “%” entre la puissance totale reçue par le tube absorbeur, cas # 1 et les 4 autres cas, pour: les orientations : (a) nord-sud, (b) Est-Ouest.	140
Figure 3.23.	Comparaison entre la puissance solaire totale interceptée par les tubes récepteurs étudiés pour des capteurs orientés suivant deux orientations différentes, Est-Ouest / Nord-Sud, pour: a). erreur de pente 1,7mrad, b). erreur de pente 3mrad.	142
Figure 3.24.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 01. Flux solaire intercepté par un tube récepteur bien aligné le long de la ligne focale, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m ² .	144
Figure 3.25.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 02. Flux solaire intercepté par la partie sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.433mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m ² .	145
Figure 3.26.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 02. Flux solaire intercepté par la <i>partie Nord</i> du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.433mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m ² .	145
Figure 3.27.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la partie Sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m ² .	146
Figure 3.28.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la partie Nord du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000 W/m ² .	147
Figure 3.29.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la partie sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 30°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m ² .	147
Figure 3.30.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la <i>partie Nord</i> du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 30°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m ² .	148
Figure 3.31.	Distribution du flux en “W/m ² ”, pour le cas n ° 04. Flux solaire	149

intercepté par la partie Sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 1.285mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

- Figure 3.32. Distribution du flux en "W/m²", pour le cas n ° 04. Flux solaire intercepté par la *partie Nord* du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec =1.285mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m². 149
- Figure 3.33. Distribution du flux en "W/m²", pour le cas n ° 05. Flux solaire intercepté par la partie Sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 4.803mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000 W/m². 150
- Figure 3.34. Distribution du flux en "W/m²", pour le cas n ° 05. Flux solaire intercepté par la partie Nord du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 4.803mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m². 151

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1.	Nombre des centrales thermoélectriques dans le monde	31
Tableau 1.2.	Caractéristiques des différentes technologies de concentration	33
Tableau 1.3.	Quelques caractéristiques météorologique, radiométrique et géographique de chacun des sites de : Laghouat, Hassi Rmel, Tilghemt	65
Tableau 2.1.	Paramètres de calcul du nombre de Nusselt	90
Tableau 2.2.	Coefficient d'échanges thermiques convectifs et propriétés de quelques gaz pouvant occuper l'espace annulaire	94
Tableau 3.1.	Quelques caractéristiques physiques du CCP (type EuroTrough) et ses composants.	120
Tableau 3.2.	Quelques caractéristiques optiques du CCP (type EuroTrough) et ses composants.	120
Tableau 3.3.	Données géométriques (dimensions) des conduites de raccordement.	121
Tableau 3.4.	Données géométriques (dimensions) des pipelines à 298°C, champ Nord.	121
Tableau 3.5.	Données géométriques (dimensions) des pipelines à 393°C, champ Nord.	122
Tableau 3.6.	Données géométriques (dimensions) des pipelines à 298°C, champ sud.	122
Tableau 3.7.	Données géométriques (dimensions) des pipelines à 393°C, champ sud.	122
Tableau 3.8.	Paramètres de la simulation: Donnée de l'éclairement, coordonnées du soleil, quelques spécifications optiques.	137
Tableau 3.9.	Résultats des calculs correspondant aux: longueurs du tube absorbeur, les rétractions du tube (par rapport à la longueur nominale considérée), les déclinaisons angulaires du tube récepteur par rapport à la ligne focale du CCP, en fonction des températures considérées.	138

LISTE DES ANNEXES

Annexe A

Tableau A.1.	Centrales thermoélectriques à CCP implantées de par le monde
Tableau A.2.	Centrales thermoélectriques à CCP implantées en Espagne
Tableau A.3.	Centrales thermoélectriques à CCP implantées aux Etats-Unis
Tableau A.4.	Caractéristiques techniques de quelques CCP mise en service

Annexe B

INTRODUCTION GENERALE

En conséquence de la grande demande énergétique, aux soucis environnementaux, l'épuisement et la raréfaction future prédits des réserves énergétiques fossiles, l'énergie solaire par sa nature renouvelable, et sa disponibilité est considérée comme une meilleure alternative offrant des solutions efficaces aux défis énergétiques et environnementaux auxquels le monde est confronté. En effet la production d'électricité par le biais des centrales solaires thermoélectriques a connu un succès réel depuis leur première apparition remontant à une bonne trentaine d'années. Un mérite qui revient aux efforts de recherches menées par plusieurs pays, notamment : les États-Unis, l'Espagne, et l'Allemagne qui grâce à leurs contributions, les projets de centrales thermoélectriques, connaissent aujourd'hui un grand et réel succès.

Dans ce contexte et dans le cadre de la préservation des ressources fossiles et le progrès dans le sens du développement durable, l'Algérie et à travers le programme national des énergies renouvelables, a décidé d'un important effort financier pour l'implantation des centrales solaires à concentration. Des centrales permettant la production d'électricité à travers des dispositifs spécifiques exploitant l'énergie apportée par les rayons solaires en la convertissant en une énergie calorifique puis mécanique, et enfin électrique.

Les dispositifs solaires à concentration, se caractérisent particulièrement par un système de captation solaire pointu du fait que parmi les types d'éclairagements, uniquement la composante directe de l'éclairagement y est exploitable. Maintenir ces miroirs intacts et en parfait état de propreté permettra de conserver leurs performances notamment celles optiques à l'optimum. Cependant, la dégradation de ses caractéristiques du fait des événements environnants tels que les poussières, vents ou rafales de vents de sables peuvent induire à des conséquences fatales nuisant au bon fonctionnement de ses dispositifs ainsi qu'à leurs rendements.

Parmi les multiples centrales thermodynamiques à concentration existantes à travers le monde, on s'intéresse dans cette étude à la centrale solaire SPP1, en

service depuis l'année 2012, utilisant la technologie des capteurs cylindroparaboliques (CCP). Implantée à Hassi R'mel, une région du centre du pays (l'Algérie), caractérisée par un fort éclairement solaire mais aussi par son climat aride et ses vents de sables particulièrement violents en automne et au printemps. Dans cette optique, le présent travail s'intéresse à l'étude des performances d'un champ global de capteurs cylindroparaboliques (CCP), (cas de la centrale solaire SPP1), et l'impact du milieu aride de Hassi R'Mel pouvant influencer les performances de la centrale. La modélisation réalisée ne manque d'intérêt puisqu'elle permet de servir d'instrument de prévision et de décision pour la conception d'un bon nombre de centrales thermodynamiques à concentrations inscrites dans le cadre du programme national en énergies renouvelables, précité précédemment.

L'étude objet de cette thèse vous sera présentée à travers trois chapitres, encadrés par une introduction générale et une conclusion générale, répartis dans l'ordre qui suit:

Le premier chapitre est dédié à l'état de l'art des centrales solaires thermoélectriques notamment les centrales thermoélectriques à capteurs cylindroparaboliques (CCP). Le chapitre comporte aussi la description détaillée de la technologie des CCP et de ses composants clés, comme il comportera un aperçu sur les avancées et les progrès techniques et scientifiques liés à ces dispositifs et leurs composants.

Le second chapitre est consacré dans une première partie à la modélisation de la centrale solaire (champ solaire global) comportant deux champs de CCP, type de la centrale de Hassi R'mel, et l'évaluation de ses performances optiques et thermiques. La seconde partie est consacrée à la modélisation du CCP par la méthode de ray tracing (tracer de rayons) pour simuler le fonctionnement d'une boucle solaire commerciale sous des conditions standards de fonctionnement. La première partie de l'étude est réalisée grâce à l'utilisation du logiciel de programmation numérique, "Matlab", tandis que la seconde est réalisée à l'aide du logiciel numérique-optique, "Tonatiuh". Le chapitre comporte et avec détails toutes les équations et paramètres utilisés pour l'aboutissement des deux parties de l'étude notamment pour l'élaboration du modèle numérique mis au point.

Le troisième et dernier chapitre est consacré à la présentation et discussion des résultats obtenus à travers : la modélisation du champ et l'étude paramétrique visant l'étude de l'influence de la température ambiante, des vitesses du vent ainsi que la salissure des miroirs sur les performances globales de la centrale. L'influence de la température du fluide caloporteur sur la dilatation/rétraction des tubes absorbeurs et son influence sur l'intensité et la distribution du flux solaire incident sera aussi présentée. Ainsi, sous forme de courbes, tableaux, thermogrammes et histogrammes les résultats de la simulation et de l'étude paramétrique seront présentés et discutés.

Au final, et à travers une conclusion générale, contenant un bref récapitulatif mettant en lumière les grands tirets en-tirés de cette étude accompagné d'une brève série de suggestions (de recommandations), que le document sera clôturé.

CHAPITRE 01 : ETAT DE L'ART DES CENTRALES SOLAIRES THERMOELECTRIQUES A CONCENTRATEURS CYLINDROPARABOLIQUES

1.1. Introduction

Une centrale solaire thermique à concentration, est une centrale productrice d'électricité grâce à des dispositifs de conversion solaires destinés à transformer l'énergie apportée par le rayonnement solaire en une énergie calorifique exploitable par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur à différents niveaux de température (293° à 393°C, cas des centrales à CCP commerciales actuelles).

Dans le présent chapitre, nous allons présenter une vision aussi complète et détaillée que possible sur l'état de l'art des centrales solaires thermoélectriques notamment celles utilisant la technologie des CCP. Nous définissons aussi leur concept de fonctionnement, ainsi que les principaux composants du champ solaire à capteurs CCP tout en donnant un aperçu sur les limites, les avancées et les progrès apportés à chaque composant.

1.2. Ressource solaire

Le soleil avec l'immense puissance qui dégage (estimée à $3.8 \cdot 10^{14}$ TW) est considéré comme la source d'énergie la plus abondante sur la terre. En effet grâce à la diffusion de l'énergie dégagée par le soleil vers toutes les directions de l'espace, la terre reçoit une infime (toute petite) fraction de cette puissance estimée à $1.7 \cdot 10^5$ TW. Cependant, il est estimé qu'une exposition de presque une heure et demie (soit 84 minutes) à l'éclairement solaire incident (sur la terre) sera largement suffisant pour couvrir la demande énergétique annuelle mondiale (environ 900 EJ, soit une puissance de 28.54 TW), [1]. Y. Goswami, [2], affirme que si on prend la quantité de l'éclairement solaire reçue sur uniquement 1% de la surface de la terre, estimée à $1.05 \cdot 10^5$ TW et qu'on converti cette dernière en électricité avec un rendement de conversion de 10%, cette énergie sera largement suffisante pour couvrir les besoins énergétiques mondiaux de l'année 2050 estimés entre 25 et 30 TW contre 105 TW de puissance fourni continuellement par le soleil. Du fait de la nature abondante, propre et inépuisable de l'énergie solaire,

cette dernière est exceptionnellement favorable et qualifiée à remplacer nos apports énergétiques (fossiles) que ça soit pour la production de la chaleur ou de l'électricité.

1.3. Intérêt de la concentration solaire

Du fait que l'énergie solaire est peu dense, cette dernière est concentrée afin d'atteindre des températures exploitables pour la production d'électricité. Des systèmes de lentilles ou de miroirs spéculaires (de différentes formes et tailles) sont alors utilisés pour capter les rayons solaires sur une surface " A_m ", puis y sont réfléchis sur une petite surface " A_a ". Le rapport résultant est appelé "facteur de concentration géométrique". Ce facteur donne une indication relative au type de technologie à concentration utilisé. En effet, plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante, [3,4]. Le facteur de concentration géométrique, se calcule par la relation qui suit:

$$C_g = A_m / A_a \quad (1)$$

Avec : - A_m : Surface effective du miroir (surface de l'ouverture réfléchissante).

Et : - A_a : Surface de l'image (surface de absorbeur).

Il est à noter que les systèmes solaires à concentration collectent uniquement le rayonnement solaire direct, alors que leurs homologues plans non concentrateurs ou installations photovoltaïques captent également le rayonnement diffus, [5]. En effet, le rayonnement solaire direct représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire [5],[6], et de 70% et 90% d'après la référence [7]. La part du rayonnement direct dans le rayonnement total dépend de l'épaisseur et de la nature de l'atmosphère traversée. En effet, une faible latitude, une altitude élevée, une faible teneur en gouttelettes, poussières ou aérosols favorisent la transmission directe du rayonnement, [6]. Ce qui rend l'implantation des centrales solaires utilisant les dispositifs solaires-thermiques à concentration favorable et restreint à certaine régions du globe.

1.3.1. Régions du globe favorables à l'implantation des centrales solaires thermiques à concentration

Bien qu'actuellement, les projets de centrales thermoélectriques se multiplient dans de nombreux pays (23 actuellement). En plus des Etats-Unis et de l'Espagne, on cite le Canada, le Chili et le Mexique, en Amérique, l'Allemagne, l'Italie, la Grèce, la France et le Danemark, en Europe, l'Australie, (en Océanie), l'Inde, les terres occupées, le Koweït, l'Arabie Saoudite, la Chine, le Thaïlande, la Turquie et les Émirats arabes unis, en Asie et enfin pour l'Afrique [8], on cite l'Algérie, l'Égypte et plus récemment le Maroc, et l'Afrique du Sud [9]. L'implémentation de ce type de centrales solaires à concentration nécessite : de grandes surfaces d'implantation relativement plates (des plaines), un très fort éclairement solaire direct et un faible taux d'humidité. Elles sont particulièrement adaptées aux endroits qui se situent dans la ceinture solaire, [10] entre 20° et 40° de latitude sur les deux hémisphères de la terre. Parmi les pays se situant sur la ceinture solaire, on cite: l'Amérique du Sud, le Sud-Ouest des États Unis, une majeure partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et les pays du Moyen Orient, la chine, l'Australie et les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, et bien d'autre, comme indiqué sur la figure 1.1.

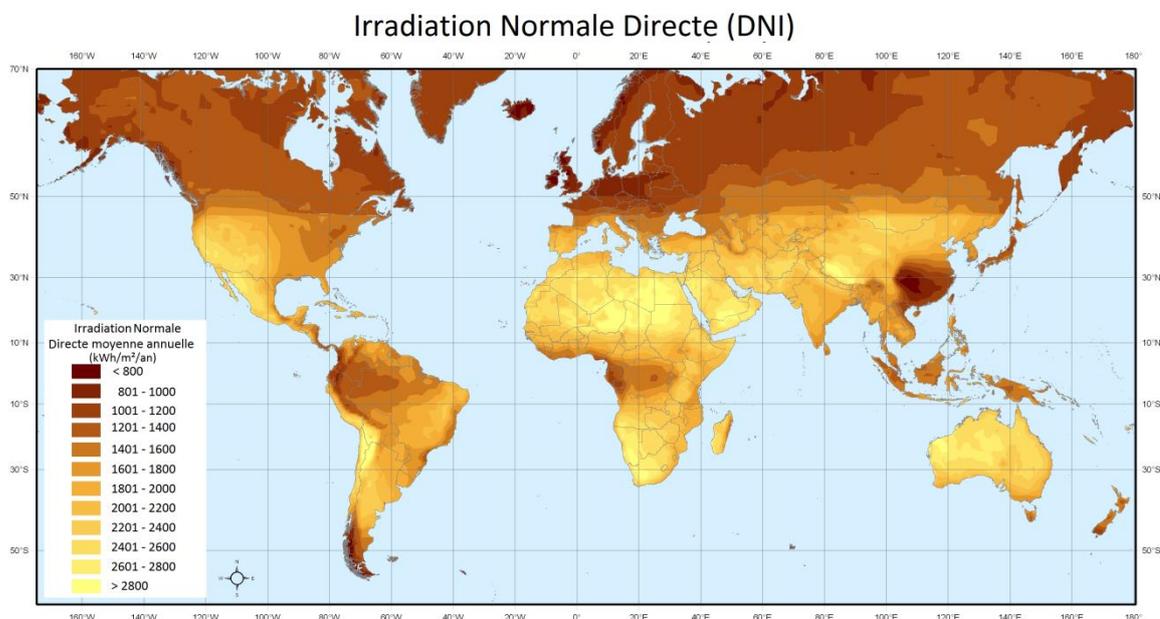


Figure 1.1 : La ceinture solaire, régions du globe pour lesquelles l'ensoleillement direct moyen annuel excède 2000 kWh/m²/an, [11],[12],[13]

Dans ce cadre nous citons une comparaison faite par l'institut allemand de technologie d'approvisionnement en énergie solaire, "ISET" qui atteste qu'un potentiel de production électrique dans les régions désertiques du Sahara et de la péninsule arabique atteint les 30 MW/km². Valeur trois fois plus élevée que celui des régions les plus favorables d'Europe méditerranéenne (de 10 MW/km², maximum). En effet le potentiel solaire joue un rôle crucial même dans la détermination du prix du kilowattheure produit par la centrale, d'après la référence [1] le coût de l'électricité produite par une centrale exploitée sous un rayonnement direct de 2900 kWh/(m².an) sera réduit de 31% par rapport à une même centrale exploitée sous un rayonnement de 2 000 kWh/(m².an).

1.3.2. Position politique et énergétique mondiale vis-à-vis de l'implantation des centrales solaire thermoélectriques

Face aux soucis mondiaux liés aux : réchauffement planétaire, changement climatique, émissions des gaz à effets de serre, à la sécurité énergétique et la limite des réserves fossiles, tous des préoccupations qui croissent de plus en plus avec la croissance économique, l'explosion démographique, le développement industriel et la consommation énergétique excessive et irresponsable, le recours aux énergies renouvelables s'avère une solution évidente et incontournable permettant une progression économique viable respectueuse à l'environnement et une évolution saine au sens propre d'un développement prospère et durable.

En effet, la production d'électricité par le biais des centrales solaires thermoélectriques existe depuis une trentaine d'années, mais c'est grâce aux politiques incitatives, subventions, aux efforts et aux recherches menés par certains pays, tels que : les Etats-Unis, l'Espagne, l'Allemagne et les terres occupées (Israël) que les centrales solaires ont connu une grande et réelle évolution, [10],[14]. En effet une capacité de 9945MWe de centrales solaires à concentration de par le monde est aujourd'hui recensée, dont une capacité de 5206MWe de centrales qui sont déjà opérationnelles, 1048MWe sont en phase de construction et 3691MWe sont en phase de développement [15], ce chiffre ne cesse d'augmenter depuis leur première grande apparition aux États-Unis avec une capacité de 354MWe accumulée au cours des années 80, contre une capacité de 604MWe en 2009 (dont 569MWe de centrales à concentrateurs

cylindroparaboliques-CCP), de centrales, principalement opérationnelles aux États-Unis et en Espagne [14].

Selon la référence [10] une prévision (comprenant deux scénarios) publiée par les organisations : Greenpeace International, SolarPaces et ESTELA, estime qu'une expansion des projets de centrales solaires à concentration, de l'ordre de 831GWe (selon un scénario modéré) à 1524GWe de puissance (selon un scénario ambitieux) qui pourront être installés (en service) d'ici l'horizon 2050. Soit 12% de la contribution énergétique mondiale à l'horizon 2050,[16].

1.3.2.1. Le projet DESERTEC

Dans le but de couvrir leurs besoins énergétiques croissants tout en respectant leurs engagements environnementaux, quelques pays membres de l'union européenne et à leur tête, l'Allemagne, ont élaboré un projet ambitieux visant l'exploitation de l'énergie solaire et l'énergie éolienne du Sahara et de la région MENA (pays du Moyen Orient et pays Nord Africains), afin d'approvisionner l'Europe et d'autre régions du monde en électricité. Ceci à travers un grand réseau de câblages électrique "lignes" HVDC, qui assureraient le transport de l'énergie électrique entre différent pays et continents, le projet DESERTEC avait pour ambition de couvrir jusqu'à 20 % de la demande en électricité en Europe à l'horizon 2020, [8,11,14,17,18]. Parmi les études qui ont abordé la faisabilité du projet DESERTEC, on cite K. Williges et al., T. Samus et al., et K. Backhaus et Al., dans les références [8,18 et 19], respectivement, ils ont étudié de manière approfondie, la faisabilité d'un tel projet, ceci pour transporter l'énergie électrique d'origine solaire de :

- L'Egypte (avec un potentiel d'éclairement solaire direct dépassant les 2000 kWh/m².an reçu sur plus de 95% du territoire du pays dont 80% territoire favorable à l'implantation des systèmes de concentration solaire (CSP)) ;

- La Lybie et l'Algérie (avec un éclairement direct de 1700 kWh/m².an, au Nord, 1900 kW/m².an, sur les hauts plateaux, et 2650 kWh/m².an, au Sud du pays avec 82% du territoire favorable à l'implantation des CSP) ;

- Le Maroc (avec un potentiel d'éclairement solaire direct de 2000 kWh/m².an et 30% du territoire du pays favorable à l'implantation des CSP), [20] ;

Ceci, vers l'Allemagne, l'Italie et d'autres pays, dont l'efficacité et la faisabilité du projet ont été approuvées tout en combinant : développement des CSP en Afrique et modernisation des réseaux de transport électrique en Europe. Malgré la surmédiation du projet et la grande volonté des pays européens à procéder à sa réalisation, l'instabilité politique et les événements de printemps arabes qu'a connus cette région du monde ont joué un grand rôle dans la stagnation du projet. (M. Balghouthi et al. dans la référence [21] présente une étude favorisant le lancement de la Tunisie dans un futur proche à l'élaboration du programme)

1.3.3. Qu'en est-il pour l'Algérie

1.3.3.1. Potentiel solaire en Algérie

L'Algérie, de par son grand potentiel solaire, est considérée comme le pays le plus ensoleillé dans tout le bassin méditerranéen avec un rayonnement solaire incident de 1700 kWh/m².an au Nord, 1900 kWh/m².an dans les hauts plateaux et 2650 kWh/m².an au Sud du pays, et avec une durée d'insolation annuelle entre 2000 heures sur la quasi totalité du pays et 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara, [48,42] ce qui la qualifie et la rend plus favorable à l'implantation des centrales solaires thermoélectriques de grandes puissances (du point de vue "ressource").

Dans la figure qui suit, nous présentons une carte représentative du rayonnement solaire direct journalier reçu sur la totalité du territoire algérien.

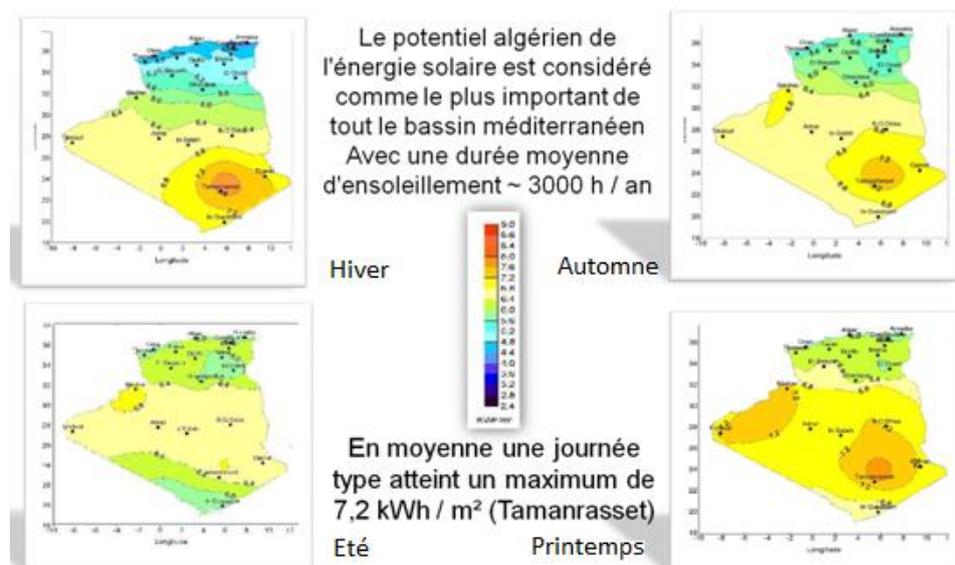


Figure 1.2 : Potentiel solaire algérien

1.3.3.2. Position politique est énergétique de l'Algérie vis-à-vis des centrales thermoélectriques

A l'instar des pays du globe, l'Algérie est priée de s'appliquer aux décisions prises lors de la COP21, ce qui lui implique une réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le but de limiter la hausse de la température du globe au dessous de 2°C, et ce d'ici l'horizon 2100.

Soucieuse, par rapport à la préservation de ses ressources fossiles et aux problèmes environnementaux aux quels le monde est confronté, l'Algérie à travers son programme ambitieux dédié aux énergies renouvelables, lancé en 2011 puis révisé en 2015 a décidé de mener une transaction énergétique remarquable vers une nouvelle ère énergétique durable, de ce fait un investissement de plusieurs milliards de dinars algériens est déployé pour atteindre une capacité de 22 GWe d'ici l'horizon 2030, parmi le bouquet énergétique varié, une capacité de 2000 MWe sera dédiée uniquement à la technologie de concentration solaire thermique,[22,23]. Dans ce cadre une centrale solaire électrique hybride d'une capacité de 150 MWe (dont 25 MWe est fournie du champ solaire) a été inaugurée en juillet 2011, le site choisi se trouve à Hassi Rmel, (Willaya de Laghouat) à 60 Km de la willaya de Ghardaïa, [24,25, 26].

1.4. L'évolution de la concentration solaire et des centrales thermoélectriques

Bien que l'orientation des intérêts mondiaux vers les énergies renouvelables notamment vers la technologie des centrales solaires à concentration ne s'est montrée qu'après le choc pétrolier de 1971-1973. A travers les séries de centrales pilotes mises en service dans les années 80 et 90 : les centrales SEGS (début des années 80, début des années 90) qui sont reconnues entant que la première expérience de centrales thermoélectriques industrielles aux États-Unis et dans le monde avec une capacité totale de 354 MWe, cette série de centrales produisait une puissance suffisante à éclairer 170 000 d'habitations [7], la centrale Thémis en France (1983-1986) centrale expérimentale de 2.4 MWe, ainsi que les deux centrales Solar-One (1982-1985) et Solar-Two (1997-2000), implantées aux États-Unis [5], l'origine de la concentration solaire quant à lui remonte à une époque plus ancienne.

1.4.1. Concentration solaire et son évolution dans le passé

L'origine de la concentration solaire remonte à une époque bien ancienne où elle fut utilisée par les Grecques, pour allumer le premier flambeau des jeux olympiques antiques. Parmi les études et les découvertes concernant l'utilisation de l'énergie solaire, on trouve un bon nombre de descriptions, de projets ou d'expériences qui remontent à l'époque de renaissance européenne, notamment dans les dessins et documents de Léonard de Vinci, ce dernier qui a entamé en 1515, la construction d'un énorme miroir permettant de concentrer l'énergie solaire afin de l'utiliser pour des applications industrielles, [27]. Sans oublier de citer Giovanni Magini qui a utilisé un miroir sphérique pour fondre les métaux (au sujet des miroirs ardents d'Archimède un conflit se présente entre mathématiciens et érudits sur leur l'histoire, certains attribuent leur origine à Galileo, d'autres à Jérôme Cardan et d'autres à Giovanni Battista Della Porta). Comme beaucoup de ses contemporains, le mathématicien Bonaventura Cavalieri, élève de Galilée s'est intéressé à la question des miroirs ardents (à travers un manuscrit rédigé en 1632). Il essaya mais sans succès de reconstruire le miroir d'Archimède, mais il traita dans son livre les miroirs elliptiques, hyperboliques, paraboliques et même sphériques. Successeur de Cavalieri, Gian Domenico Cassini de l'Université de Bologne (Italie), inventa en 1650 le miroir le plus brûlant, avec un diamètre de 2.7 m. Ce dernier, fut l'un des plus grands miroirs jamais construit en France à la fin du XVIIe siècle, [27].

Parmi les chercheurs qui ont contribué par leurs remarquables expériences et travaux au développement des dispositifs solaires à concentration thermique, on cite aussi, le mathématicien français Augustin Mouchot qui a construit une machine qui assure la conversion de l'énergie solaire concentrée en travail mécanique, en actionnant une presse typographique. L'ingénieur suédois John Ericsson (à l'époque émigrant aux Etats-Unis) avec ses remarquables inventions en 1870 et 1886, qui décéda avant de finir la version commerciale de ses recherches et dont les travaux n'ont jamais été repris [20,28,29]. D'autres contributions en 1901 par Eneas, et 1907 avec le développement d'un CCP à production directe de vapeur, menée par les deux allemands Wilhelm Maier et Adolf Remshardt. D'autres remarquables expériences ont été dirigées de 1906 à

1911 par l'ingénieur américain Frank Shuman. Certains des dispositifs qu'il a construits et testés ont servi à l'animation d'un système de pompage d'eau d'irrigation (en Tacony) en Pennsylvanie, États-Unis. En 1912, il modélisa et installa une large centrale solaire permettant le pompage de d'eau d'irrigation à travers des dispositifs à concentration linéaire au village Méadi au sud du Caire en Egypte. Avec la contribution d'un consultant anglais dénommé Charls Vernon Boys, des modifications furent apportées au modèle développé par Shuman, et un moteur de suivi (animé par une thermopile) fut intégré à la centrale. Après que la centrale ait commencé à produire, d'autres projets de centrales similaires à travers le monde ont été proposés à Shuman mais à cause du déclenchement de la première guerre mondiale et la baisse des prix du pétrole, l'idée n'a pas été concrétisée. La centrale en question a été complètement abandonnée en 1915 (le système fut breveté en 1917). D'autres activités importantes ont été menées en début des années 60 à l'université de Gênes, en France par le chercheur Italien Giovanni Francia entre 1960 et 1965, qui construisit et testa des chaudières solaires produisant de la vapeur d'eau à 500°C et 600°C grâce à des dispositifs solaires à concentration linéaire et ponctuelle. Constituée de champs de miroirs orientables à travers des mécanismes ingénieux [20], [27-29]. De plus amples détails sont donnés par les auteurs, A. Fernandez-Garcia et all dans la référence [20], C. Silvi dans la référence [27], M. Romero-Alvarez et E. Zarza dans la référence [28] et D. Mills dans la référence [29].

1.4.2. Apparition et évolution des projets de centrales solaires à concentration

Avant les années 80, les dispositifs solaires à concentration étaient destinés uniquement à la production de chaleurs (vapeur d'eau), et utilisés soit à des fins industrielles (énergie thermique) ou pour le pompage d'eau (énergie mécanique). Aujourd'hui les concentrateurs solaires sont largement utilisés pour la production d'électricité en plus de leur utilisation dans le pompage de l'eau, le chauffage des grands bâtiments, chauffage d'eau de piscines, le dessalement de l'eau de mer, réfrigération solaire et conditionnement d'air et l'utilisation industrielle d'une façon plus générale (d'autres applications sont encore à l'étude) [30,31].

Après les premières séries de centrales solaires à concentration construites en début des années 80 et fin des années 90, la technologie n'a connu aucun développement pendant une bonne dizaine d'années [8]. Cependant, en 2006, les technologies de concentrations ont ressurgi aux Etats-Unis et massivement en Europe, principalement en Espagne. Aujourd'hui pas moins de 5.2 GWe de puissance installée de centrales solaires à concentration déjà fonctionnelles de par le monde, et plus de 4.7 GWe de puissance en cours d'installation et en phase d'étude,[15].

Les actuels leaders mondiaux dans le domaine sont : l'Espagne avec une capacité de plus de 2.5 GWe, suivit par les États-Unis avec 1.5 GWe et les autres pays du monde. Parmi les pays qui se lancent avec puissance dans ce domaine, nous citons la Chine qui dans les prochaines années concurrencera les Etats-Unis avec une puissance de 1.9 GWe de centrales installées à l'horizon 2023, suivit du Maroc, de l'Afrique du sud et du Moyen Orient avec une puissance de 1 GWe chacun, suivie par l'Australie et le Chili avec une puissance de 300 MWe chacun [32].

Le tableau (1.1) récapitule les centrales thermoélectriques (toutes technologies confondues), en opération, en phase de construction et en phase d'étude de par le monde. Puis sous forme d'histogramme en figure 1.3, est représentée en terme de capacité: installée, en cours d'installation et en phase d'étude, la part de chaque pays investissant dans la production d'électricité à travers des centrales solaires thermoélectriques.

Tableau 1.1 : Nombre des centrales thermoélectriques dans le monde [33,34]

Centrales thermoélectriques par type de technologie	En fonctionnement	En construction	En cours de développement
Cylindroparabolique	77	10	10
A tour solaire	13	06	10
Parabole Stirling	01	0	0
Fresnel	07	2	4
Nombre totale	98	18	24

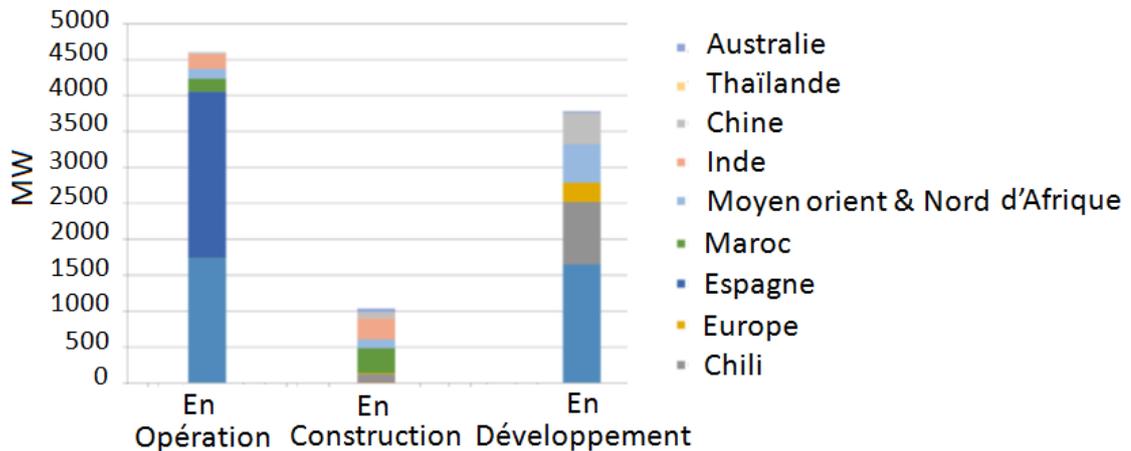


Figure 1.3: Capacité de centrales thermoélectriques : installée, en cours d'installation et en phase d'étude, dans le monde, [33].

1.5. Concept de la concentration solaire dans les centrales thermoélectriques:

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermoélectrique ou encore centrale héliothermodynamique) est une centrale qui génère de l'électricité grâce à la concentration et la conversion des rayons solaires directs en chaleur puis en électricité.

1.5.1. Principales technologies déployées dans les centrales thermoélectriques

Le rayonnement direct peut être concentré soit en un point, soit en une ligne et c'est à travers la forme des miroirs (surfaces réfléchissantes) qu'on peut déterminer le type de la concentration utilisée. On parlera de concentration ponctuelle, lorsque les rayons solaires directs normaux sont réfléchis vers un point focal (les centrales à tour solaire (CTS), et les centrales à capteurs paraboliques (CCB)), tandis qu'on parle de concentration linéaire, lorsque les rayons réfléchis sont concentrés sur une ligne focale (les centrales à capteurs cylindroparaboliques (CCP) et les centrales à miroirs ou lentilles de Fresnel (CLF)).

Typiquement, il existe 4 familles de systèmes solaires à concentration [28],[35], (voir figure 1.4), qui sont : les concentrateurs paraboliques, les miroirs ou lentilles de Fresnel, les systèmes à tour et les concentrateurs cylindroparaboliques. Sur la figure 1.4, un schéma descriptif simplifié des principales technologies de concentration solaire est présenté.

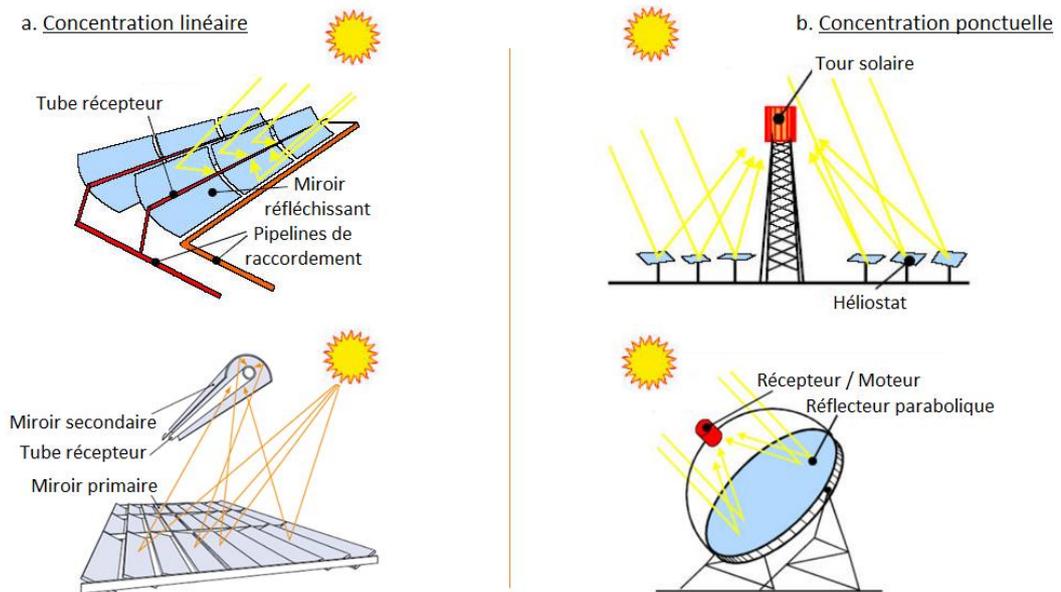


Figure 1.4 : Schéma de principe des principales technologies de concentration solaire,[36]

Ces dispositifs se distinguent par leurs dimensions élémentaires (donc leur puissance), leurs performances optiques et thermiques, et leur coût. La chaleur solaire à haute température (250 °C – 1800 °C) est produite avec d'excellents rendements thermiques, supérieurs à 70%. La conversion en électricité au moyen de cycles thermodynamiques conventionnels conduit à des rendements maximums en puissance compris entre 20% et 30% selon la taille du groupe et le cycle utilisé, ce qui est excellent. En moyenne annuelle, le rendement net de production d'énergie électrique se situe entre 10% et 20% selon la technologie mise en œuvre, [6]. On donne au tableau (1.2) quelques caractéristiques des différentes technologies de concentration.

Tableau 1.2 : Caractéristiques des différentes technologies de concentration, [5].

Technologie	CCP	Tour	Parabole
Rendement thermique nominal	70%	73%	75%
Puissance des installations (MW _{th}) concentration	80 à 300	10 à 100	1 à 100
Température de travail (°C)	60- 400	700-1200	6000-10000
	270 à 450	450 à 1000	600 à 1200

De plus amples détails sur les différentes technologies de centrales solaires à concentration sont abordés par plusieurs auteurs dans les références [29] et [37 à 58].

1.5.2. Principe de fonctionnement d'une centrale thermoélectrique

Toute installation thermodynamique solaire doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie rayonnée en une énergie électrique avec la meilleure efficacité possible. En général, toutes les centrales solaires à concentration ont un même principe qui se résume comme suit, [59]:

- **La concentration du rayonnement solaire direct**, se fait à l'aide des miroirs réfléchissants de différentes tailles et formes. Ils peuvent être de forme: plate, plane, ou incurvée, semi cylindrique, ou parabolique. Pour une concentration maximale du rayonnement normal direct incident, les miroirs sont munis d'un système de suivi qui traque la trajectoire journalière du soleil du lever au coucher. Le suivi se fait soit sur un seul axe de rotation soit sur deux, selon le type de la technologie adaptée. La poursuite du disque solaire se fait selon deux méthodes, on parle alors d'une poursuite aveugle ou d'une poursuite sensible.
- **La transformation de l'énergie rayonnée en chaleur**, se fait par le biais d'un fluide caloporteur qui peut être : de l'eau, de l'air, des huiles minérales ou synthétiques ou des sels fondus . . . etc. La température et le type du fluide utilisé sont des critères de base dans le choix de la technologie. La température de travail de chaque technologie dépend impérativement du fluide caloporteur qu'elle utilise, ce qui nous mène vers le classement suivant : pour des plages de température allant de 270°C à 450°C on utilise la technologie des concentrateurs cylindroparaboliques, de 450°C à 1000°C on utilise la technologie des centrales solaires à tour, de 600°C à 1200°C on utilise la technologie des concentrateurs paraboliques, [5].
- **Le transport et le stockage de la chaleur**, pour toutes les technologies le type de stockage dépend directement et impérativement du type du fluide caloporteur utilisé. Exception faite pour la technologie des paraboles de révolution, le système ne nécessite pas de stockage thermique. Les fluides caloporteurs utilisés dans les premières centrales solaires à concentrations (les années 80) pour le stockage thermique sont: les huiles minérales et les sels fondus (mélange de $NaNO_3$ et de KNO_3). Aujourd'hui, les centrales thermoélectriques conçues principalement en Espagne et ailleurs, utilisent les sels fondus ; la vapeur d'eau combinée avec un stockage solide ; béton à haute température et céramique

coulante. D'autres concepts innovants ont été abordés par M. Medrano et Al. [60], permettant l'amélioration des performances du stockage thermique utilisé dans les centrales solaires à concentration, consistant à combiner le stockage sensible et le stockage latent en utilisant les matériaux à changement de phase.

- Le concept de stockage à lit fluidisé en utilisant le sable pour le stockage de chaleur et l'air comme fluide caloporteur ;
- Le concept de stockage chimique en utilisant les réactions de formation d'ammoniac dans un concentrateur de forme paraboloidale ;
- Le concept de la paroi mobile utilisant une séparation mécanique pour séparer un volume froid d'un volume chaud de sels fondus [60].

Les références [61-67] abordent la thématique du stockage thermique dans les centrales thermoélectriques avec de plus amples détails.

- **La conversion de la chaleur en travail mécanique, puis en électricité**, une fois la chaleur collectée, elle est systématiquement communiquée à un fluide caloporteur et passe ensuite soit directement par une turbine (production directe de la vapeur d'eau par le champ solaire), soit indirectement à travers un système d'échangeur de chaleur où la chaleur est cédée à un autre fluide (l'eau). La vapeur ainsi générée actionne une turbine, qui entraîne à son tour un alternateur. L'énergie électrique est ainsi produite. La nuit (ou lors des passages nuageux), la continuité de la production électrique est assurée soit à travers un système de stockage thermique on dira dans ce cas que la centrale est purement solaire, soit par une hybridation avec un système conventionnel ou en combinaison avec d'autres sources d'énergies renouvelables, on dira dans ce cas que la centrale est hybride.

1.6. Les centrales thermoélectriques à CCP

1.6.1. Concept de la technologie

Les centrales solaires à CCP utilisent des miroirs de forme cylindro-parabolique. Ces derniers suivent le mouvement apparent du soleil dans le sens de la hauteur et concentrent le soleil, de 30 à 100 fois, [68], à la ligne focale du miroir parabolique le long duquel un tube absorbeur est positionné et à travers lequel circule un fluide caloporteur. Ce fluide, (en général une huile de synthèse) est chauffé à des

températures d'environ 400° C, [68]. Cette technologie est la plus utilisée sur le marché du solaire thermodynamique à concentration. Actuellement 73% des centrales thermoélectriques utilisent la technologie des CCP.

1.6.2. Apparition et évolution des projets de centrales thermoélectriques à CCP

L'apparition des centrales thermoélectriques à CCP, remonte aux années 80, localisées exclusivement aux Etats-Unis avec une capacité installée de 350 MWe (une série de centrales de SEGS I à SEGS IX, d'une capacité entre 14 et 80MWe). Actuellement on compte 77 centrales à CCP de par le monde, implantées majoritairement en Espagne avec 39 centrales d'une capacité totale dépassant les 1871.9 MWe (de capacité-unitaire-installée entre 22.5 MWe et 50 MWe), suivie par les Etats-Unis avec une capacité de l'ordre de 1255.8 MWe, avec une capacité unitaire de 250 MWe, [33]. Ailleurs dans le monde, on note actuellement 3 centrales en Inde, 2 en l'Italie, au Maroc et en Afrique du sud, et une centrale en Algérie, en Egypte, en Thaïlande et en Emirats arabes unis [33]. Parmi les projets de centrales à CCP en cours de construction, on recense 4 centrales en Inde (de 50MWe, 100MWe, 25MWe et 100MWe de capacité chacune), 2 en Afrique du Sud de 100MWe chacune, une centrale en Arabie-Saoudite, au Maroc et au Mexique d'une puissance électrique de (43MWe, 200MWe et 12MWe respectivement), [33]. Parmi les pays qui projettent de se lancer dans la technologie des CCP, on retrouve la Chine qui mène un très lourd investissement, pour la construction de 6 centrales à CCP d'une capacité totale de 414MWe, le Chili qui a l'ambition de construire la centrale à CCP la plus puissante au monde, avec une capacité de 360MWe. On cite aussi "les terres occupées" (Israël), l'Afrique du Sud et le Kuwait qui prévoient la construction de centrales à CCP d'une puissance entre 50MWe et 110MWe, [33]. Parmi les centrales précitées certaines sont capables de produire de l'électricité en continu, nuit et jour, plusieurs se trouvant en Espagne assurent la production pendant 7h30 à 9 heures après le coucher du soleil grâce à un système de stockage thermique. Pour les centrales à CCP qui ne sont pas dotées d'un système de stockage ou qui ne sont pas hybridées avec une autre source d'énergie renouvelable, un appoint de combustibles fossiles est utilisé pour assurer le fonctionnement durant les passages nuageux ou les périodes non-ensoleillées durant la nuit (aux Etats-Unis

et en Espagne, l'utilisation du système d'appoint est limitée, la production par le biais des combustibles fossiles ne doit pas dépasser les 25% et 15% respectivement, de la production annuelle de la centrale, [28]). Un autre type de centrales, encore peu répandu dans le monde, mais qui a ces avantages, c'est l'ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), le cycle combiné solaire où l'utilisation des combustibles fossiles n'est pas limitée, c'est le champ solaire qui contribue à la production totale de la centrale. En 2014, O. Behar et al. [69], ont rapporté le nombre de 7 projets de centrales solaires hybrides à CCP de par le monde. Trois d'entre eux se trouvant en Afrique du Nord (Egypte, Maroc et Algérie, avec une contribution du champ solaire entre 20 MWe et 25 MWe), et un projet en Iran (17MWe), aux Etats-Unis, en Espagne et en Italie (5MWe). Deux projets de centrale ISCC sont en cours de construction, 5 au Mexique et en Chine et 3 projets en phase d'étude (deux aux Etats-Unis et un au Kuwait), [69]. En récapitulation, nous joignons, en annexe (Annexes : A.1, A.2, A.3), trois tableaux regroupant toutes les centrales thermoélectriques du monde utilisant la technologie des CCP, avec la description de chacune.

1.7. Les centrales thermoélectriques à CCP à cycle combiné (ISCC)

Une centrale thermoélectrique hybride ou centrale solaire à cycle combiné utilisant la technologie des CCP est une centrale utilisant et combinant: méthode conventionnelle (combustibles fossiles) et champ solaire à CCP, pour la production d'électricité. Elle est composée principalement d'un champ solaire (constitué principalement de rangées de capteurs, miroirs spéculaires fixés sur des structures métalliques, tubes récepteurs, conduites de raccordement, socles et fondations) et d'un bloc de puissance (regroupant généralement, un générateur de vapeur solaire, des turbines (gaz, vapeur), chaudières de récupération, condenseur . . . etc). Dans les prochains paragraphes nous tentons de définir les composants principaux du champ solaire (précités précédemment) et citer quelques avancées scientifiques relatives à chaque composant, à l'inverse de la partie "bloc de puissance" qui sera considérée comme une boîte noire (aucun détail ne sera abordé d'avantage).

1.7.1. Le champ solaire et ses principaux composants

A la première vue d'une centrale thermoélectrique, se sont les grandes surfaces réfléchissantes constituant le champ solaire, qui captent notre attention. Afin d'atteindre la puissance nominale désirée par la centrale, ces surfaces peuvent s'étendre sur plusieurs kilomètres carrés, ce qui représente un coût non négligeable par rapport au coût totale de la centrale [70,71]. La production d'électricité par le biais des centrales thermoélectriques à CCP est une technologie approuvée mais le compromis recherché qui reste à réaliser réside dans : l'amélioration des composants du champ et donc l'optimisation de leurs performances techniques et la diminution de leur coût, ceci afin de rendre la technologie plus compétitive par rapport aux autres technologies à concentration solaire, autres énergies renouvelables et à l'énergie fossile. Dans la figure 1.5, on présente les principaux composants d'un champ solaire à CCP.

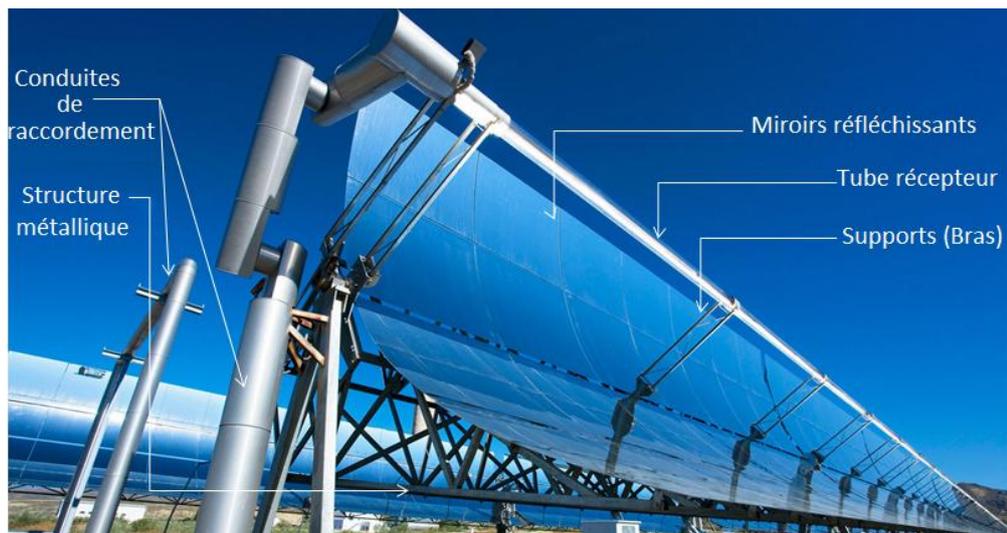


Figure 1.5 : Quelques principaux composants du champ solaire à CCP

1.7.1.1. Les miroirs réfléchissants

a. Concept

L'ultime fonction des miroirs spéculaires que constituent un champ solaire, est de capter puis réfléchir le maximum d'énergie rayonnée reçue sur leurs surfaces vers un foyer linéaire se situant à une position bien définie. C'est pour cette raison que les miroirs adaptés doivent avoir un très bon coefficient de réflexion, supérieur

à 88%, et une faible teneur en fer. Le premier critère est pour maximiser la réflexion des miroirs, le second est pour accroître leur transmittivité.

b. Technologie

Les types de miroirs les plus répandus dans les centrales thermoélectriques à CCP actuelles, sont les miroirs à base de verre argenté (verre revêtu d'une couche d'argent sur sa face arrière). Ces derniers sont reconnus pour leur durabilité et une réflectivité de 93% « minimum ». On retrouve bien d'autres types de miroirs tels que: les miroirs acryliques ou les miroirs fabriqués à base d'Aluminium poli qui sont caractérisés par leur grande résistance.

Les verres argentés sont fabriqués à base de verre flotté (une technique de fabrication inventée en 1952, qui assure au verre une très bonne uniformité). De plus amples détails sur ce procédé sont donnés par L. A. B. Pilkington et al. [72]. Après le découpage des plaques planes du verre flotté, les facettes en verre sont retournées au four afin de leur attribuer la forme concave, ceci avec la plus grande précision géométrique possible. Plusieurs couches de matériaux sont ensuite déposées sur la surface arrière du verre. La première couche est en Argent, suivie d'une couche protectrice en cuivre sur laquelle trois autres couches de revêtements (verniss) sont déposées, à savoir : la couche primaire (revêtement de base), la couche intermédiaire, et la couche de finition (revêtement de protection), au final un miroir de 3 à 4mm [73], 4 mm [28], 4 à 5 mm [74] est obtenu. Dans la figure 1.6, les différentes couches du miroir argenté utilisé dans les dispositifs CCP, sont représentées.

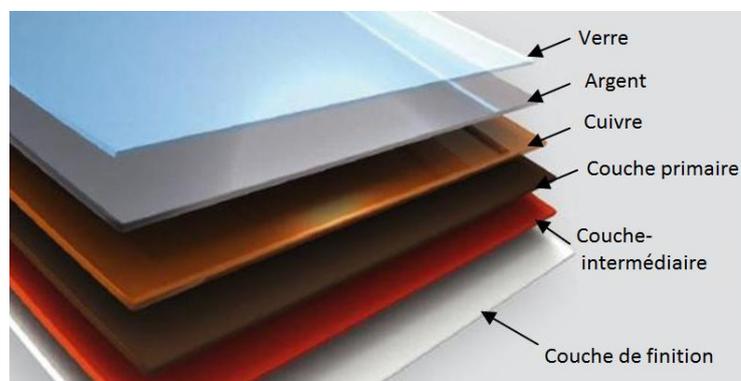


Figure 1.6 : Composants des miroirs à base de verre argenté, [74]

Afin de diminuer le poids des miroirs, réduire leur charge sur la structure métallique et faciliter le mouvement de cette dernière, des miroirs d'une plus faible épaisseur (1 mm) ont été mis au point. Ces derniers sont adhésés lors de l'assemblage du capteur à un système de renforcement (panneau de 3 mm d'épaisseur fabriqué en résine de polystyrène et fibre de verre) ceci, afin de les consolider [73].

Afin d'augmenter la résistance mécanique du verre, ce dernier est trempé thermiquement, les traitements de renforcement appliqués, lui attribuent des propriétés de sécurité et de durabilité remarquables. On cite : - une plus grande résistance aux cassures thermiques ; - une plus grande résistance aux tentions mécaniques y compris les charges dues au vent ; - une manipulation plus sûre (aucune menace sérieuse pour les opérateurs en cas de brisure des miroirs), [73].

c. Contraintes du choix du site sur les performances des surfaces réfléchissantes

Pour l'implantation des centrales solaires thermoélectriques à concentration, l'évaluation du potentiel solaire est primordiale pour le choix du site. La complète et parfaite connaissance des caractéristiques du site telles que: sa propreté (présence d'aérosols, poussière, sable, vent, vents de sable, précipitation de pluie accompagnée de vent), la fréquence des phénomènes naturels (fréquences des vents chargés en matière solide, fréquences des vents de sables, fréquences des précipitations, les saisons ou périodes des fréquences), l'intensité des phénomènes (rafale de vent, tempête de sable . . . etc.) est nécessaire. Tous ces facteurs influent considérablement sur la prise de décision et le choix du site [75], et les performances des surfaces réfléchissantes.

d. Risques présentés

La majorité des zones géographiques à fort éclairage solaire direct, sont caractérisées par un climat : aride/ semi-aride, saharien, subsaharien, où les conditions climatiques les plus dures et extrêmes sont réunies.

La déposition des grains de poussières ou de sables sur les miroirs affecte considérablement leur réflectivité et diminue le rendement global du dispositif solaire. Pour y remédier, un nettoyage périodique des miroirs est nécessaire dès

que la réflectivité des miroirs baisse entre 90% et 88%. Les vents violents peuvent eux aussi entraîner des contraintes de torsions. Les vents violents chargés en particules de poussières ou de sables, peuvent eux aussi influencer la précision du dispositif solaire et causer leurs, altération et déformation, En effet des miroirs de surface altérée ou mal ajustée, changent la direction des rayons directs réfléchis qui sont ainsi perdus au lieu d'être recueillis au niveau du tube récepteur [71].

e. Moyens et outils de caractérisation des surfaces réfléchissantes

Pour l'évaluation de la réflectivité des miroirs et l'évaluation des erreurs d'alignements (des miroirs, tubes récepteurs, structures), plusieurs moyens et outils de mesures ont été mis au point. Ces derniers sont utilisés, soit dans les laboratoires (lors de la fabrication ou la mise au point du produit), soit dans les ateliers d'assemblage (au sein de la centrale en cours de construction), soit en dehors du laboratoire ou de l'atelier (sur site, dans les champs solaires, centrales déjà en opération).

Parmi les dispositifs et/ou techniques de caractérisation de l'état de surface (déformation, torsion, rugosité, et réflectivité) des miroirs, on cite :

- **Le spectromètre**, instrument recommandé pour des mesures en laboratoire ;
- **Le réflectomètre** où le portatif est très recommandé pour la simplicité des prises de mesure sur site ;
- **La photométrie** qui est la technique la moins chère, la plus simple et la plus adaptée pour les mesures sur site en dehors des laboratoires. Elle s'effectue à l'aide de caméras. Après la prise de plusieurs photos, ces dernières sont analysées à l'aide d'un outil informatique où caractérisation du dispositif solaire est déterminée ;
- **La déflectométrie**, qui est une technique utilisée en laboratoire ou sur site. L'envoi de faisceaux lumineux en direction de la surface réfléchissante permet la projection de l'image de cette dernière. Les imperfections sur les surfaces réfléchissantes sont alors détectées grâce à la distorsion et la déformation de l'image renvoyée [73,76] ;

- **Le laser tracker**, qui est une technique adaptée pour les mesures sur site mais coûteuse et lente pour l'obtention de mesures précises [73,77] ;
- **Le VSHOT** (Visual Scanning Hartmann Optical Tester), qui est un instrument de mesure optique utilisant des rayons laser. Il peut être utilisé pour des mesures en laboratoire comme sur site. L'instrument est doté d'une grande précision. Il a été développé et approuvé par les laboratoires NREL en 1997, [73,78,79].

P. King [73] fournit de précieuses informations concernant les différents moyens et techniques de mesure et de caractérisation des miroirs réfléchissants pour la détermination de la réflectivité, l'état de surface, salissure et ensablement, vieillissement et erreurs d'alignements. Un test de vieillissement des miroirs (simulé dans le laboratoire) est aussi présenté dans cette référence.

f. Travaux de recherche réalisés

Plusieurs études et travaux de recherches ont été menés sur les CCP. Parmi ces études, on note celles relatives aux phénomènes d'ensablement et de salissure et leur influence sur la réflectivité des miroirs et sur le rendement des dispositifs et des centrales à CCP, ainsi que la détermination des caractéristiques de certains sites, où sont déjà implantées des centrales thermoélectrique ou inscrites à l'implantation [80 à 85].

D'autres études s'intéressent aux différents moyens et techniques de mesures de l'état de surface des miroirs (déformation, torsion, rugosité, et réflectivité) abordant : la simplicité des techniques, leur précision ainsi que leur coût. Des études comparatives entre les différentes méthodes ont aussi été réalisées [73], [75 à 78] et [86 à 88].

Des travaux de recherches s'intéressent aussi à l'étude des aérosols (particules de poussières et de sables), de leur mouvement dans l'air et leurs déposition et répartitions sur des échantillons de miroirs à travers des tests effectués sur sites sous des conditions climatiques réelles, ainsi qu'aux éventuels moyens de nettoyages (auto-nettoyage, sec, brosse et eau déminéralisée, jet d'eau pressurisé, jet d'eau à buse rotative) pouvant répondre aux problèmes

fréquents (l'encrassement et l'ensablement rapide des miroirs et la raréfaction des ressources en eau dans les zones arides et semi-aride/ minimisation du coût lié au nettoyage). D'autres études se sont intéressées à la simulation des vents et tempêtes de sable dans les laboratoires afin d'étudier l'influence de ses phénomènes sur l'état de surface et la réflectivité des miroir, grâce à la méthode de vieillissement accéléré des miroirs (les miroirs sont bombardés par des particules de sables à différentes tailles, avec différentes vitesses, et différentes directions (différents angles d'attaques), avec le contrôle de ces paramètres et le contrôle de la concentration des particules et le temps d'exposition), toutes ces études citées, on les retrouve répertoriées dans les références de [89 à 103].

Parmi les études qui se sont intéressées aux problématiques précitées [89 à 103]. Cinq travaux algériens dirigés par : M. Kolli et al. [90], A. Marouani et al. [98], C. Bousbaa et al. [100,101], et S. Bouzid et al. [102] se sont intéressés à l'étude de l'influence des vents et rafales de vent de sables ainsi qu'à l'étude de l'effet de sablage sur la réflectivité de quelque type de verre [90, 98, 100, 101,102].

Deux autres études s'intéressant à la standardisation des tests de vieillissement que ça soit les tests de vieillissement accélérés des miroirs (qui se pratiquent en laboratoires) ou les tests effectués sur sites sous des conditions climatiques réelles, ont fait l'objet de recherche [104, 105].

1.7.1.2. Le tube récepteur

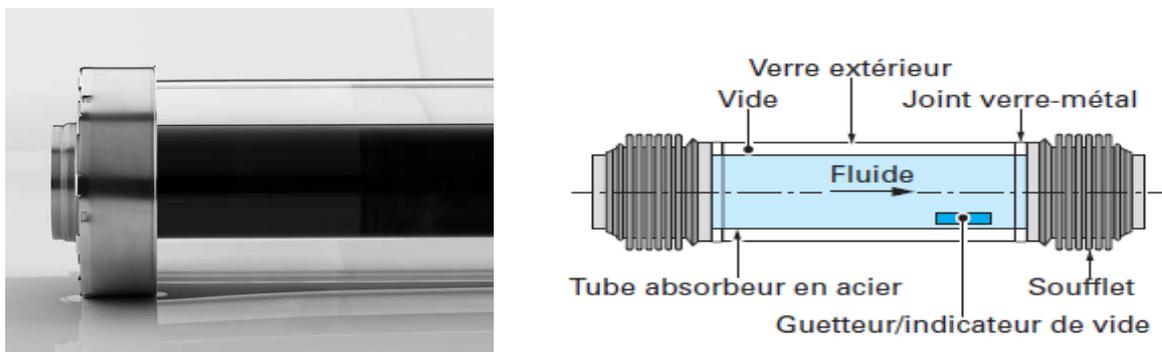


Figure 1.7 : Tube récepteur de type Schott PTR 70 pour CCP [5,74], schéma descriptif

a. Concept

Comme montré sur la figure 1.7, un tube récepteur est constitué de deux tubes concentriques. L'un métallique revêtu d'une couche sélective doté d'une grande

absorptivité thermique. L'autre en verre traité (antireflet, à très faible teneur en fer) pour maximiser la transmittivité du verre et faciliter le passage des rayons solaires concentrés à travers ses parois. Les deux tubes sont séparés par un espace vidé (d'air à basse pression) afin de réduire les échanges thermiques convectifs vers l'ambiance et accroître les performances thermiques du tube absorbeur. L'absorptivité thermique élevée du tube métallique traité lui permet de restituer le maximum d'énergie reçue à travers ses parois extérieures au fluide caloporteur circulant à l'intérieur. Le tube secondaire en verre traité est déployé afin d'assurer une meilleure isolation thermique, et accroître le rendement optique et thermique du tube récepteur.

b. Technologie

Il existe trois grandes compagnies qui détiennent la maîtrise de la technologie des tubes récepteurs ainsi que le marché de la construction et de la commercialisation des tubes récepteurs. Il s'agit de : "**Schott**" (compagnie allemande), "Archimede Solar Energy, **ASE**" (compagnie italienne), et "**Siemens**" (deuxième compagnie allemande). La technologie des tubes récepteurs commercialisée aujourd'hui par Schott et Siemens utilise l'huile synthétique comme fluide caloporteur. Ces récepteurs sont conçus pour des températures de fonctionnement qui ne dépassent pas les 400°C (température imposée par le fluide caloporteur utilisé). Les récepteurs Siemens (ex :SOLEL) ont déjà été utilisés dans les centrales à CCP à génération directe de vapeur [74]. Actuellement, une innovation faite dans le domaine, par la compagnie "ASE" qui a permis la réalisation de la dernière génération de tubes récepteurs fonctionnant avec des sels fondus comme fluide caloporteur atteignant ainsi des températures de fonctionnement maximales égales à 580°C.

c. Contraintes et risques présentés

En raison des conditions de travail dures et difficiles sous lesquelles opèrent les tubes récepteurs, tels que : l'éclairement solaire hautement concentré, les hautes températures de fonctionnement jusqu'à 400°C ; le gradient de température élevé entre la température ambiante et la température de travail; la distribution et la répartition non uniforme du flux solaire concentré et de la température, les tubes

récepteurs notamment les tubes absorbeurs métalliques qui sont généralement fabriqués en acier inoxydable, et qui, à l'instar d'un grand nombre de matériaux, ont la capacité de se dilater et se rétracter en fonction de la variation de la température, sont quotidiennement soumis à des contraintes mécaniques et thermiques pouvant se manifester à travers la dilatation, le flambement et la déformation plastique du tube absorbeur métallique et mener même à la rupture et brisure du tube en verre.

En effet, la dilatation et le flambement du tube absorbeur peuvent se produire quotidiennement durant la poursuite journalière du soleil. Si les conditions de fonctionnement extrêmes sont atteintes, les contraintes thermiques peuvent agir de manière cyclique en provoquant des déformations visibles et permanentes du tube absorbeur. Lorsque le tube absorbeur métallique se déforme (dilata et flambe), il sort de sa ligne focale entraînant différents problèmes, tels que la rupture du tube en verre qui l'enveloppe et la baisse du rendement optique et thermique du capteur [105]. La défaillance du joint verre-métal à coefficients de dilatation différents, a été également rapportée comme cause fréquente d'endommagement des tubes récepteurs dans les centrales solaires SEGS VI - IX après 9 - 11 ans de service (30% - 40%). Cette défaillance été provoquée par le flux solaire concentré incident "qui frappait directement" sur les joints verre-métal, [106,107].

d. Travaux de recherche

Plusieurs études ont porté leurs intérêts sur les tubes récepteurs ainsi que l'influences des conditions de travail "difficiles" sur leurs performances. L'exemple d'Ifran et al. [108] qui ont étudié et analysé le phénomène de stresses thermiques dans les tubes rayonnants dus à des répartitions non uniformes de la température dans les sens : axial, circonférentiel et radial des tubes. Wang et al. [109], Dans le but de réduire le phénomène de stresse thermique une configuration excentrique du tube absorbeur par rapport au tube en verre a été étudiée et présentée. Les conclusions ont été plus tôt favorables à cette configuration. Wang et al. [110], ont mené une étude sur l'influence du choix du matériau sur le comportement thermique des tubes récepteurs sollicités par un éclairnement solaire concentré. Quatre matériaux on été choisis pour cette étude, à savoir, l'acier inoxydable, le

Carbure de Silicium, l'Aluminium et le cuivre. Le comportement et la sensibilité de chaque matériau ont été évalués et le cuivre a été retenu comme le matériau le plus adéquat à la conception des tubes absorbeurs.

Afin de comprendre, d'analyser et de remédier aux problèmes liés aux tubes récepteurs et à la répartition non uniforme du flux/température, stresses thermiques, phénomène de dilatation, flambement, déformation plastique et rupture, baisse du rendement et du coefficient de sécurité. Plusieurs études théoriques, numériques et expérimentales ont été effectuées [106, 107] et [111 à 117]

Malgré la complexité des phénomènes thermique et optique auxquels sont confrontés les CCP, en particulier les tubes récepteurs, plusieurs études ont pu être menées grâce à des outils numériques, logiciels et des codes informatiques existants, permettant l'aboutissement des études optiques et thermiques complètes et complexes. L'évaluation de l'éclairement solaire concentré, la distribution de la température et du flux thermique, ainsi que la prévision des performances optiques et thermiques pour différentes caractéristiques optiques et physiques des CCP, en tenant compte d'un nombre incalculable de scénarios, peuvent se faire aujourd'hui d'une manière plus facile qu'elle ne l'était au cours des deux dernières décennies. Ceci grâce à l'utilisation de la méthode de ray-tracing de Monte-Carlo, la méthode des volumes et des éléments finis, ou des programmes "numériques" à travers les outils et logiciels numériques, tels que: Computational Fluid Dynamics, Ansys, Matlab, SolidWorks et bien d'autres outils numériques. Ce qui facilite le développement réussi de telles études en dépit de leur complexité, comme le témoignent les auteurs dans les références [118 à 128].

1.7.1.3. Structure métallique



Figure 1.8 : Exemples de structures métalliques : a. LS-2, b. LS-3, c. EuroTrough, [47]

a. Concept

De part sa forme et le rôle qu'elle effectue, la structure métallique d'un CCP peut être assimilée à un squelette sur lequel est monté l'ensemble des composants du collecteur. En effet le rôle principal de la structure métallique est d'assurer le maintien adéquat des surfaces réfléchissantes et les tubes récepteurs pour procurer de la stabilité à l'ensemble du capteur et lui permettre un suivi adéquat du soleil.

b. Technologie

La technologie actuelle des structures métallique consiste en un assemblage de charpente métallique fabriqué principalement en acier ou en aluminium sur lequel sont portés miroirs et tubes récepteurs. La plus part des CCP commercialisés aujourd'hui ont une taille entre 100m à 150m de longueur. Il s'agit d'un seul capteur constitué d'un ensemble de modules assemblés en série (le nombre des modules que contient un CCP dépend du type de ce dernier). Chaque module est constitué à son tour de plusieurs segments de miroirs, les capteurs comprennent une unité de commande (vérin hydraulique/boite à vitesses) dont la fonction est d'assurer le mouvement et la rotation de toute la structure.

c. Contraintes de fonctionnement et risques

Lors de la poursuite solaire, il est important que chaque module du collecteur y compris ceux qui se trouvent à ses deux extrémités, suivent et avec précision la direction du mouvement imposée par l'unité de commande, ce qui n'est pas simple à assurer du fait de la taille imposante des CCP. Parmi les contraintes auxquelles doit faire face la structure métallique, on note : le poids des composants (grand nombre de miroirs et de tubes récepteurs), et la charge du vent. Ces deux facteurs doivent être pris en considération lors de la fabrication de structure métallique qui doit donc être rigide et résistante à tout phénomène pouvant causer sa torsion, sa déformation, ou son effondrement. Dans les champs solaires des centrales à CCP, la tendance consiste à consolider et à renforcer les structures métalliques des CCP qui se trouvent au périmètre du champ ceci pour qu'ils aient une meilleure résistance en cas de vents violents. Dans ce même contexte et par mesure de sécurité les capteurs sont rabattus dans une position de sécurité afin d'éviter toute torsion de la structure, altération ou autres éventuelles déformations du CCP.

d. Travaux de recherche

Des recherches perpétuelles sont menées dans le but de trouver la bonne combinaison entre rigidité / taille et poids de la structure, [129-139]. En effet, l'augmentation de la taille de la structure : économisera au champ un nombre d'unités de control et de vérins hydrauliques, alors que la diminution de son poids : facilitera le fonctionnement des vérins et allègera la consommation énergétique de ces derniers. Des progrès dans ce sens pourront réduire le cout du champ d'une manière considérable en sachant que le coût actuel du champ constitue une part non négligeable du cout totale de la centrale.

e. Progrès réalisées

Depuis la première apparition des centrales thermoélectriques utilisant la technologie des CCP, aux États-Unis dans les années 80 et 90 à travers la série des centrales SEGS différents types de capteurs (structures) ont été mis au point. Les progrès apportés aux structures métalliques ont touché la taille, le poids, la forme et la structuration de la charpente métallique. Les premiers collecteurs

utilisés sont de type : LS-1 (dis de première génération) et LS- 2 (de deuxième génération), développés par la société américano-israélienne “LUZ”. Depuis, de grands changements ont été apportés. LS-3 est la troisième génération de capteurs développés par la même société, utilisés dans les centrales SEGS VIII et IX et destiné à être utilisé dans trois autres projets de centrales dirigés par la même société (ces dernières n’ont pas vu le jour à cause de la faillite de la société). Les changements apportés au collecteur LS-3 par rapport à ces prédécesseurs sont: sa longueur qui a doublé et sa largeur qui a augmenté de 14% par rapport à la largeur des anciens capteurs, [28]. D’autres modifications ont été apportées à la structure où le tube métallique de torsion se trouvant à la base arrière de la charpente métallique a été remplacé par une tresse métallique, (figure 1.8). Parmi les points forts apportés à ce modèle : la légèreté, la précision et la résistance de sa structure même lors des vents forts. Lors du passage de la technologie des Etats-Unis vers l’Europe, une collaboration s’est faite entre les différents secteurs concernés pour l’élaboration et la mise au point d’un nouveau modèle de collecteur. Le fruit de cette collaboration a permis la mis au point du collecteur EuroTrough100 (développé entre 1998 et 2002), suivis par EuroTrough150, mesurant chacun 100 et 150m. Leur structure métallique est caractérisée par la forme cubique “forme de boîte” en sa base arrière nommée “torque box” en anglais (figure 1.8). D’autres modèles de capteurs sont actuellement, mis au point, approuvés et mis en services, on cite : les capteurs ou structures, ENEA, SGX1 et SGX2, URSSATrough, SenerTrough, Heliotrough, Skytrough, Solel-Siemens LS-6 et Solarlite SL4600. Les caractéristiques de chaque modèle de capteurs sont présentées en tableau, qui est joint en annexe (Annexe, A.4) [74].

La majorité des collecteurs développés entre 2007 et 2013 sont caractérisés par des dimensions presque similaires : une longueur d’à peu près 150m, une largeur d’ouverture de 5.76m et une distance focale de 1.70m. Cependant, les prochaines structures des CCP, seront caractérisées par une taille encore plus imposante. En effet, un collecteur mesurant 240m de longueur et 7.5m de largeur a été mis au point, sous le nom “UltimateTrough”, avec une surface effective de 1689m² (contre 822.5m² pour les capteurs EuroTrough) [74], conçu spécialement pour les centrales d’une grande puissance (de l’ordre de 100MWe ou plus). Toute fois, il peut être utilisé dans des centrales d’une plus faible puissance. Le

prototype est actuellement installé dans une centrale à CCP au sud de la Californie pour son évaluation. De plus amples informations sur les différentes structures métalliques et CCP, leurs : construction, évaluation et caractéristiques sont bien détaillées et présentées dans les références [20, 28, 74]

1.7.1.4. Poursuite solaire et orientation du capteur

a. Concept

Chaque CCP est muni d'un système de suivi solaire animé par une unité d'entraînement (boite à vitesses ou vérin hydraulique). Le rôle de ce dernier est d'entraîner le capteur en toute sa longueur en direction du soleil afin de maximiser la captation des rayons solaires directs normaux par la surface réfléchissante.

b. Types de suivi

Deux types de suivi sont adaptés (au choix) :

- Un suivi sensible ou optique, assuré grâce à des photocellules qui détectent et indiquent la position du soleil. Ce type de poursuite on la retrouve dans les centrale SEGS en Californie (Etats-Unis).
- Un suivi aveugle ou astronomique, assuré grâce au calcul de la position du soleil (Azimut, hauteur du soleil) à travers des algorithmes mathématiques précis, donnant les positions du soleil. La position du collecteur est ajustée de façon que l'axe du collecteur concorde avec les coordonnées du soleil calculée. Ce type de poursuite est adapté par les collecteur EuroTrough.

c. Types d'orientation

Le suivi du soleil par les CCP se fait suivant un seul axe de rotation. Le collecteur peut ainsi être orienté suivant différentes directions. Les deux orientations les plus communes sont:

- L'orientation Nord-Sud, où l'axe de rotation du capteur est parallèle à l'axe du monde (Nord-Sud). La rotation du collecteur se fait de l'Est vers l'Ouest (le collecteur fait un mouvement journalier de suivi allant de l'Est en début de chaque journée vers l'Ouest où il finit sa course journalière de suivi). Ce type

d'orientation est le type le plus adapté dans les centrales solaires commerciales. Il est caractérisé par une production énergétique saisonnière variable, où les productions journalières sont 3 à 4 fois plus importantes en été qu'en hiver mais il est aussi caractérisé par des productions annuelles plus élevées par rapport à l'orientation (Est-Ouest).

- L'orientation Est-Ouest, où l'axe de rotation du capteur est parallèle au plan équatorial (Est-Ouest). La rotation journalière du collecteur se fait du Nord vers le Sud. Ce type d'orientation est plus adapté dans les installations expérimentales. Il se caractérise par une production saisonnière plus stable que l'orientation Nord-Sud.

Le choix de l'orientation du capteur a une influence significative sur les performances de ce dernier mais parfois le choix du type d'orientation (lors de la prise de décision du projet de centrale) est imposé par la forme et l'orientation du site. Parmi les travaux qui ont abordés cette thématique [28, 74] et [141 à 143]

1.7.1.5. Fluide caloporteur

a. Concept

Le rôle du fluide caloporteur dans les CCP est d'accumuler l'énergie calorifique acquise lors de son passage à travers les tubes absorbeurs et la restituer à un autre fluide (eau) afin de produire suffisamment de vapeur pour alimenter une turbine à vapeur (cycle de Rankine). Lorsque l'eau est utilisée comme fluide caloporteur, de la vapeur d'eau est produite directement dans le champ à travers le passage de l'eau dans les tubes absorbeurs).

b. Critères du choix d'un fluide caloporteur

Il existe une multitude de fluides caloporteurs qui peuvent être choisis selon plusieurs critères tels que, [74]:

- La température de changement de phase (une haute température d'évaporation et une basse température de solidification sont fortement recommandées);

- La stabilité thermique (le fluide caloporteur doit être stable thermiquement dans la plage de températures de fonctionnement au quelle il est destiné à travailler) ;
- La capacité calorifique et la conductivité thermique (une capacité calorifique élevée est pratique et une haute conductivité thermique est avantageuse) ;
- La viscosité du fluide (une faible viscosité est importante pour réduire la consommation énergétique de la pompe) ;
- Le coût et la disponibilité du fluide (un faible coût est un facteur favorisant, sa disponibilité est nécessaire),
- Le respect de l’environnement et l’inflammabilité (un fluide respectueux à l’environnement et inflammable sont des facteurs favorisants)

Parmi tous les critères précités, le facteur du choix le plus important et le plus limitant est la température maximale de fonctionnement “autorisée” par le fluide et imposée par le fournisseur. En effet, au-delà de certaines températures, les fluides caloporteurs (exemple: huiles synthétiques et/ou sels fondus), risquent de perdre certaines de leurs caractéristiques thermiques, stabilité thermique provoquant le craquage des molécules du fluide. L’importance de l’utilisation d’un fluide caloporteur avec une haute température d’évaporation réside dans son influence sur la température de fonctionnement maximale qui déterminera à son tour la température maximale de la vapeur d’eau produite, la température de la vapeur jouera à son tour sur l’efficacité du bloc de puissance.

c. Les fluides caloporteurs utilisés ou inscrits à être utilisés dans les futurs projets de centrales à CCP et leurs caractéristiques

- **L’huile synthétique**, le fluide caloporteur le plus utilisé actuellement dans les centrales commerciales est l’huile synthétique (VP-1 ou Dawtherm-A qui sont un mélange eutectique de 73% d’Oxyde de Diphényle et 26.5% de Diphényle). Cette l’huile est caractérisée par sa stabilité thermique dans des températures au dessous de 400°C. Le plus grand handicap de l’utilisation de ce fluide est sa température de solidification (cristallisation) qui est en moyenne de l’ordre de 12°C, ce qui nécessite un système auxiliaire pour le pompage et le chauffage de l’huile pour maintenir sa température au dessus de 14°C, [28]. En ce qui

concerne l'utilisation d'autres fluides caloporteurs dans le champ solaire, on parlera de, [74] :

- **Les huiles minérales**, ont été utilisées dans la première expérience de centrale commerciale SEGS I, en Californie (Etats-Unis). Depuis, ils ont été remplacés par les huiles synthétiques à cause des limites de températures (300°C) ainsi que leur stabilité ;
- **Les sels fondus**, sont inscrits à remplacer les huiles synthétiques et à être utilisés dans les centrales à CCP de la prochaine génération. En effet des absorbeurs fonctionnant avec des sels fondus sont déjà développés par la société italienne (ASE), [144]. Grâce à l'utilisation des sels fondus, des températures de fonctionnement plus importantes seront atteintes, ce qui augmentera l'efficacité du bloc de puissance. En plus de son faible coût par rapport aux huiles et sa nature non-nocive à l'environnement, le stockage thermique est un autre point fort qui sera amélioré avec l'utilisation des sels fondus. Parmi les inconvénients et limites de l'utilisation des sels fondus, on cite leur grande température de solidification (120°C et 220°C), et la nature agressive du sel qui nécessite l'utilisation de matériaux et méthode plus sophistiqués engendrant des coûts supplémentaires au coût total du champ. Une centrale expérimentale utilisant les sels fondus comme fluide caloporteur, a été mise en service en Italie, depuis juillet 2010 [74,145, 146].
- **L'eau** comme fluide caloporteur, la production directe de la vapeur d'eau pour la production de l'électricité, par le passage direct de l'eau à travers les tubes absorbeurs, est une technique qui a suscité l'intérêt de plusieurs études, parmi les recherches qui ont misé sur la production directe de la vapeur [147,150]. Malgré la haute pression à l'intérieur des tubes absorbeurs du fait de la circulation de l'eau à haute température, le défi technique le plus important à relever est la maîtrise de l'instabilité du fluide causée par la présence de deux phases de travail (eau/vapeur), [28]. Parmi les avantages de l'utilisation de l'eau comme fluide caloporteur, on cite : la non nocivité de l'eau, la hausse de la température limite de fonctionnement, et la possibilité de production de la vapeur d'eau à des températures supérieures à 400°C, la diminution de la taille du champ et la minimisation du coût total d'exploitation et d'entretien en

comparaison avec l'huile synthétique. Des études assidues et prolongées ont été menées à la plateforme solaire d'Almería (PSA) en Espagne, en collaboration avec les laboratoires allemands DLR et d'autres acteurs européens (des compagnies d'ingénieries, centres de recherches et d'affaires, fabricants industriels . . . etc.), ceci dans le cadre des projets DISS (Direct Solar Steam, projet mené en deux phases) et INDITEP (Integration of Direct steam generation Technology for Electricity Production, mené en 2002-2005). D'intéressantes conclusions ont été prélevées. Comme fruit des études laborieuses menées à la PSA, une centrale thermoélectrique commerciale (Thai Solar Energy 1- TSE1) de 5MWe à production directe de vapeur à vu le jour pour la première fois dans le monde, en Thaïlande (Kanchanaburi). Elle est opérationnelle depuis 2012, et a été réalisée en collaboration avec le DLR et la compagnie allemande Solarlite [20,28].

Les références [20,28, 74] et [151 à 153], donnent de plus amples informations sur les différents fluides caloporteurs utilisés ou inscrits à l'utilisation dans les centrales thermoélectriques à CCP commerciales. Les limites et points forts de chaque fluide ainsi que les expériences menés dans le sens de trouver des solutions et remédier aux limites rencontrées.

1.7.1.6. Canalisations de transport du fluide caloporteur

a. Concept

Les canalisations qui assurent le raccordement et le transport du fluide caloporteurs entre : - les capteurs d'une même boucle, - l'ensemble des boucles du champ et le bloc de puissance, sont l'un des principaux composants d'un champ solaire à CCP. Lors de la conception du réseau de canalisation du champ il faut prendre en considération, [28,147] :

- l'effet de la disposition sur les performances de la centrale ;
- les pertes thermiques dans le champ ;
- l'énergie électrique requise pour le pompage ;
- le fond et le coût de l'installation du réseau de piping.

b. Types de raccordement et configuration du champ

Il existe 3 configurations de champ, une configuration avec une alimentation directe (direct feed configuration), c'est la configuration la plus simple et probablement la plus utilisée dans les champs de petites tailles [28,147]. La configuration à retour inverse (reverse return design), dont l'inconvénient majeur par rapport à la précédente configuration, réside dans la longueur supplémentaire de la tuyauterie d'alimentation engendrant des pertes thermiques additionnelles. Et enfin, la configuration centralisée (centre field configuration). C'est la configuration la plus appropriée et la plus utilisée dans les champs solaires de grandes tailles. Parmi les points forts de cette configuration : la longueur réduite des canalisations et l'accès faciles à toutes les rangées du champ lors des éventuels travaux de lavage ou de maintenance, [147].

c. L'isolation des conduites, canalisations métalliques

L'isolation thermique des conduites est assurée, afin de minimiser les échanges thermiques entre les tubes métalliques et l'ambiance et vice-versa. Le choix du type et l'épaisseur du matériau isolant sont en fonction de la température de fonctionnement du fluide circulant dans les conduites. Pour déterminer l'épaisseur optimale de n'importe quel matériau isolant, il faut faire un compromis entre son coût et l'énergie à économiser. L'énergie thermique peut se dissiper à travers les canalisations isolées en fonction des phases de fonctionnement de la centrale, on distingue alors, [28]:

- Pertes thermiques lors du démarrage de la centrale, (start-up) ;
- Pertes thermiques durant les heures de fonctionnement ;
- Pertes thermiques lors de l'arrêt de la centrale (shut-down), en fin de journée et pendant la nuit.

1.8. La centrale SPP1 de Hassi R'mel

1.8.1. Détails sur le projet de centrale

Peu nombreuses encore dans le monde, les centrales solaires hybrides utilisent deux technologies novatrices permettant de satisfaire la demande croissante en énergie électrique tout en maintenant la balance écologique par l'économisation

de la consommation des combustibles fossiles ainsi que la réduction des émissions des gaz à effet de serre. L'Algérie était pionnière à avoir investi dans un tel projet, avec la signature du package contractuel en décembre 2006, pour un cout d'investissement de 315,8 million d'Euros [26]. En effet, la centrale SPP1 (Solar Power Plant 1) de Hassi R'Mell est une centrale hybride fonctionnant avec du Gaz naturel et de l'énergie solaire, qui s'étale sur un terrain de 130 à 150ha [24,154].

Innovant de par sa taille et le choix de la technologie hybride : gaz-solaire, ce projet totalise une capacité nette installée d'environ 150 MWe. La centrale a pour configuration un cycle combiné, (gaz naturel) de 125 MWe et un champ solaire de concentrateurs de type cylindroparabolique (CCP), d'une puissance d'environ 25 MWe. La contribution envisageable du champ solaire serait de 5% minimum de la production totale d'électricité. Ce projet fut la première expérience en Algérie de par la technologie hybride gaz/solaire utilisée pour la production d'électricité et le premier cycle combiné utilisant la technologie des aérocondenseurs pour le refroidissement de la vapeur à la sortie du bloc de puissance "refroidissement à sec".

L'investissement du projet s'est effectué à travers un contrat de type BOO (Built Own Operate), au profit de la compagnie espagnole Abener. Les principaux actionnaires du projet sont : Abengoa avec un investissement de 51%, NEAL (New Energy Algeria) avec une participation de 20%, Sonatrach (SVH) avec 14%, et Cofides avec une participation de 15%. La filiale NEAL considérée comme le développeur de ce projet est une société par action : Sonelgaz et Sonatrach (à hauteur de 45% chacune) et SIM (détenant 10% des actions). L'électricité produite par la centrale est directement vendue à Sonatrach. La durée de réalisation de la centrale a été fixée à 33 mois (2 ans et 9 mois), son inauguration a eu lieu en juillet 2011, [24,25,26, 154].

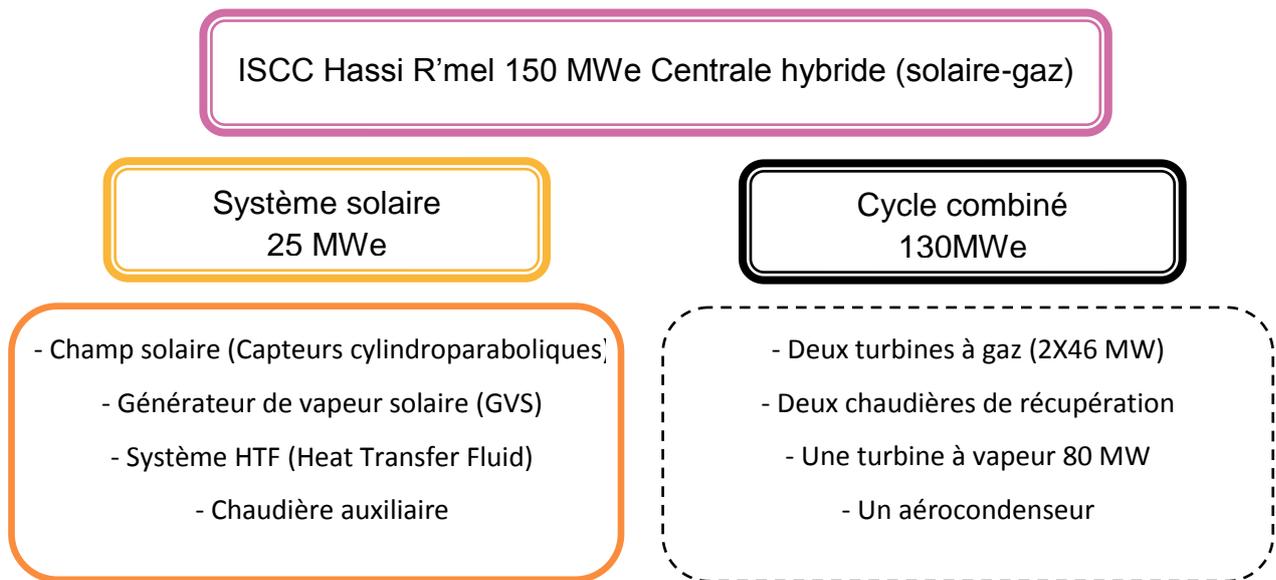


Figure 1.9 : Organigramme de la centrale, [154]

1.8.2. Description et principe de fonctionnement de la centrale SPP1

1.8.2.1. Description de la centrale

La centrale SPP1 de Hassi R'mel est une centrale hybride composée d'un champ solaire regroupant 224 CCP, d'une surface totale de 185000 m², associé à un cycle combiné conventionnel (TG - TV). Le bloc de puissance comporte deux turbines à gaz (2*40 MW) de 40MW chacune et une turbine à vapeur de 80 MW, où chaque turbine est raccordée à son propre alternateur. L'ensemble est appelé ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). La technologie solaire utilisée dans cette centrale est celle des CCP, sans stockage thermique, avec appoint combustible (Post Combustion), le fluide caloporteur circulant à travers le champ solaire est une huile synthétique de type (Therminol-VP1).

1.8.2.2. Principe de fonctionnement de la centrale

L'hybridation permet à la centrale de fonctionner comme suit :

- **Durant les périodes d'ensoleillement**, et lorsque les paramètres de fonctionnement sont réunis (bon éclaircissement direct normal et faibles vitesses du vent) le champ solaire (à travers des CCP) fournit une quantité d'énergie (vapeur d'eau à 372°C) grâce à un système d'échangeur de chaleur (huile

synthétique/eau), appelé générateur de vapeur solaire. La quantité de vapeur produite est ensuite acheminée vers les chaudières de récupérations qui quant à elles sont animées par les gaz d'échappements issus des turbines à gaz. La vapeur d'eau ainsi produite par le champ solaire et les chaudières de récupérations sera surchauffée dans la partie du surchauffeur de la chaudière de récupération (à 560°C) et finalement acheminée vers la turbine à vapeur où elle sera détendue. Dans ce cas le champ solaire aurait contribué à la production de la vapeur nécessaire au fonctionnement de la turbine à vapeur en remplaçant une quantité de gaz naturel. En guise d'illustration, et selon la référence [154], attestant, qu'avec des conditions climatiques adéquates une baisse nette de la consommation journalière des combustibles fossiles est assurée. En effet la consommation du gaz naturel (au niveau des brûleurs) est réduite de 6 à 0.5 tonnes/heure (le premier chiffre pour une consommation nocturne, en l'absence de rayons solaires, le second pour une consommation journalière avec un éclairage solaire direct de 600 à 700 W/m²). D'après la même référence, la consommation journalière du gaz s'annule avec l'extinction des brûleurs lors des journées très ensoleillées avec un éclairage dépassant les 800W/m².

- **Durant les périodes nocturnes**, et les périodes de faible ensoleillement la centrale fonctionne en cycle combiné conventionnel (TG-TV). La production de la vapeur d'eau nécessaire au fonctionnement de la turbine à vapeur est exclusivement assurée par les chaudières de récupération alimentées par la chaleur dégagée par les gaz de combustion et les brûleurs qui se trouvent au niveau de l'évaporateur et du surchauffeur.

La figure ci-dessous représente un dessin simplifié du fonctionnement de l'ISCC spécifique à la SPP1, montrant avec plus de détails le parcours des fluides de travail utilisés dans chaque sous système de la centrale.

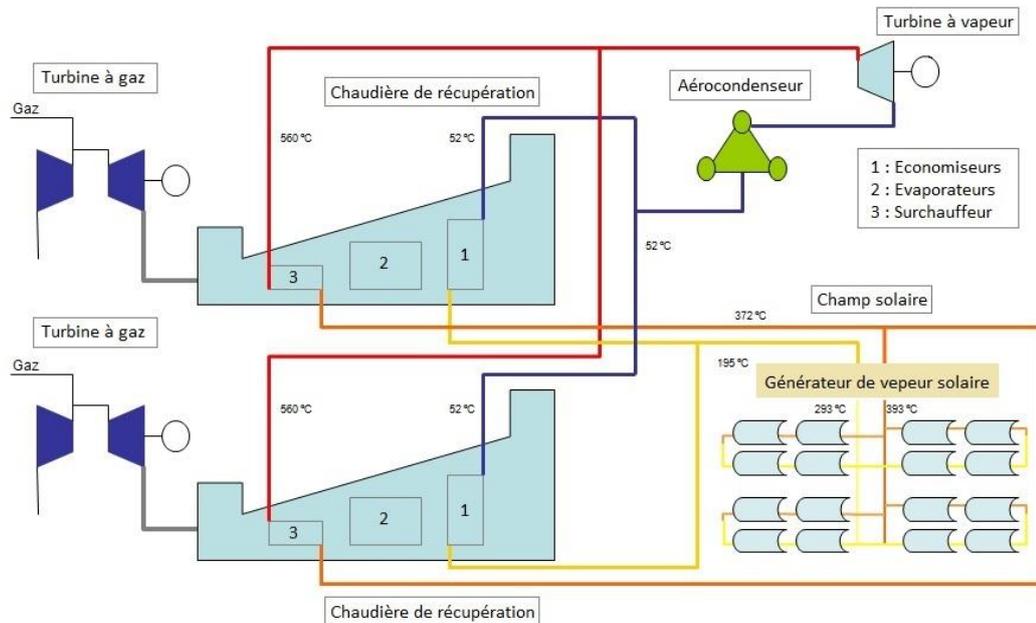


Figure 1.10 : Principe de fonctionnement de l'ISCC de la centrale de Hassi R'mel, [154]

1.8.2.3. Les différents organes de la centrale

La centrale est constituée principalement d' :

- Un bloc de puissance : deux turbines à gaz, deux chaudières de récupération, une turbine à vapeur et un aérocondenseur.
- Un champ solaire
- Une station de traitement d'eau
- Une station météo
- Une unité de contrôle

Dans ce qui suit nous donnerons de brèves descriptions de chaque partie. Vu que l'intérêt de l'étude se porte d'une façon spécifique sur la partie solaire de la centrale. Cette partie sera abordée avec plus de détail.

A. Le bloc de puissance

Le bloc de puissance est constitué de deux turbines à gaz de construction « Siemens » et type « SGT800 », d'une puissance nominale unitaire de 40 MW.

Les sorties des gaz d'échappements issus des deux turbines à gaz sont chacune liées à une chaudière de récupération appelée HRSG (Heat Recovery

Steam Generator). Le but de cette dernière est de restituer les calories contenues dans les gaz d'échappements à la sortie des turbines à gaz (à 600°C) afin de produire de la vapeur nécessaire au fonctionnement de la turbine à vapeur (TV). Les chaudières sont à flux horizontal, à circulation naturelle et à trois niveaux de pression. L'échange thermique (entre les gaz brûlés/ eau et vapeur d'eau) se fait à courant croisé à travers plusieurs niveaux d'échangeurs à savoir : un économiseur, un évaporateur et un surchauffeur, dont certains sont munis de brûleurs (l'évaporateur et le surchauffeur).

La vapeur d'eau surchauffée ainsi produite est injectée dans une turbine à vapeur de construction « Siemens » et type «SST-900», dotée d'une puissance nominale de 80MW.

La vapeur détendue à la sortie de la turbine à vapeur sera condensée à sec grâce à des aérocondenseurs munis de 15 ventilateurs à travers les quels est soufflé de l'air ambiant.

B. Le champ solaire

La partie solaire de la centrale regroupe 224 CCP, qui sont répartis dans deux champs solaires ; l'un se situant au Nord-Ouest du site alors que l'autre à son côté Sud-Est. Entre les deux champs se trouve le bloc de puissance et quelques infrastructures. La superficie occupée par les deux champs solaires compte à peu près 60% de la superficie totale de la centrale. La répartition des capteurs dans les champs est comme suivant :

- Chaque champ solaire regroupe 28 boucles ;
- Une seule boucle comporte 4 capteurs connectés en série selon une disposition centralisée;
- Un capteur mesure 150 m et comporte 12 modules interconnectés ;
- Chaque module comporte 7 segments de miroirs, chaque segment comporte 4 miroirs cintrés.
- La centrale entière regroupe 224 capteurs, 2688 modules et 75 264 facettes.

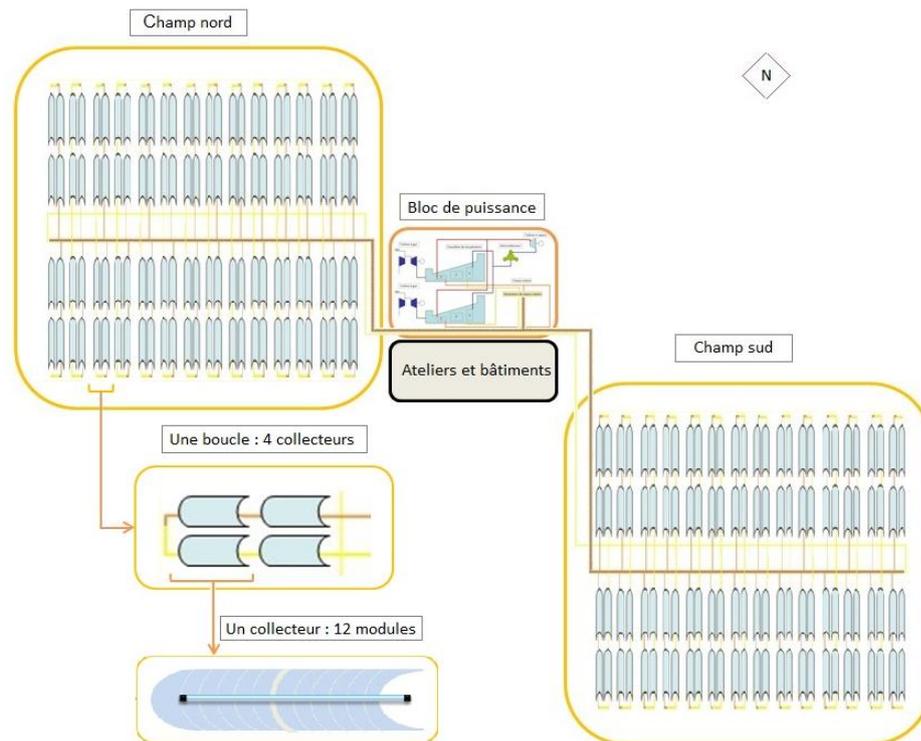


Figure 1.11 : Plan simplifié de la centrale: Répartition du champ solaire global (champs : nord et sud)

L'ensemble des miroirs et des tubes récepteurs utilisés à la centrale de Hassi R'mel, sont montés sur des structures métalliques de type EuroTrough-150. La compagnie Abengoa a réalisé ses propres structures métalliques nommé ASTRO (Abengoa Solar Trough), avec les même caractéristiques du model EuroTrough. Les miroirs déployés dans la centrale SPP1 sont du fabricant Rioglass Solar et les tubes récepteurs quant à eux sont de construction Schott. L'ensemble est orienté (Nord/Sud), grâce à un système de poursuite solaire aveugle suivant un seul axe (Est/Ouest), contrôlé depuis la salle de commande.

Le fluide caloporteur utilisé est l'huile synthétique de type VP-1 et les températures de fonctionnement à l'entrée/sortie de la boucle sont respectivement de (298°C et 393°C). Pour assurer le bon fonctionnement de la centrale, la température du champ solaire (fluide caloporteur) est tout le temps contrôlée (température minimale autorisée doit être supérieur 14°C). Pour cela un système auxiliaire est mis en place pour la circulation et le maintien de la température adéquate durant les longues périodes d'arrêt ou durant les temps d'extrême froid. La température maximale autorisée doit être maintenue inférieure à 400°C pour

éviter tout stress thermique et pour que le fluide ne perde ses caractéristiques techniques où une dé-focalisation des capteurs est prévue en cas de hausse de température). La température à l'entrée de la boucle est toujours maintenue à 298°C et sa température de sortie à 393°C). Pour ce faire, les opérateurs contrôlent, la vitesse d'écoulement du fluide caloporteur et le débit du flux, qui est soit accéléré soit ralenti en fonction de la température acquise et l'éclairement reçu.

Le transport et le passage du fluide caloporteur depuis son départ du générateur de vapeur solaire (à basse température, 298°C), le long de son parcours à travers les champs jusqu'à son retour au GVS (à haute température, 393°C), se fait à travers de longues canalisations fabriquées en fer carbonisé (carbon-steel), et isolées avec de la laine de roche. Les canalisations de transport du fluide, ont différents diamètres, et servent au :

- raccordement, passage et transport du fluide caloporteur d'un capteur vers un autre au sein de chaque boucle. C'est les canalisations et raccordements qui se trouvent : à l'entrée et sortie de la boucle, et entre deux collecteurs adjacents ;

- raccordement entre les deux champs (nord et sud) et le générateur de vapeur solaire, à travers deux grandes canalisations qui parcourent les deux champs solaires. La canalisation qui transporte le fluide à 298°C est dite canalisation à basse température, alors que la canalisation qui transporte le fluide à haute température est appelée canalisation à haute température.

a. Mise en service

Le montage des modules (montage des structures métalliques et assemblage des miroirs) ainsi que les tests de contrôle ont eu lieu au niveau d'un atelier, appelé bâtiment de montage. Les modules une fois montés et contrôlés sont transportés aux champs à travers un camion doté d'une remorque spéciale, d'une longueur dépassant les 12m.

b. Lavage et maintenance

Pour maintenir la réflectivité des miroirs à son optimum, un lavage périodique est assuré grâce à un camion de lavage spécifique équipé d'un système de jet

d'eau osmosée issue de la station de traitement des eaux de la centrale. En cas de lavage, d'interventions mineurs, de panne ou de travaux de maintenance, au niveau du capteur ou de la boucle, ces derniers sont mis hors fonctionnement (défocalisée) sans affecter le fonctionnement du reste du champ. Le lavage des miroirs est une opération systématique qui se fait en une fréquence de 15 à 20 jours [154] mais la fréquence peut augmenter en cas de vent, de précipitation de pluie accompagnée de vent, de déposition des particules de poussière ou de sable sur la partie réfléchissante des miroirs. La fréquence peut alors s'élever à 7 jours (non-stop) pour le nettoyage de tout le champ.

C. Station de traitement d'eau

Pour subvenir aux besoins en eau (traitée) de chacun de ses compartiments, la centrale est dotée d'une station de traitement des eaux (eau issue de la step de SONATRACH), la station procède à :

- La filtration de l'eau brute, pour s'approvisionner en eau anti-incendie et l'eau de service d'une conductivité de $90 \mu\text{s}$;
- La purification de l'eau par osmose inverse, l'eau osmosée produite d'une conductivité de $5 \mu\text{s}$, est destinée au lavage des miroirs solaires ;
- La déminéralisation de l'eau, l'eau produite d'une conductivité de $0.15 \mu\text{s}$ est destinée à l'alimentation du circuit (eau-vapeur).

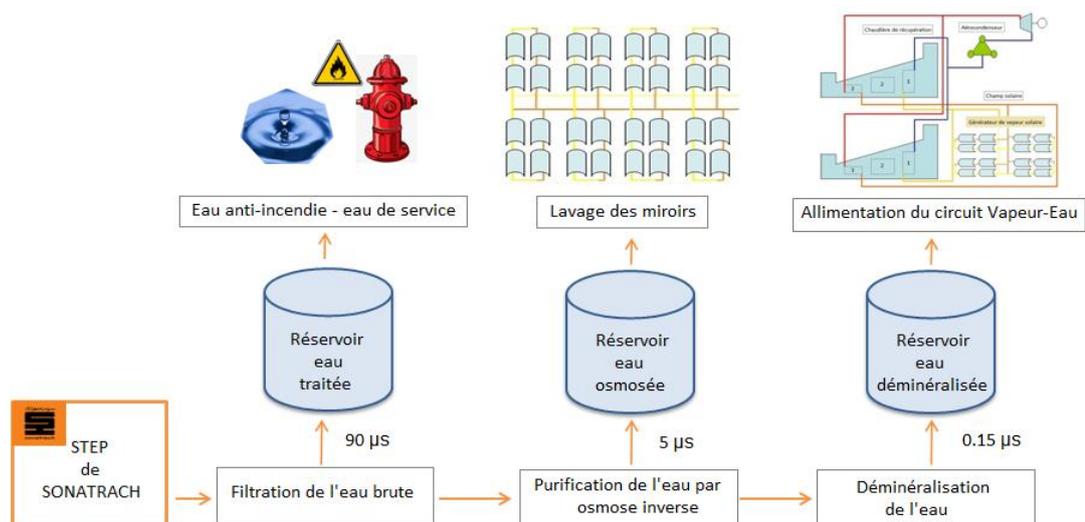


Figure 1.12 : Schéma descriptif du processus de traitement d'eau [154]

D. Station météorologique

La station météorologique de la centrale de Hassi R'mel, assure la mesure et l'enregistrement des paramètres radiométriques et météorologiques du site, tels: la température ambiante, l'éclairement solaire direct et global, l'hygrométrie, la vitesse et la direction du vent ...etc. Les paramètres prélevés sont systématiquement envoyés par un réseau de communication vers la salle de commande et de contrôle pour l'archivage et la surveillance continue.

Parmi les instruments de mesure dont dispose la station, on cite: les Pyrhéliomètres, Pyranomètres, Hygromètres, Anémomètres, Girouettes et Thermocouples, ils sont répertoriés dans différents emplacements de la centrale, on les retrouve :

- Au niveau des deux champs solaires pour la mesure de : la température, l'humidité, la vitesse et la direction du vent;
- Au niveau du réservoir d'eau anti-incendie et d'eau de service pour la mesure de l'éclairement solaire;
- A proximité de l'aérocondenseur pour la mesure de : la température, l'humidité, la vitesse et la direction du vent.

1.8.3. Caractéristiques du site d'implantation de la centrale SPP1

Hassi R'Mel est une commune de la willaya de Laghouat qui se situe à une distance d'environ 420 Km, [155] au sud de la capital Alger. La région de Tilghemt (où la centrale SPP1 est implantée) se situe à 28 km au nord de la ville industrielle de Hassi R'mel, d'environ 60 Km de la willaya de Ghardaïa (wilaya voisine).

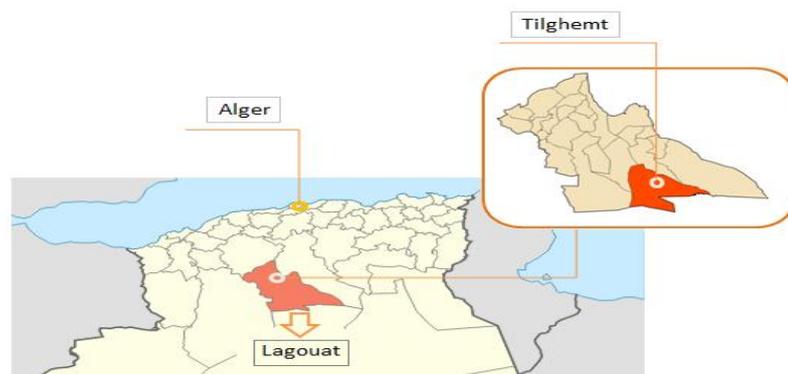


Figure 1.13 : Emplacement du site de la centrale.

En plus de son gisement de gaz naturel qui est considéré comme le plus grand du pays, Hassi Rmel est doté d'un grand potentiel solaire dépassant les 2000 kWh/m².an, avec des pics d'éclairement solaire journaliers de 950W/m² maximum en été, [25] une durée d'ensoleillement annuelle moyenne de 3467.5 heures/an [24], un climat sec avec une pluviométrie de l'ordre de 100mm/an et une humidité annuelle moyenne inférieure à 39%. Sa topographie est plutôt plates (un sol relativement plat et étendu), rendant cette région exceptionnellement attrayante au déploiement et à l'implantation des centrales solaires thermoélectriques de fortes puissances, [24,25].

En plus des critères météorologiques, radiométriques et topographiques de la région de Hassi R'Mel, il existe bien d'autres critères cruciaux qui ont favorisé le choix du site de Tilghemt. Parmi ces critères on cite : la grande richesse des sous sols de Hassi R'Mel en gaz naturel, l'existence d'une centrale mitoyenne de Tilghemt (de 200 MW de puissance). Ce qui assure à la centrale hybride l'accès au réseau électrique national, l'approvisionnement sûr en gaz naturel à travers une arrivée existante, la disponibilité de l'eau et en quantités suffisantes de 2500 à 3000 m³ par jour, l'accès routier (accès à l'autoroute N1) et l'existence d'un aéroport national (à 30 Km). Tous ces critères ont rendu le site de Hassi R'Mel plus attrayant que d'autres sites algériens dotés d'un ensoleillement beaucoup plus fort (exemple : Tamanrasset et Bechar avec un éclairement direct annuel incident de 2763.05 kW/m².an et 2569 kW/m².an [156] respectivement).

Quelques caractéristiques (météorologiques-radiométriques) des sites de : Hassi Rmel, Tilghemt et Laghouat sont données au tableau (1.3).

Tableau 1.3 : Quelques caractéristiques météorologique, radiométrique et géographique de chacun des sites de : Hassi Rmel, Tilghemt, Laghouat.

Caractéristiques du site	Hassi R'Mel	Tilghemt	Laghouat
Latitude	32.928° N	33.124859°N	33.806° N
Longitude	3.271° E	3.356207° E	2.882° E
Altitude	772 m	759 m	764 m
DNI en kW/m ² .an	>2000	-	2007.5
Température ambiante	35 °C	-	16.7 °C
Température maximale été	45°C / 50 °C	-	-
Température minimale hiver	(-10 °C)	-	-

Humidité relative	24 % / < 39 %	-	-
Pluviométrie	100 mm/an	-	-
Vitesses du vent	2.5 ~ 4.15 m/s / 5 m/s	-	4.6 m/s

1.9. Problématique du sujet

Dans le sud algérien en particulier et les zones arides ou semi arides d'une manière générale, l'éclairement solaire est en phase avec la température ambiante avec des gradients de température dépassant les 20°C. Par ailleurs, les vents de sable sont fréquents et parfois violents. A l'instar de ces zones, Hassi R'Mel qui est une région du sud algérien ne faisant pas l'exception. En effet, cette région est caractérisée par des rafales de vents avec des vitesses excédents les 150km/h, par une nature sableuse du sol qui permet la création de fortes tempêtes de sables, plus fréquentes en automne et au printemps. Ce qui peut influencer dramatiquement sur la production de la centrale ainsi que sur les matériaux et composants de cette dernière (exemple des : miroirs, tubes récepteurs, structure métallique). La combinaison de telles conditions atmosphériques (particules de poussières et de sables, légères pluies accompagnées de vents, vents fréquents et rafales de vents violents surtout en automne et au printemps) peuvent entraîner les scénarios suivants:

- Encrassement (ensablement) des miroirs et des tubes récepteurs à cause de la déposition de sédiments, poussières et grains de sable sur ces derniers, entraînant une diminution des rendements : optique et thermique des dispositifs, et donc le rendement global et production totale de la centrale.
- Déformation de la structure métallique, l'égratignure des miroirs réfléchissants ou la cassure des tubes récepteurs en verre, pouvant se produire du fait de la violence des vents (tempêtes) de sables.
- Diminution des heures de fonctionnement du champ solaire même en présence d'un fort éclairement solaire, qui pénalise la centrale et réduit sa capacité de contribution énergétique solaire fixée à 5% minimum de la puissance globale et qui engendre une consommation excédentaire du gaz naturel.

Un autre phénomène remarqué pas uniquement dans la centrale SPP1 mais pratiquement toutes les centrales thermoélectriques commerciales de par le

monde (actuelles), qui est la déformation élastique des tubes récepteurs métalliques sous l'influence de la température de fonctionnement de ces derniers.

Et c'est dans le but de rassasier notre curiosité scientifique que nous avons tenté à travers ce modeste travail de modéliser le champ solaire global de la centrale SPP1 et étudier l'influence du climat aride de cette région (déposition de poussières, vitesses de vent, température ambiante) sur les performances globales, de cette centrale. Nous avons étudié aussi sous des conditions standards de fonctionnement, l'influence de la température de fonctionnement sur la puissance solaire incidente et la répartition du flux solaire intercepté par un dispositif à CCP de type EuroTrough150.

Ceci, dans le but de fournir un outil d'aide fiable comme moyen de prévision et de décision pour la conception des centrales solaires thermoélectriques à CCP inscrites dans le cadre du programme national en énergies renouvelables.

1.10. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre une vision complète et détaillée sur l'état de l'art des centrales solaires thermoélectriques à concentrateurs cylindroparaboliques (CCP). Pour ceci nous avons défini le concept des centrales thermoélectriques notamment celles utilisant la technologie des CCP ainsi que les principaux composants du champ solaire utilisant la même technologie. Un aperçu des limites, des avancées et progrès apportés à chaque composant a été aussi présenté. Ceci, dans le but de vous introduire à la modélisation du champ solaire global d'une centrale thermoélectrique à CCP exemple de la centrale SPP1 de Hassi R'mel, qui est présentée dans le chapitre qui suit.

CHAPITRE 02 : MODELISATION D'UN CONCENTRATEUR SOLAIRE, MODELISATION DU CHAMP SOLAIRE GLOBAL TYPE DE LA CENTRALE SPP1

2.1. Introduction

Dans le présent chapitre et afin d'étudier les performances d'un champ solaire global (champ nord et champ sud) intégré à la centrale hybride "SSP1" implantée au sud algérien (Hassi Rmel), un modèle numérique sous environnement, "MATLAB", a été établi. Il permet l'estimation de l'éclairement solaire direct, ainsi que les performances optiques et thermiques du champ solaire global en fonction du temps solaire vrai. Aussi une modélisation d'un CCP à travers un logiciel de ray tracing (lancer de rayons), "TONATIUH", a été effectuée dans le but de simuler le fonctionnement de la boucle solaire et étudier le phénomène de dilatation thermique des tubes absorbeurs en fonction de la température du fluide caloporteur dans la plage de température de fonctionnement des centrales solaires à CCP commerciales, actuelles.

2.2. Description et méthodologie

Afin de répondre à la problématique posée dans le chapitre précédent, nous avons modélisé le comportement optique et thermique de la centrale solaire pour un cas idéal en utilisant l'outil informatique "Matlab". Une fois le modèle établi, nous avons procédé à une étude paramétrique permettant d'évaluer l'influence de la température ambiante, vitesses de vent et salissure des miroirs sur les performances de la centrale ainsi que l'influence de la température du fluide caloporteur sur la dilatation du tube absorbeur métallique et l'énergie incidente sur ce dernier (un CCP). La première partie qui concerne la modélisation est réalisée à travers le programme numérique établi et écrit sous langage "MATLAB" alors que la deuxième partie est réalisée à travers un logiciel de ray-tracing (lancer de rayons), nommé "Totaniuh".

2.2.1. Modélisation du champ global (MATLAB): (cas idéal)

Afin de modéliser les performances optiques et thermiques de la centrale solaire thermique à CCP, on s'est basé sur des équations théoriques, empiriques et semi-empiriques bien définies. L'étude prendra en considération trois phases de fonctionnement de la centrale, à savoir :

- Démarrage de la centrale, (start-up), (le matin au lever du soleil)
- Fonctionnement journalier, (en poursuivant la course solaire)
- Arrêt de la centrale, (shut-down), (fin de journée au coucher du soleil et durant la nuit)

La modélisation de la centrale (champs solaires) a été entamée en suivant la méthodologie suivante :

- Estimation de l'éclairement solaire direct à travers le modèle "r.sun". Les courbes de l'éclairement direct en fonction du temps solaire vrai ont pu être tracées pour une journée type choisie et deux sites distincts à savoir le site de Hassi Rmel et celui d'Almería
- Dans une première approche et à partir d'un bilan énergétique unidimensionnel et sous un régime permanent, les cas suivants ont été traités:
 - En considérant, un seul et unique CCP, pour lequel on a évalué les performances optiques et thermiques, donc estimé les puissances : reçue, perdue, et puissance utile, rendements : optique, thermique et global.
 - En considérant, une boucle solaire, contenant 4 CCP et les conduites de raccordement qui les connectent. En plus de l'étude précédente appliquée aux 4 CCP d'une seule boucle, on a modélisé et évalué les pertes thermiques le long des conduites de raccordement, (voir la figure 2.1).
 - En considérant, deux champs solaires, comprenant chacun 28 boucles, et les pipelines (header pipes) qui assurent le raccordement de chaque champ solaire (nord et sud) avec le bloc de puissance. Pour ceci on a appliqué l'étude à 112 CCP (soit 28 boucles solaires), du champ solaire nord où on a modélisé et évalué les pertes thermiques le long des deux pipelines (l'un transportant le fluide caloporteur à 298°C, l'autre transportant le fluide

caloporteur à 393°C). Une fois les performances globales du champ nord évaluées, on a procédé par la même méthode d'analyse et de calcul pour modéliser le deuxième champ solaire (sud) qui comporte une configuration de pipelines différente à celle du champ nord.

- A la fin, les performances globales de la centrale solaire (les deux champs solaires, 224 CCP, 56 boucles), ont été évaluées.
 - Dans une seconde approche, et dans le but d'évaluer le comportement de la centrale en fonction du temps (détermination des gradients de températures gagnés lors du démarrage et les gradients de températures perdus à l'arrêt de la centrale, le soir après le coucher du soleil et durant la nuit), un régime transitoire a été étudié en considérant des intervalles de temps de 5 minutes.

Les dimensions réelles et bien définies (des constituants des CCP, conduites de raccordement et pipelines), telles : la longueur et la largeur de l'ouverture des capteurs, la distance focale entre l'ouverture et le tube absorbeur, les diamètres des tubes récepteurs (tube absorbeur métallique-tube en verre), les caractéristiques optiques des miroirs, les longueurs et diamètres des conduites de raccordement, les pipelines et l'épaisseur du matériau isolant utilisé), ont été considérées.

En figure 2.1, est représentée la configuration des CCP dans une boucle solaire (configuration centralisée-type de la centrale solaire de Hassi R'mel).

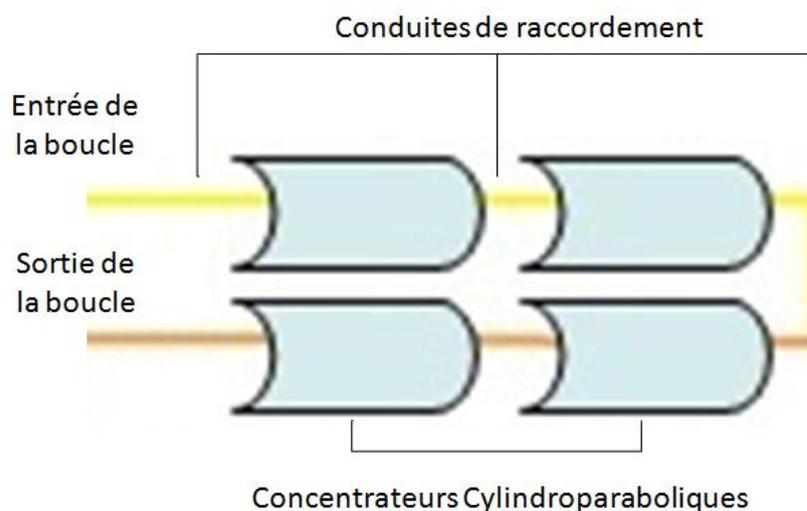


Figure 2.1 : Configuration simplifiée de CCP dans une boucle solaire

2.2.2. Modélisation d'un CCP par méthode de ray tracing (TONATIUH)

Afin d'étudier le phénomène de dilatation thermique du tube absorbeur métallique en fonction de la température du fluide caloporteur circulant à l'intérieur, nous avons procédé dans cette partie de l'étude à la conception numérique d'un CCP puis la simulation du fonctionnement d'une boucle solaire à l'aide d'un logiciel de ray-tracing (tracer de rayons) utilisant la méthode Monte-Carlo, nommé "TONATIUH". Ce logiciel à accès libre a été développé par le centre national des énergies renouvelables d'Espagne (CENER), et validé [158-160] expérimentalement grâce aux dispositifs à concentration solaire par des tests menés au niveau de la plateforme solaire d'Almería (PSA- Espagne) et du centre national de la recherche scientifique, le laboratoire PROCédés, Matériaux et Energie Solaire (CNRS-PROMES- France) [105], [157-160]. Le logiciel nous a permis de simuler le comportement d'une boucle solaire, sous des conditions de fonctionnement standard (températures de fonctionnement entre 293°C et 393°C, la plage de température de fonctionnement des centrales solaires cylindro-paraboliques commerciales actuelles).

2.3. Modélisation de l'éclairement

L'implantation des centrales thermoélectriques nécessite un fort éclairement direct, ce dernier est l'une des composantes du rayonnement global. A l'inverse du rayonnement global et du rayonnement diffus qui se mesurent dans la plus part des stations radiométriques. L'obtention de la composante directe quant à elle n'est pas toujours simple vu le nombre limité des stations de mesure à cause du prix relativement cher des instruments de mesure à savoir les "pyrhéliomètres" et la complexité de la maintenance de ce genre d'appareils [161]. Comme alternative il est commun d'avoir recours aux données mesurées du rayonnement global et du rayonnement diffus où le résultat de la soustraction des deux évalue la composante directe du rayonnement. Une autre méthode possible pour la détermination du rayonnement direct, serait le recours aux équations empiriques ou semi-empiriques, mais la majorité des modèles existants exigent, la parfaite connaissance d'un bon nombre de données atmosphériques relatives au site étudié telles : la masse d'air optique, la hauteur d'eau condensable, le coefficient

d'angström et le facteur de trouble atmosphérique, paramètres dont leur mesure n'est pas très répondue dans toutes les stations météorologiques [161].

Aujourd'hui, en Algérie, on compte environ 200 stations météorologiques (on a recensé uniquement sept stations en 1999 qui assuraient depuis 1970, [162]) répertoriées sur tout le territoire algérien. Un nombre jugé "limité" au vu de la superficie totale que compte le pays et la diversité de ses climats. Le nombre de stations qui mesurent le rayonnement direct sont encore plus rares et se trouvent généralement localisées dans les aéroports. Pour remédier à ces limitations et à cause de la nécessité de l'estimation du rayonnement direct, plusieurs recherches ont été menées en Algérie dans le but de présenter une meilleure approche au calcul de cette composante tout en utilisant des modèles empiriques, semi-empiriques ou même théoriques. Parmi ces recherches on cite celles de : A. Mefti, et al, [162] avec son analyse critique du modèle de l'atlas solaire de l'Algérie réalisé par Capderou en 1987, (l'atlas solaire de l'Algérie était depuis toujours la référence exclusive pour l'estimation du potentiel solaire algérien) et Yattou et all., [163]. Qui ont effectué une étude comparative entre deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie à savoir le model de Capderou et celui de r.sun où la première étude été menée sur le site de Bouzaréah alors que la deuxième sur les deux sites :Ghardaia et Bouzaréah. Parmi les études qui se sont intéressées à l'évaluation du trouble atmosphérique on cite aussi Y. Bouhadda et L. Serrir, [164], S. Benkaciali et K.Gairaa, [165]. Deux autres études qui s'intéressaient à la modélisation de l'éclairement M.Hamdani et al, [166] et F.Yettou et al, [167]. Ces études ont été menées sur le site de Ghardaïa vu la disponibilité d'une station radiométrique qui permettait la mesure du rayonnement direct, La comparaison des résultats obtenus analytiquement (par le calcul) avec des données mesurées sur site ont permis des conclusions pratiques et vérifiées. En s'inspirant de l'une des études précitées, [163], on a porté notre choix sur le modèle r.sun pour la modélisation de l'éclairement direct reçu sur le site de Hassi Rmel.

2.3.1. Modélisation de l'éclairement solaire direct

Le rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre varie considérablement avec l'emplacement géographique, les conditions atmosphériques, y compris la

couverture nuageuse, le contenu en aérosols, en vapeur d'eau et en différents gaz, de l'atmosphère, l'heure dans la journée et le jour dans l'année, la distance entre le Soleil et la Terre, la rotation et l'emplacement du soleil, [168, 169].

Après analyse de la bibliographie [162-167], nous avons choisi le modèle r.sun, dont la précision pour la modélisation de la composante directe de l'éclairement a été vérifiée et attestée par Yettou et al., [163]. En ce qui concerne le choix des sites, notre étude a été portée sur les deux sites : Hassi R'mel (Algérie) et Almería (Espagne). Le choix du premier site a été dicté par l'emplacement de la centrale solaire SPP1 et le deuxième par rapport à la disponibilité des données acquises lors du stage "PNE" à la Plateforme solaire d'Almería (Espagne).

2.3.1.1. Eclairement solaire direct normal (r.sun)

L'éclairement solaire direct normal, est défini selon le modèle r.sun, par la formule qui suit, [168] :

$$E_D = E_0 * \exp(-0.8662 * T_L * m_A * \delta_{Ray}) \quad (2.1)$$

Avec :

E_0 : Eclairement solaire hors atmosphère, sa définition détaillée est présentée en annexe (Annexe B) :

T_L : Facteur de Link, sa définition détaillée ainsi que ses valeurs sont données en annexe (Annexe B) ;

m_A : Masse d'air optique, sa définition détaillée est présentée en annexe (Annexe B) ;

δ_{Ray} : Epaisseur optique de Rayleigh, sa définition détaillée est présentée en annexe (Annexe B).

Tous les paramètres (géographique, horaires, et angles nécessaires pour le repérage du soleil dans le ciel) sont définis et présentés en détails en annexe (voir Annexe B).

2.4. Modélisations des performances optiques et thermiques d'un CCP

Les paramètres les plus importants à définir lors de l'évaluation des performances globales d'un dispositif solaire, sont les rendements optique et

thermique. On ne peut évaluer ces deux paramètres sans avoir déterminé les pertes optiques et thermiques qui sont les clés de cette étude.

En effet, lorsque le rayonnement solaire direct atteint la surface réfléchissante du CCP, il en perd une quantité importante avant que cette dernière ne soit interceptée puis absorbée par le tube absorbeur. Plusieurs et différents facteurs sont à l'origine de cette perte, mais ils peuvent être classifiés par ordre décroissant d'importance en trois types, comme suivant [28]:

- Pertes optiques
- Pertes thermiques entre le tube absorbeur et l'ambiance
- Pertes géométriques

En figure 2.8 est donné un diagramme illustratif des pertes dans les CCP

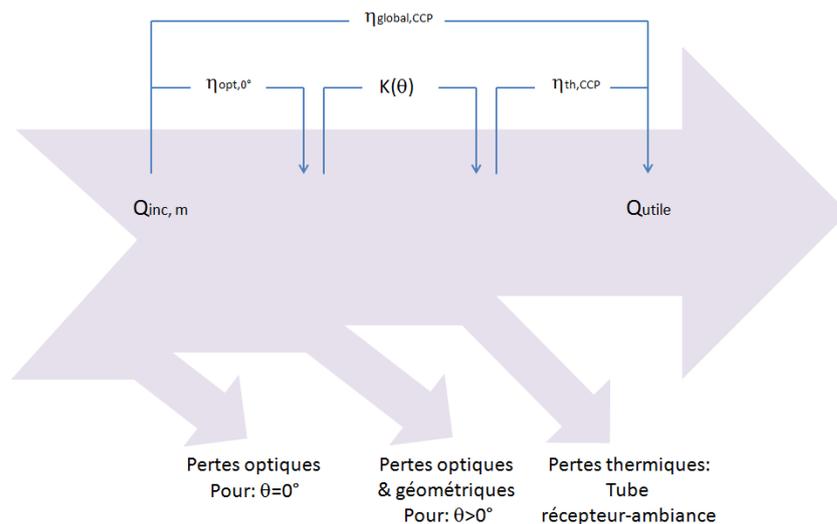


Figure 2.2 : Diagramme de performances et de pertes dans un dispositif solaire Cylindro-parabolique, [28], (modifiée).

2.4.1. Performances optiques d'un CCP

Afin de modéliser les performances optiques d'un CCP, il est important de définir les caractéristiques géométriques et optiques de chaque sous système qui le compose. Pour ceci, les paramètres primordiaux qui rentrent dans le contexte de cette partie de l'étude sont présentés ultérieurement.

2.4.1.1. Paramètres de conception

Selon la figure (2.3), l'équation de la parabole en termes de coordonnées cartésiennes (x,y), s'écrit comme suit, [170]:

$$y^2 = 4 * f * x \quad (2.2)$$

Avec :

f : distance focale de la parabole, en (m)

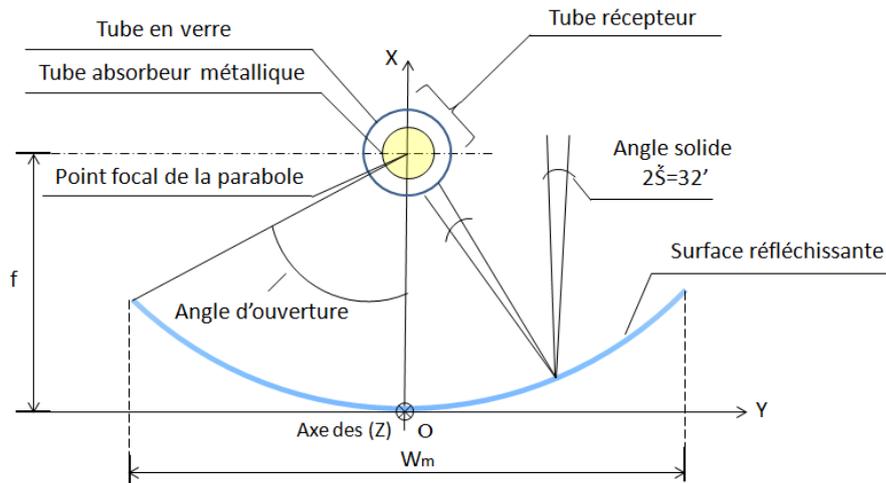


Figure 2.3 : Coupe transversale d'un C.C.P.

Parmi les paramètres de conception, trois paramètres sont requis à la conception d'un CCP, à savoir, [28]:

- Le facteur de concentration géométrique ;
- L'angle d'acceptation ;
- L'angle d'ouverture

Ils sont définis comme suivant :

a. Le facteur de concentration géométrique

Le facteur de concentration géométrique est le rapport entre la surface réfléchissante du collecteur et la surface du récepteur tubulaire se trouvant le long de la ligne focale du collecteur. Sa valeur habituelle est de 20 (pour les CCP), alors que sa valeur théorique maximale est de l'ordre de 70. Des facteurs de concentration plus élevés sont associés à des angles d'acceptations très faibles, qui nécessitent des systèmes de suivi du soleil très précis et donc des coûts

relativement élevés. L'expression du facteur de concentration géométrique est donnée comme suivant, [28] :

$$C_g = \frac{L \cdot W_m}{\pi \cdot L \cdot d_{abs}} = \frac{W_m}{\pi \cdot d_{abs}} \quad (2.3)$$

Avec :

L : Longueur du collecteur (récepteur)

W_m : Largeur de l'ouverture du collecteur

d_{abs} : Diamètre du tube absorbeur métallique

b. L'angle d'acceptation

L'angle d'acceptation, est l'angle maximal pouvant être formé par deux rayons reçus, dans un plan transversal à l'ouverture du collecteur, (figure 2.3) qui est intercepté par le tube absorbeur après avoir été réfléchis par la surface réfléchissante. La valeur minimale pratique de l'angle d'acceptation est égal à la valeur moyenne de l'angle solide avec lequel le disque solaire est perçu et qui est de l'ordre de ($32' = 0.53^\circ$). Les collecteurs avec des angles d'acceptation plus petits que 0.53° , provoqueront la perte d'une fraction de l'éclairement solaire direct. Les angles d'acceptations recommandés pour les CCP commerciales sont de l'ordre de 1° à 2° . De plus petites valeurs nécessiteront des systèmes de suivi très précis (et donc très coûteux) ainsi qu'une adaptation fréquente de la position du collecteur, tandis que des valeurs plus élevées engendreront de faibles facteurs de concentration, et donc de plus basses températures de fonctionnement, [28].

c. L'angle d'ouverture

L'angle d'ouverture est l'angle formé par l'axe du collecteur et l'une des deux extrémités de l'ouverture (parabolique) du collecteur (voir la figure 2.3). Habituellement, il prend des valeurs entre 70° et 110° . De plus petites valeurs minimiseront la surface d'ouverture, alors que des angles plus larges augmenteront la surface réfléchissante sans pour autant augmenter "efficacement" la largeur de l'ouverture, et donc des valeurs plus grandes ne sont pas rentables, [28, 171]. L'angle d'ouverture du collecteur, peut être exprimé en

fonction de la largeur de l'ouverture du collecteur " W_m ", ainsi que sa distance focale, " f ", [28], à travers l'équation qui suit :

$$\tan \frac{\varnothing}{2} = \frac{W_m}{4*f} \quad (2.4)$$

Avec :

\varnothing : Angle d'ouverture

2.4.1.2. Les pertes optiques du CCP

Les pertes optiques sont associées à quatre paramètres, [28]. A savoir : la réflectivité des miroirs, la transmittivité du tube en verre, l'absorptivité du tube absorbeur métallique et le facteur d'interception.

a. La réflectivité des miroirs, " ρ_m "

La réflectivité de la surface réfléchissante des CCP étant inférieure à 1, seule une fraction de l'éclairement solaire direct incident est réfléchi vers le tube récepteur. Les valeurs typiques de réflectivité des miroirs en verre argenté "propre" sont d'environ 93%. Lorsqu'un CCP est installé et est en fonctionnement, la réflectivité de ses miroirs a tendance à diminuer continuellement, et à se dégrader en fonction de l'accumulation des particules de poussières (ou autres sédiments) sur la surface des miroirs.

b. La transmittivité du tube de verre, " τ_v "

Lorsque le rayonnement solaire direct réfléchi par les miroirs, est intercepté par la surface extérieure du tube récepteur en verre, une fraction de ce rayonnement sera perdue. Le rapport entre le rayonnement traversant le tube en verre et le rayonnement total incident sur sa surface extérieure, est appelée communément la transmittivité, elle est typiquement égale à 93%.

c. Absorptivité du tube absorbeur métallique (la couche sélective), " α_a "

Ce paramètre quantifie la quantité d'énergie absorbée par le tube absorbeur métallique par rapport au rayonnement solaire total incident sur la surface extérieure du tube absorbeur. Il est généralement égal à 95% pour les tubes

absorbeurs revêtus en Cermet, et est légèrement inférieur pour les revêtements en Chrome ou en Nickel noir, [74].

d. Facteur d'interception, " γ "

Par définition, le facteur d'interception est la fraction des rayons solaires réfléchis par l'ouverture réfléchissante du CCP et interceptés par le tube absorbeur métallique [28], [170,172-175]. Il est défini par Rabl et al [175] comme suivant :

$$\gamma = \frac{E_a}{E} \quad (2.5)$$

Avec :

E_a : Éclairement intercepté par le tube absorbeur, en (W/m^2)

E : Éclairement solaire direct réfléchi par l'ouverture réfléchissante (les miroirs), en (W/m^2)

Ce facteur, traduit le fait que certains rayons solaires réfléchis par les miroirs n'atteignent pas le tube absorbeur. Le facteur d'interception dépend de : la géométrie du concentrateur (le coefficient de concentration, l'angle d'ouverture du collecteur et le diamètre du tube récepteur), des erreurs associées aux matériaux utilisés et leurs propriétés optiques (spécularité des miroirs), ainsi qu'aux changements dans la largeur de l'image du soleil, aux erreurs survenant lors de l'assemblage et le montage des capteurs, et les erreurs liées au fonctionnement quotidien du capteur, les conditions de travail ainsi que la précision du système de suivi. Ça se manifeste par exemple lorsque : les surfaces réfléchissantes présentent des défauts ou des irrégularités provoquant une distorsion de l'image du soleil réfléchie vers le tube absorbeur, et ou lorsque le tube absorbeur présente des erreurs d'alignement et de dé-focalisation (lorsque ce dernier est mal positionné par rapport à sa focale). Sa valeur typique est de 0.92.

En figures 2.4 et 2.5 quelques erreurs optiques sont représentées ainsi que leur influence sur la répartition et la forme de l'image solaire interceptée par le tube absorbeur.

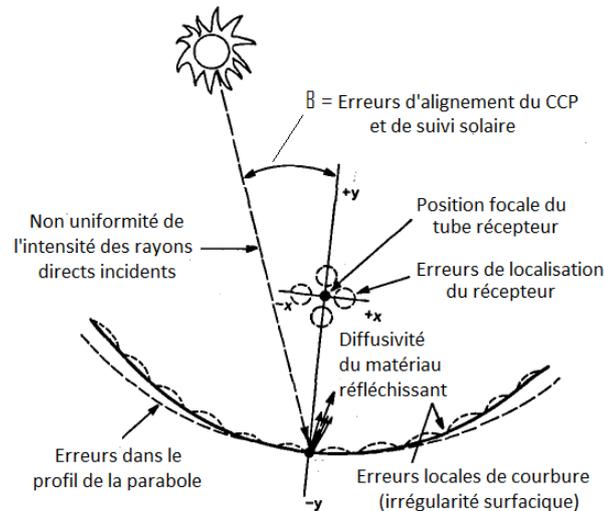


Figure 2.4 : Erreurs optiques dans les CCP, [173,174, 177]

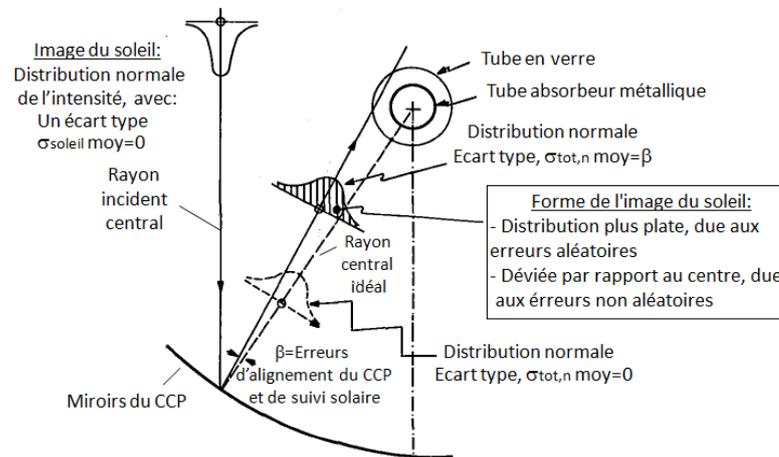


Figure 2.5 : Influence des erreurs optiques sur la distribution et la répartition de l'image solaire, [173,174, 177]

2.4.1.3. Rendement optique optimal, " $\eta_{opt,0}$ "

Le rendement optique maximal, est défini comme étant le produit de : la réflectivité des miroirs, la transmittivité du tube en verre, l'absorptivité du tube absorbeur métallique et le facteur d'interception, pour un angle d'incidence nul. Il est exprimé par la formule suivante, [28, 173]:

$$\eta_{opt,\theta=0} = \rho_m * \tau_v * \alpha_a * \gamma|_{\theta=0} \quad (2.6)$$

Avec :

ρ_m : Réflectivité des miroirs

τ_v : Transmittivité du tube en verre

α_r : Absorptivité du tube absorbeur métallique (couche sélective)

γ : Facteur d'interception

θ : Angle d'incidence

2.4.1.4. Angle d'incidence et angle d'incidence modifié (pertes géométriques)

L'angle d'incidence " θ ", est l'angle formé par le rayon solaire direct incident et la normale du plan d'ouverture du collecteur. L'angle d'incidence du rayonnement solaire direct est un facteur très important, car la fraction du rayonnement direct utile au collecteur est directement proportionnelle au cosinus de cet angle. Une incidence différente de 0° , peut entraîner plusieurs pertes optiques, [28], à savoir :

- Réduire, la surface effective de l'ouverture du capteur, cette réduction est exprimée par un facteur géométrique ;
- Affecter la réflectivité des miroirs ;
- Affecter la transmittivité du tube récepteur en verre ;
- Affecter l'absorptivité du tube absorbeur métallique ;
- Affecter le facteur d'interception.

Tous les paramètres précités dans cette rubrique ont été déjà abordés (dans la rubrique 2.4.1.2) à l'exception du premier paramètre qui est le facteur géométrique, et que nous tachons de définir, ci-dessous :

- Facteur géométrique " A_f "

Le facteur géométrique est donné par la relation qui suit:

$$A_f = \frac{A_{perdue}}{A_m} \quad (2.7)$$

Avec :

A_{perdue} : Surface perdue (voir la figure 2.6), définie comme suit, [1] :

$$A_{perdue} = f * W_m * \tan(\theta) * \left[1 + \frac{W_m^2}{48 * f^2} \right] \quad (2.8)$$

A_m : Surface du miroir, en (m^2)

En effet, un angle d'incidence non nul, entraîne la réduction de la surface effective du CCP. Cette réduction de la surface réfléchissante est exprimée par un facteur, appelé, "le facteur géométrique A_f ", [1], ou encore "pertes géométriques d'extrémités du collecteur (end losses)", [28]. Il mesure la réduction effective de la surface de captation du collecteur due à des angles d'incidence non nuls et inclus les effets : d'ombrage, de blocage et les rayons solaires perdus (les rayons réfléchis par les extrémités des miroirs et qui finissent ailleurs au-delà des extrémités du tube récepteur (voir figures 2.6 et 2.7).

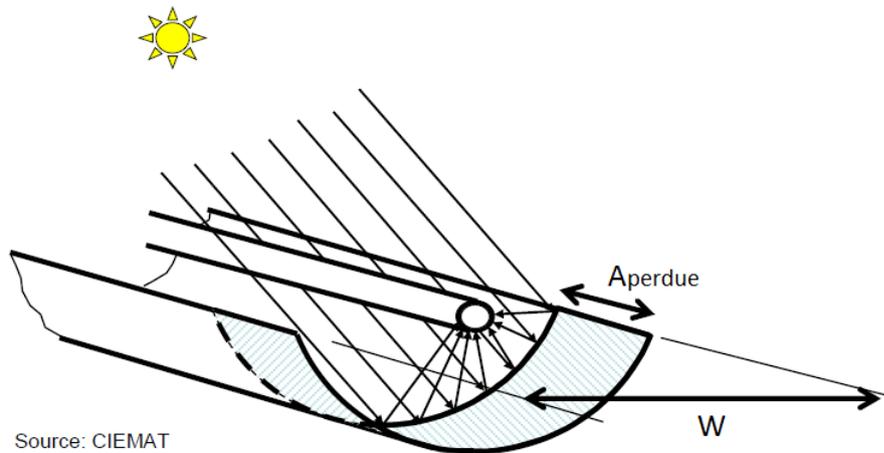


Figure 2.6 : Pertes géométriques d'extrémités du CCP, [178]



Figure 2.7 : Pertes d'ombrage entre deux rangées de CCP, [179]

Les pertes optiques dues à des angles d'incidences non nuls sont représentées et quantifiées par un seul paramètre, appelé " angle d'incidence modifié, " $K(\theta)$ ", ce paramètre inclut donc toutes les pertes optiques et géométriques dues à un angle d'incidence supérieur à 0° . Il prend des valeurs entre (0 et 1).

L'angle d'incidence modifié " $K(\theta)$ ", est généralement exprimé par une équation polynomiale, où les coefficients utilisés sont obtenus expérimentalement à travers des tests en laboratoire. On retrouve dans la littérature plusieurs et différentes expressions permettant l'évaluation de ce paramètre où chaque expression est

spécifique à un type prédéfini de CCP [28, 156]. L'expression utilisée pour la détermination de l'angle d'incidence modifié spécifique au modèle "EuroTrough 150" muni d'un récepteur solaire de type Schott PTR-70, (obtenu à travers des tests d'évaluation menés à la plateforme solaire d'Almeria, PSA), est donnée comme suivant [178] :

Pour : $\theta < 78^\circ$

$$K(\theta) = 1 - [(2.859621 * 10^{-5} * \theta^2) + 5.25097 * 10^{-4} * \theta] / \cos(\theta) \quad (2.9)$$

Pour : $\theta > 78^\circ$

$$K(\theta) = 0 \quad (2.10)$$

L'angle d'incidence du rayonnement solaire direct, dépend de l'orientation du CCP (sa position par rapport au plan Azimutal) et la position du soleil dans le ciel (sa hauteur). Il dépend donc du jour de l'année et de l'heure dans la journée. Il peut être facilement calculé à travers de simples équations trigonométriques. La formule utilisée pour le calcul de l'angle d'incidence, pour une orientation Est-Ouest, et à axe de rotation du CCP parallèle à l'axe du monde, en($^\circ$), [156] :

$$\theta = \cos^{-1} \sqrt{1 - \cos^2(h) * \cos^2(Azimut)} \quad (2.11)$$

Avec :

h : Hauteur du soleil, (voir Annexe B)

$Azimut$: Angle d'azimut, (voir Annexe B)

2.4.1.5. Rendement Optique, " η_{opt} "

Le rendement optique est défini comme étant le rapport de l'énergie absorbée par le tube récepteur et celle réfléchié pas la surface réfléchissante des miroirs. Le rendement optique, dépend des propriétés optiques des matériaux utilisés, de la géométrie du capteur et aux diverses imperfections dues à la construction de ce dernier, [1]. D'après Kalogirou [1], il est décrit par Sodh et al., comme suivant:

$$\eta_{opt} = \rho_m * \tau_v * \alpha_r * \gamma * [1 - (A_f * \tan \theta * \cos \theta)] \quad (2.12)$$

L'expression du rendement optique la plus utilisée dans la littérature [28,173,174,176,180, 181], pour des incidences non nulles, est celle donnée par Guven, [177] :

$$\eta_{opt,\theta} = \rho_m * \tau_v * \alpha_a * \gamma |_0 * K(\theta) \quad (2.13)$$

Ou encore, Guven [174]:

$$\eta_{opt,\theta} = \eta_{opt,0} * K(\theta) \quad (2.14)$$

2.4.2. Performances thermiques

2.4.2.1. Hypothèses de l'analyse

Le bilan est établi, à travers les hypothèses suivantes, [1] :

- Les rayons solaires sont parallèles entre eux
- Le fluide caloporteur est incompressible
- La forme de la parabole est symétrique
- Les propriétés optiques de l'enveloppe, du tube récepteur et du réflecteur sont constantes et indépendantes de la température et de l'angle d'incidence
- La température ambiante autour de tube récepteur est uniformément répartie
- Le tube absorbeur et l'enveloppe sont deux surfaces grises et diffuses
- Le tube absorbeur et l'enveloppe sont concentrique et centrés sur l'axe focal.
- Le tube en verre est considéré comme opaque aux radiations infrarouges.
- L'écoulement du fluide est unidimensionnel.
- Les variations temporelles dans l'épaisseur du tube récepteur et le tube en verre sont négligeables.

2.4.2.2. Bilan énergétique d'un CCP

Pour la détermination des performances thermiques des dispositifs solaires cylindroparaboliques, on suit la même méthodologie de calcul que celle utilisée pour les capteurs thermiques plans, [170].

$$\dot{Q}_{utile} = \dot{Q}_{inc} - \dot{Q}_p + \frac{dE_{int}}{dt} \quad (2.15)$$

Avec :

\dot{Q}_{utile} : Puissance utile, (kW)

\dot{Q}_p : Puissance perdue, (kW)

\dot{Q}_{inc} : Puissance incidente, (kW)

E_{int} : Energie interne du système

- Pour un régime stationnaire la variation de l'énergie interne du système est nulle,

$$\left(\frac{dE_{int}}{dt} = 0\right)$$

L'équation de la puissance utile s'écrit alors, comme suit:

$$\dot{Q}_{utile} = \dot{Q}_{inc} - \dot{Q}_p \quad (2.16)$$

La figure 2.8 qui suit nous donne un aperçu (simplifié) sur le comportement énergétique du système.

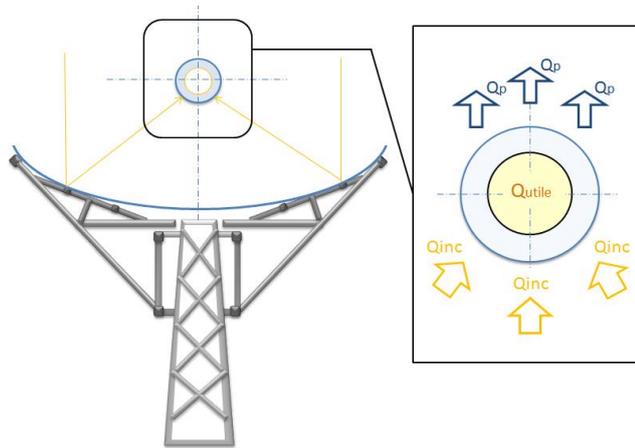


Figure 2.8 : Représentation schématique des échanges thermiques

2.4.2.3. Puissance incidente

La puissance solaire incidente sur le tube absorbeur métallique, " Q_{inc} ", est évaluée par la relation suivante, [156] :

$$\dot{Q}_{inc} = E_D * A_m * \cos(\theta) * \eta_{opt,0} * K(\theta) * F_e \quad (2.17)$$

Avec :

A_m : Surface effective des miroirs, en (m)

F_e : Facteur de salissure, en relation avec l'état (propreté) des miroirs, les dépôts de poussières et de sables sur les miroirs et le tube récepteur en verre, sa valeur est comprise entre, $1 > F_e > 0$, il est généralement de l'ordre de 0.97, [28], et est évalué par la relation qui suit, [156]:

$$F_e = \frac{\rho_{m,s}}{\rho_m} \quad (2.18)$$

Avec :

$\rho_{m,s}$: Réflectivité des miroirs après un moment d'exposition (miroirs poussiéreux)

ρ_m : Réflectivité des miroirs propres

2.4.2.4. Puissance perdue

Le flux thermique perdu au niveau du tube récepteur, peut être exprimée par la relation qui suit, [173] :

$$\dot{Q}_p = U_L * A_a * (T_{abs,m} - T_{amb}) \quad (2.19)$$

Tel que :

U_L : Coefficient de pertes thermiques global, en (W/m².K)

A_a : Surface du tube absorbeur "tube métallique", en (m²)

$T_{abs,m}$: Température moyenne du tube absorbeur

T_{amb} : Température ambiante

2.4.2.4.1. Bilan thermique détaillé du CCP

Dans cette partie de l'étude, nous présenterons un bilan énergétique détaillé suivant un régime stationnaire et unidimensionnel, qui prend en compte tous les échanges conductifs, convectifs et radiatifs pouvant survenir au niveau des tubes récepteurs et l'ambiance et entre les surfaces mises en considération, selon le modèle de Forristall, [182], souvent évoqué dans la bibliographie [156,170,179], [183 à 188]. Notre choix s'est porté sur le modèle de Forristall étant le modèle unidimensionnel le plus complet et le plus détaillé parmi les références bibliographiques consultés. Le modèle a été comparé à un modèle 3D, par H. Liang et al. [187], et il s'est révélé plus précis que ce dernier.

Les figures (2.9) et (2.10), schématisent les échanges thermiques survenant au niveau des tubes récepteurs :

a. Bilan énergétique unidimensionnel

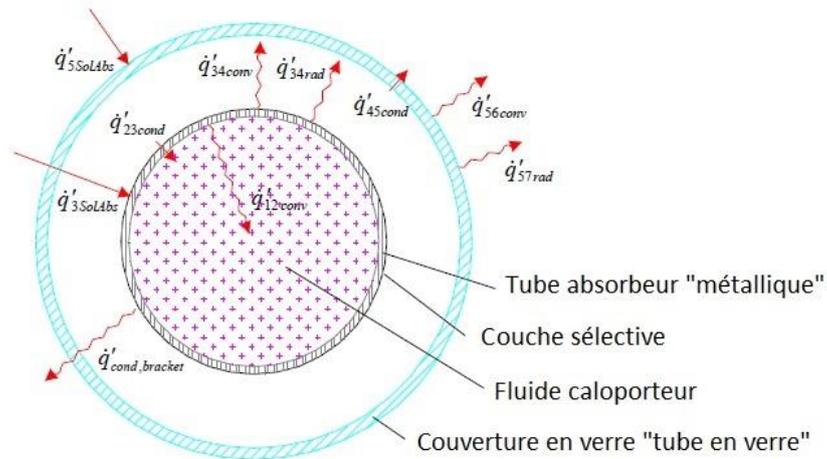


Figure 2.9 : Bilan énergétique unidimensionnel détaillé, dans une section transversale du tube récepteur [182]

b. Résistances thermiques

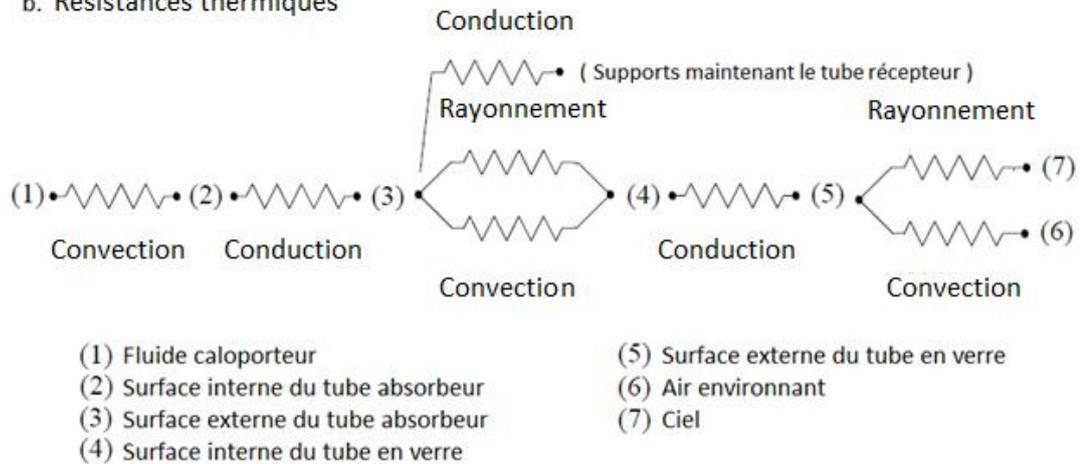


Figure 2.10 : Schéma électrique équivalent des échanges thermiques dans le tube récepteur, [182].

Les équations du bilan énergétique sont déterminées par conservation d'énergie entre chaque surface de la section transversale du tube absorbant. Elles sont données comme suit [182], (voir les figures 2.9 et 2.10) :

$$\dot{q}_{1,2_{conv}} = \dot{q}_{2,3_{cond}} \quad (2.20)$$

$$\dot{q}_{Dro,3_{Sol}} = \dot{q}_{3,4_{conv}} + \dot{q}_{3,4_{ray}} + \dot{q}_{2,3_{cond}} + \dot{q}_{cond,supp} \quad (2.21)$$

$$\dot{q}_{3,4_{conv}} + \dot{q}_{3,4_{ray}} = \dot{q}_{4,5_{cond}} \quad (2.22)$$

$$\dot{q}_{4,5_cond} + \dot{q}_{Dvo,5-Sol} = \dot{q}_{5,6_conv} + \dot{q}_{5,7_ray} \quad (2.23)$$

$$\dot{q}_{pertes} = \dot{q}_{5,6_conv} + \dot{q}_{5,7_ray} + \dot{q}_{cond,supp} \quad (2.24)$$

Avec :

- $\dot{q}_{1,2_conv}$: Flux thermique convectif entre la paroi interne du tube absorbeur métallique et le fluide caloporteur circulant à l'intérieur, par unité de longueur du tube récepteur, en (W/m)
- $\dot{q}_{2,3_cond}$: Flux thermique conductif à travers l'épaisseur du tube absorbeur métallique (entre les parois interne et externe du tube absorbeur métallique), par unité de longueur, en (W/m)
- $\dot{q}_{3,4_conv}$: Flux thermique convectif entre la paroi externe du tube absorbeur métallique et l'espace annulaire, par unité de longueur, en (W/m)
- $\dot{q}_{3,4_ray}$: Flux thermique radiatif entre la paroi externe du tube absorbeur métallique et l'espace annulaire (air vidé), par unité de longueur, en (W/m)
- $\dot{q}_{cond,supp}$: Flux thermique conductif entre le tube absorbeur métallique et les supports qui les maintiennent, par unité de longueur, en (W/m)
- $\dot{q}_{4,5_cond}$: Flux thermique conductif à travers l'épaisseur du tube en verre (entre les parois interne et externe du tube en verre), en (W/m)
- $\dot{q}_{5,6_conv}$: Flux thermique convectif entre la paroi externe du tube en verre et l'air ambiant, par unité de longueur, en (W/m)
- $\dot{q}_{5,7_ray}$: Flux thermique radiatif entre la paroi externe du tube en verre et le ciel, par unité de longueur, en (W/m)
- \dot{q}_{pertes} : Flux thermique perdu par l'ensemble du tube récepteur vers l'ambiance (air environnant, ciel), par unité de longueur, en (W/m)

Tandis que :

- $\dot{q}_{Dro,3_Sol}$: Flux solaire incident sur la paroi externe du tube absorbeur métallique, par unité de longueur, en (W/m)
- $\dot{q}_{Dvo,5-Sol}$: Flux solaire incident sur la paroi externe du tube récepteur en verre, par unité de longueur, en (W/m)

2.4.2.4.2. Détermination des pertes thermiques aux niveaux des tubes récepteurs

A. Méthode analytique

Les pertes thermiques au niveau des tubes récepteurs, peuvent être évaluées analytiquement comme suivant par la détermination des pertes conductives, convectives et radiatives :

a. Détermination des pertes convectives entre la couverture en verre et l'ambiance

Le transfert de chaleur par convection entre la surface extérieure du tube en verre et l'air environnant est considéré comme la source la plus importante surtout en cas de vent. De la loi de Newton, le flux thermique perdu par unité de longueur du récepteur, " $\dot{q}_{5,6_{conv}}$ ", s'écrit, [182,189, 190] :

$$\dot{q}_{5,6_{conv}} = H_{5,6_{conv}} * \pi * D_{v0,5} * (T_{v,5} - T_{amb,6}) \quad (2.25)$$

Avec: $H_{5,6_{conv}}$: Coefficient de pertes convectives à l'extérieur du tube récepteur.

Il s'écrit comme suit, en $(W/K.m^2)$:

$$H_{5,6_{conv}} = \frac{Nu_{D_{v0,5}} * K_{air}}{D_{v0,5}} \quad (2.26)$$

Et :

$D_{v0,5}$: Diamètre externe du tube en verre, en (m)

$T_{v,5}$: Température à la surface extérieure du tube en verre, (K)

$Nu_{D_{v0,5}}$: Nombre de Nusselt moyen basé sur le diamètre externe du tube en verre

K_{air} : Conductivité thermique de l'air à la température film, $(W/m.K)$

On note que toutes les propriétés thermo-physiques de l'air sont évaluées en fonction de la température par interpolation des données de la littérature [189].

Pour l'évaluation du nombre de Nusselt, Kalogéro, [1], a donné les formules suivantes, en suggérant le découpage du collecteur en plusieurs petits segments. Si une valeur unique du coefficient de convection ne serait satisfaisante à cause de la grande variation de température le long de la direction du flux, chaque segment aura donc un coefficient, " H_{conv} ", constant:

- Pour un $0.1 < R_e < 1000$

$$Nu_{D_{vo},5} = 0.4 + 0.54 * (R_e)^{0.52} \quad (2.27)$$

- Pour un $1000 < R_e < 50000$

$$Nu_{D_{vo},5} = 0.3 * (R_e)^{0.6} \quad (2.28)$$

Deux cas ont été étudiés [182] sans et avec présence de vent :

– En absence de vent

Sans présence de vent, le transfert de chaleur par convection entre le tube en verre et l'air environnant se fait par convection naturelle. Dans ce cas, la formule développée par Churchill et Chu est proposée pour l'estimation du nombre de Nusselt pour des longs tubes cylindriques, isothermes et horizontaux, [189].

$$\overline{Nu}_{D_{vo},5} = \left\{ 0.60 + \frac{0.387 * Ra_{D_{vo},5}^{(\frac{1}{6})}}{\left[1 + (0.559 / Pr_{5,6})^{(\frac{9}{16})} \right]^{(\frac{8}{27})}} \right\}^2 \quad (2.29)$$

Valable, pour : $10^5 < Ra_{D_{vo},5} < 10^{12}$

Avec :

$Ra_{D_{vo},5}$: Nombre de Rayleigh pour l'air basé sur le diamètre externe du tube en verre, défini comme suit:

$$Ra_{D_{vo},5} = \frac{g * \beta * (T_{v,6} - T_{air,6}) * D_{vo,5}^3}{(\alpha_{5,6} * v_{5,6})} \quad (2.30)$$

β : Coefficient de dilatation thermique volumétrique, en ($K^{(-1)}$), défini comme suit :

$$\beta = T_{5,6}^{(-1)} \quad (2.31)$$

$Pr_{5,6}$: Nombre de Prandtl pour l'air à $T_{5,6}$, si ce dernier n'est pas défini sur les tables, il peut être défini à travers la formule qui suit :

$$Pr_{5,6} = \frac{v_{5,6}}{\alpha_{5,6}} \quad (2.32)$$

Avec :

g : Gravité estimée à 9.81, en (m/s^2)

$\alpha_{5,6}$: Diffusivité thermique de l'air à $T_{5,6}$ en (m^2/s)

$\nu_{5,6}$: Viscosité cinématique de l'air à $T_{5,6}$ en (m^2/s)

$T_{5,6}$: Température "film" qui est égale à $T_{5,6} = \frac{(T_5+T_6)}{2}$, en (K)

– En présence de vent

En cas de vent, le transfert de chaleur entre le tube en verre et l'air environnant se fait par convection forcée. Le nombre de Nusselt est alors estimé par la formule de Zhukauskas pour un écoulement convectif externe transversal à des tubes circulaires et isothermes, [189].

$$\overline{Nu}_{D_{vo,5}} = C * Re_{D_{vo,5}}^m * Pr_{air,6}^n * \left(\frac{Pr_{air,6}}{Pr_{air,5}} \right)^{1/4} \quad (2.33)$$

Pour :

$$\begin{bmatrix} 0.7 \leq Pr \leq 500 \\ 1 \leq Re_D \leq 10^6 \end{bmatrix}$$

Les valeurs des constantes ' C ' et ' m ' sont données dans le tableau (2.1), [189] :

Tableau 2.1 : Paramètres de calcul du nombre de Nusselt

Re_D	C	m
1 – 40	0.75	0.4
40 – 1000	0.51	0.5
$10^3 - 2 * 10^5$	0.26	0.6
$2 * 10^5 - 10^6$	0.076	0.7
Pour : $Pr \leq 10$, $n = 0.37$		Pour : $Pr \geq 10$, $n = 0.36$

Le nombre de Reynolds est calculé par la relation suivante :

$$Re_{D_{vo,5}} = \frac{\rho_{Air,6} * V_{vent} * D_{vo,5}}{\mu_{Air,6}} \quad (2.34)$$

Avec :

$\rho_{Air,6}$: Masse volumique de l'air à, " T_6 ", en (kg/m^3)

V_{vent} : Vitesse du vent, en (m/s)

$\mu_{Air,6}$: Viscosité dynamique de l'air à, " T_6 ", $(kg/m.s)$

b. Détermination des pertes radiatives entre le tube en verre et le ciel

Le transfert de chaleur par rayonnement entre le tube en verre et le ciel, est dû à la différence de température entre la surface extérieure du verre et le ciel. Le flux thermique perdue par rayonnement entre le tube en verre et le ciel par unité de longueur du tube récepteur, “ $\dot{q}_{5,7-ray}$ ”, s’écrit alors par l’équation suivante [182,189, 190]:

$$\dot{q}_{5,7-ray} = \pi * D_{vo,5} * \varepsilon_{vo,5} * \sigma * (T_{vo,5}^4 - T_{ciel,7}^4) \quad (2.35)$$

D’où le coefficient de pertes radiatives à l’extérieur du tube récepteur s’écrit, comme suit :

$$H_{5,7-ray} = \varepsilon_v * \sigma * (T_{vo,5} + T_{ciel,7}) * (T_{vo,5}^2 + T_{ciel,7}^2) \quad (2.36)$$

$\varepsilon_{vo,5}$: Émissivité de la surface extérieure du tube en verre

σ : Constante de Stefan-Boltzmann égale à $(5.67 * 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4)$

$T_{vo,5}$: Température de la couverture en verre (K)

$T_{ciel,7}$: Température apparente du ciel, (K), peut être estimée en fonction de la température ambiante [182,191] comme suit, en (°C) :

$$T_{ciel,7} = T_{amb,6} - 8 \quad (2.37)$$

c. Détermination de l’échange thermique conductif à travers le tube en verre

L’échange thermique à travers l’épaisseur du tube en verre (entre les deux surfaces interne et externe du tube en verre) se fait par conduction, le flux de chaleur échangé par unité de longueur, “ $\dot{q}_{4,5-cond}$ ”, s’exprime par la loi de Fourier, comme suit, [182,189, 190] :

$$\dot{q}_{4,5-cond} = 2 * \pi * K_{4,5} * \frac{(T_{vi,4} - T_{vo,5})}{\ln\left(\frac{D_{vo,5}}{D_{vi,4}}\right)} \quad (2.38)$$

Avec :

$K_{4,5}$: Conductivité thermique du tube en verre à la température $\left(\frac{T_4 + T_5}{2}\right)$, en $(W/m.K)$.

$T_{vi,4}$: Température à la surface interne du tube récepteur en verre, en (K)

$T_{vo,5}$: Température à la surface externe du tube récepteur en verre, en (K)

$D_{vi,4}$: Diamètre intérieur du tube récepteur en verre, en (m)

$D_{vo,5}$: Diamètre extérieur du tube récepteur en verre, en (m)

d. Détermination des pertes radiatives entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre

Le flux de chaleur perdu par transfert radiatif à travers l'espace annulaire, entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre par unité de longueur du tube, " $\dot{q}_{3,4_ray}$ ", est exprimé par l'équation suivante, [182,189, 190]

$$\dot{q}_{3,4_ray} = \frac{\pi * D_{ro,3} * \sigma * (T_{ro,3}^4 - T_{vi,4}^4)}{\left(\frac{1}{\varepsilon_{r,3}} + \frac{(1 - \varepsilon_{v,4}) * D_{ro,3}}{\varepsilon_{v,4} * D_{vi,4}}\right)} \quad (2.39)$$

D'où le coefficient de pertes radiatives, s'écrit comme suit :

$$H_{3,4_ray} = \frac{\sigma * (T_{ro,3}^2 + T_{vi,4}^2) * (T_{ro,3} + T_{vi,4})}{\frac{1}{\varepsilon_{r,3}} + \frac{A_r}{A_v} * \left(\frac{1}{\varepsilon_{v,4}} - 1\right)} \quad (2.40)$$

Avec :

$D_{ro,3}$: Diamètre extérieur du tube absorbeur métallique, en (m)

$D_{vi,4}$: Diamètre intérieur du tube en verre, en (m)

$T_{ro,3}$: Température de la surface extérieure du tube absorbeur (K)

$T_{vi,4}$: Température de la surface intérieure tube en verre (K)

ε_r : Emissivité de la couche sélective du tube absorbeur

ε_v : Émissivité du tube en verre

e. Détermination de l'échange thermique convectif entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre

Le mécanisme de transfert thermique par convection dans l'espace annulaire dépend de la pression à l'intérieure de ce dernier. En effet deux cas de transfère thermique sont distingués lors d'un échange thermique dans un espace annulaire:

- Le transfère thermique par conduction moléculaire survenant si l'espace annulaire est maintenu à des basses pressions ($< 0.013 Pa$), [1,185], ($\leq 1 Torr soit 133.322 Pa$), [182] ;
- Le transfère thermique par convection libre, lorsque l'espace annulaire est à des pressions plus élevées ($> 0.013 Pa$), [1,185], ($\geq 1 Torr soit 133.322 Pa$), [182].

Lorsque l'espace annulaire est maintenu sous vide (pression < 0.013 Pa), le cas des tubes récepteurs étudiés, un échange thermique entre la surface extérieure du tube absorbeur et la surface interne du tube récepteur en verre, se fait par convection moléculaire-libre (free molecular convection). Le coefficient d'échange par convection moléculaire-libre est donnée selon [1 et 182], par Rarzel et al à travers la formule qui suit:

$$H_{3,4_conv} = \frac{K_{std}}{\left(\frac{D_{ro,3}}{2 \cdot \ln\left(\frac{D_{vi,4}}{D_{ro,3}}\right)} + b \cdot \lambda \cdot \left(\frac{D_{ro,3}}{D_{vi,4}+1}\right) \right)} \quad (2.41)$$

Valide, pour :

$$Ra_{D_{vi,4}} < \left(\frac{D_{vi,4}}{(D_{vi,4} - D_{ro,3})} \right)^4 \quad (2.42)$$

Avec:

$H_{3,4_conv}$: Coefficient d'échange thermique par convection thermique entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre, à $T_{3,4}$, en $(W/m^2 \cdot K)$

K_{std} : Coefficient de conduction du gaz occupant l'espace annulaire à température et pression standards, en $(W / m \cdot K)$

b : Coefficient d'interaction intermoléculaire, donné par :

$$b = \frac{(2-a) \cdot (9 \cdot \gamma_0 - 5)}{2 \cdot a \cdot (\gamma_0 + 1)} \quad (2.43)$$

λ : Chemin-libre moyen entre les collisions d'une molécule, en (cm)

$$\lambda = \frac{2.331 \cdot (10^{-20}) \cdot (T_{3,4} + 273.15)}{(P_a \cdot \delta^2)} \quad (2.44)$$

a : Coefficient d'accommodation

γ_0 : Rapport de chaleurs spécifiques, gaz occupant l'espace annulaire

$T_{3,4}$: Température moyenne $\left(\frac{T_3 + T_4}{2}\right)$, en $(^\circ C)$

P_a : Pression du gaz occupant l'espace annulaire, en $(mmHg)$

δ : Diamètre moléculaire du gaz occupant l'espace annulaire, en (cm)

On précise que cette formule, surestime les échanges thermiques pour de très faibles pressions (< 0.013 * 10⁻⁴ Pa), [1, 182].

Les pertes convectives à l'intérieur des espaces annulaires sous vide sont généralement négligées à cause du faible coefficient convectif. A titre indicatif nous présentons quelques valeurs comparatives du coefficient d'échanges thermiques dû à la convection moléculaire naturelle de trois différents gaz, ainsi que les propriétés de chaque gaz, dans le tableau (2.2).

Tableau 2.2 : Coefficient d'échanges thermiques convectifs et propriétés de quelques gaz pouvant occuper l'espace annulaire, [182]

Gaz	K_{std} ($W/m K$)	b	λ (cm)	γ_0	δ (cm)	$H_{3,4,conv}$ ($W/m^2 K$)
Air	0.02551	1.571	88.67	1.39	$3.53 \cdot 10^{-8}$	0.0001115
Hydrogen	0.1769	1.581	191.8	1.398	$2.4 \cdot 10^{-8}$	0.0003551
Argon	0.01777	1.886	76.51	1.677	$3.8 \cdot 10^{-8}$	0.00007499
Pour une température moyenne du fluide caloporteur, $T_{fi,1} = 300^\circ C$, et un éclairement = $940 W/m^2$						

Le flux de chaleur échangé par convection moléculaire naturelle à travers l'espace annulaire entre le tube absorbeur métallique et le tube en verre par unité de longueur du tube récepteur, " $\dot{q}_{3,4,conv}$ ", peut alors s'écrire comme suit, [130] :

$$\dot{q}_{3,4,conv} = \pi * D_{ro,3} * H_{3,4,conv} * (T_{ro,3} - T_{vi,4}) \quad (2.45)$$

f. Détermination de l'échange thermique conductif à travers le tube absorbeur

Le flux de chaleur transmis à travers l'épaisseur du tube absorbeur métallique par unité de longueur, " $\dot{q}_{2,3,cond}$ ", est exprimé par la loi de Fourier, comme suit, [130,182, 189] :

$$\dot{q}_{2,3,cond} = 2 * \pi * K_{2,3} * \frac{(T_{ri,2} - T_{ro,3})}{\ln\left(\frac{D_{ro,3}}{D_{ri,2}}\right)} \quad (2.46)$$

Avec :

$K_{2,3}$: Conductivité thermique du tube absorbeur métallique à la température $\left(\frac{T_2 + T_3}{2}\right)$, en ($W / m . K$), à cause de la fine épaisseur de la couche sélective appliquée sur la surface extérieure du tube absorbeur métallique, sa résistance thermique conductive est négligée.

$T_{ri,2}$: Température à la surface interne du tube absorbeur métallique, en (K)

$T_{ro,3}$: Température à la surface externe du tube absorbeur métallique, en (K)

$D_{ri,2}$: Diamètre intérieur du tube absorbeur métallique, en (m)

$D_{ro,3}$: Diamètre extérieur du tube absorbeur métallique, en (m)

g. Détermination des pertes thermiques par conduction entre le tube récepteur et les supports

Pour l'estimation des pertes survenant aux extrémités des tubes récepteurs mises en contact direct avec les supports métalliques, ces derniers sont assimilés à des ailettes infinies, [182]. Le flux thermique échangé par conduction entre le tube métallique et les supports par unité de longueur du tube absorbeur, " $\dot{q}_{cond,supp}$ ", est évalué par la formule ci-dessous, [182,189] :

$$\dot{q}_{cond,supp} = \sqrt{\bar{H}_{supp} * P_{supp} * K_{supp} * A_{ct,supp}} * \frac{(T_{base} - T_{amb,6})}{L} \quad (2.47)$$

Avec :

\bar{H}_{supp} : Coefficient convectif moyen au niveau des supports, en ($W / m^2 K$), Il dépend de la vitesse du vent, et est évalué de la même manière que le coefficient convectif entre le tube en verre et l'air ambiant (Eq.2.26).

P_{supp} : Périmètre des supports, en (m)

K_{supp} : Conductivité thermique des supports, en ($W / m . K$)

$A_{ct,supp}$: Surface transversale minimale des supports (deux petites languettes en contact direct avec le tube absorbeur métallique), en (m^2)

T_{base} : Température à la base des supports est donnée par: ($T_{base} = T_{ro,3} - 10$), [182], en ($^{\circ}C$)

L : Longueur totale du tube récepteur, en (m)

h. Détermination de l'échange thermique convectif à l'intérieur du tube absorbeur

Le flux thermique échangé à l'intérieur du tube absorbeur métallique (entre le tube absorbeur métallique et le fluide caloporteur) par unité de longueur du tube récepteur, " $\dot{q}_{1,2_{conv}}$ ", est donné par la loi de Newton, comme suit, [182] :

$$\dot{q}_{1,2_{conv}} = H_{fi,1} * D_{ri,2} * \pi * (T_{ri,2} - T_{fi,1}) \quad (2.48)$$

Avec:

$D_{ri,2}$: Diamètre interne du tube absorbeur métallique, en (m)

$T_{ri,2}$: Température à l'intérieur du tube absorbeur métallique, en ($^{\circ}C$)

$T_{fi,1}$: Température moyenne du fluide caloporteur, en ($^{\circ}C$)

$H_{fi,1}$: Coefficient d'échange convectif entre le tube absorbeur et le fluide caloporteur, il peut être évalué à travers la formule qui suit, [182]:

$$H_{fi,1} = Nu_{Dri,2} * \frac{K_{fi,1}}{D_{ri,2}} \quad (2.49)$$

Avec:

$Nu_{Dri,2}$: Nombre de Nusselt basé sur le diamètre interne du tube absorbeur métallique

$K_{fi,1}$: Conductivité thermique du fluide caloporteur à la température, " $T_{fi,1}$ ", en ($W/m.K$)

- Le nombre de Nusselt à l'intérieur du tube absorbeur, dépend du régime de l'écoulement, pour le régime turbulent, Kalogirou, [1] propose la formule standard régissant les écoulements turbulents internes de Dittus–Boelter (pour le chauffage), qui est valable pour des nombres de Reynolds ($Re > 2300$). Elle est donnée par Bergman et al. [189], comme suit:

$$Nu_{Dri,2} = 0.023 * (Re_{Dri,2})^{0.8} * (Pr)^{0.4} \quad (2.50)$$

Pour le régime laminaire, et des nombres de Reynolds ($Re < 2300$), le nombre de Nusselt " Nu ", est constant est égal à, [1] :

$$Nu_{Dri,2} = 4.364 = Cst \quad (2.51)$$

D'autres formules peuvent être utilisées, comme celle de Gnielinski, (proposé par Forristall, [182]), pour l'estimation du nombre de Nusselt dans le cas du régime transitoire, qui est jugée plus précise que l'équation proposée précédemment. Elle peut être utilisée même dans un cas d'écoulement transitoire, [182], et est donnée comme suit, [189] :

$$Nu_{Dri,2} = \frac{\frac{f_{ri,2}}{8} * (Re_{Dri,2} - 1000) * Pr_{f,1}}{1 + 12.7 * \sqrt{\frac{f_{ri,2}}{8}} * (Pr_{f,1}^{(2/3)} - 1)} \quad (2.52)$$

Valable pour :

$$0.5 < Pr_{f,1} < 2000 \quad \text{et} \quad 2300 < Re_{Dri,2} < 5 * 10^6$$

Forristall, a utilisé cette même formule, modifiée et multipliée par le terme, $\left(\frac{Pr_{f,1}}{Pr_{ri,2}}\right)^{0.11}$, probablement pour ajuster les variations des propriétés du fluide entre la température à la surface interne du tube absorbeur et la température du fluide. Elle est donc donnée comme suit, [182] :

$$Nu_{Dri,2} = \frac{\frac{f_{ri,2}}{8} * (Re_{Dri,2} - 1000) * Pr_{f,1}}{1 + 12.7 * \sqrt{\frac{f_{ri,2}}{8}} * (Pr_{f,1}^{(2/3)} - 1)} * \left(\frac{Pr_{f,1}}{Pr_{ri,2}}\right)^{0.11} \quad (2.53)$$

Avec :

$f_{ri,2}$: Facteur de friction à l'intérieur du tube absorbeur

$Pr_{f,1}$: Nombre de Prandtl évalué à la température du fluide caloporteur $T_{f,1}$

$Pr_{ri,2}$: Nombre de Prandtl évalué à la température de la surface interne du tube absorbeur $T_{ri,2}$

- Pour le nombre de Prandtl, il peut être évalué, par la formule qui suit, [1, 189]:

$$Pr_{f,1} = Cp_{f,1} * \frac{\mu_{f,1}}{K_{f,1}} \quad (2.54)$$

$Cp_{f,1}$: Capacité thermique massique à pression constante ($J/kg.K$)

$\mu_{f,1}$: Viscosité dynamique du fluide caloporteur, en ($Kg/m.s$)

$K_{f,1}$: Conductivité thermique, en ($W/m.K$)

- Le facteur de friction, $f_{ri,2}$, est donnée par Forristall [182]. Celui ci a propose la formule de Petukhov, pour un intervalle étendu du nombre de Reynolds, entre : $3000 \leq Re_{Dri,2} \leq 5.10^6$. La formule est présentée par Bergman et al. [189], comme suivant :

$$f_{ri,2} = (0.790 * \ln(Re_{Dri,2}) - 1.64)^{-2} \quad (2.55)$$

Et, est présentée par Forristall, comme suivant :

$$f_{ri,2} = (1.82 * \log_{10}(Re_{Dri,2}) - 1.64)^{-2} \quad (2.56)$$

- Le nombre de Reynolds à l'intérieur du tube absorbeur métallique, est évalué par la formule (2.34), appliquée au type de fluide caloporteur circulant à l'intérieur du tube absorbeur.

i. Détermination de la puissance perdue et du coefficient de pertes thermiques globales “ U_L ”

Après avoir défini et décrit toutes les pertes thermiques pouvant se produire au niveau des tubes récepteurs, la puissance perdue, “ Q_p ”, peut être calculée à travers la résolution des équations (2.22) et (2.23), qui pourront être résolues simultanément par itérations successives, en imposant des valeurs initiales à, “ $T_{vi,4}$ ” et “ $T_{vo,5}$ ”. Une fois les vraies valeurs de températures, “ $T_{vi,4}$ ” et “ $T_{vo,5}$ ” sont évaluées, les équations (2.25), (2.35) et (2.47) peuvent être utilisées pour l'évaluation du flux thermique perdu à travers les tubes récepteurs. Ceci, par la résolution de l'équation (2.24), [173]. Comme l'exprime l'équation (2.19) la puissance thermique perdue peut s'écrire en fonction du coefficient de pertes thermiques globales, “ U_L ”. Le coefficient “ U_L ”, peut être évalué soit analytiquement à travers les équations présentées dans la rubrique (2.4.2.4.2), notamment les équations (2.26, 2.36 et 2.39), [1], soit expérimentalement à travers des tests de pertes thermiques spécifiques. L'expression analytique, donnée par Kalogirou, [1] s'écrit comme suit, en ($W/m^2 \cdot ^\circ C$):

$$U_L = \left[\frac{A_a}{(H_{5,6_conv} + H_{5,7_ray}) * A_v} + \frac{1}{H_{3,4_ray}} \right]^{-1} \quad (2.57)$$

Le modèle utilisé par cet auteur, ne considère pas les échanges convectifs entre le tube métallique et la couverture en verre, ni les pertes thermiques conductives entre le tube absorbeur et les supports métalliques. Tous les paramètres évoqués dans cette équation ont été traités précédemment sauf, le “ A_v ”, qui est la surface extérieure du tube en verre.

B. Méthode empirique (corrélations polynomiales)

Bien que, l'approche analytique présentée dans la rubrique (2.4.2.4.2.A) est souvent évoquée et présentée dans la littérature [1,170, 173], [182 à 188] et [190 à 193], le recours à cette méthode nous ramène à des équations fastidieuses à résoudre et à des paramètres qui ne sont pas souvent disponibles ou à la portée du modélisateur, [156, 173]. Pour ceci, de nouvelles corrélations ont été développées pour le calcul et l'évaluation des pertes thermiques globales sans avoir recours au coefficient de pertes thermiques et l'obligation donc de le

calculer. De nos jours, chaque fabricant de tubes récepteurs fournit les corrélations appropriées pour le calcul et l'évaluation des pertes thermiques des tubes récepteurs commercialisés, de sorte que les clients potentiels (ou les modélisateurs) n'ont qu'à se servir de ces corrélations pour la détermination des pertes thermiques au niveau du tube récepteur choisi, [28, 156]. D'où, notre décision d'utiliser la corrélation empirique pour l'évaluation (calcul) des pertes thermiques au niveau des tubes récepteurs, cette décision a permis de rendre la modélisation des deux champs solaires (Nord – Sud), réalisable et plus simple (ça a allégé le programme Matlab, vu le nombre d'itérations et de boucles qu'on aurait utilisé si on avait utilisé les équations analytiques présentées précédemment).

La corrélation (l'équation empirique) utilisée pour le calcul des pertes thermiques au niveau du tube récepteur du modèle PTR-70 de Schott, [178], après son évaluation à la Plateforme solaire d'Almería, est donnée comme suivant, en (W) :

$$\dot{Q}_{perdue} = L_m * \{0.00154 * T_{fi,moy}^2 + 0.02021 * T_{fi,moy} - 24.899 + [0.00036 * T_{fi,moy}^2 + 0.2029 * T_{fi,moy} + 24.899] * (E_D/900) * \cos(\theta)\} \quad (2.58)$$

Avec : “ $T_{fi,moy}$ ”, est le gradient de température entre la température moyenne du fluide caloporteur, “ $T_{fi,moy}$ ”, et la température ambiante, “ T_{amb} ” toutes deux en ($^{\circ}C$) :

$$T_{fi,moy} = \frac{T_{fi,e} + T_{fi,s}}{2} \quad (2.59)$$

Et :

$T_{fi,s}$: Température de sortie du fluide

$T_{fi,e}$: Température d'entrée du fluide

2.4.2.5. Puissance utile

En remplaçant les termes de l'équation (2.16) par leurs expressions respectives, (2.17 et 2.19). La puissance utile cédée au fluide caloporteur, s'écrit alors comme suit, [28]:

$$\dot{Q}_{utile} = (E_D * A_m * \cos(\theta) * \eta_{opt,0} * K(\theta) * F_e) - U_L * A_a * (T_{abs,m} - T_{amb}) \quad (2.60)$$

On note que les trois premiers termes de l'équation représente la puissance solaire incidente sur la surface réfléchissante du CCP, qu'on note " $\dot{Q}_{inc,coll}$ ". Son expression, s'écrit donc comme suit, [156]:

$$\dot{Q}_{inc,coll} = E_D * A_m * \cos(\theta) \quad (2.61)$$

Ce qui nous permet d'exprimer la puissance utile, par la relation qui suit :

$$\dot{Q}_{utile} = Q_{inc,coll} * \eta_{opt,0} * K(\theta) * F_e - Q_p \quad (2.62)$$

La puissance utile, peut être aussi, exprimée par la relation suivante:

$$\dot{Q}_{utile} = \dot{m} * (h_{fi,s} - h_{fi,e}) \quad (2.63)$$

Avec:

\dot{m} : Débit massique du fluide caloporteur, (kg/s)

$h_{fi,s}$: Enthalpie massique, spécifique du fluide caloporteur, à la température de sortie, en (kJ/ kg)

$h_{fi,e}$: Enthalpie massique, spécifique du fluide caloporteur, à la température d'entrée, en (kJ/ kg)

2.2.1.1.1. Rendement thermique d'un CCP

Le rendement thermique d'un CCP peut être défini comme étant le rapport entre la puissance utile cédée et absorbée par le fluide caloporteur, " Q_{utile} " et la puissance incidente au niveau du tube absorbeur métallique, " Q_{inc} ". Son expression s'écrit alors comme suit, [28]:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{utile}}{\dot{Q}_{inc}} = 1 - \frac{\dot{Q}_p}{\dot{Q}_{inc}} \quad (2.64)$$

2.4.2.7. Rendement global d'un CCP

Le rendement global est défini comme étant le rapport entre la puissance utile cédée au fluide caloporteur et la puissance solaire incidente sur la surface réfléchissante du CCP. Son expression inclut donc les trois types de pertes évoquées en début de cette partie de l'étude, à savoir les: rendement optique à une incidence nulle, les pertes géométriques qui surviennent à des angles d'incidences de rayons solaires non nuls et qui sont comptabilisées à travers

l'angle d'incidence modifié; ainsi que le rendement thermique. Les expressions qui le décrivent, s'écrivent comme suit, [28]:

$$\eta_g = \frac{\dot{Q}_{utile}}{\dot{Q}_{inc,coll}} \quad (2.65)$$

Ou encore, en remplaçant, “ Q_{utile} ” et “ $Q_{inc,coll}$ ” par leurs expressions respectives (2.60) et (2.61), on aura, [28] :

$$\eta_g = \eta_{opt,0} * K(\theta) * F_e * \eta_{th} \quad (2.66)$$

2.5. Modélisation des performances globales du champ solaire global

2.5.1. Modélisation des pertes thermiques au niveau des conduites et pipelines de raccordement

Les pertes thermiques au niveau des conduites de raccordement¹ et des pipelines² sont d'origines : conductives, convectives et radiatives, survenant autour de la surface extérieure isolée des sections de conduites et/ou pipelines. Pour modéliser ces pertes thermiques, et à travers un bilan énergétique permanent et unidimensionnel, nous avons considéré les paramètres comme suit :

Les longueurs des conduites de raccordement et les longueurs des pipelines sont découpées en plusieurs sections, en fonction des diamètres (des canalisations métalliques en fer carbonisé) ainsi que l'épaisseur de la couche d'isolant qui les recouvre (laine de roche). Elles peuvent être découpées aussi par rapport, à la température de fonctionnement. Les pertes thermiques aux niveaux des conduites et des pipelines sont définies, comme suit, voir la figure (2.11) :

$$\dot{Q}_{pertes_{section,N}} = \dot{Q}_{Conv_{section,N}} + \dot{Q}_{Ray_{section,N}} = \dot{Q}_{Cond_{section,N}} \quad (2.67)$$

Avec :

¹ En référence aux conduites qui raccordent les capteurs cylindroparaboliques d'une seule boucle solaire.

² En référence aux longues conduites qui assurent le raccordement des 56 (boucles solaires) des champs solaires avec le bloc de puissance. On retrouve deux longs pipelines dans chaque champ solaire l'un transportant le fluide caloporteur à haute température (à 393°C), l'autre transportant le fluide caloporteur à “basse” température (à 298°C).

$\dot{Q}_{Conv_{section,N}}$: Représente, les pertes thermiques convectives au niveau de la section étudiée, elles sont évaluées de la même manière et pour les sections des conduites et pour les sections des pipelines, en(W).

$\dot{Q}_{Ray_{section,N}}$: Représente, les pertes thermiques par rayonnement au niveau de la section étudiée, elles sont évaluées de la même manière et pour les sections des conduites et pour les sections des pipelines, en(W).

$\dot{Q}_{Cond_{section,N}}$: Représente, les pertes thermiques conductives au niveau de la section étudiée, elles sont évaluées de la même manière pour les sections des conduites et pipelines, en(W).

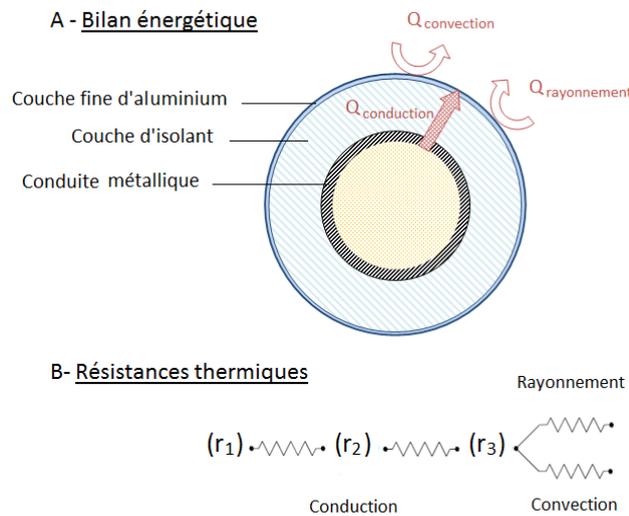


Figure 2.11 : Bilan énergétique et résistances thermiques à travers une section transversale d'une conduite métallique isolée (conduites/pipelines de raccordement)

a. Evaluation des pertes thermiques par convection

Les pertes thermiques convectives à l'extérieur des conduites et pipelines qui transportent le fluide caloporteur, sont estimées par les équations suivantes régissant des écoulements externes :

$$\dot{Q}_{Conv_{section,N}} = A_{section,N} * H_{Air_{conv}} * (T_s - T_{amb}) \quad (2.68)$$

Avec :

H_{Air_conv} : Le coefficient convectif de l'air est évalué par l'équation (2.26).
Même chose pour le nombre de Nusselt et le nombre de Reynolds qui sont évalués respectivement par les expressions (2.27 et 2.28).

T_s : Température à la surface de la section étudiée, qui est évaluée par un calcul itératif, en prenant :

$$Rth_{conv} = \frac{1}{A_{section,N} * H_{Air_conv}} \quad et \quad B_1 = \frac{1}{Rth_{conv}} \quad (2.69)$$

Avec : Rth_{conv} : Résistance thermique par unité de surface, en (K/W)

L'équation de convection, peut s'écrire alors, comme suit :

$$\dot{Q}_{Conv_{section,N}} = B_1 * (T_s - T_{amb}) \quad (2.70)$$

b. Evaluation des pertes thermiques par rayonnement

Les pertes thermiques par rayonnement à travers la surface extérieure des sections étudiées des conduites ou pipelines, vers le ciel sont évaluées à travers, les équations suivantes, en (W):

$$\dot{Q}_{Ray_{section,N}} = A_{section,N} * \sigma * \varepsilon_{section,N} * (T_s^2 - T_{ciel}^2) * (T_s^2 + T_{ciel}^2) \quad (2.71)$$

$$\dot{Q}_{Ray_{section,N}} = A_{section,N} * \sigma * \varepsilon_{section,N} * (T_s^2 + T_{ciel}^2) * (T_s - T_{ciel}) * (T_s + T_{ciel}) \quad (2.72)$$

Avec :

$\varepsilon_{section,N}$: Emissivité de la couche fine de protection en aluminium recouvrant les conduites et pipelines, d'une épaisseur de 2 mm, elle est égale à 0.09

En prenant :

$$C_1 = A_{section,N} * \sigma * \varepsilon_{section,N} * (T_s^2 + T_{ciel}^2) * (T_s + T_{ciel}) \quad (2.73)$$

L'équation du rayonnement s'écrit alors sous la forme suivante, en (W) :

$$\dot{Q}_{Rayonnement_{section,N}} = C_1 * (T_s - T_{ciel}) \quad (2.74)$$

$A_{section,N}$: Est la surface des sections étudiées des conduites ou des pipelines de raccordement. " $A_{section,N}$ ", peut prendre des valeurs différentes, en fonction de

la longueur de la section étudiée, aussi son diamètre et l'épaisseur de la couche d'isolation qui la recouvre, qui ne sont pas les mêmes le long des sections des conduites et pipelines.

c. Evaluation de la température à la surface externe des conduites et pipelines

En utilisant le bilan thermique présenté dans la figure (2.11) et afin de déterminer la température à la surface de chaque section des conduites et pipelines, on a procédé au calcul des pertes thermiques par convection et rayonnement, en donnant une valeur "initiale supposée" à la température, " T_s ", qui est la température à la surface extérieure des conduites et pipelines. En se servant de l'équation de la conduction, la température, " T_s ", est à nouveau évaluée. En répétant le calcul un nombre de fois, la valeur de la température, " T_s ", converge pour chaque itération vers la valeur la plus proche de la valeur réelle. Une fois la variation entre deux itérations consécutives est négligeable (≤ 0.001 , notre cas), les pertes thermiques sont à nouveau évaluées le long de toutes les sections de conduites et de pipelines étudiées, en utilisant la relation qui suit :

$$\dot{Q}_{Cond_{section,N}} = \dot{Q}_{Conv_{section,N}} + \dot{Q}_{Ray_{section,N}} \quad (2.75)$$

d. Evaluation des pertes thermiques par conduction

Les pertes thermiques conductives, passent à travers l'épaisseur des sections métalliques des conduites et pipelines, conçues en "Fer carbonisé", puis à travers la couche d'isolation thermique, conçue en "laine de roche". Elles sont calculées comme suit, en (W):

$$\dot{Q}_{Cond_{section,N}} = \frac{T_s - T_{fm}}{\frac{\ln(r_2/r_1)}{2 * \pi * K_{Fer_carb} * L_{section,N}} + \frac{\ln(r_3/r_2)}{2 * \pi * K_{isol} * L_{section,N}}} \quad (2.76)$$

Avec :

K_{Fer_carb} : Conductivité thermique du Fer carbonisé, évaluée avec la formule polynomiale du 2^{ème} ordre, retrouvée à l'aide de la courbe de tendance réalisée avec Excel et les données de la littérature [189], l'équation retrouvée est de la forme suivante, en (W/m.K):

$$K_{Fer_carb} = 72.254 - 0.0374 * T_{Fer\ carbonisé} - 5 * 10^{-6} * T_{Fer\ carbonisé}^2 \quad (2.77)$$

$L_{section,N}$: Longueur de la section étudiée, en (m).

K_{isol} : Conductivité de l'isolant thermique, égale à 0.08 (W/m.K), (fournisseur, [195])

En mettant:

$$Rth_{conduction} = \frac{\ln(r_2/r_1)}{2*\pi*K_{Fer\ carbonisé}*L_{section,N}} + \frac{\ln(r_3/r_2)}{2*\pi*K_{isolant}*L_{section,N}} \quad (2.78)$$

Et :

$$A_1 = \frac{1}{Rth_{conduction}} \quad (2.79)$$

On aura :

$$\dot{Q}_{Conduction_{section,N}} = A_1 * (T_s - T_{fm}) \quad (2.80)$$

T_s : La température à la surface de la section étudiée des conduites ou pipelines de raccordement, est donc évaluée en utilisant la relation suivante, (la convergence de, " T_s ", vers la valeur réelle se fait au fur et à mesure du calcul itératif):

$$T_s = \frac{(A_1*T_{fm} + B_1*T_{Air} + C_1*T_{Ciel})}{(A_1 + B_1 + C_1)} \quad (2.81)$$

2.5.2. Flux de chaleur perdu à travers le champ solaire global

Il est évalué par l'addition de toutes les pertes thermiques survenant le long de chaque section des conduites raccordant les CCP d'une même boucle, les pipelines raccordant les boucles des deux champs avec le bloc de puissance (les deux pipelines du champ nord et deux pipelines du champ sud), ainsi que les pertes thermiques survenant au niveau des tubes récepteurs que compte le champ solaire global. L'expression du flux thermique perdu à travers le champ global (champ nord et champs sud), peut donc s'écrire de la manière qui suit, en (W):

$$\dot{Q}_{pertes_{champ\ glob}} = \sum \dot{Q}_{pertes_{CCP}} + \sum \dot{Q}_{pertes_{conduites}} + \sum \dot{Q}_{pertes_{pipelines}} \quad (2.82)$$

Avec :

$\sum \dot{Q}_{pertes_{CCP}}$: Pertes thermiques survenant au niveau des tubes récepteurs, en (W).

$\sum \dot{Q}_{pertes_{conduites}}$: Pertes thermiques survenant le long des conduites qui raccordent les CCP d'une même boucle, en (W).

$\Sigma \dot{Q}_{pertes_{pipelines}}$: Pertes thermiques survenant le long des pipelines qui raccordent les champs solaires avec le bloc de puissance, en (W).

2.5.3. Rendement global du champ solaire global

Le rendement global du champ, peut être évalué à travers la relation suivante :

$$\eta_{G_{champ\ glob}} = \frac{\Sigma \dot{Q}_{utile_champ}}{\Sigma \dot{Q}_{inc_champ}} \quad (2.83)$$

Avec :

$\Sigma \dot{Q}_{utile_champ}$: Puissance utile totale collectée par l'ensemble des CCP du champ solaire global, en (W).

$\Sigma \dot{Q}_{inc_champ}$: Puissance solaire totale incidente sur l'ensemble des miroirs des CCP du champ solaire global, en (W).

2.5.4. Etude transitoire: Evaluation des gains et pertes thermiques en début et fin de journée

Au cours des trois phases de fonctionnement d'une centrale solaire, cette dernière collecte et perd de l'énergie. Les gains ou pertes thermiques en début et fin de journée sont déterminées dans cette partie de l'étude à travers le calcul du gradient de température : gagné au cours du processus de chauffage en début de journée lorsque les conditions de fonctionnement favorables sont toutes réunies, ou perdu lors du processus de refroidissement en fin de la journée et durant la nuit ou lorsque les conditions de fonctionnement ne sont pas toutes réunies pour faire fonctionner la centrale solaire (faible éclairement solaire, ciel couvert, vents violents etc. . .), pendant un intervalle de temps de 5 min.

En effet, pendant les heures de fonctionnement journalières la température à la sortie du champ (chaque boucle) est maintenue fixe. Pour ce faire le débit de circulation du fluide à l'intérieur des boucles est ajusté tout le temps. Pendant les premières heures de fonctionnement ou les dernières heures avant la disparition du soleil au coucher, et pendant la nuit, il n'y aura pas de gains thermiques à cause de l'absence d'éclairement solaire. Les pertes thermiques ne sont donc pas compensées, et le fluide caloporteur circulant à l'intérieur des champs solaire perdra sa température jusqu'au prochain redémarrage de la centrale.

Afin d'évaluer le gradient de température soit gagné soit perdu par le fluide caloporteur une subdivision de la centrale à plusieurs sous systèmes en fonction de la température de fonctionnement est nécessaire, on considère alors :

- Système 01 : Le système boucles, il regroupe les 56 boucles (224 CCP et les conduites qui les raccordent), à la température nominale moyenne de fonctionnement (345.5°C cas échéant).
- Système 02 : Les pipelines transportant le fluide caloporteur froid (à 298 °C, cas échéant)
- Système 03 : Les pipelines transportant le fluide caloporteur chaud (à 393 °C, cas échant).

a. Détermination de l'inertie thermique des tubes absorbeurs

C'est la quantité de chaleur nécessaire à l'ensemble des tubes absorbeurs métalliques pour se retrouver à une température, "T". Le ΔT est pris ici égal à 1° C, en revanche la masse de l'acier inoxydable est calculée par la formule donnée en équation (2.85). Les caractéristiques thermo-physiques de l'acier inoxydable AISI 302, sont évaluées en fonction de la température grâce aux données de la littérature [189]. L'inertie thermique des tubes absorbeurs métalliques est alors évaluée comme suit, en (J):

$$Q_{Acier\ inox} = m_{Acier\ inox} * C_{pAcier\ inox} * \Delta T \quad (2.84)$$

Avec :

$m_{Acier\ inox}$: Masse de l'Acier inoxydable, évaluée par la relation qui suit, en (kg)

$$m_{Acier\ inox} = \rho_{Acier\ inox} * V_{Acier\ inox} \quad (2.85)$$

Et :

$C_{pAcier\ inox}$: Capacité calorifique de l'Acier inoxydable de type AISI 302, évaluée à partir de données de la littérature [189], en (J/kg.K) :

$$C_{pAcier\ inox} = 371 + 0.3308 * T_{Acier\ inox} + 3 * 10^{-4} * T_{Acier\ inox}^2 - 8 * 10^{-7} * T_{Acier\ inox}^3 + 4 * 10^{-10} * T_{Acier\ inox}^4 \quad (2.86)$$

$\rho_{Acier\ inox}$: Masse volumique de l'Acier inoxydable, égale à 8020 (kg/m³)

$V_{Acier\ inox}$: Volume de l'Acier inoxydable, en(m³)

b. Détermination de l'inertie thermique des conduites et pipelines métalliques

C'est la quantité de chaleur nécessaire à l'ensemble de toutes les sections métalliques étudiées des conduites et pipelines de raccordement pour se retrouver à la température désirée. L'inertie thermique des conduites et pipelines métalliques est déterminée par la relation qui suit, en (J):

$$Q_{Fer carb} = m_{Fer carb} * Cp_{Fer carb} * \Delta T \quad (2.87)$$

Avec :

$m_{Fer carb}$: Masse du Fer carbonisé utilisé, évaluée par la relation qui suit, en (kg):

$$m_{Fer carb} = \rho_{Fer carb} * V_{Fer carb} \quad (2.88)$$

Et :

$Cp_{Fer carb}$: Capacité calorifique du Fer carbonisé, évaluée à travers des données de la littérature [189], en (J/Kg.K) :

$$Cp_{Fer carb} = 505 - 0.315 * T_{Fer carb} + 0.0007 * T_{Fer carb}^2 \quad (2.89)$$

$\rho_{Fer carb}$: Masse volumique du Fer carbonisé, égale à 7840 (kg/m³)

$V_{Fer carb}$: Volume du Fer carbonisé, en(m³)

c. Détermination de l'inertie thermique des couches de l'isolant thermique

C'est la quantité de chaleur nécessaire à l'ensemble de toutes les épaisseurs d'isolant thermique recouvrant les sections de conduites et pipelines métalliques pour se retrouver à la température désirée (prédéfinie), "T", pour un gradient de température, "ΔT", égal à 1° C. L'inertie thermique est évaluée comme suit, en (J):

$$Q_{isol} = m_{isol} * Cp_{isol} * \Delta T \quad (2.90)$$

Avec : m_{isol} : Masse de l'isolant thermique, évaluée par la relation qui suit, en (kg) :

$$m_{isol} = \rho_{isol} * V_{isol} \quad (2.91)$$

Et :

Cp_{isol} : Capacité calorifique de la laine de verre, égale à 840(J/kg.K), [194]

ρ_{isol} : Masse volumique de l'isolant thermique, la laine de roche, égale à 80 (kg/m³)

V_{isot} : Volume de l'isolant utilisé, laine de roche, en (m^3)

d. Détermination de l'inertie thermique du fluide caloporteur

C'est la quantité de chaleur nécessaire à tout le volume du fluide caloporteur circulant le long et à travers le champ solaire (intérieur des tubes absorbeurs métalliques, conduites et pipelines de raccordement) pour maintenir la température prédéfinie, " T ", le gradient de température, " ΔT ", est pris égal à 1° . La quantité de chaleur nécessaire au fluide caloporteur est alors évaluée comme suit, en (J):

$$Q_{VP-1} = m_{VP-1} * C_{pVP-1} * \Delta T \quad (2.92)$$

Avec :

m_{VP-1} : Masse du fluide caloporteur circulant à travers le champ solaire, évaluée par la relation qui suit, en (kg):

$$m_{VP-1} = \rho_{VP-1} * V_{VP-1} \quad (2.93)$$

Et :

C_{pVP-1} : Capacité Calorifique de l'huile synthétique VP-1, évaluée à travers l'équation suivante, [195], en ($kJ/kg.K$) :

$$C_{pVP-1} = 1.498 + 0.002414 * T_{VP-1} + 5.9591 * 10^{-6} * T_{VP-1}^2 - 2.9879 * 10^{-8} * T_{VP-1}^3 + 4.4172 * 10^{-11} * T_{VP-1}^4 \quad (2.94)$$

ρ_{VP-1} : Masse volumique de l'huile synthétique VP-01, est estimée à travers la formule, [195], en (kg/m^3) :

$$\rho_{VP-1} = (1083.25 - 0.90797 * T_{VP-1} + 0.00078116 * T_{VP-1}^2 - 2.367 * 10^{-6} * T_{VP-1}^3) \quad (2.95)$$

V_{VP-1} : Volume de l'huile synthétique VP-01, en (m^3)

e. Détermination du gradient de température perdu - gagné en 5 min

Il est évalué en divisant la puissance totale perdue à travers le champ solaire global (notée : $\dot{Q}_{pertes_{champ\ glob}}$), par l'inertie totale de tous les composants du champ global (notée : $Q_{TotInertie}$). Le rapport est ensuite multiplié par l'intervalle

de temps de “5 min”. Les équations utilisées s’écrivent alors comme suit, [156], avec “ $\Delta T_{perdu/gagné}$ ”, en (°C) :

$$Q_{TotInertie} = (Q_{totAcier\ inox} + Q_{totFer\ carb} + Q_{totVP-1} + Q_{totisol}) \quad [J] \quad (2.96)$$

Et :

$$\Delta T_{perdu/gagné} = \frac{\dot{Q}_{pertes\ champ\ glob}}{Q_{TotInertie}} * \Delta t \quad (2.97)$$

Le gradient de température alors trouvé est (à chaque fois) soustrait de la température, “ $T_{fi,moy}$ ” qui précède. La même procédure est répétée jusqu’à ce que la température, “ $T_{fi,moy}$ ” atteigne la valeur limite minimale ou maximale souhaitée.

2.6. Simulation numérique d’un CCP par méthode de ray tracing (TONATIUH): (cas idéal)

Afin d’étudier l’influence de la température du fluide caloporteur sur la dilatation thermique du tube absorbeur et la puissance incidente sur ce dernier nous avons choisi la plage de température entre 293°C et 393°C. C’est la plage de fonctionnement la plus communes des centrales solaires actuelles notamment la centrale objet de notre étude dont la plage de température (le fluide accède au champ à 298°C et le quitte à 393°C). En effet chaque CCP de la boucle solaire gagne en moyenne 25°C. Avant que le tube récepteur n’atteigne sa température nominale maximale. Ce dernier se retrouve dévié par rapport à la ligne focale avec un angle (qu’on a nommé, “ Dec_i ”). Ce n’est qu’en gagnant graduellement des gradients de température qu’il s’allonge par le phénomène de dilatation thermique et s’aligne avec la ligne focale du concentrateur. Les figures (2.12 et 2.13) montrent les déviations angulaires du tube récepteur produites lors de sa dilatation/rétraction thermique

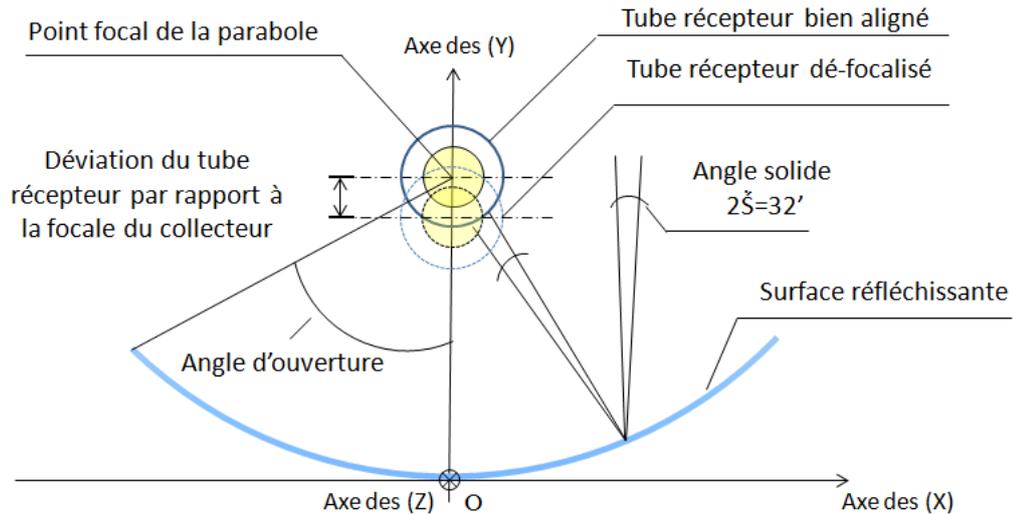


Figure 2.12 : Section transversale d'un CCP présentant une déviation (dé-focalisation) du tube absorbeur par rapport à la ligne focale du collecteur, [157]

Afin d'éviter tout problème lié à la dilatation des tubes récepteurs ces derniers sont maintenus en leurs extrémités libres (loin des pylônes moteurs) avec des supports amovibles (flexibles) permettant ainsi aux tubes récepteurs de se rétracter lorsqu'ils sont sollicités à des températures moins importantes et s'allonger lorsqu'ils sont sollicités à des températures plus importantes. Pour rendre l'étude plus efficace et globale, nous avons choisis de porter notre intérêt sur 5 cas distincts, à chaque cas étudié représente un tube absorbeur de la boucle solaire. Les cas étudiés sont donc, considérés comme suit, (Voir la figure 3.1):

- Cas 01 : le cas de "référence", correspond au tube adsorbeur qui se retrouve à la quatrième et dernière position dans la configuration de la boucle. Il fonctionne à une température nominale moyenne (maximale) de, " $T_1=380.5^\circ\text{C}$ ". A cette température, le tube absorbeur est supposé être bien aligné avec la ligne focale du collecteur, grâce à sa dilatation thermique. Les supports sont donc supposés en position verticale par rapport aux miroirs.
- Cas 02 : ce cas correspond au troisième collecteur de la boucle, fonctionnant à une température moyenne de, " $T_2=355.5^\circ\text{C}$ ".
- Cas 03 : ce cas correspond au deuxième collecteur de la boucle, fonctionnant à une température moyenne de, " $T_3=330.5^\circ\text{C}$ ".

- Cas 04 : ce cas correspond au premier collecteur de la boucle, fonctionnant à une température moyenne de, “ $T_3=305.5^{\circ}\text{C}$ ”.

- Cas 05 : ce cas correspond à la température minimale moyenne à laquelle le fluide caloporteur est maintenu habituellement en période d’arrêt.

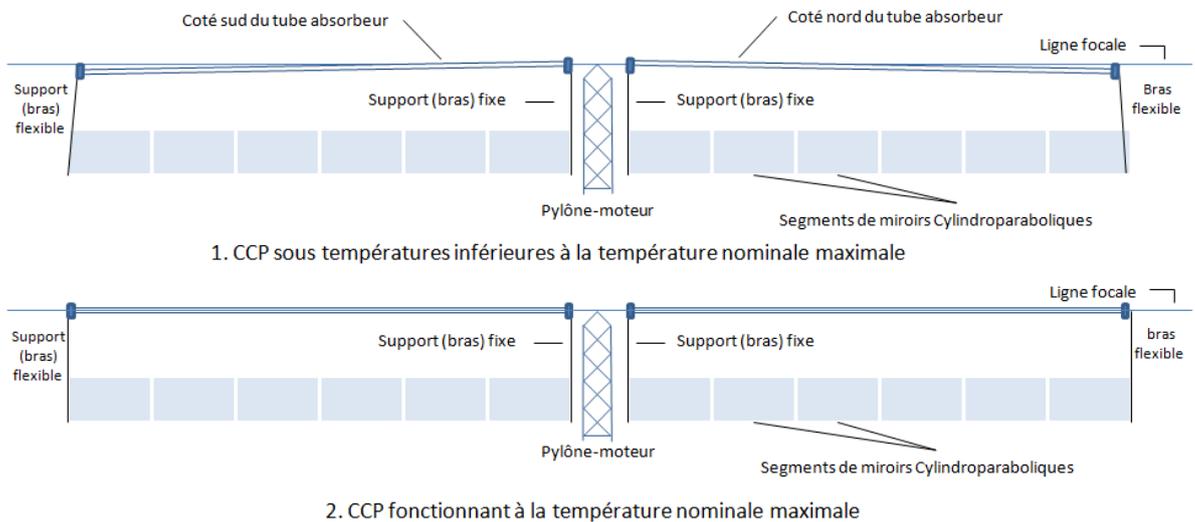


Figure 2.13 : Déviation angulaire du tube absorbeur due au phénomène de rétraction thermique sous l’effet de la température de fonctionnement, [157]

2.6.1. Détails de la simulation

La première partie de l’étude est consacrée à la conception numérique du CCP, de type EuroTrough 150, doté d’un tube absorbeur de type PTR-70 de Schott, prototype utilisé dans la centrale SPP01 de Hassi R’Mel. En se servant des données physiques et optiques des miroirs et du tube absorbeur, ainsi que l’interface graphique du logiciel TONATIUH. On a simulé le premier cas de l’étude où le tube récepteur est bien aligné par rapport à la ligne focale des miroirs cylindroparaboliques. Pour les autres cas, nous avons découpé le tube absorbeur en deux parties puis on a attribué une certaine déviation à chaque coté des tubes, en introduisant les coordonnées physiques correspondantes à chaque cas de tube absorbeur mentionné précédemment en fonction de la rétraction thermique qu’il a subi, et la déviation angulaire que ça a entraîné. La figure (2.14) montre le prototype de CCP modélisé à travers l’interface graphique du logiciel Tonatiuh.

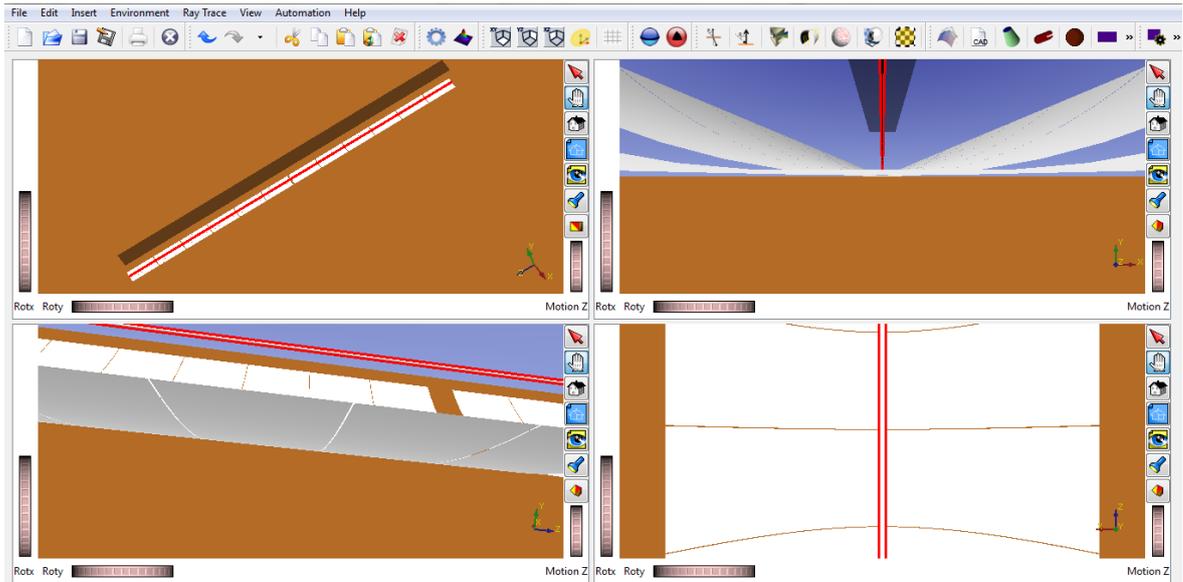


Figure 2.14 : Résultat de la modélisation, montage complet d'un CCP muni d'un tube absorbeur bien aligné

2.6.2. Evaluation de la dilatation/rétraction thermique des tubes absorbeurs

Afin d'évaluer les longueurs des tubes absorbeurs, " L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 ", en fonction de leurs températures de fonctionnement respectives, " $380.5^\circ\text{C}, 355.5^\circ\text{C}, 330.5^\circ\text{C}, 305.5^\circ\text{C}, 100^\circ\text{C}$ ", ainsi que les rétractions, " ΔL ", qui en résultent. L'expression de la dilatation thermique linéaire suivante, a été utilisée, en(m), [196] :

$$L_t = L_0 * [1 + \alpha * (T_t - T_0)] \quad (2.98)$$

Avec :

L_0 : Longueur du tube absorbeur à la température ambiante, 23°C , [190]

α : Coefficient de dilatation thermique linéaire, égale à, " $17.3 * 10^{-6} (^\circ\text{C}^{-1})$ " pour l'acier inoxydable, [190]

T_t : Température moyenne de fonctionnement pour laquelle " L_t ", est évaluée, en($^\circ\text{C}$).

T_0 : Température ambiante, assumée à $23 (^\circ\text{C})$, d'après la référence [190]

2.6.3. Evaluation de la déviation angulaire

Les déviations angulaires, " Dec ", qui résultent de la rétraction (ou la dilatation) des tubes absorbeurs se produisent verticalement par rapport à la ligne focale, comme le démontre les figures (2.12) et (2.13). L'expression simplifiée permettant

la détermination de la déviation correspondante à chaque cas traité, est exprimée par le rapport entre la dilatation (rétraction), “ ΔL ”, de chaque tube et la longueur nominale correspondante au cas de référence (pour une température moyenne maximale de fonctionnement). Elle est donnée comme suivant, en (*mrاد*) :

$$Dec_i = \frac{\Delta L_i}{L_1} \quad (2.99)$$

Avec :

i : Nombre de cas traités, il peut varier de “1”, (cas idéal de référence) à 5 dernier cas traité.

2.6.4. Autres paramètres considérés dans l'étude

L'étude prend en considération, deux types d'orientations : l'orientation Nord-Sud et l'orientation Est-Ouest correspondant à un angle d'Azimut de 90° et 0° respectivement, des valeurs d'hauteurs du soleil variables à savoir, 30°, 60° et 90°, elle prend en considération aussi les erreurs de pente (courbure) des miroirs, deux valeurs sont considérées à savoir : 1.7mrad et 3mrad. Cette partie de l'étude considère une distribution (de “l'image solaire”) de type : “Buie”, et un éclairage direct normal incident de 1000 (W/m^2).

2.7. Conclusion

Afin de répondre à la problématique posée dans le chapitre précédent, nous avons présenté toutes les équations qui ont permis l'aboutissement de la modélisation du comportement du champ solaire global, prototype de la centrale solaire SPP1, à travers la programmation sous “MATLAB” qui a permis l'écriture et la résolution de toutes les équations théoriques, empiriques et semi-empiriques. L'étude de la dilatations/rétraction thermiques des tubes absorbeurs ainsi que leurs déviations angulaires en fonction de la température du fluide caloporteur, réalisée à l'aide du logiciel de ray-tracing “TONATIUH” a aussi été présentée.

L'étude nous a permis, en premier lieu :

- D'évaluer : l'angle d'incidence, l'angle d'incidence modifier, puissance solaire reçue, puissance perdue et puissance utile absorbée au niveau des CCP ;

- D'estimer les pertes thermiques au niveau de toute la longueur des conduites et pipelines de raccordement ;
- D'évaluer les performances optiques, thermiques et globales d'un champ solaire complet (regroupant deux champs solaires nord et sud)

Ceci, en fonction des données radiométriques à partir de fichiers météo (données expérimentales) ou des résultats de la modélisation de l'éclairement solaire direct établi en tout début de l'étude à travers le modèle r.sun.

En second lieu :

- D'évaluer la dilatation/rétraction thermique et la déviation angulaire des tubes absorbeurs par rapport à la ligne focale du concentrateur en fonction de la température de fonctionnement de ses derniers.

En se servant, du programme numérique établi sous l'environnement "MATLAB" une étude paramétrique a été réalisée, et est présentée en détails dans le chapitre qui suit. Les résultats de cette dernière ainsi que les résultats de la simulation numérique réalisée à l'aide du logiciel "TONATIUH", sont présentés et discutés en détails à travers des tableaux, des courbes et des histogrammes.

CHAPITRE 03 : RESULTATS ET DISCUSSIONS

3.1. Introduction

Dans le présent chapitre nous présentons et discutons, les résultats obtenus de la modélisation présentée dans le chapitre précédent.

Dans la première partie du chapitre nous exposons les résultats du modèle numérique développé à travers des courbes suivant la course apparente du soleil. Une étude paramétrique est ensuite présentée afin d'évaluer la sensibilité du système par rapport aux : vitesses de vent, température ambiante et à la salissure des miroirs. Des courbes comparatives y sont alors représentées et discutées. Quant à la deuxième partie du chapitre, elle est dédiée à la simulation de la boucle solaire sous des conditions standards de fonctionnement. Réalisée à travers le logiciel de modélisation optique "Tonatiuh", l'influence de la température de fonctionnement sur la dilatation thermique du tube absorbeur est discutée. Les résultats de cette partie sont représentés à travers des histogrammes comparatifs et des images à thermographie infrarouge représentatifs de l'intensité et la distribution du flux énergétique intercepté par chaque cas étudiés. A la fin des conclusions y sont tirées.

3.2. Mode de fonctionnement de la centrale SPP1 et méthode de calcul

Au cours de la journée le fluide caloporteur accède à chaque boucle du champ solaire à une température fixe ¹de 298°C. Il se réchauffe au fur et à mesure en passant par les 4 CCP, jusqu'à atteindre les 393°C à la sortie de chaque boucle. En fin de journée les circuits des boucles solaires (vannes d'alimentations et d'évacuation du fluide) sont maintenus fermés et sans circulation du fluide jusqu'à ce que la température de ce dernier atteint les 180 °C.

¹ Les températures, d'entrée et de sortie du fluide caloporteur sont maintenues fixes. Pour le cas de la centrale de Hassi R'mel, elles sont respectivement égales à 298°C à l'entrée des boucles solaires et 393°C à leurs sorties (un gradient de température de 95°C est donc gagné entre chaque entrée et sortie de boucle). Pour maintenir la température de sortie constante, le débit du fluide caloporteur est tout le temps surveillé et régulé en fonction de l'éclairement solaire incident.

D'autre part, les pipelines raccordant les deux champs solaires au bloc de puissance sont eux aussi maintenus à des températures spécifiques au cours de la journée, à savoir, 298°C (pipelines d'alimentation) et 393°C (pipelines d'évacuation). En fin de journée le fluide circulant à l'intérieur de ces pipelines est maintenu en circulation jusqu'à ce la température des deux sous systèmes soit uniforme et égale à 180 °C.

Une fois cette température atteinte (180°C dans les 3 sous systèmes étudiés), les circuits des boucles s'ouvrent, permettant au fluide caloporteur de circuler à travers les trois sous systèmes, à une température uniforme de 180 °C, jusqu'à atteindre une température minimale égale à 70 °C. Si cette température est atteinte, un système de chauffage d'appoint est alors activé permettant de maintenir la température du fluide caloporteur à 70°C et au dessus de la température de solidification (14°C pour le VP-1).

A travers l'utilisation du modèle numérique établi et écrit sous environnement "MATLAB", en un régime permanent, on reproduit le mode de fonctionnement de la centrale à travers l'utilisation des instructions de contrôle (boucles numériques et instructions conditionnées). Le programme numérique est réparti en deux parties. L'une traite le fonctionnement journalier de la centrale, tandis que l'autre s'intéresse aux périodes du coucher et lever du soleil ainsi qu'aux périodes de non ensoleillement (pendant la nuit).

3.2.1. Phase de fonctionnement journalière (en poursuivant la course solaire)

Cette partie de l'étude concerne la phase de fonctionnement journalière de la centrale. Les données radiométriques sont soit exportées vers "Matlab", (données mesurées si ces dernières sont disponibles), soit évaluées (cas de l'éclairement solaire normal direct) à travers le modèle (r.sun). En suivant l'évolution de l'éclairement solaire direct les courbes de puissances : solaire incidente, perdue (à travers les tubes récepteurs, les conduites et pipelines de raccordement) et les puissances utiles sont tracées en fonction du temps solaire vrai.

Dans cette partie de l'étude la centrale a été subdivisée en plusieurs sous systèmes et les sous systèmes en mini sous systèmes et ce en fonction de la température de fonctionnement de chacun, ainsi que les diamètres des sections

de passages traversées par le fluide caloporteur (les récepteurs métalliques, conduites et pipelines de raccordement).

La figure (3.1) donne un aperçu sur la subdivision des sous systèmes étudiés en fonction de la température moyenne de fonctionnement de chacun. La figure concerne uniquement la subdivision des sous systèmes au sein des boucles solaires, mais l'étude prend aussi en considération les subdivisions au sein des longs pipelines.

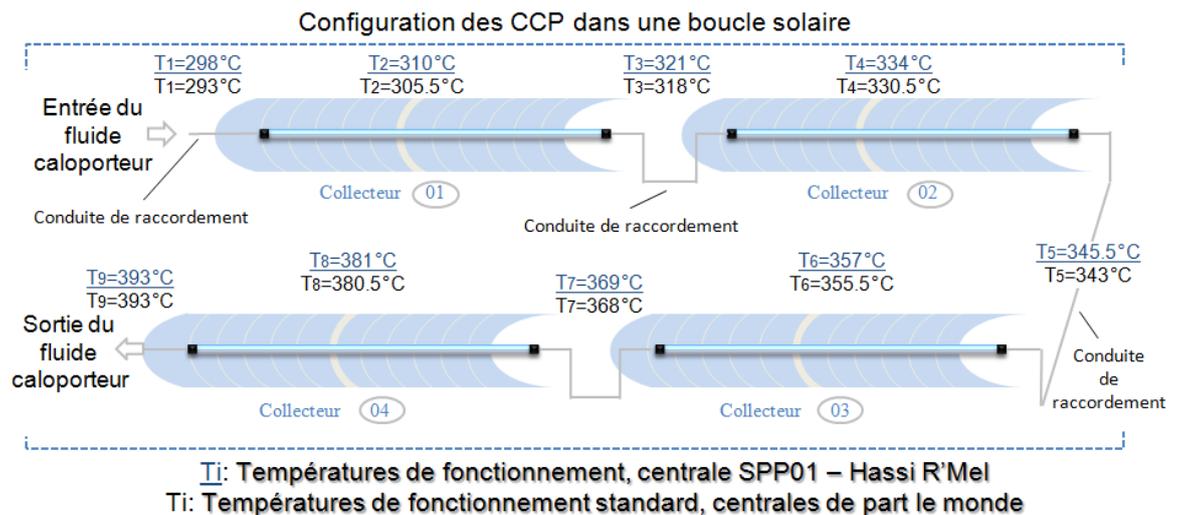


Figure 3.1 : Configuration des CCP dans la boucle solaire, subdivision des sous systèmes, répartition des températures moyennes de fonctionnement, dans une boucle solaire [157].

3.2.2. Phase d'arrêt nocturne (au coucher du soleil et durant la nuit)

Cette partie concerne les phases de non ensoleillement (coucher de soleil et pendant la nuit). On s'intéresse dans cette partie de l'étude à l'évaluation des gradients de températures perdus à travers le champ solaire global (tubes récepteurs, conduites et pipelines de raccordement). Pour ceci, un régime transitoire est considéré comme une succession de régime permanent à de petits intervalles de temps de moins de 5 minutes.

Afin d'évaluer le gradient de température perdu pendant un intervalle de 5 min, on a procédé, comme suit:

- Calcul des pertes thermiques à travers : les tubes récepteurs, les conduites et les pipelines de raccordement
- Evaluation de la quantité de chaleur nécessaire aux: - masse du fluide caloporteur (circulant à l'intérieur des boucles et des pipelines), - masse de l'acier inoxydable (des 224 CCP, "tubes absorbeurs"), - masse du Fer carbonisé (conduites et pipelines métalliques), et à - la masse de la laine de roche (épaisseur de l'isolant thermique utilisé), pour ce retrouver à une température définie (cette quantité d'énergie qu'on a nommé "inertie"),

Le rapport entre la quantité d'énergie totale perdue à travers le champ global et l'inertie totale (des composants) du champ, multiplié par un intervalle de temps (5 minutes dans notre cas) nous a permis d'obtenir les gradients de température que peut perdre le champ dès le coucher du soleil et au cours de la nuit. Ces calculs ont été réalisés en suivant la méthodologie, qui suit:

- Dans le sous système 01 : le démarrage des calculs se fait à la température moyenne de fonctionnement de 345.5 °C et en descendant par un intervalle de temps de 5 min jusqu'à atteindre les 180 °C.
- Dans le deuxième sous système : le démarrage des calculs se fait à la température de 298 °C et en descendant par un intervalle de temps de 5 min jusqu'à atteindre les 180 °C.
- Dans le troisième sous système, le démarrage des calculs se fait à la température de 393 °C, et en descendant par un intervalle de temps de 5 min jusqu'à atteindre les 180 °C.
- Une fois que les trois sous systèmes sont à une température uniforme de 180 °C les calculs continuent simultanément pour l'ensemble des 3 sous systèmes jusqu'à ce que la température atteigne les 70 °C.

Comme déjà précisé les gradients de températures perdus sont évalués chaque 5 min, ceci pour simuler l'arrêt de la centrale. Pour le processus inverse (gradients de températures gagnés) les températures sont évaluées chaque 5 min à partir du lever du soleil jusqu'à ce que le fluide caloporteur atteigne la température nominale de fonctionnement.

3.3. Paramètres d'entrée de la modélisation numérique sous langage "Matlab"

3.3.1. Concentrateur Cylindroparabolique (CCP)

La modélisation du CCP a été réalisée en respectant les données réelles du modèle de CCP étudié. Sous forme de tableaux (voir tableaux 3.1 et 3.2) nous présentons les données physiques et optiques utilisées dans la modélisation du CCP étudié, de type EuroTrough doté d'un tube récepteur de type PTR-70 du fournisseur "Schott", (prototype des CCP implantés à la centrale SPP1-Hassi R'mel)

Tableau 3.1 : Quelques caractéristiques physiques du CCP (type EuroTrough) et ses composants, [133].

Paramètres du CCP et ses composants	Valeurs	Unités
Distance focale	1.71	m
Largeur de l'ouverture des miroirs	5.76	m
Longueur du CCP	148	m
Surface effective de l'ouverture réfléchive	819,75	m ²
Nombre de modules dans un CCP	12	-
Diamètre externe du tube en verre	0.125	m
Diamètre externe du tube absorbeur métallique	0.07	m
Diamètre interne du tube absorbeur métallique	0.065	m

Tableau 3.2 : Quelques caractéristiques optiques du CCP (type EuroTrough) et ses composants, [105, PSA]

Paramètres optiques du CCP et ses composants	Valeurs
Réfectivité des miroirs, ρ_m	0.93
Transitivité du verre, τ_v	0.95
Absorptivité, α_a	0.95
Facteur d'interception, γ	0.92
Rendement optique maximal, $\rho_m * \tau_v * \alpha_a * \gamma _0$	0.77

3.3.2. Boucle solaire

La modélisation des boucles solaires a été réalisée en respectant la configuration (centralisée) et les dimensions réelles des conduites intermédiaires assurant le raccordement des quartes CCP qui constituent les boucles solaires étudiées. Les dimensions ainsi que les températures moyennes de fonctionnement de chaque section de passage des canalisations sont présentées dans le tableau (3.3).

Tableau 3.3 : Données géométriques (dimensions) des conduites de raccordement, [PSA]

Dimensions : conduites métalliques, en (m)				Dimensions: isolation thermique		
Longueurs		Diamètres internes	Diamètres externes	Epaisseurs	Diamètres externes (m)	Epaisseurs (m)
Températures						
07m	298 °C	0.0627	0.073	0.00515	0.25	0.0885
04m	322 °C	0.0627	0.073	0.00515	0.15	0.0385
25m	345.5	0.0627	0.073	0.00515	0.25	0.0885
04m	369 °C	0.0627	0.073	0.00515	0.15	0.0385
06m	393 °C	0.0627	0.073	0.00515	0.30	0.1135

3.3.3. Champ solaire

La modélisation du champ solaire global a été réalisée en respectant la configuration d'origine des deux champs solaires déployés à la centrale solaire de Hassi R'mel ainsi qu'aux dimensions réelles des longs pipelines qui assurent le raccordement entre les 28 boucles solaires de chaque champ et le bloc de puissance. Dans ce qui suit les dimensions de chacun des pipelines assurant le transport du fluide caloporteur à 298°C et 393°C respectivement pour le champ nord puis le champ sud sont présentées dans les tableaux (3.4 à 3.7)

Tableau 3.4 : Données géométriques (dimensions) des pipelines à 298°C, champ Nord.

Dimensions : conduites métalliques, en (m)				Dimensions: isolation thermique	
Longueurs	Diamètres internes	Diamètres externes	Epaisseurs	Diamètres externes (m)	Epaisseurs (m)
27	0.15408	0.1683	0.00711	0.22415	0.14
36	0.20274	0.2191	0.00818	0.24955	0.14
144	0.25446	0.273	0.00927	0.2765	0.14
144	0.30474	0.3238	0.00953	0.3019	0.14
135	0.33654	0.3556	0.00953	0.3178	0.14
235	0.48894	0.508	0.00953	0.434	0.18

Tableau 3.5 : Données géométriques (dimensions) des pipelines à 393°C, champ Nord.

Dimensions : conduites métalliques, en (m)				Dimensions: isolation thermique	
Longueurs	Diamètres internes	Diamètres externes	Epaisseurs	Diamètres externes (m)	Epaisseurs (m)
45	0.15408	0.1683	0.00711	0.22415	0.14
36	0.20274	0.2191	0.00818	0.24955	0.14
72	0.25446	0.273	0.00927	0.2765	0.14
144	0.30474	0.3238	0.00953	0.3019	0.14
72	0.33654	0.3556	0.00953	0.3178	0.14
117	0.38734	0.4064	0.00953	0.3632	0.16
235	0.59094	0.61	0.00953	0.485	0.18

Tableau 3.6 : Données géométriques (dimensions) des pipelines à 298°C, champ sud.

Dimensions : conduites métalliques, en (m)				Dimensions: isolation thermique	
Longueurs	Diamètres internes	Diamètres externes	Epaisseurs	Diamètres externes (m)	Epaisseurs (m)
27	0.15408	0.1683	0.00711	0.22415	0.14
36	0.20274	0.2191	0.00818	0.24955	0.14
144	0.25446	0.273	0.00927	0.2765	0.14
144	0.30474	0.3238	0.00953	0.3019	0.14
72	0.33654	0.3556	0.00953	0.3178	0.14
63	0.38734	0.4064	0.00953	0.3632	0.16
475	0.48894	0.508	0.00953	0.434	0.18

Tableau 3.7 : Données géométriques (dimensions) des pipelines à 393°C, champ sud.

Dimensions : conduites métalliques, en (m)				Dimensions: isolation thermique	
Longueurs	Diamètres internes	Diamètres externes	Epaisseurs	Diamètres externes (m)	Epaisseurs (m)
45	0.15408	0.1683	0.00711	0.22415	0.14
36	0.20274	0.2191	0.00818	0.24955	0.14
72	0.25446	0.273	0.00927	0.2765	0.14
144	0.30474	0.3238	0.00953	0.3019	0.14
72	0.33654	0.3556	0.00953	0.3178	0.14
117	0.38734	0.4064	0.00953	0.3632	0.16
475	0.59094	0.61	0.00953	0.485	0.18

3.4. Résultats de la modélisation sous langage Matlab

Le modèle numérique établi en langage “Matlab” nous a permis d’avoir des courbes de : l’éclairement solaire normal direct des deux sites ciblés par notre étude (Hassi R’mel et Almería), production journalière, puissance solaire incidente, et puissance perdue. Les courbes de performances, rendement optique, thermique et global sont aussi représentées en fonction du temps solaire vrai (TSV).

3.4.1. Eclairement solaire normal direct

Dans ce qui suit les courbes de l’éclairement solaire normal direct sont tracées en fonction du TSV, pour les deux sites concernés:

- Hassi R’mel, avec les données géographiques : 32.928° N, 3.271° E, 772m ;
- Higuera, de la province d'Albacete, Espagne, avec les coordonnées géographiques : 39° N, 1.52° W, 1039m

- Site de Hassi R’mel

Les courbes de l’éclairement ont été tracées et leurs valeurs évaluées à travers le modèle r.sun dont la fiabilité a été approuvée et validée pour l’évaluation de la composante directe de l’éclairement solaire incident sur le site de Ghardaia, [163]. La similitude des caractéristiques radiométriques des sites de Ghardaia et celui de Hassi R’mel rend le modèle r.sun fiable aussi pour le site de Hassi R’mel. Dans la figure (3.2) qui suit, sont représentées les valeurs de l’éclairement solaire normal direct incident sur le site de Hassi R’mel en fonction du temps solaire vrai, ceci pour une journée type du mois d’octobre (15 octobre).

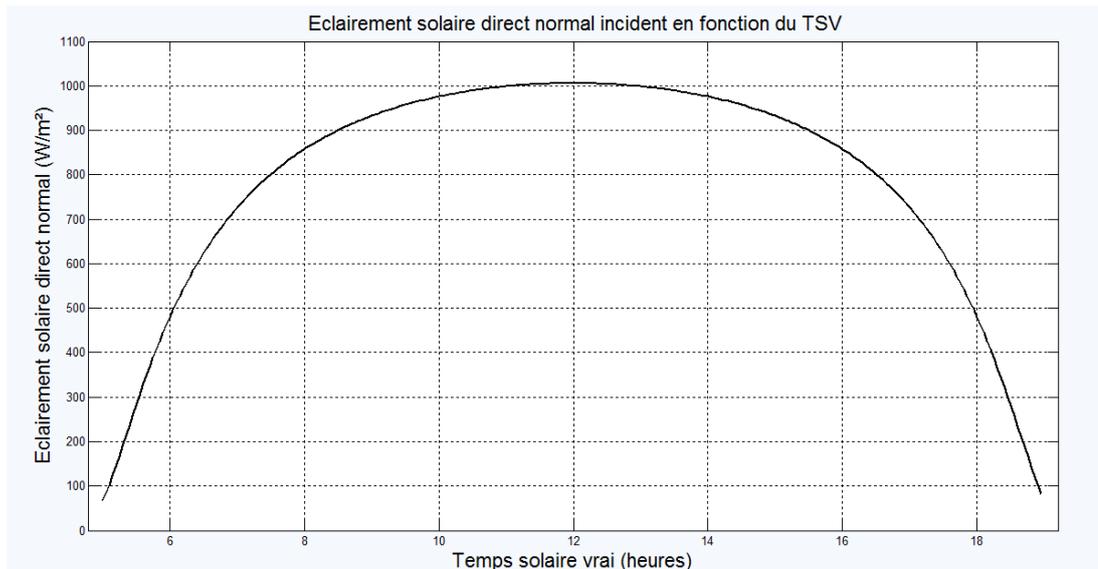


Figure 3.2 : Courbe de l'éclairement solaire normal direct incident sur le site de Hassi R'mel en fonction du TSV

- Site d'Almeria

On retrouve dans la figure (3.3) les courbes de l'éclairement solaire normal direct incident sur le site de Higuera (Espagne), qui est un site "climatiquement" équivalent au site d'Almería. La similitude des caractéristiques radiométriques du site de Higuera nous ont permis de l'assimiler dans cette étude au site d'Almería ceci à cause de la disponibilité des données radiométriques au niveau du site précité. Les valeurs obtenues à travers le modèle r.sun (programme numérique établi, représentées par la courbe tracée en "noire") et les données radiométriques mesurées (représentées par la courbe tracée en "cyan (vert bleuté)"), ont été comparées. On remarque une bonne concordance entre les deux courbes, avec un faible affaissement de la courbe en "Cyan" vers midi (TSV). Phénomène probablement causé par un passage nuageux qui été enregistré à cette heure-ci de la journée type considérée (15 octobre).

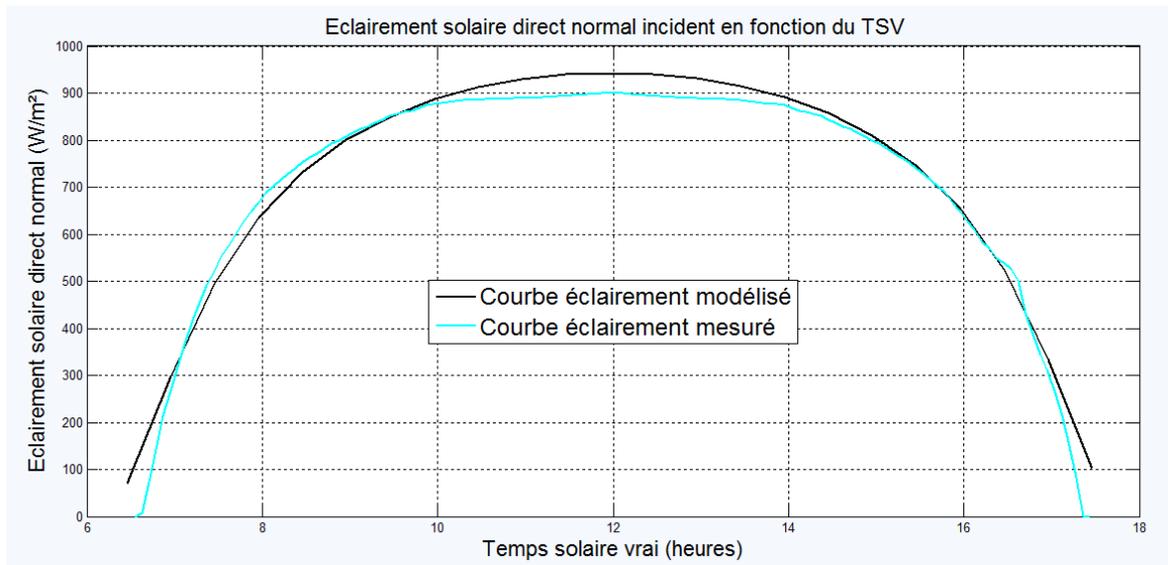


Figure 3.3 : Courbes de l'éclairciment solaire normal direct journalier incident sur le site de Higuera en fonction du TSV

3.4.2. Angle d'incidence

Dans la figure (3.4), l'évolution journalière de l'angle d'incidence est représentée en fonction du TSV. La courbe tracée en "bleu nuit" représente les résultats obtenus avec le modèle numérique établi, tandis que la courbe tracée en "cyan" représente les valeurs obtenues de la littérature [PSA]. On y remarque que les deux courbes se confondent presque parfaitement à des écarts maximums de moins de 0.2° , (le plus grand écart est de 0.1967° , est enregistré vers 17.039 heure).

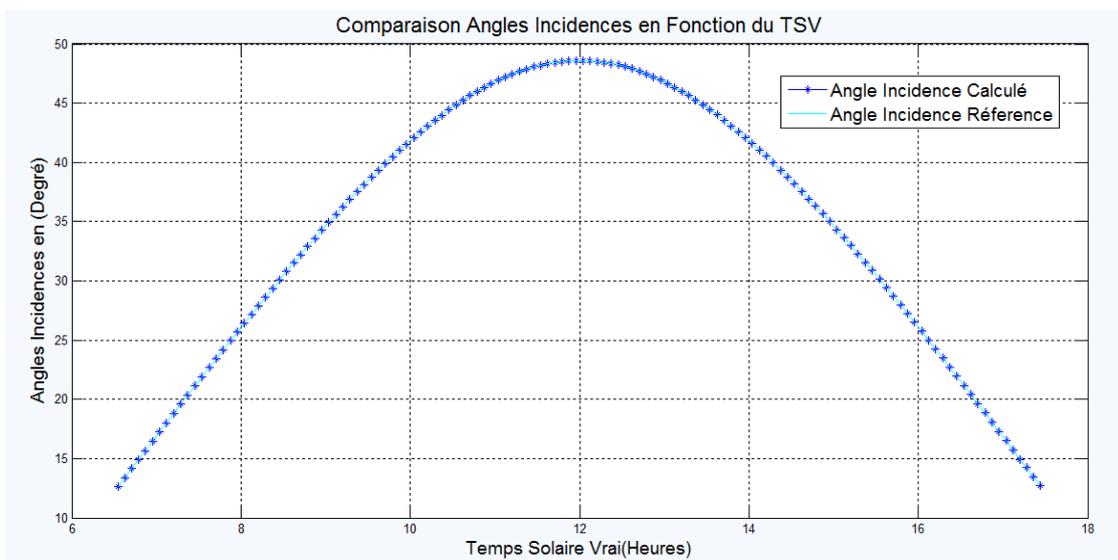


Figure 3.4 : Courbes comparatives, évolution journalière de l'angle d'incidence obtenu par le model établi et l'angle d'incidence de la littérature en fonction du TSV

3.4.3. Angle d'incidence modifié

Dans la figure 3.5, est représentée l'évolution journalière de l'angle d'incidence modifié en fonction du TSV. La courbe tracée en "pourpre" représente les résultats obtenus à travers le modèle numérique établi, tandis que la courbe tracée en "rose-pale" représente des valeurs obtenues de la littérature [PSA]. On remarque que les deux courbes se confondent presque parfaitement. Le plus grand écart enregistré entre les deux courbes est de 0.0045 vers 13.622 heure. La précision de ce paramètre est très recommandée (des écarts de 0.02 aurait été considérés trop grands, par contre des valeurs d'erreurs de moins de 0.005 sont négligeables).

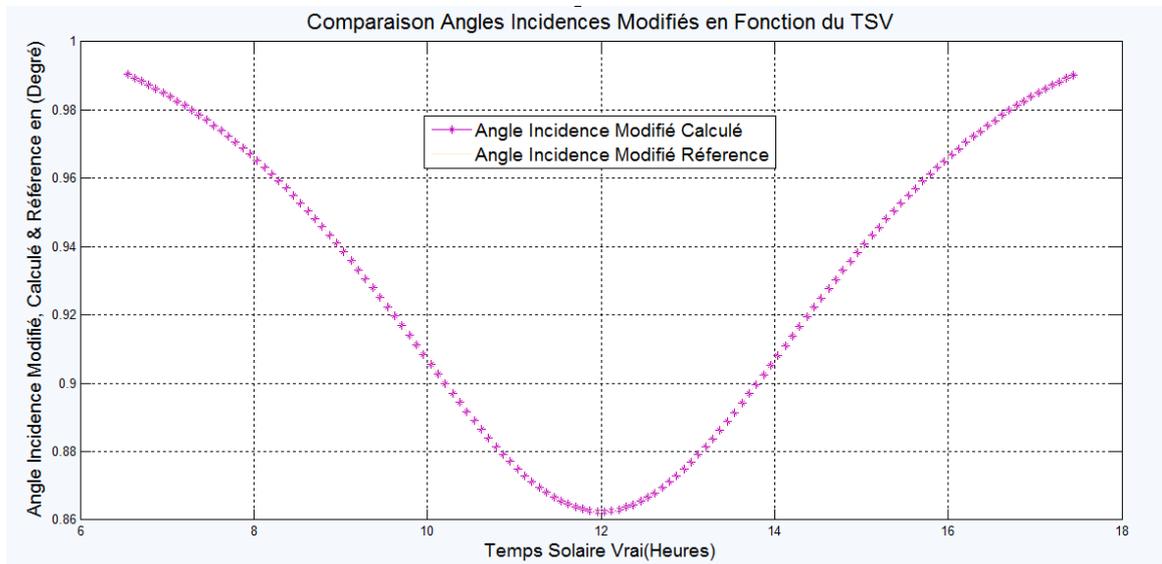


Figure 3.5 : Comparaison entre l'angle d'incidence modifié obtenu par le modèle établi et les valeurs de la littérature

3.4.4. Variation des puissances : solaire incidente, utile et perdue

Les courbes de puissances ici présentées (figures 3.6 à 3.8) correspondent aux : puissance solaire incidente représentée en couleur "jaune", puissance utile représentée en couleur "magenta" et puissance perdue représentée en couleur "bleue". Elles ont été tracées pour : un seul CCP, une boucle (4 CCP et les conduites de raccordement) et le champ solaire globale (56 boucles et 4 pipelines de raccordement). L'étude a été réalisée pour une orientation Nord-Sud des CCP. Les résultats présentés correspondent à une journée type du mois d'octobre (15 octobre) pour le site d'Almería. D'après les figures on remarque que les courbes

de puissances utiles suivent parfaitement la forme des courbes de puissances solaires incidentes. Ces dernières ont une forme particulière présentant des sommets en début et fin de journée et une forme “creuse” au milieu de la journée. Cette forme concorde avec le type d'orientation adaptée “Est-Ouest” qui se caractérise par des productions journalières plus élevées en début et fin de journée par rapport à celle produite au milieu de la journée. Les puissances solaires incidentes maximales enregistrées sont de l'ordre de 549.216kW, 2.197MW et 123.024MW, pour : un CCP, une boucle et le champ solaire global, respectivement. Les valeurs maximales de puissances utiles enregistrées en début et fin de journée sont de l'ordre de 349.694kW, 1.393MW et 77.189MW, pour : un CCP, une boucle, et le champ solaire global, respectivement. On remarque des valeurs moins importantes autour de midi solaire vrai où les puissances solaires incidentes enregistrées sont de l'ordre de 487.023kW, 1.948MW et 109.093MW, pour respectivement un CCP, une boucle et le champ solaire global. Les puissances utiles minimales enregistrées sont de l'ordre de 281.313kW, 1.119MW et 61.906MW, pour respectivement un CCP, une boucle et le champ solaire global.

Quant aux courbes de puissances perdues, on remarque qu'elles suivent la forme des courbes de puissances solaires incidentes et puissances utiles (mais d'une façon “discrète”). Les valeurs maximales de pertes thermiques enregistrées sont de l'ordre de 38.497kW, 159.588kW et 9.766MW, pour : un CCP, une boucle et le champ solaire global respectivement, en début et fin de journée. Des valeurs de pertes thermiques minimales de l'ordre de 35.137kW, 146.111kW et 8.985MW, sont enregistrées autour de midi solaire vrai.

- Un CCP

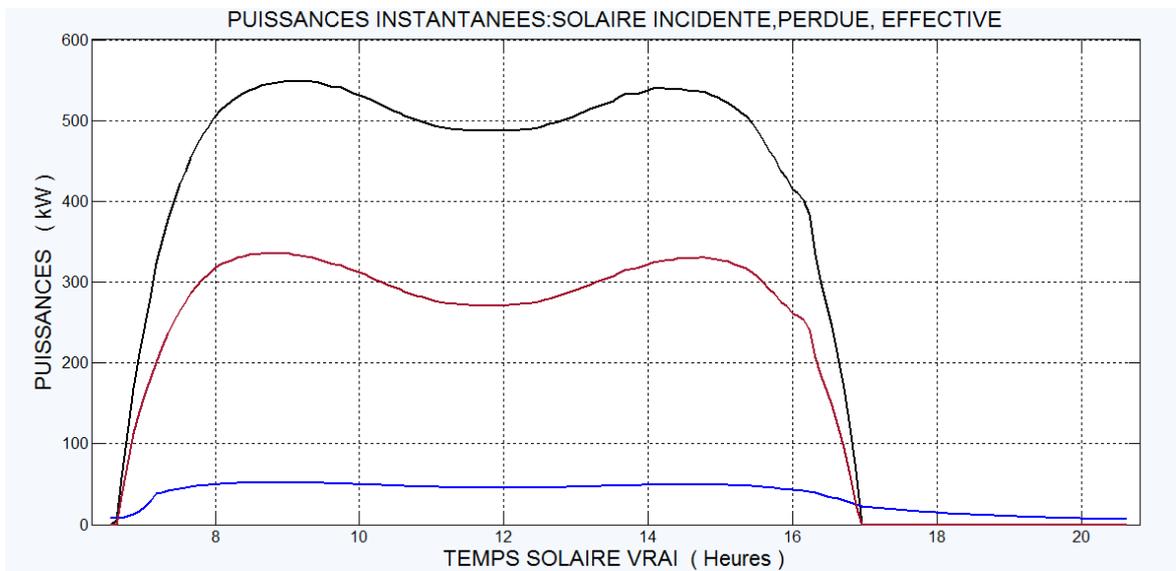


Figure 3.6 : Courbes de puissances journalières, puissances : solaire reçue, utile et perdue par un seul CCP

- Boucle solaire

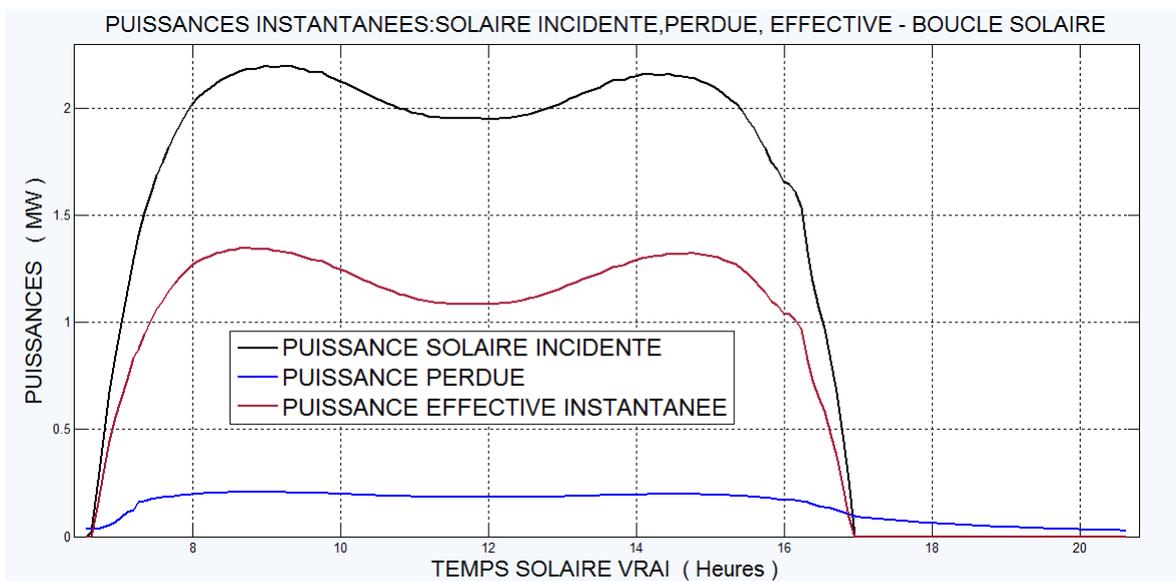


Figure 3.7 : Courbes de puissances journalières, puissances : solaire reçue, utile et perdue par une seule boucle solaire en fonction du TSV

- Champ solaire global

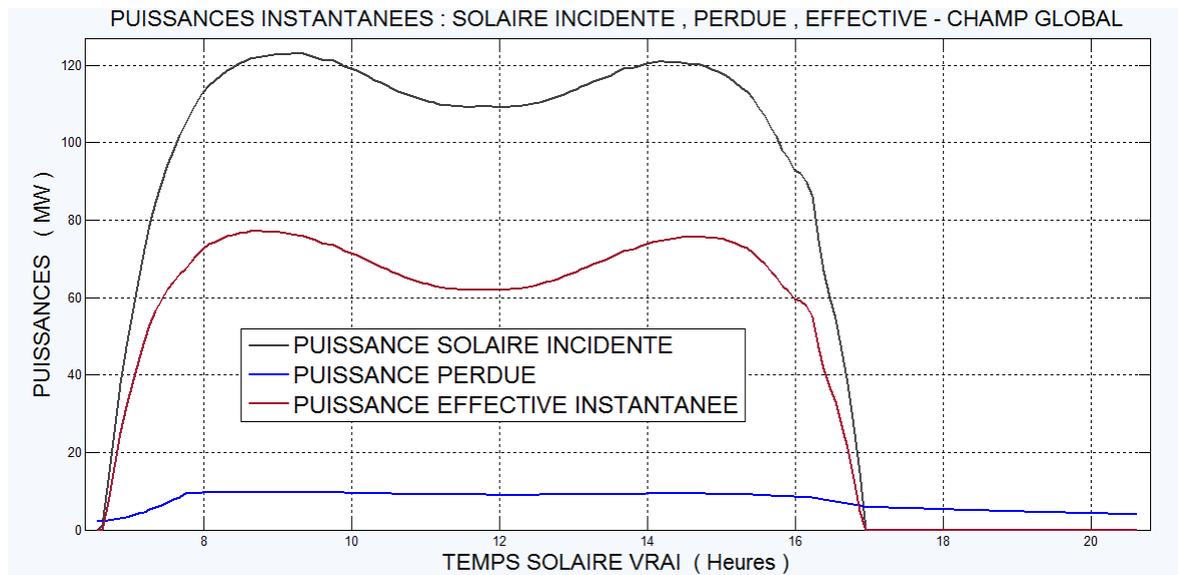


Figure 3.8 : Courbes de puissances journalières, puissances : solaire reçue, utile et perdue par le champ solaire global en fonction du TSV

3.4.5. Rendements : optique, thermique et global

On remarque d'après la figure (3.9) que la courbe du rendement optique prend la forme d'une cloche inversée avec des valeurs maximales en début et fin de journée de l'ordre de 76.25% et des valeurs minimales de l'ordre de 66.41%, enregistrées au alentour de midi solaire vrai.

Les courbes de rendements thermique (figure 3.10) et global (figure 3.11) du champ solaire global ont toutes deux une forme qui suit la forme des courbes des puissances, présentant une forme creuse "concave" au milieu de la journée. On retrouve les valeurs supérieures "maximums" en début et fin de journée où elles sont de l'ordre de 64.26% et 88.77% enregistrées pour le rendement global et le rendement thermique, respectivement. Les valeurs minimales enregistrées sont de l'ordre de 56.68% et 87.26%, pour le rendement global et rendement thermique respectivement, autour de midi solaire vrai.

- Rendement optique

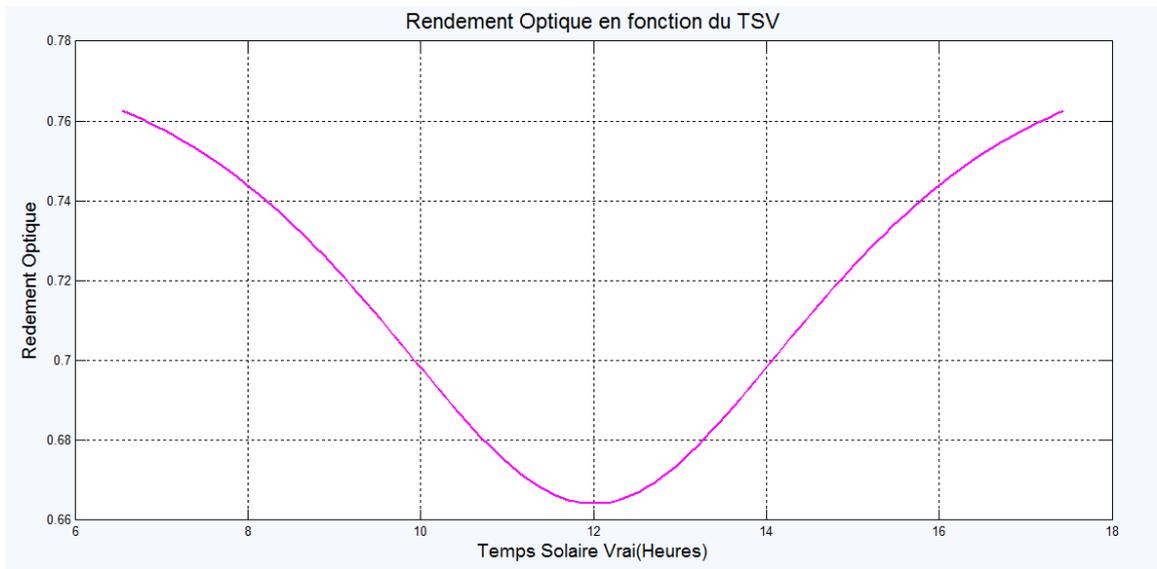


Figure 3.9 : Evolution journalière du rendement optique en fonction du TSV

- Rendement thermique

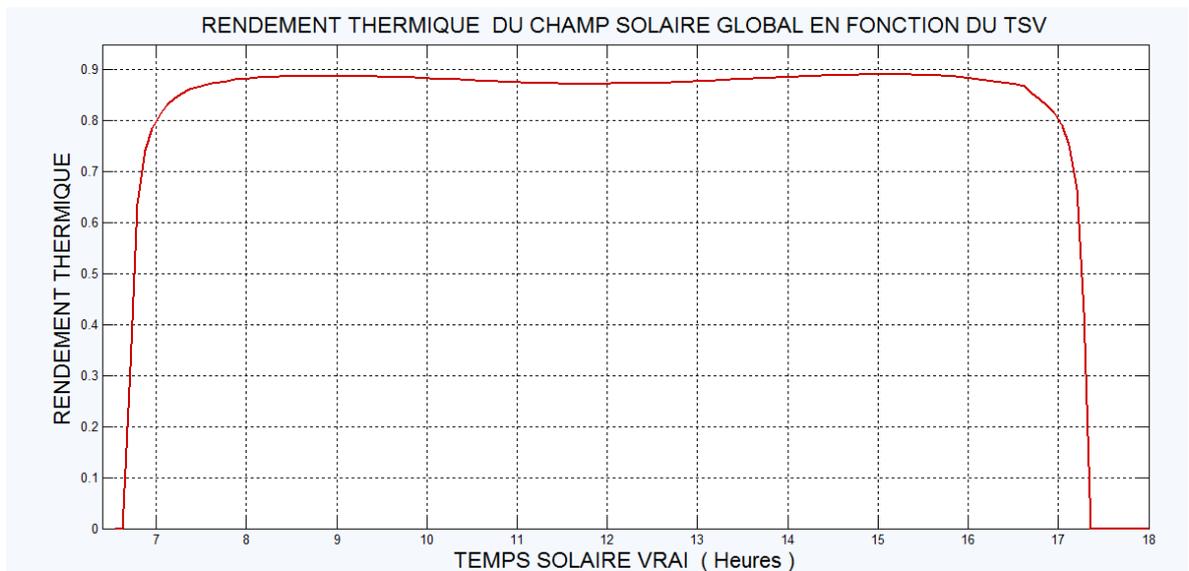


Figure 3.10 : Evolution journalière du rendement thermique en fonction du TSV

- Rendement global du champ solaire global

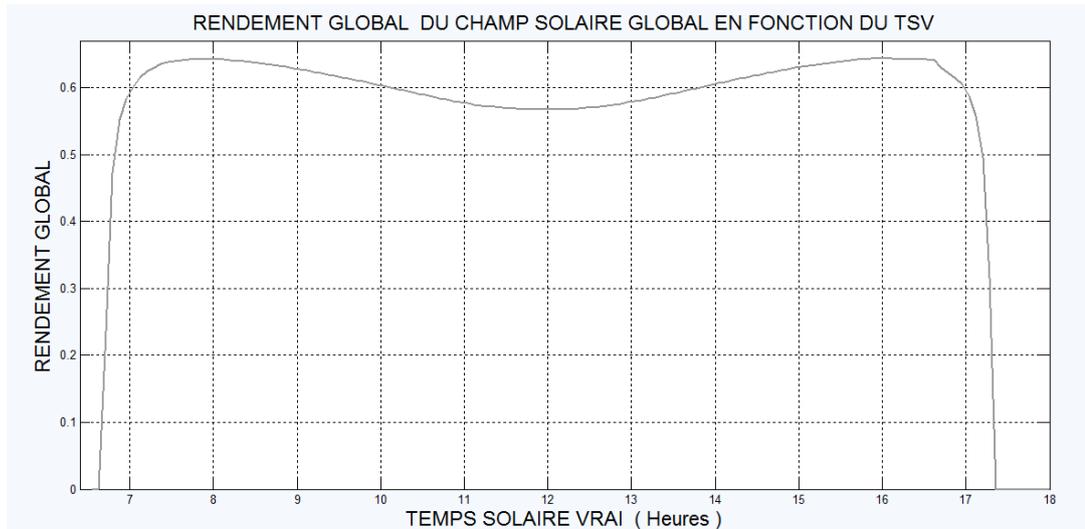


Figure 3.11 : Rendement global du champ solaire global en fonction du TSV

3.4.6. Evolution de la température du fluide caloporteur en fonction des phases de fonctionnement de la centrale

La courbe en figure (3.12), représente l'évolution de la température instantanée en fonction des phases de fonctionnement de la centrale (démarrage au lever du soleil et l'arrêt à son coucher). D'après les résultats, le temps que prend le champ global pour augmenter sa température de 180°C à 298°C à partir du moment du lever de soleil est d' 1 heure 7 min 11 sec, et prend un temps de 3 heures 40 minutes 48 secondes pour passer de 298°C à 245.112°C (en fin de journée et jusqu'à 20 heures 37 minutes).

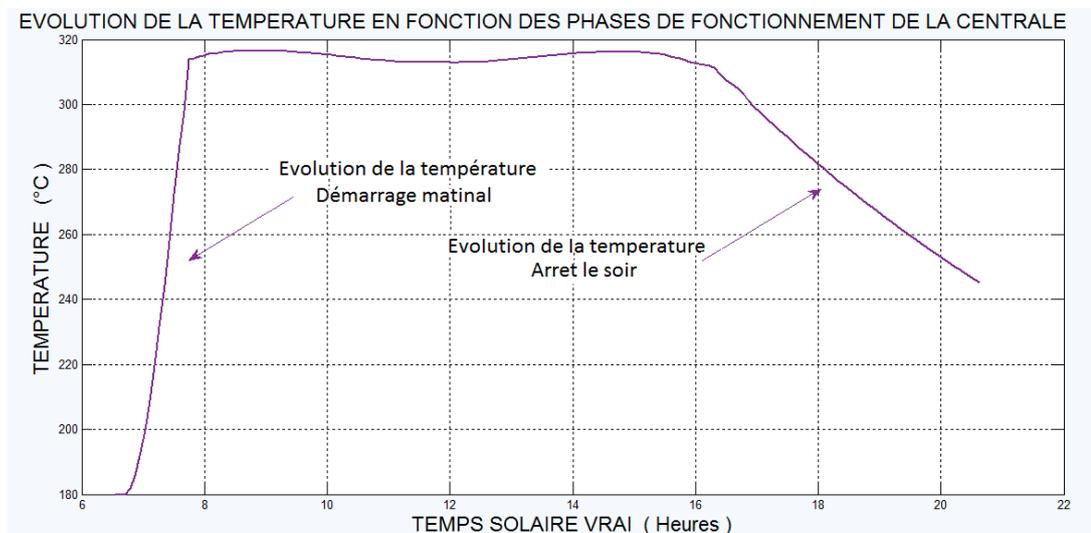


Figure 3.12 : Evolution instantanée de la température du fluide caloporteur en fonction des phases de fonctionnement de la centrale et en fonction du TSV

3.5. Etude paramétrique

Le choix des paramètres considérés dans cette partie de l'étude s'est basé sur des informations fiables relatives à la centrale et aux conditions d'exploitation de cette dernière.

3.5.1. Influence de la salissure des miroirs sur la production du champ solaire global

Après analyse des résultats, présentés sur les figures (3.13) et (3.14), on remarque des différences variant entre 1 et 11% dans la production et rendement journaliers. Pour une réflectivité nominale de 0.91 considérée comme la valeur de "référence" (correspondant à un facteur d'ensablement " $Fe=0.978$ "). On constate une diminution de plus de 1% pour une réflectivité de 0.90 (correspondant à $Fe=0.9677$). Une diminution de plus de 3% pour une réflectivité de 0.88 (correspondant à $Fe=0.9462$). Une diminution de plus de 6% pour une réflectivité de 0.86 (correspondant à $Fe=0.9247$) et une diminution de plus de 11% pour une réflectivité de 0.82 (correspondant à $Fe=0.8817$). Tandis que des miroirs parfaitement propres d'une réflectivité de 0.93 auraient augmentés la productivité du champ global de plus de 2%. Raison pour laquelle, il est fortement recommandé le maintien de la réflectivité du champ au dessus de 0.88 ou 0.90, comme limite inférieure maximale pour une productivité optimal du champ solaire.

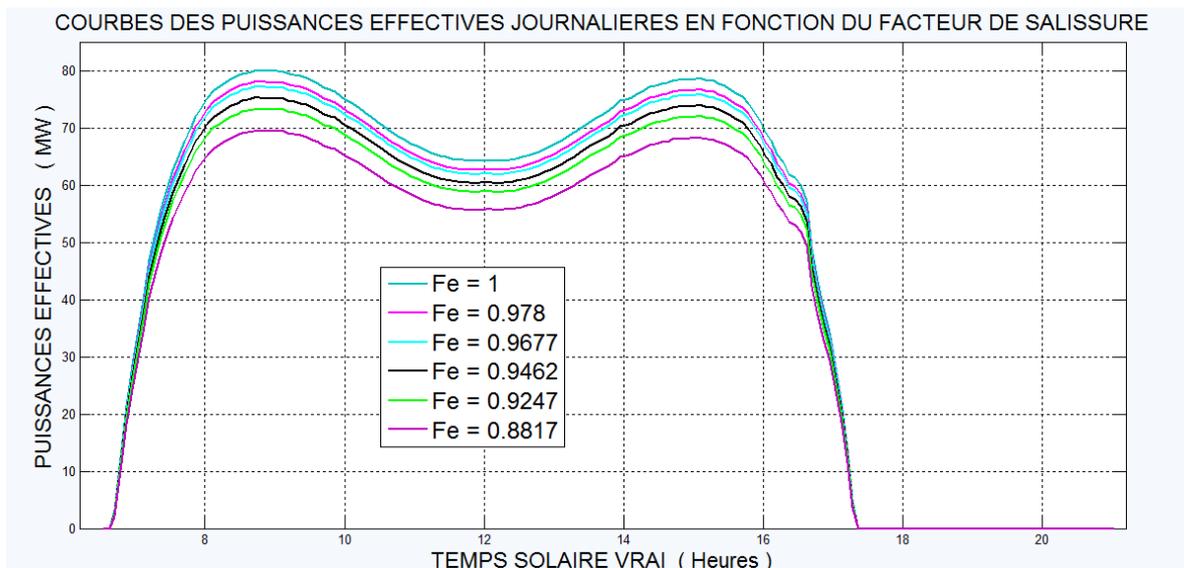


Figure 3.13 : Courbes de productions journalières du champ solaire global, en fonction du facteur de salissure et du TSV.

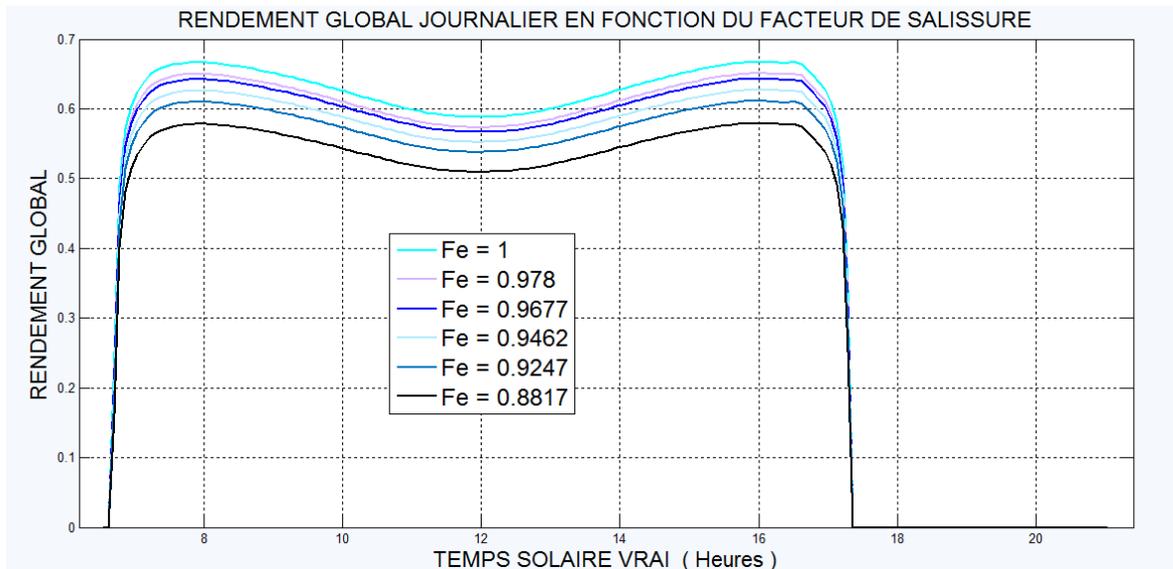


Figure 3.14 : Rendement global du champ solaire global, en fonction du facteur de salissure et du TSV.

3.5.2. Influence de la température ambiante sur le rendement du champ solaire global

Sur les figures (3.15) et (3.16), on constate l'influence de la température ambiante sur l'évolution des pertes thermiques à travers le champ solaire global. En effet, pour une température ambiante moyenne " $T_{amb}=20^{\circ}\text{C}$ " comme référence, on constate une augmentation des pertes thermiques de plus de 6 et 17% par rapport à la température de référence, pour des températures ambiantes de 10 et -10°C respectivement. Tandis qu'on constate une diminution des pertes thermiques allant de 6 à 21% pour des températures plus importantes que la température de référence. Plus de 6% pour " $T_{amb}=30^{\circ}\text{C}$ ", plus de 11% pour " $T_{amb}=40^{\circ}\text{C}$ ", 13% pour " $T_{amb}=45^{\circ}\text{C}$ ", plus de 16% pour " $T_{amb}=50$ " et enfin une diminution des pertes thermiques de 21% pour des températures " $T_{amb}=60^{\circ}\text{C}$ ".

Quant au rendement global on constate une diminution de moins de 1% pour $T_{amb}=10^{\circ}\text{C}$ et une diminution de plus de 2% pour $T_{amb}=-10^{\circ}\text{C}$. Tandis qu'on constate une augmentation qui varie de plus de 1% pour $T_{amb}=40^{\circ}\text{C}$ et $T_{amb}=45^{\circ}\text{C}$, plus de 2% pour $T_{amb}=50^{\circ}\text{C}$ et $T_{amb}=60^{\circ}\text{C}$ et une augmentation de moins de 1% pour $T_{amb}=30^{\circ}\text{C}$.

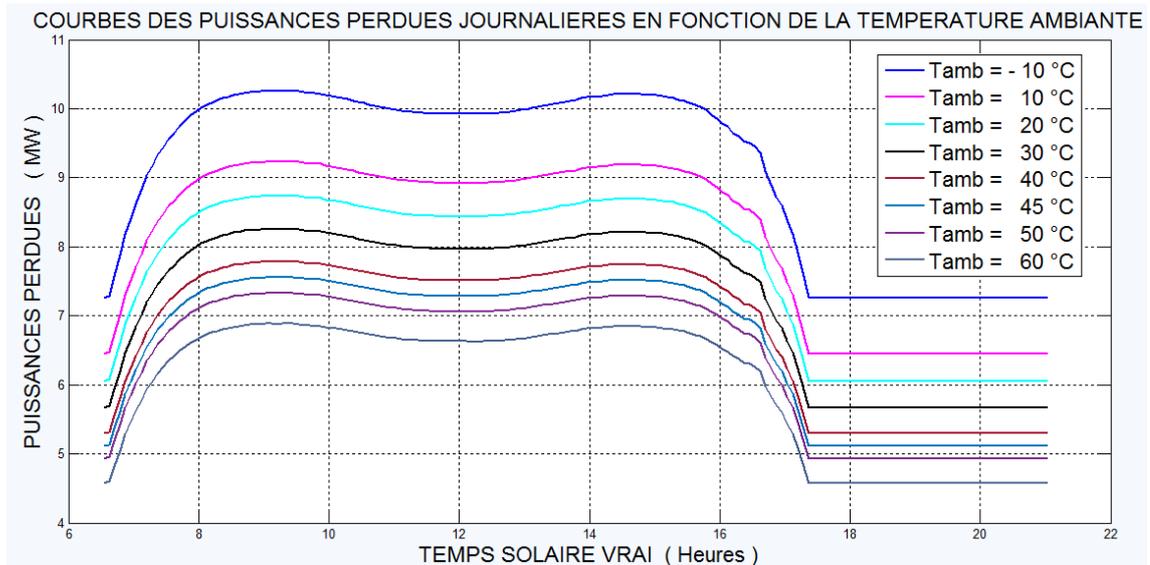


Figure 3.15 : Courbes de puissances journalières perdues à travers le champ solaire global, en fonction de la température ambiante et du TSV.

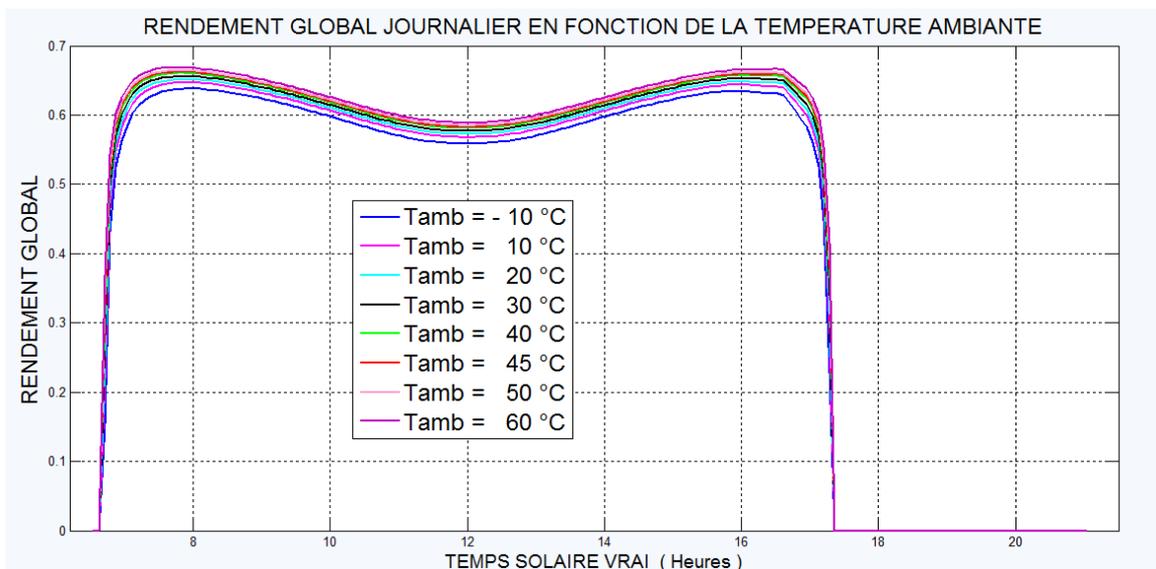


Figure 3.16 : Rendement global du champ solaire global, en fonction de la température ambiante et du TSV.

3.5.3. Influence des vitesses du vent sur le rendement du champ solaire global

Sur les figures (3.17) et (3.18), on constate une augmentation des pertes thermiques (à travers le champ solaire global) de moins de 1% pour des vitesses de vent allant de “V=5m/s” jusqu’à “V=50m/s”, en comparaison avec une vitesse de référence “V=1m/s”. Tandis qu’on constate une diminution maximale du rendement global de moins de 0.1%. Les valeurs de puissances perdues et de

rendement global se rapprochent tellement qu'on ne peut distinguer sur les figures ici présentées que deux à trois couleurs (maximum) de courbe sur un total de 8 courbes (Ce qui montre les limites du modèle utilisé). Sur le plan théorique les comparaisons révélant de faibles différences pour des valeurs de vitesses de vent extrêmement élevées (30 à 50m/s) nous laissent à penser et à tort que les vitesses de vent ont peu ou pas d'influence ou d'impact sur la productivité de la centrale solaire à CCP. Hors que, concrètement et sur le plan technique, les vitesses de vents ont un impact extrêmement important sur le fonctionnement et la productivité de la centrale, car le fonctionnement de la centrale s'interrompt systématiquement pour des vitesses instantanées de 12m/s (et des vitesses moyennes (10 min) de 10m/s). Ce qui est pénalisant pour la centrale surtout si les vents soufflent à des fréquences répétitives ou prolongées. De plus, des vitesses de vents extrêmement élevées (>30m/s) présentent un danger de déformations des CCP si la structure de ces derniers n'est pas renforcée et pas bien adaptée à ce genre de conditions climatiques.

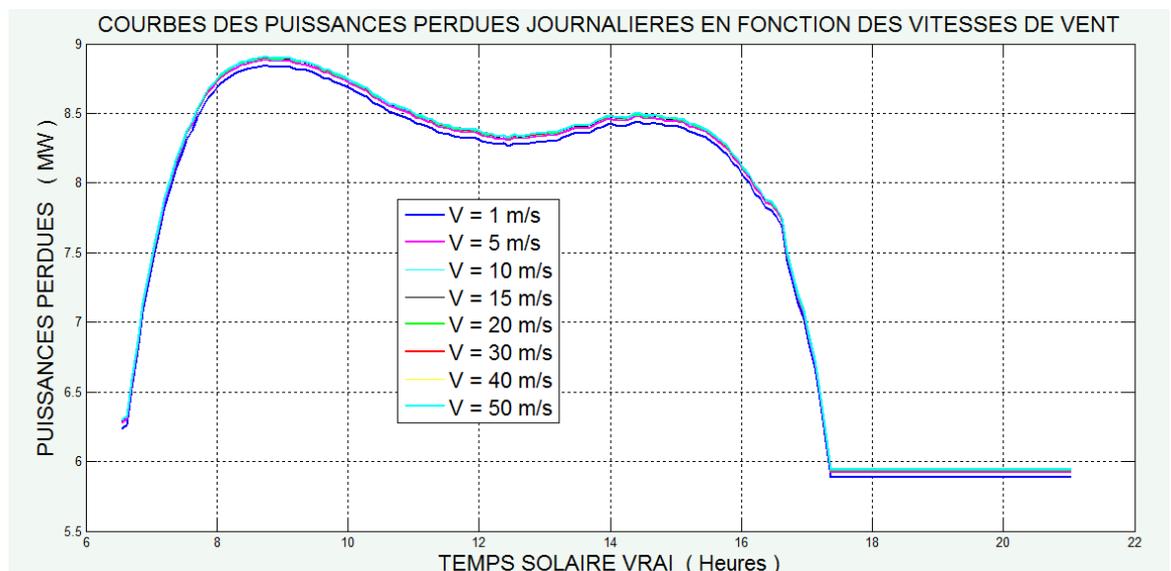


Figure 3.17 : Courbes de puissances journalières perdues à travers le champ solaire global, en fonction des vitesses du vent et du TSV.

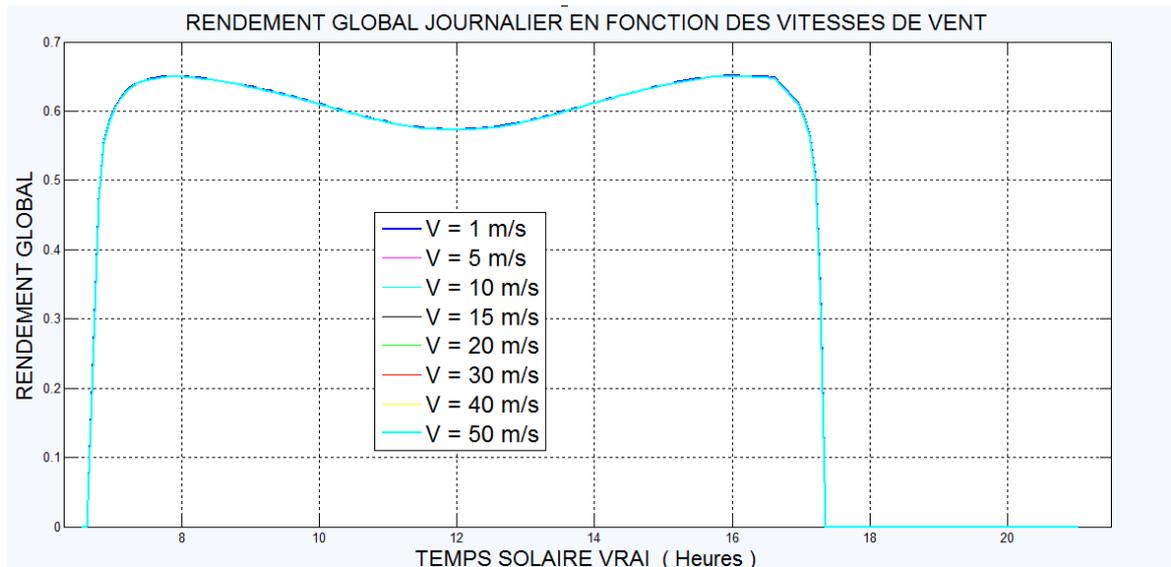


Figure 3.18 : Rendement global du champ solaire global, en fonction des vitesses du vent et du TSV

3.6. Méthode de simulation (par méthode de ray tracing, l'outil numérique-optique "TONATIUH")

La boucle simulée dans cette partie de l'étude, est composée de quatre CCP de type EuroTrough fonctionnant sous des conditions standards (293°C et 393°C, respectivement températures d'entrée et de sortie). Chaque capteur (tube absorbeur) de la boucle, fonctionne à une température nominale moyenne (voir la figure 3.1). Le tube récepteur se trouvant à la température nominale moyenne la plus élevée, prend une position focale parfaite le long du cylindro-parabolique du fait de son élongation sous l'effet de la chaleur (dilatation thermique), tandis que les autres tubes récepteurs approuvent une certaine déviation par rapport à la ligne focale du fait de leur rétraction. Le but de cette partie de l'étude est de déterminer l'influence de cette déviation sur l'intensité et la distribution du flux solaire incident sur la paroi externe du tube absorbeur métallique. Cette étude a été réalisée grâce à la méthode de ray tracing adoptée par le logiciel "Tonatiuh". La plateforme flexible du logiciel nous a permis de simuler 108 cas différents en considérant les variations de chacun des paramètres suivant : température de fonctionnement, déviation angulaire et longueur du tube absorbeur, hauteur du soleil, l'orientation du collecteur et l'erreur optique liée à la courbure de la parabole du collecteur. Les paramètres de la simulation sont présentés, au tableau (3.8).

Tableau 3.8 : Paramètres de la simulation: Donnée de l'éclairement, coordonnées du soleil, quelques spécifications optiques, [157].

Paramètres considérés dans cette partie de l'étude	Valeurs	Unités
Eclairement solaire normal direct incident	1000	W/m ²
Angle d'Azimut	0 and 90	degré
Hauteur du soleil	30, 60 and 90	degré
Erreur de pente des miroirs, écart type, " σ_{pente} "	1.7; 3.0	mrاد
Type de distribution, image solaire	Buie	-

- Démarches de ma simulation : détails et étapes de l'étude optique

La modélisation numérique avec le logiciel "Tonatiuh" a été réalisée en s'appuyant sur la bibliothèque graphique de ce dernier et à travers l'assemblage des composants du modèle prédéfini de CCP (12 segments de 7 grandes facettes chacun en plus d'un tube absorbeur métallique). Chaque composant de l'ensemble été intégré avec les coordonnées, données physiques et optiques qui lui sont appropriées. Une fois le prototype monté en son entier, la puissance incidente, le flux solaire moyen incident ainsi que la répartition de ce dernier ont été évalués pour un cas idéal correspondant à un récepteur parfaitement aligné le long du CCP et une température nominale moyenne " $T_1=380.5^\circ\text{C}$ ". Afin de simuler le comportement de chaque tube, une coupe au niveau du tube absorbeur a été réalisée afin de reproduire les déviations angulaires provoquées par la rétraction thermique des tubes absorbeur métalliques. Les puissances incidentes, flux moyens et distribution de ce dernier ont été ainsi évalués pour chaque paramètre cité en plus haut.

3.7. Résultats de la simulation

La simulation à travers le logiciel "Tonatiuh" nous a permis de dresser des histogrammes comparatifs, à travers lesquels les puissances et flux solaires sont représentés, elle nous a permis aussi d'avoir des thermogrammes représentatifs des distribution et répartition du flux solaire incident, intercepté par chaque cas des tubes absorbeurs étudiés

3.7.1. Dilatations/rétractions thermiques et déclinaisons du tube absorbeur en fonction de la température de fonctionnement

Les résultats des calculs effectués à travers les équations (2.98) et (2.99) citées dans le chapitre précédent, sont représentés au tableau (3.9). On y trouve : les températures nominales moyennes considérées pour chaque CCP de la boucle (voir figure 3.1), les longueurs, et la rétraction/dilatation thermique du tube absorbeur respectives à chaque température ainsi que la déclinaison angulaire appropriée à chaque cas, un exemple de la déviation angulaire est donné en figure (2.13).

Tableau 3.9 : Résultats des calculs correspondant aux: longueurs du tube absorbeur, les rétractions du tube (par rapport à la longueur nominale considérée), les déclinaisons angulaires du tube récepteur par rapport à la ligne focale du CCP, en fonction des températures considérées.

Cas étudiés	Températures considérées (°C)	Longueurs du tube absorbeur (m)	Retractions $ \Delta L $ (m)	Déclinaisons (mrad)
Cas #1	$T_1 = 380.5$	$L_1 = 147.820$	$\Delta L_1 = 0$	$Dec_1 = 0$
Cas #2	$T_2 = 355.5$	$L_2 = 147.756$	$\Delta L_2 = 0.064$	$Dec_2 = 0.433$
Cas #3	$T_3 = 330.5$	$L_3 = 147.693$	$\Delta L_3 = 0.127$	$Dec_3 = 0.859$
Cas #4	$T_4 = 305.5$	$L_4 = 147.630$	$\Delta L_4 = 0.19$	$Dec_4 = 1.285$
Cas #5	$T_5 = 100.0$	$L_5 = 147.110$	$\Delta L_5 = 0.71$	$Dec_5 = 4.803$

3.7.2. Puissance solaire totale et flux moyen incidents

Les résultats obtenus pour les 108 cas de simulations effectuées, nous sont donnés par les histogrammes présentés en figures (3.19 et 3.20). Chaque figure représente la puissance solaire totale incidente et le flux moyen intercepté par les surfaces externes des tubes absorbeurs métalliques pour les cinq cas étudiés. Pour les orientations Nord-Sud (à gauche) et Est-Ouest (à droite). La puissance totale et le flux surfacique moyen sont exprimés respectivement en “kW” et “kW/m²”. Il convient de mentionner que les facettes du concentrateur (miroirs cylindroparaboliques dans le sens transversal) ont été modélisées comme une surface réfléchissante continue et que les pertes optiques à travers l'enveloppe en verre recouvrant les tubes récepteurs métalliques ont été négligées.

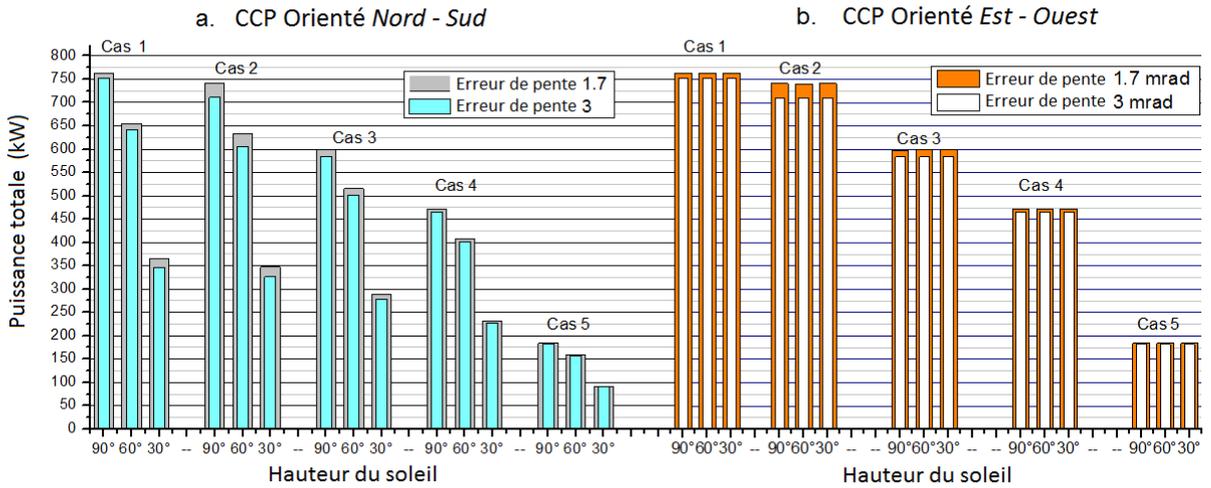


Figure 3.19 : Puissance solaire totale incidente sur la surface extérieure des cinq tubes récepteurs métalliques pour: un CCP orienté :
(a) Nord - Sud, (b) Est-Ouest.

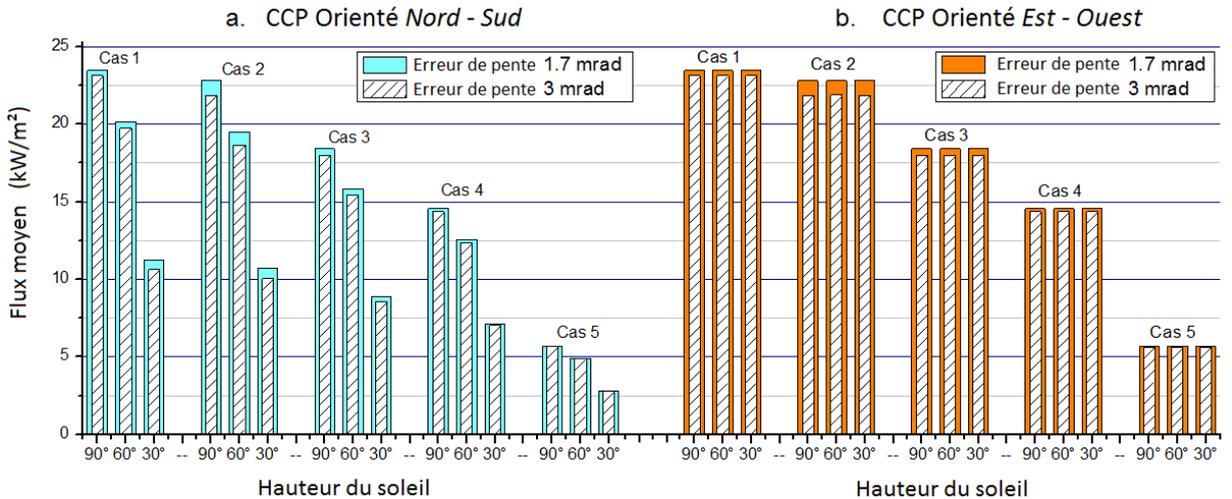


Figure 3.20 : Flux solaire moyen reçue par la surface extérieure des cinq tubes récepteurs métalliques pour: un CCP orienté :
(a) Nord - Sud, (b) Est-Ouest

Les histogrammes en figures 3.19 à 3.20 révèlent une différence significative dans la puissance solaire totale et le flux moyen interceptés par les tubes récepteurs pour chacun des 5 cas étudiés en fonction de la température du fluide caloporteur. Ceci se traduit par l'effet de la dilatation/rétraction thermique du tube absorbeur et donc par sa dé-focalisation par rapport à la ligne focale du CCP (déviations angulaires par rapport à la ligne horizontale). Les histogrammes révèlent également l'influence que pourrait avoir, les différents paramètres établis telles : la hauteur du soleil, l'orientation du capteur et les éventuelles erreurs optiques liées

aux surfaces réfléchissantes sur la puissance totale et le flux surfacique moyen reçus sur nos cinq tubes absorbeurs étudiés.

Pour concrétiser d'avantage notre analyse, des histogrammes comparatifs en terme de puissance et en ratios sont présentés respectivement en figures (3.21) et (3.22). En effet, la différence entre la puissance totale reçue par la surface externe du tube absorbeur du cas #1(cas idéal) et les puissances totales reçues par les 4 autres cas considérés, pour les deux orientations (Nord-Sud / Est-Ouest) sont présentées par la figure 3.21. Tandis que la figure 3.22 montre une comparaison (différence) en pourcentage (%).

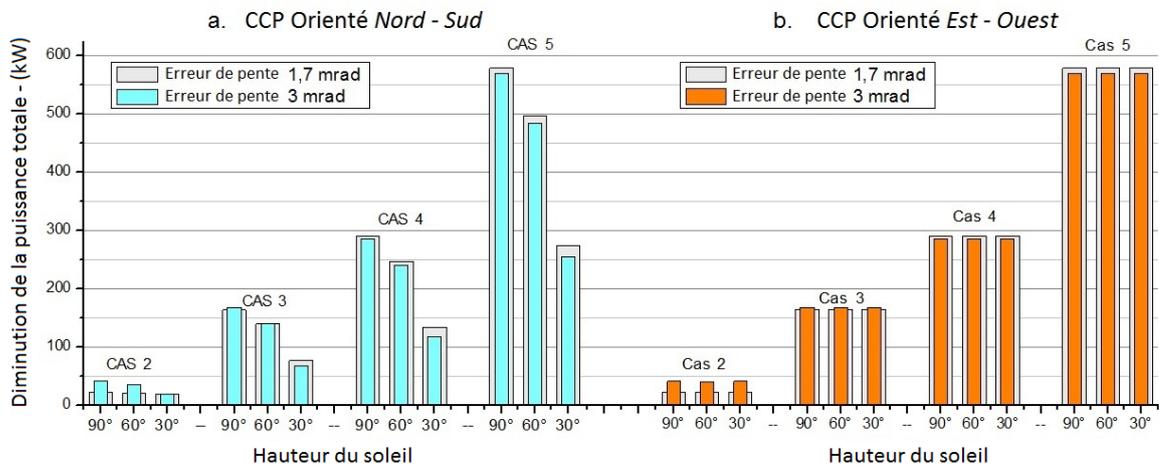


Figure 3.21: Histogrammes comparatifs montrant les différences en “kW” entre la puissance totale reçue par le tube absorbeur, cas # 1 et les 4 autres cas, pour: les orientations : (a) nord-sud, (b) Est-Ouest.

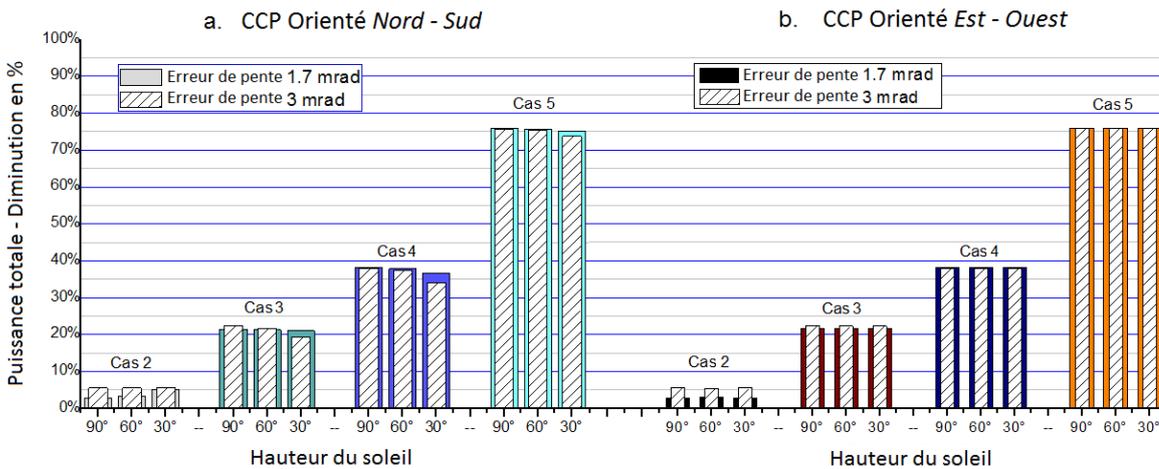


Figure 3.22: Histogrammes comparatifs montrant les différences en “%” entre la puissance totale reçue par le tube absorbeur, cas # 1 et les 4 autres cas, pour: les orientations : (a) nord-sud, (b) Est-Ouest.

Les histogrammes ont révélés une diminution significative de la puissance solaire totale et le flux surfacique moyen interceptés par les tubes absorbeurs entre le cas # 1 et les quatre autres cas étudiés. Une diminution de plus de la moitié (trois quarts) a été révélée pour le cas # 5 par rapport au cas # 1 (cas idéal). 73,6% et 75,9% de différence a été révélée en fonction de l'erreur de pente liée à la forme de la parabole (erreur de courbure locale des miroirs) ainsi que l'orientation considérée. On remarque également une diminution non négligeable de plus de 38% dans la puissance totale et le flux moyen en comparant le cas # 4 avec le cas idéal et de plus de 22% en comparant le cas # 3 avec le cas idéal. La comparaison entre les cas # 1 et # 2 ne révèle pas une très grande diminution (2,8% à 5,7% maximum), les diminutions les plus importantes sont plus remarquées lorsque la hauteur du soleil est faible et lorsque l'erreur de pente est supposée égale à 3mrad.

En comparant la puissance totale incidente et le flux moyen interceptés par les tubes récepteurs pour les cinq cas considérés et lorsque les erreurs de pentes (σ_{Slope}) sont supposées égales à " $\sigma_{Slope} = 1,7\text{mrad}$ " et " $\sigma_{Slope} = 3\text{mrad}$ ", nous avons pu remarquer:

- a. Pour l'orientation Nord-Sud du capteur, une différence variant entre 0,6% et 6%. Les tendances de diminution varient du cas # 2 aux cas # 3 et cas # 5. Les différences les plus importantes ont été remarquées pour les faibles hauteurs du soleil (30 °).
- b. Pour l'orientation Est-Ouest du capteur, une diminution variant entre 0,8% et 4%. La diminution était constante (sans exception signalée) ceci pour toutes les hauteurs du soleil considérées. La différence la plus importante en terme de puissance totale et de flux surfacique moyen a été remarquée en cas # 2 et # 3, tandis qu'une différence moins importante été révélée pour le cas # 4 et une différence presque pas apparente pour le cas # 5.

Le choix de l'orientation des capteurs solaires est l'un des éléments cruciaux dans la conception du champ solaire à CCP dans les centrales solaires thermoélectriques [28]. La figure 3.23 représente des histogrammes comparatifs donnant la différence en terme de puissance solaire totale interceptée en fonction de : l'orientation choisie (Nord-Sud / Est-Ouest), l'erreur de pente et les

différentes déclinaisons considérées des cinq tubes absorbeurs étudiés.

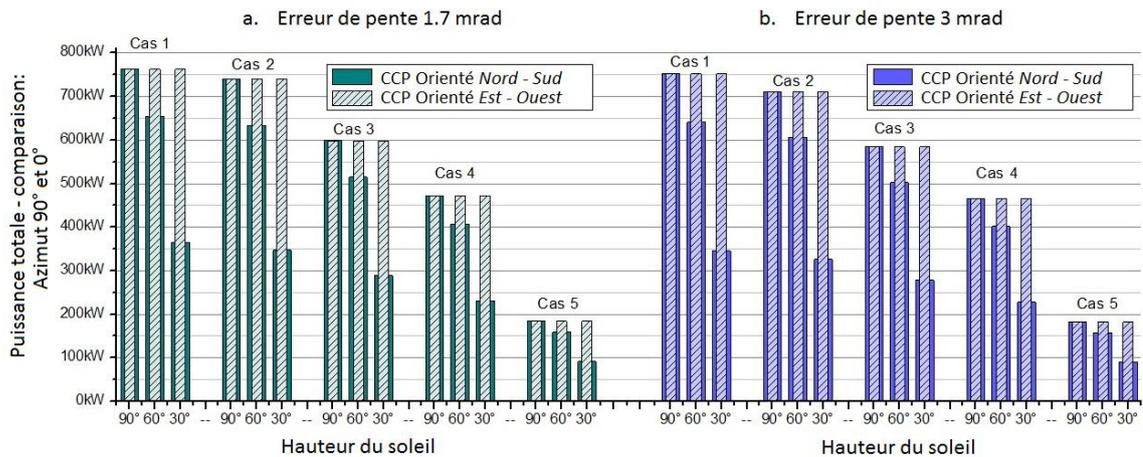


Figure 3.23: Comparaison entre la puissance solaire totale interceptée par les tubes récepteurs étudiés pour des capteurs orientés suivant deux orientations différentes, Est-Ouest / Nord-Sud, pour:

a). erreur de pente 1,7mrad, b). erreur de pente 3mrad.

En se basant sur ces résultats (notamment figure 3.23), nous remarquons des différences significatives dans la puissance totale incidente et le flux surfacique moyen reçus par chaque capteur pour chaque orientation. Les résultats montrent clairement comment la puissance solaire totale incidente est sensiblement affectée par l'orientation choisie. Ils révèlent une diminution variant de:

- 50% à 54% (plus de la moitié), lorsque la hauteur du soleil est faible (30°), la diminution est particulièrement accentuée pour " $\sigma_{slope} = 3\text{mrad}$ ".
- Pour des hauteurs du soleil plus élevées (60°), la comparaison a révélé une diminution variant entre 13,6% et 14,7%. Les différences sont plus accentuées pour les cas # 2 et # 3.
- Contrairement à ce qui a été remarqué précédemment, l'analyse a révélé une légère augmentation dans la puissance totale et le flux moyen lorsque la hauteur du soleil est considérée à 90°, en revanche l'augmentation constatée ne dépasse pas les 0,1% (maximum).

L'orientation Nord – Sud des capteurs a révélé des variations saisonnières évidentes en termes de puissance solaire interceptée et de flux surfacique moyen qui sont nettement plus élevés à une hauteur de soleil de (90°). Pour une hauteur de soleil faible (30°), une diminution importante a été observée, variant entre 46% et 53% (les pourcentages les plus élevés ont été observés pour l'erreur de pente,

($\sigma_{slope} = 1,7\text{mrad}$). Tandis qu'une diminution de 14% est observée pour des hauteurs de soleil de 60° (pour presque tous les cas étudiés). Contrairement à ce qui a été dit et remarqué (pour l'orientation Nord-Sud), la puissance fournie par les capteurs orientés Est-Ouest est assez constante indépendamment des hauteurs de soleil considérées.

Comme récapitulatif de ce qui a été présenté dans cette section de l'étude, la puissance totale incidente et le flux solaire surfacique concentré varient sensiblement d'un cas étudié à un autre et leur intensité diminue progressivement (par fois remarquablement) avec l'augmentation de la défocalisation (déclinaison) du tube récepteur. Le flux et la puissance solaires concentrés décroissent également en fonction de la hauteur du soleil (heures dans la journée ou saisons dans l'année), les erreurs optiques d'alignement des miroirs (σ_{pente}) et de l'angle d'Azimut (assimilé à l'orientation du capteur).

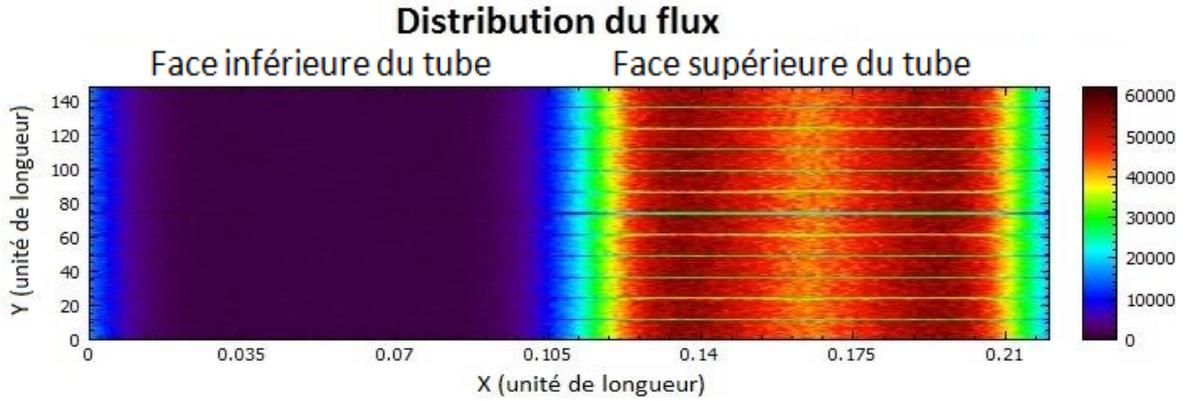
3.7.3. Distribution et répartition du flux solaire en fonction des cas traités: (profils thermiques)

Dans cette rubrique, seules quelques allures de flux (22 sur 108) sont présentées, pour donner un aperçu sur le changement qui peut survenir aux distributions du flux solaire intercepté par chaque cas de tube absorbeur étudié. La figure (3.24) correspond aux résultats des simulations effectuées pour le cas # 1 (cas idéal). Cette figure montre le profil et la répartition du flux solaire intercepté par un tube récepteur parfaitement aligné le long de la ligne focale du CCP avec une déclinaison nulle, $Dec_1 = 0$.

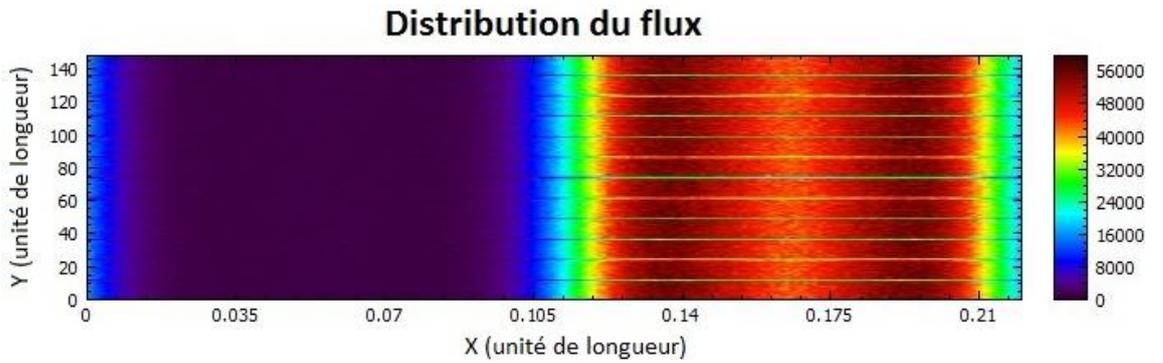
Les figures (3.24 à 3.34) correspondent aux allures (profils surfaciques, vue développée) des flux interceptés par chacun des cas de tubes absorbeurs étudiés (l'axe des abscisses représente la direction transversale des tubes, tandis que l'axe des ordonnées représente la direction longitudinale des tubes). Elles sont le résultat direct des simulations effectuées par le logiciel "Tonatiuh". Les figures montrent quelques profils et distributions du flux solaire reçu sur les parties (sections) sud et nord des tubes récepteurs déviés ou dé-focalisés par rapport à la ligne focale du CCP, pour les déclinaisons : $Dec_2 = 0.433\text{mrad}$, $Dec_3 = 0.859\text{mrad}$, $Dec_4 = 1.285\text{mrad}$ et $Dec_5 = 4.803\text{mrad}$, correspondant respectivement aux cas

#2, cas #3, cas #4 et cas #5. Toutes les figures correspondent à une hauteur de soleil de 90°, sauf pour les figures (3.29) et (3.30) celles-ci montrent l'influence de la hauteur du soleil sur la distribution du flux pour une hauteur de soleil de 30°.

- Cas 01



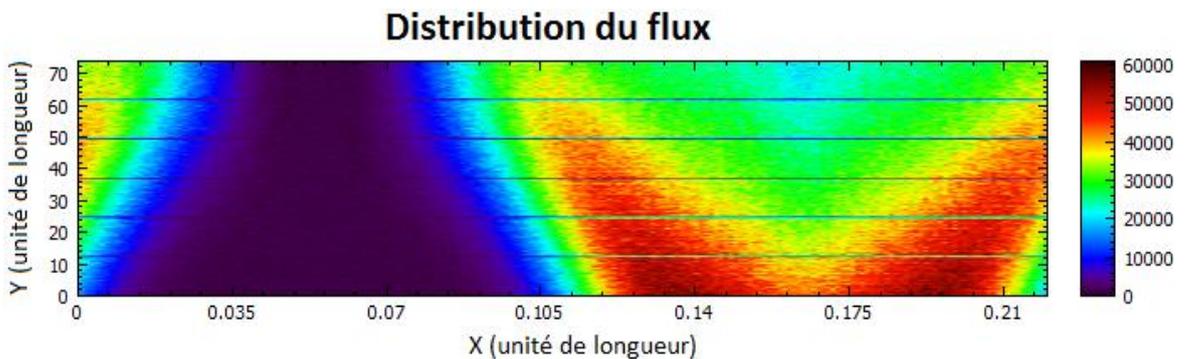
(a) *Orientation Nord - Sud*



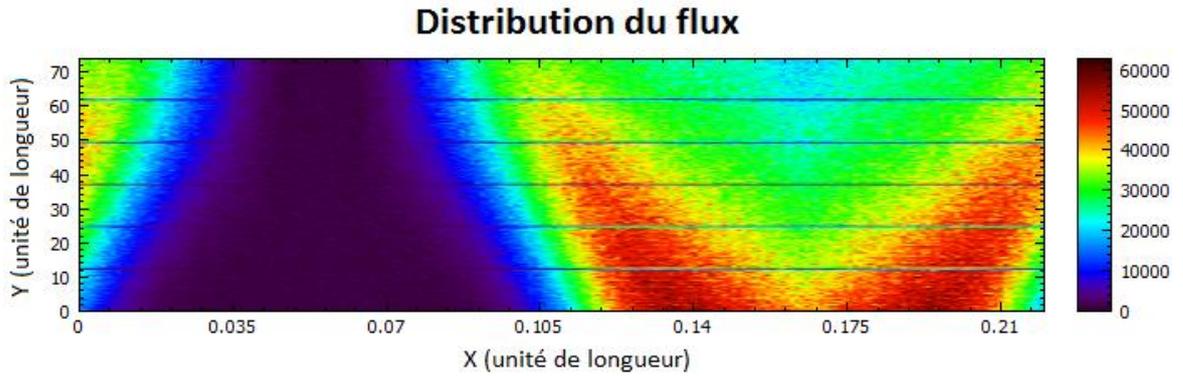
(b) *Orientation Est – Ouest*

Figure 3.24: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 01. Flux solaire intercepté par un tube récepteur bien aligné le long de la ligne focale, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

- Cas 02

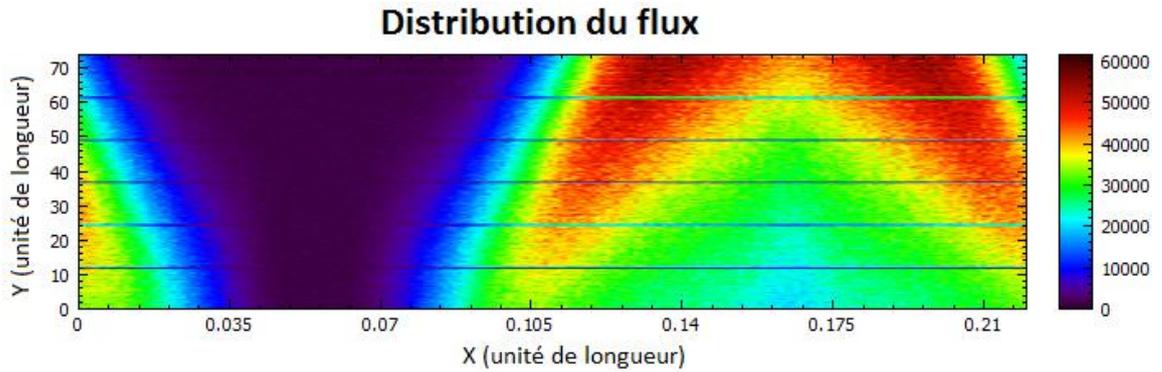


(a) *Orientation Nord - Sud*

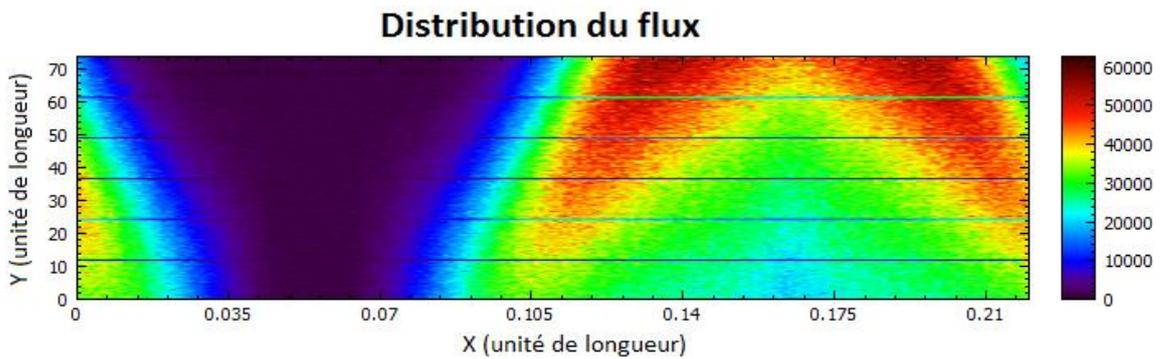


(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.25: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 02. Flux solaire intercepté par la partie sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.433mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².



(a) Orientation Nord - Sud

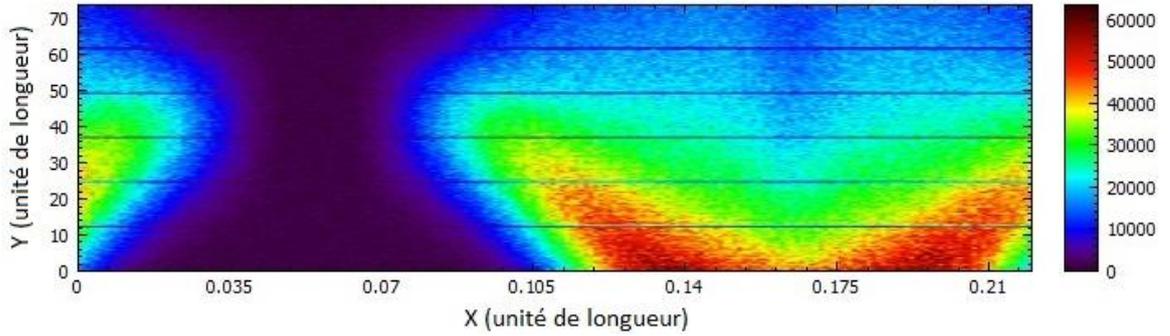


(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.26: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 02. Flux solaire intercepté par la partie Nord du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.433mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

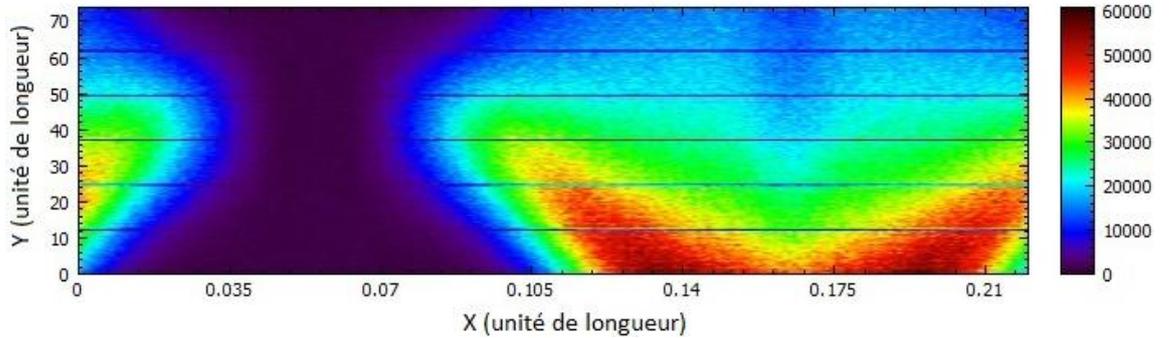
- Cas 03

Distribution du flux



(a) Orientation Nord - Sud

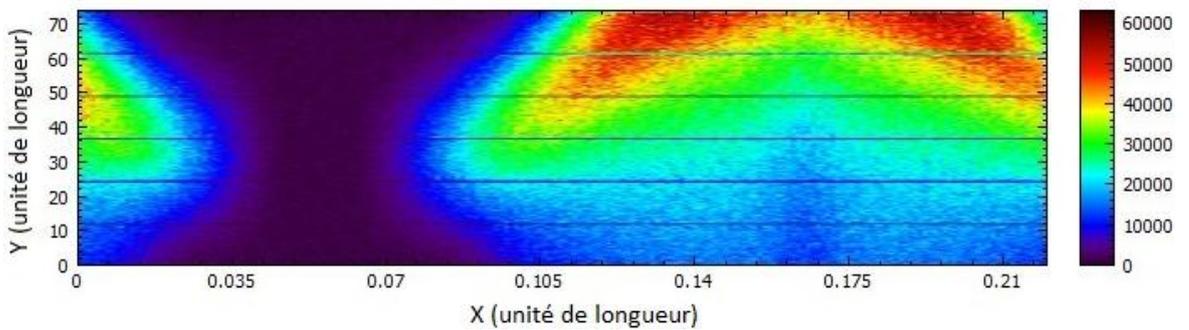
Distribution du flux



(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.27: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la partie Sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

Distribution du flux



(a) Orientation Nord - Sud

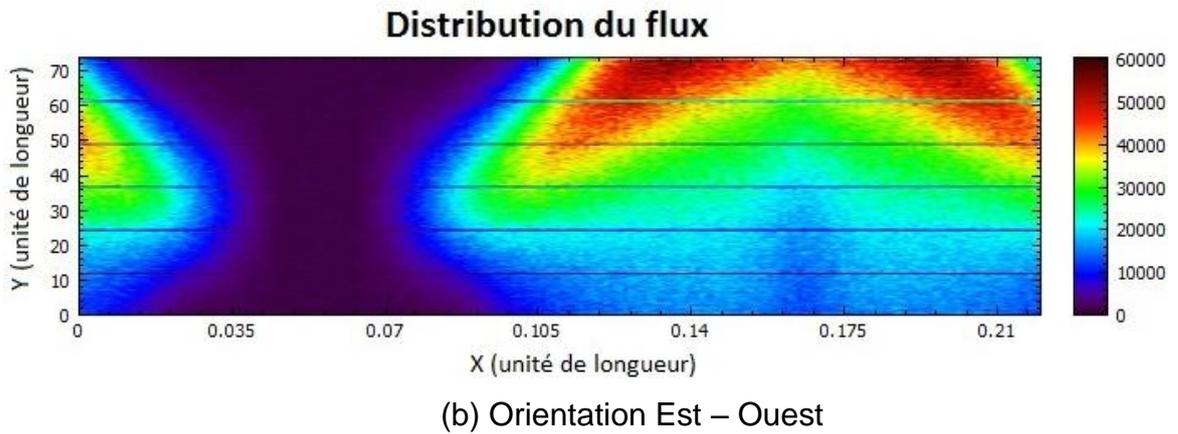


Figure 3.28: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la partie Nord du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000 W/m².

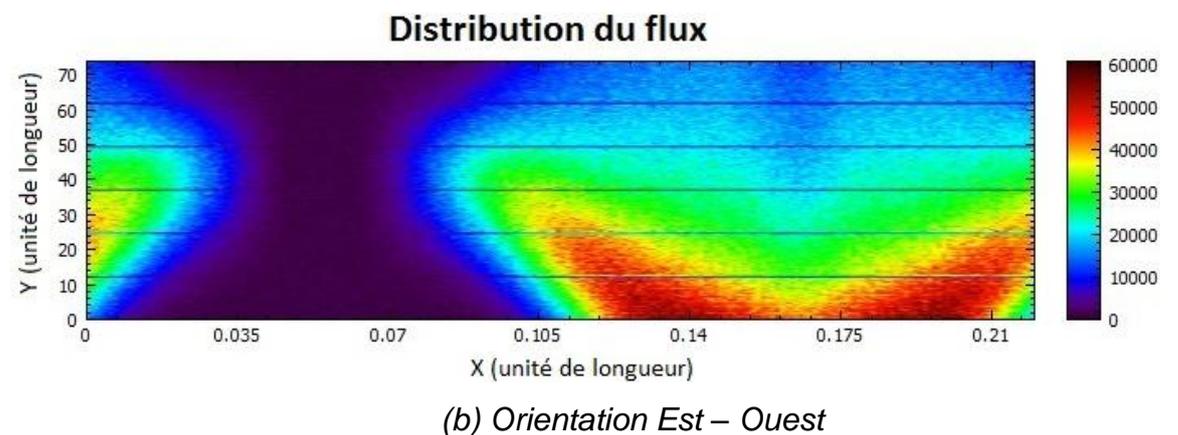
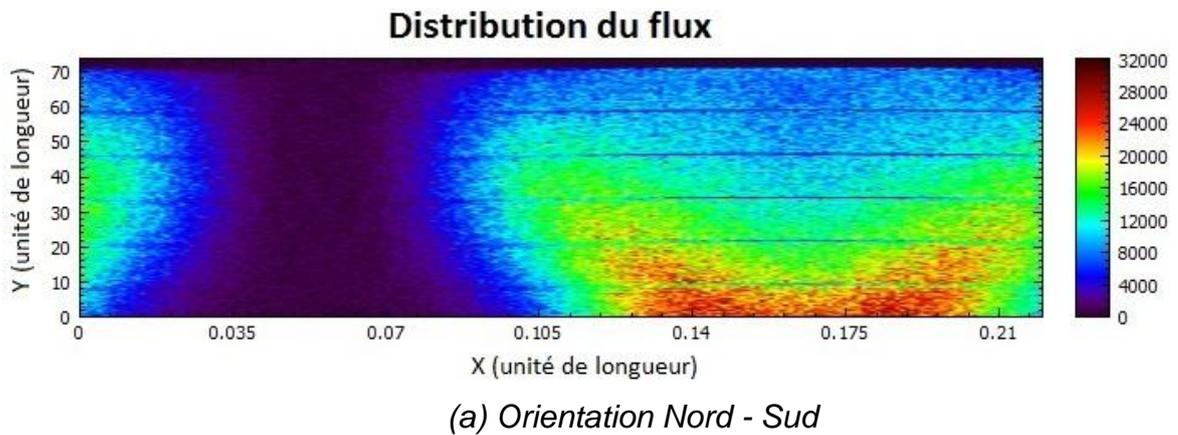
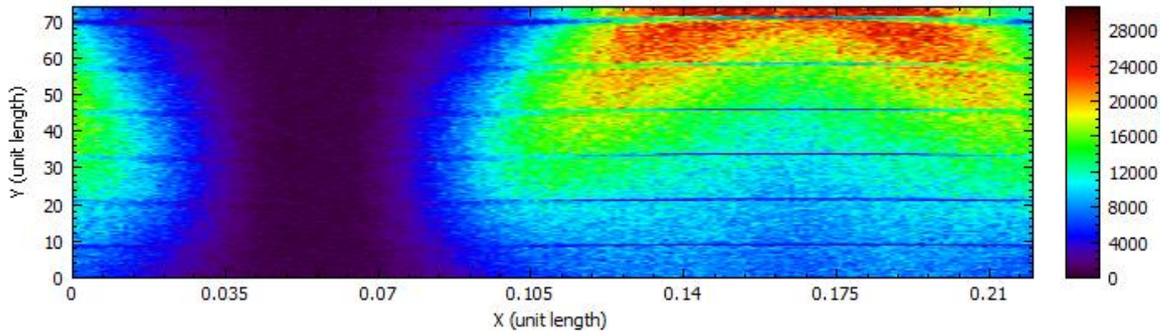


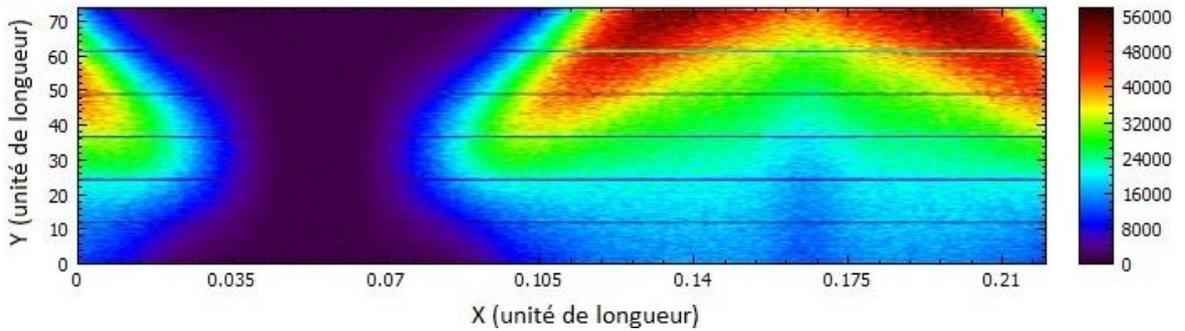
Figure 3.29: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la partie sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 30°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

Flux Distribution



(a) Orientation Nord - Sud

Distribution du flux

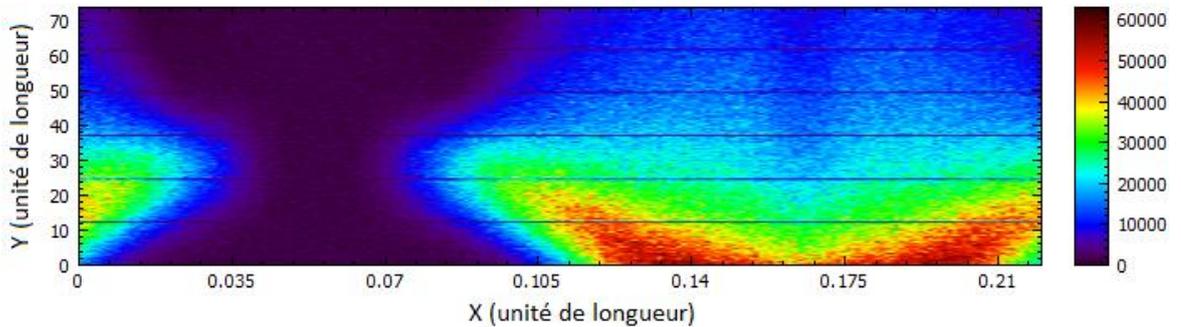


(b) Orientation Est – Ouest

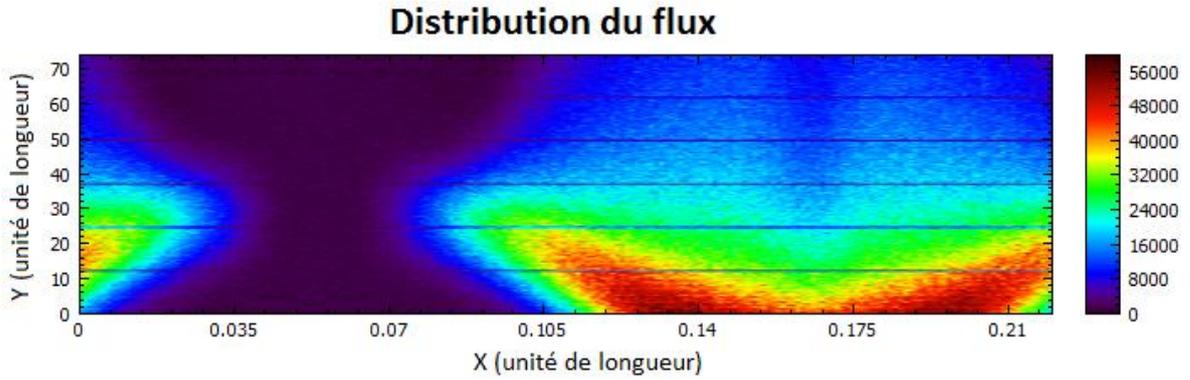
Figure 3.30: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 03. Flux solaire intercepté par la *partie Nord* du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 0.859mrad; hauteur du soleil = 30°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

- Cas 04

Distribution du flux

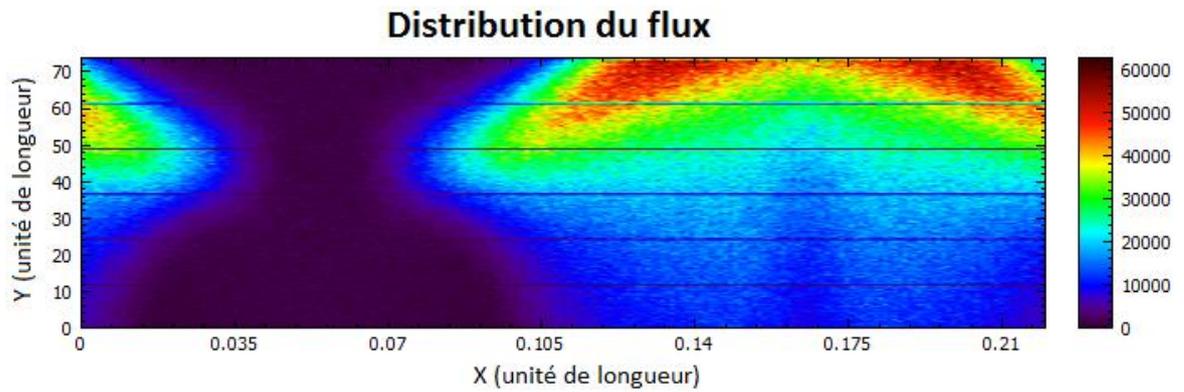


(a) Orientation Nord - Sud

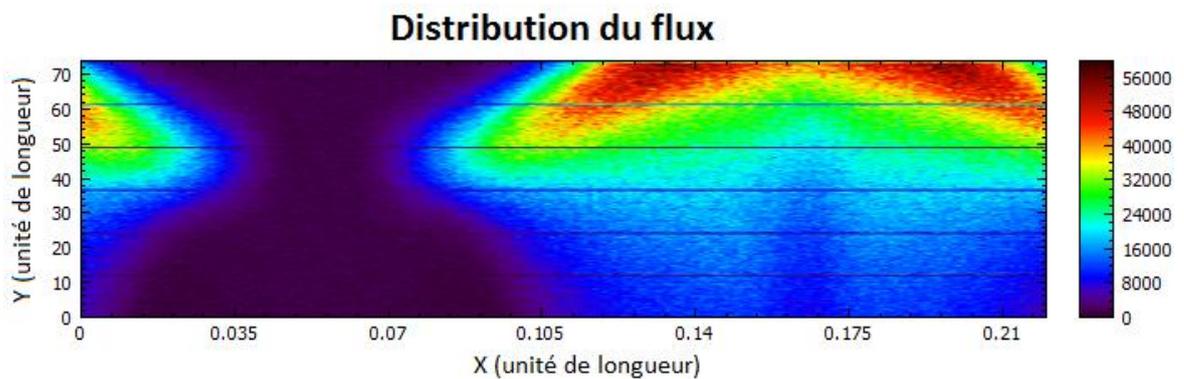


(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.31: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 04. Flux solaire intercepté par la partie Sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 1.285mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

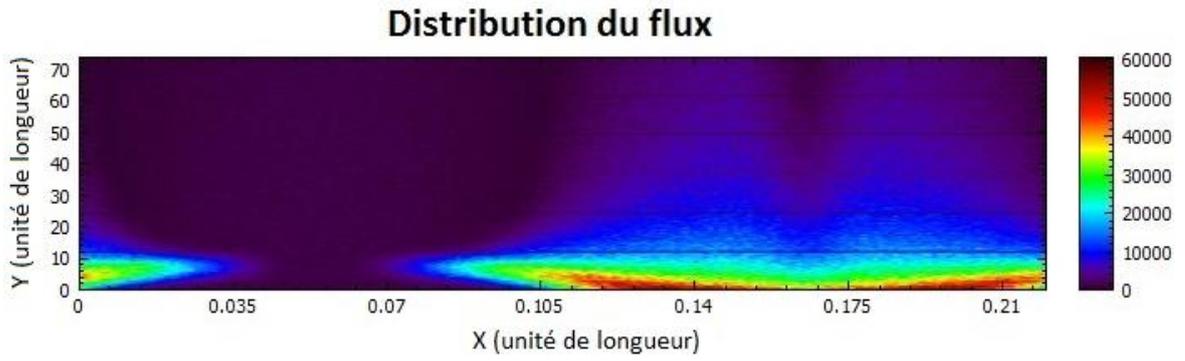


(a) Orientation Nord - Sud

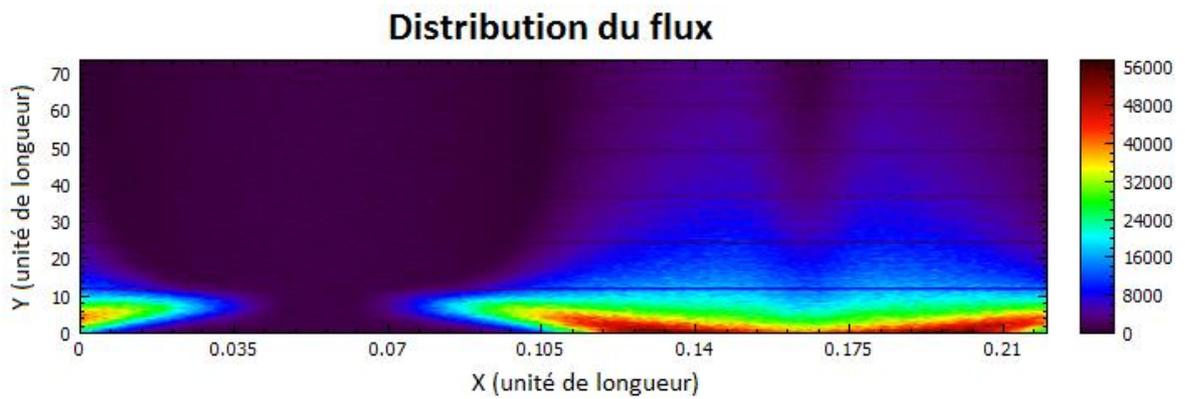


(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.32: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 04. Flux solaire intercepté par la partie Nord du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec =1.285mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

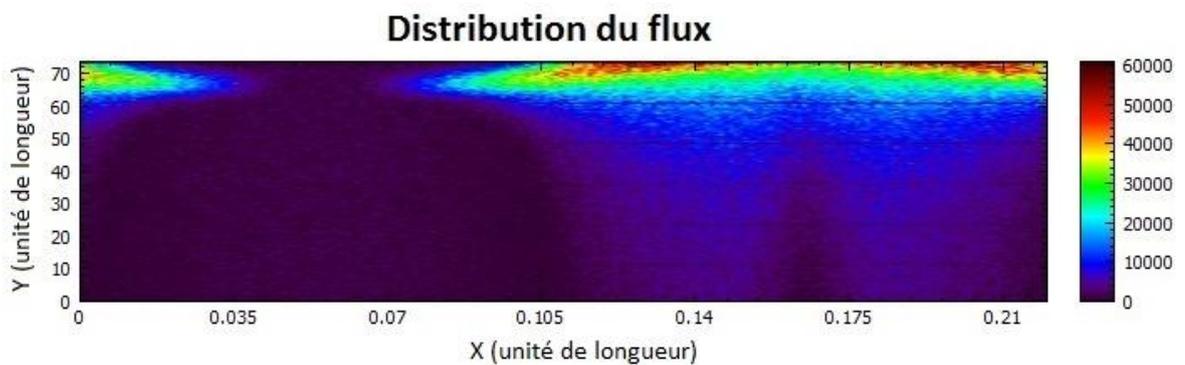


(a) Orientation Nord - Sud

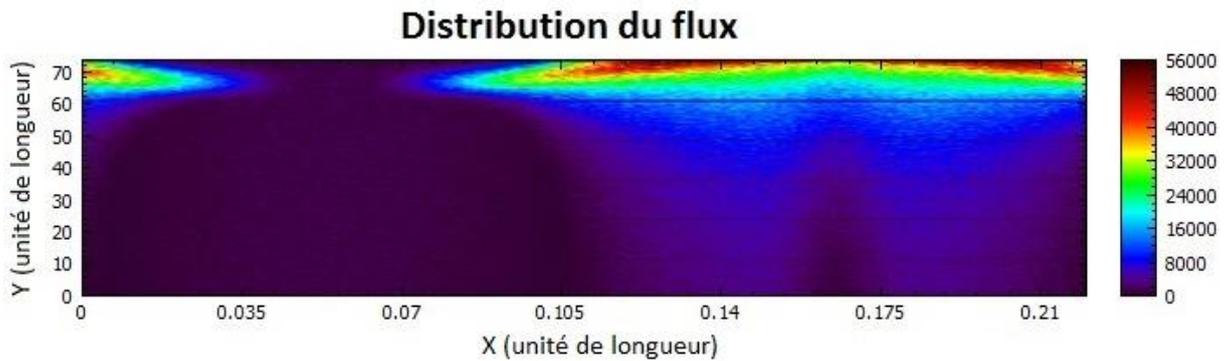


(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.33: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 05. Flux solaire intercepté par la partie Sud du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 4.803mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000 W/m².



(a) Orientation Nord - Sud



(b) Orientation Est – Ouest

Figure 3.34: Distribution du flux en “W/m²”, pour le cas n ° 05. Flux solaire intercepté par la partie Nord du tube récepteur, pour deux orientations différentes. Paramètres supplémentaires de simulation : Dec = 4.803mrad; hauteur du soleil = 90°; erreur de pente de miroir = 1,7mrad; DNI = 1000W/m².

Comme le démontrent les figures (3.24 jusqu’à 3.34), une zone sombre de couleur “bleue-foncée” apparaît dans le côté gauche de l’image qui représente la partie supérieure du tube absorbeur (le côté haut, qui est tourné vers le ciel, ce dernier reçoit les rayons directement du soleil sans concentration ni réflexion). Tandis que la zone colorée (de couleurs vifs) représente la partie inférieure (le côté bas du tube absorbeur, qui est tourné face aux miroirs réfléchissants. Cette partie reçoit les rayons solaires réfléchis et concentrés à travers les miroirs cylindroparaboliques, qu’on a nommé: surface éclairée du tube). On remarque une variation très nette dans la répartition du flux solaire sur la surface éclairée du tube absorbeur, qui prend différentes formes et configurations allant d’un cas à un autre.

En effet, une apparence plus dense de la distribution révélant une quantité plus importante du flux solaire concentré est remarquée lorsque le tube récepteur est bien aligné, cette distribution change de forme progressivement et diminue avec l’augmentation de la défocalisation (déclinaison) du tube absorbeur.

En analysant les distributions du flux fournies par les simulations, nous avons pu constater une différence parfois discrète, parfois flagrante dans le profil du flux solaire concentré et intercepté par le tube absorbeur pour le cas # 1, et pour les quatre autres cas. Pour le cas # 1, l’allure de la zone éclairée prend une forme “rectangulaire” parfaite, avec une intensité du flux plus tôt importante sur la

majorité de la surface éclairée. Ceci se manifeste clairement avec la couleur "rouge-foncée" qui domine (avec des nuances noires) indiquant une forte intensité du flux solaire concentré. Contrairement au cas idéal (cas #1), le profil de la distribution du flux dans les quatre autres cas, et pour des déclinaisons du tube absorbeur allant de $Dec_2 = 0.433\text{mrad}$ à $Dec_5 = 4.803\text{mrad}$, change totalement de forme et d'allure, en passant de la forme rectangulaire remarquée sur la figure 3.24 (cas idéal) pour prendre l'apparence d'un grand "V", le long de la partie sud du récepteur (cas des figures 3.25 ; 3.27 ; 3.29 ; 3.31 ; 3.33). En prenant la forme d'un " Λ ", (" V " inversé), le long de la partie nord des tubes récepteurs (cas des figures 3.26 ; 3.28 ; 3.30 ; 3.32 ; 3.34). Le profil du flux se dégrade progressivement en passant du, cas#2, vers le, cas#5, et la dégradation est de plus en plus flagrante en passant d'un cas vers un autre pour des températures du fluide caloporteur moins importantes que la température moyenne nominale maximale (380.5°C), et donc des déclinaisons plus accentuées.

Après une analyse attentive de toutes les allures et distributions du flux, nous avons remarqué que les profils ayant une forme "V" et " Λ " s'élargissent progressivement et leur ouverture devient plus grande dans la direction de l'axe des "(x)", en passant d'un cas vers un autre, tandis qu'ils rétrécissent dans la direction de l'axe des (y), du haut vers la base du profil en forme de "V" et inversement du bas vers le haut, pour les profils en forme de " Λ ".

Contrairement au premier cas, les couleurs bleues et vertes sont les couleurs dominantes dans la plupart des distributions, en passant du cas # 2 vers le cas # 5. Les formes "V" et " Λ " sont marquées (accentuées) par des zones rouges foncées (apparentes à la base inférieure des profils de flux en forme de ("V") le long de la partie sud des tubes absorbeurs). Inversement la démarcation par des zones rouges foncées apparaît du côté supérieur des profils de flux en forme de (" Λ ") qui sont situées le long de la partie nord des tubes absorbeurs.

Lorsqu'on compare la distribution du flux entre les orientations Nord-Sud et Est-Ouest, on ne remarque pas de grandes différences dans la forme ou l'allure de la zone éclairée. Parfois, le profil est moins dense et les couleurs sont un peu plus floues, l'image entière peut paraître plus granulée lorsque l'orientation Nord-Sud est choisie. Ce phénomène est accentué en fonction de la hauteur du soleil et de

l'erreur de pente (lorsque l'erreur de pente (courbure locale) du miroir est considérée égale à " $\sigma_{slope} = 3\text{mrad}$ ").

3.8. Conclusion

Les résultats obtenus avec le modèle numérique établi et écrit sous environnement "Matlab", ont été présentés sous forme de courbes de puissance et de rendement instantanés. Ils y ont été aussi interprétés et discutés dans la première partie du chapitre. Une étude paramétrique a été ensuite présentée, dans le but d'étudier l'influence du climat typique de Hassi Rmel sur les performances de la centrale. Cette partie de l'étude nous a permis d'évaluer l'influence de l'état de propreté des miroirs réfléchissants, la vitesse du vent ainsi que la température ambiante sur la puissance thermique produite et le rendement du champ solaire global. En effet une baisse de la puissance thermique produite et du rendement global de la centrale allant de 1 à 11% a été constaté pour une réflectivité variant entre 0.90 et 0.82 (et une réflectivité nominale optimal considérée de 0.91). De plus, une augmentation des pertes thermiques de plus de 6 et 17% a été constatée pour respectivement des températures ambiantes de -10 et 10°C (des températures plus faibles que la température ambiante de référence considérée égale à 20°C) et une diminution des pertes thermiques allant de 6 à 21% pour des températures ambiantes plus élevées que la température de référence (soit des températures allant de 30 à 60°C). Quant au rendement global de la centrale une diminution maximale de 2% est enregistrée pour des températures ambiantes plus faibles que la température de référence et une augmentation de plus de 2% pour des températures plus élevées. Pour les vitesses de vent, une augmentation des pertes thermiques de moins de 1% a été constatée pour des vitesses de vent allant de 5 à 50m/s, et une diminution du rendement global de moins de 0.1% pour des vitesses maximales allant jusqu'à 50m/s (et une vitesse de référence de 1m/s considérée pour le cas idéal).

L'étude paramétrique nous a permis de démontrer la grande influence de l'état de surface des miroirs réfléchissants (réflectivité) sur le rendement global du champ solaire. Les conduites et pipelines étant bien isolés, l'étude n'a pas révélé une grande influence de la température ambiante sur le rendement global de la centrale. Quant à l'influence des vitesses de vent, les résultats laissent à croire

que ces dernières ont peu d'impact sur la production ou rendement du champ solaire, or que ceci ne nous renseigne pas exactement sur la sensibilité du système vis-à-vis des grandes vitesses de vent qui entraînent systématiquement la mise hors fonctionnement du champ solaire si les vitesses moyennes de vent excèdent les 10m/s.

La dernière partie du chapitre a été consacrée aux résultats des simulations réalisées avec le logiciel de modélisation optique "TONATIUH" basée sur la méthode de ray tracing de Monte Carlo. Cette partie de l'étude a révélé des résultats concluants concernant l'influence de la dilatation thermique cyclique et élastique des tubes absorbeurs sur la puissance totale incidente et la distribution du flux solaire moyen intercepté par le tube absorbeur. En effet, la diminution de la puissance solaire incidente est significative lorsque le tube récepteur est dévié par rapport à la ligne focale d'environ 0,4mrad, (correspondant à des températures d'environ 355.5°C), la diminution devient de plus en plus importante pour les déviations supérieures à 0,8mrad, (correspondant à des températures $\leq 330.5^\circ\text{C}$), alors que des déviations excédant les 4.8mrad ont été enregistrées, pour une température du fluide caloporteur de 100°C (correspondant à un cas de démarrage après une nuit froide ou après une longue interruption de fonctionnement). L'étude numérique réalisée a révélé une diminution de la puissance solaire totale interceptée d'environ 38% dans la plage de température nominale de fonctionnement (293°C - 393°C) et jusqu'à 75% lorsque l'huile synthétique circulant dans les tubes récepteurs se trouve à des températures moins élevées que la plage précitée, d'environ 100°C.

L'ensemble des résultats de l'étude a été jugé satisfaisant. La validation des résultats de la modélisation du champ global sous langage "MATLAB", a été effectuée à travers la littérature (plateforme solaire d'Almeria - Espagne). La validation des résultats de la simulation à travers le logiciel de traçage des rayons "TONATIUH", a été effectuée à travers la littérature (plateforme solaire d'Almeria - Espagne) et valorisée à travers une publication internationale dans la revue "Energy".

CONCLUSION GENERALE

Dans le cadre de la préservation des ressources fossiles et le progrès dans le sens du développement durable, l'Algérie et à travers le programme national des énergies renouvelables, a déployé un montant considérable en faveur des projets de centrales solaires à concentration. Afin de concrétiser sa nouvelle politique énergétique, l'Algérie a été le premier pays africain à s'être engagé dans ce genre de projet, à travers l'installation d'une centrale solaire thermoélectrique hybride d'une capacité de 150MWe dont 25MWe produite par le biais d'un champ solaire à CCP, implantée à Hassi Rmel, un site connu pour son gisement solaire important mais aussi ses sols sableux et son climat aride et venteux.

Cette étude a permis de modéliser le champ solaire global de la centrale précitée et étudier l'influence du climat de Hassi Rmel sur les performances optique et thermique de cette dernière. Pour ce faire, nous avons commencé l'étude par donner un aperçu détaillé sur l'état de l'art des centrales solaires thermoélectriques notamment les centrales solaires à CCP. Nous avons mis le point sur le concept, les limites et les avancés de chacun des composants principaux des dispositifs cylindroparaboliques ; ceci à travers le premier chapitre et en préambule à la modélisation du champ solaire global, présentée dans le deuxième chapitre. Dans ce dernier toutes les équations (théoriques, empiriques et semi-empiriques) utilisées pour la modélisation des performances optique et thermique des dispositifs à CCP ont été abordées.

Afin de répondre aux hypothèses posées. On a eu recours à deux logiciels numérique : "Matlab", pour l'écriture et l'exécution des équations (la partie consacrée à la modélisation des performances du champ solaire global) et "Tonatiuh", un logiciel de modélisation optique, utilisant la méthode de ray tracing de Monte-Carlo (partie consacrée à la modélisation optique d'un CCP et la simulation d'une boucle solaire sous des conditions standards de fonctionnement). On a poursuivi la modélisation du champ solaire, par une étude paramétrique puis par la simulation d'une boucle solaire. La première a été réalisée afin d'évaluer l'influence du climat de Hassi Rmel sur les performances du champ solaire global, la seconde a été réalisée afin d'étudier l'influence de la température du fluide caloporteur sur l'intensité et la répartition du flux solaire incident sur les parois externes des tubes récepteurs étudiés. Ce qui nous a permis d'obtenir des courbes de productions et de performances journalières du champ solaire global ainsi que des histogrammes et des thermogrammes représentant la puissance et la répartition du flux solaire interceptés par les tubes absorbeurs étudiés.

Comme réponse aux hypothèses posées, les résultats ont révélé d'une grande influence de l'état de surface (propreté) des miroirs réfléchissants qui se traduit par une baisse du rendement global du champ de 1 à 11% pour des réflectivités allant de 0.90 à 0.82 et une réflectivité optimale considérée de 0.91. Quant à la température ambiante, les résultats ont révélé une faible influence de cette dernière sur le rendement global du champ solaire qui se traduit par une diminution maximale de ce dernier de plus de 2%, ceci pour des températures ambiantes plus faibles que la température optimale considérée (20°C), et une augmentation du rendement de plus de 2 % pour des températures ambiantes plus élevées que la température ambiante idéale considérée. Quant aux vitesses de vents les résultats ont révélé une très faible influence qui se traduit par la diminution du rendement de moins de 0.1% pour des vitesses de vents allant jusqu'à 50m/s, mais ceci est de loin la réalité, car des vitesses moyennes de vent excédant les 10m/s, entraînent l'interruption de la production (arrêt du suivi des CCP). Des vitesses encore plus élevées risquent de provoquer la déformation et l'altération des dispositifs à CCP, si ces derniers ne sont pas bien adaptés.

Quant aux résultats de la simulation, ces derniers ont révélé, une influence non négligeable (considérable) de la température de fonctionnement sur la défocalisation du tube récepteur entraînant une baisse de près de 38% de la puissance solaire incidente sur les parois externes des tubes récepteurs (enregistrée dans la plage de températures standard de fonctionnement) et une diminution atteignant les 75%, enregistrée pour des températures du fluide caloporteur de 100°C.

L'intégralité des résultats a été vérifiée et validée à travers la littérature (PSA). Toute fois le manque de données sur la centrale SPP1 (objet de notre étude), ne nous a pas permis d'aboutir à une comparaison concrète entre les résultats obtenus à travers le modèle établie et les données réelles (de l'exploitation) de la centrale SPP1.

Le modèle numérique établi, permet l'estimation de l'éclairement solaire direct incident et l'évaluation de : la puissance solaire incidente, les pertes thermiques à travers l'intégralité du champ solaire ainsi que la puissance thermique utile produite par le champ solaire global. Le modèle est interactif en fonction des données géographiques, climatiques et radiométriques du site étudié, il est interactif aussi en fonction des données physiques et optiques des dispositifs cylindroparaboliques ainsi que les dimensions des conduites et pipelines de raccordement.

Pour la poursuite du présent travail, il serait souhaitable de :

— Considérer le débit du fluide caloporteur circulant à l'intérieur des dispositifs à concentration, et de coupler cette étude, à une modélisation du générateur de vapeur solaire. Ceci, afin d'avoir un modèle complet traitant l'intégralité de la partie solaire de la centrale.

— Approfondir l'étude, par l'estimation des pertes de charges dans les tubes récepteurs, conduites et pipelines. Pour ceci, on recommande vivement l'utilisation des outils numériques appropriés.

— Inclure une étude qui prend en considération les fréquences et l'intensité des vents, et qui permet l'estimation de l'influence des heures d'arrêts journaliers causés par : des vents intenses, des opérations de nettoyage ou de maintenance des CCP, sur la production "solaire" de la centrale (contribution énergétique de la centrale qui est fixée à 5% minimum de la puissance globale de la centrale) et sur la consommation du gaz naturel.

— Consacrer une étude complète sur la thématique de : nettoyage et consommation d'eau, ainsi que les techniques de revalorisation de l'eau utilisée (dans des fins de nettoyage). En effet, les fréquences accélérées des opérations de nettoyage (un nettoyage permanent) du champ solaire du fait du caractère venteux du site de Hassi Rmel et ses sols sableux (entraînant la dégradation rapide et considérable de la réflectivité des miroirs) impliquent une consommation considérable de l'eau. Or que les réserves en eau sont précieuses et rarissimes, plus particulièrement dans les zones arides (site de Hassi Rmel).

— Permettre aux stagiaires et chercheurs algériens, l'accès à la centrale, contribuera efficacement à enrichir les connaissances de ces derniers. L'accessibilité aux données réelles de l'exploitation de la centrale et du site, permettra l'aboutissement et la réalisation de plusieurs recherches utiles, servant la politique nationale de transition énergétique vers les énergies renouvelables notamment le solaire thermique à concentration.

Pour terminer et en vue des problèmes relevés par les exploitants de la centrale SPP1 (vents de sables violent). On recommande l'adaptation de solutions simples et naturelles (privilegiées et vérifiées par la population locale – structure végétale) en guise de "brise-vent" afin de protéger le champ solaire et minimiser l'impact des vents de sables sur ce dernier.

ANNEXE A

Tableau A.1 : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées de par le monde

Tableau A.2 : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées en Espagne

Tableau A.3 : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées aux Etats-Unis

Tableau A.4 : Caractéristiques techniques de quelques CCP mis en service

Tableau A.1 : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées de par le monde, [33, 34]

Projets de par le monde	Pays & Lieu : données climatiques & Année d'inauguration	Capacité nette de la turbine & Production électrique	Ressource solaire & Eclairage direct moyen journalier-horizontale	Superficie (m²) & Surface spécifique-nette (m²/km)	Type de projet	Fluide de travail/ Transfer thermique	Type & Capacité de stockage thermique (h)
Ait- baha- Airlight Energy	Maroc Aggadir/Inezgane 2014	3 (MW) 2390 (MW _n /an)	2200 (W/m ² /an) 5.55 (kW/m ² /jour)	240000 80	Projet pilote	Air à pression ambiante	Lit de roche 5
Centrale hybride ISCC Beni Mathar	Maroc - 2010	20 (MW) 55000 (MW _n /an)	- -	-	Commercial	Therminol VP-1	- -
Archimede	Italie - 2010	4.72 (MW) 9200 (MW _n /an)	1936 (W/m ² /an) -	80000 16.95	-	Sels fondus	Sels fondus 8
Centrale ASE Demo	Italie Pérouse 2013	- 275 (MW _n /an)	1527 (W/m ² /an) 3.75 (kW/m ² /jour)	30000 20	Démonstration	Sel fondu	Sel fondu -
Bokpoort	Afrique du sud - 2016	50 (MW) 230000 (MW _n /an)	- -	1000000	Commercial	Dowtherm A	Sels fondus 9.30
KaXu Solar One	Afrique du sud - 2015	100 (MW) 330000 (MW _n /an)	- -	-	Commercial	Huile thermique	Sels fondus 2.50
Projet ISCC- cité de Medicine Hat	Canada Aéroport de Medicine Hat 2014	1.1 (MW) 1500 (MW _n /an)	- 4.04 (kW/m ² /jour)	- 0	Démonstration	Xceltherm SST	- -
Projet solaire de Godawari	Inde - 2013	50 (MW) 118000 (MW _n /an)	- -	1500000	Commercial	Dowtherm A	- -
Centrale solaire Megha	Inde Anantapur 2014	50 (MW) 110000 (MW _n /an)	- 5.34 (kW/m ² /jour)	2420000 30	Commercial	Xceltherm MK1	- -
Etablissement national puissance solaire thermique	Inde - 2014	1 (MW) -	- -	- 48.40	Démonstration	Therminol VP-1	- -
ISCC Hassi Rmel	Algérie Hassi Rmel 2011	20 (MW) -	- -	640000	Commercial	Huile thermique	- -
ISCC Kuraymat	Egypte Le Caire 2011	20 (MW) 34000 (MW _n /an)	2431 (W/m ² /an) 5.31(kW/m ² /jour)	- 32	Commercial	Therminol VP-1	- -
Shams 1	Emirats arabes unis - 2013	100 (MW) 210000 (MW _n /an)	1934 (W/m ² /an) -	2500000 25	Commercial	Therminol VP-1	- -

(Suite) **Tableau A.1** : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées de par le monde, [33, 34]

Thai Solar Energy 1 (TSE1)	Thaïlande Kanchanaburi 2012	5 (MW) 8000 (MW _n /an)	- 4.88 (kW/m ² /jour)	1100000 220	Commercial	Eau/vapeur d'eau	- -
----------------------------	-----------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------	----------------	------------	------------------	--------

Tableau A.2 : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées en Espagne, [33, 34]

Projets en Espagne	Année inauguration	Capacité de la turbine (MW)		Production électrique (MWh/an)	Superficie (m ²)	Type de projet	Surface spécifique nette (m ² /kW)	Fluide de travail	Capacité du stockage thermique	Type de stockage
		nette	brute							
Andasol-1 (AS-1)	2008	49.9	50	158000	2000000	Commercial	40.08	Huile thermique	7.5	Sels fondus
Andasol-2 (As-2)	2009	49.9	50	158000	2000000	Commercial	40.08	Dowtherm A	7.5	sel fondu
Andasol-3 (As-3)	2011	50	50	175000	2000000	-	40	Huile thermique	7.5	Sels fondus
Arcosol 50 (Valle 1)	2011	49.9	49.9	175000	2300000	-	46.09	Diphényle/Diphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Arenales	2013	50	50	166000	2200000	Commercial	44	Diphényle	7	Sels fondus
Aste 1A	2012	50	50	170000	1800000	Commercial	36	Dowtherm A	8	Sels fondus
Aste 1B	2012	50	50	170000	1800000	Commercial	36	Dowtherm A	8	Sels fondus
Astexol II	2012	50	50	170000	1600000	Commercial	32	Huile thermique	8	Sels fondus
Borges Termosolar	2012	22.5	25	098000	960000	Commercial	42.67	Huile thermique	-	-
Casablanca	2013	50	50	160000	2000000	Commercial	40	Diphényle/Biphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Enerstar	2013	50	50	100000	2140000	Commercial	42.8	Huile thermique	-	-
Extresol-1	2010	0	50	158000	2000000	Commercial	-	Diphényle/Biphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Extresol-2	2010	49.9	49.9	158000	2000000	Commercial	40.08	Diphényle/Biphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Extresol-3	2012	50	50	158000	2	Commercial	40	Diphényle/Biphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Guzmán	2012	50	50	104000	2	Commercial	40	Dowtherm A	-	-
Helioenergy 1	2011	50	50	95000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Helioenergy 2	2012	50	50	95000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Helios I	2012	50	50	97000	26	Commercial	52	Huile thermique	-	-
Helios II	2012	50	50	97000	26	Commercial	52	Xceltherm MK1	-	-

(Suite) **Tableau A.2** : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées en Espagne, [33, 34]

Ibersol Ciudad Real (Puertollano)	2009	50	50	103000	15	-	30	Diphenyl/Biphenyl oxyde - Dowtherm A	-	-
La Africana	2012	50	50	170000	252	Commercial	50.4	-	7.5	Sels fondus
La Dehesa	2011	49.9	49.9	175000	2	-	40.08	Diphenyl/Biphenyl oxyde	7.5	Sels fondus
La Florida	2010	50	50	175000	2	-	40	Diphenyl/Biphenyl oxyde	7.5	Sels fondus
La Risca	2009	50	50	105000	135	-	27	Biphenyl/Diphenyl oxyde	-	-
Lebrija 1	2011	50	50	120000	188	-	37.6	Therminol PV-1	-	-
Majadas I	2010	50	50	104000	135	-	27	Biphenyl/Diphenyl oxyde	-	-
Manchasol-1	2011	49.9	49.9	-	2	Commercial	40.08	Diphényle/Diphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Manchasol-2	2011	50	50	2208	2	Commercial	40	Diphényle/Diphényle oxyde	7.5	Sels fondus
Marôn	2012	50	50	100000	160	Commercial	32	Huile thermique	-	-
Olivenza 1	2012	50	50	100000	160	Commercial	32	Huile thermique	-	-
Orellana	2012	50	50	118000	186	Commercial	37.2	Huile thermique	-	-
Palma Del Rio I	2011	50	50	114500	135	-	27	Biphényle/Diphényle oxyde	-	-
Palma Del Rio II	2010	50	50	114500	135	-	27	Biphényle/Diphényle oxyde	-	-
Solaben 1	2013	50	50	100000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Solaben 2	2012	50		100000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Solaben 3	2012	50	50	100000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Solaben 6	2013	50	50	100000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Solacor 1	2012	50	50	100000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Solacor 2	2012	50	50	100000	11	Commercial	22	Huile thermique	-	-
Termesol 50 (Valle 2)	2011	49.9			23	-	46.09	Diphényle/Diphényle oxyde	7.5	Sel fondu
Termosol 1	2013	50			2	Commercial	40	Huile thermique	9	Sel fondu
Termosol 2	2013	50			2	Commercial	40	Huile thermique	9	Sel fondu

Tableau A.3 : Centrales Thermoélectriques à CCP implantées aux Etats-Unis, [33, 34]

Projets aux Etats-Unis	Capacité nette de la turbine (MW)	Année d'inauguration	Superficie (m²)	Surface spécifique nette (m²/kW)	Resource solaire (kWh/m²/an)	Production électrique
Projet Genesis Solar Energy	250	2014	7891370	31.57	-	580000
Holaniku à Keahole Point	2	2009	1214060	6.07	-	4030
Centre Martin Next Generation Solar Energy	75	2010	2023430	26.98	-	155000
Projet Mojave Solar	250	2014	7142702	28.57	-	600000
Nevada Solar One	72	2007	4000000	55.56	2636	134000
Centrale solaire Saguaro	1	2006	6474970	64.75	2636	2000
Station de génération Solana	250	2013	7800000	31.20	-	944000
Solar Electric Generation Station I (SEGS I)	13.8	1984	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station II (SEGS II)	30	1985	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station III (SEGS III)	30	1985	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station IV (SEGS IV)	30	1989	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station V (SEGS V)	30	1989	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station VI (SEGS VI)	30	1989	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station VII (SEGS VII)	30	1989	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station VIII (SEGS VIII)	80	1989	-	0	2725	-
Solar Electric Generation Station IX (SEGS IX)	80	1990	-	0	2725	-
Central hybride Stillwater GeoSolar	2	2015	84984	42.49	-	3000

Tableau A.4 : Caractéristiques techniques de quelques capteurs cylindroparaboliques mise en service [74]

Type de collecteur	LS-2	LS-3	EuroTrough	ENEA	SGX-2	Sener trough	Helio trough	Sky trough	Solel Siemens LS6	Solarite SL 4600
année	1985	1989	2002	2004	~ 2005	2005	2009	2010	-	2010
Structure	Tube de torsion	Charpente métallique triangulée V	Boite de torsion	Tube de tension	Structure spatiale en Aluminium extrudé	Tube de torsion- Bras cantilevers	Tube de torsion	Structure spatiale en Aluminium extrudé	Tube de torsion	Fibre de verre et corps en résine avec une structure spatiale
Longueur totale du capteur	47m	99m	100-150m	100m	100-150m	150m	191m	115m	99m	-
Longueur du module	-	12m	12m	12.5m	12m	12m	19.1m	14m	-	12m
largeur	5m	5.7m	5.76m	5.76m	5.77m	5.76m	6.77m	6m	5.77m	4.60m
Distance focale	1.49	1.71	1.71	1.8		1.70	1.71	1.71		
Angle d'ouverture	80°	80°	80°	~77°	-	80°	89.5°	82.5°	-	-
Facteur de concentration géométrique	71	82	82	75-80	82	~80	76	75	-	-
Diamètre du tube absorbeur	0.07m	0.07m	0.07m	-	0.07m	0.07m	0.09m	0.08m	-	-
Lieu d'implantation	SEGS - USA	SEGS - USA	SEGS V-ASA Andasol 1-2-3 Espagne Kuraymat Egypte	Centrale Archimede Italie	Saguaro Nevada Solar one USA	Extresol 1-2 Espagne	Boucle sous tests – SEGS USA	Boucle sous tests - SEGS USA	Lebrija Espagne	Kanchanaburi Thaïlande

ANNEXE B

Dans cette annexe nous joignons toutes les équations utilisées dans la modélisation de l'éclairement solaire direct, nous avons tâché aussi de définir tous les paramètres qui rentrent dans le cadre de cette partie de l'étude.

B.1. Les paramètres géographiques (repérage d'un lieu)

Un lieu ou un point à la surface de la terre est repéré par deux coordonnées angulaires : la latitude " φ " et la longitude " λ "

— La longitude, " λ ", est la mesure de l'angle entre le méridien du lieu (ou se trouve le site ou l'objet terrestre) et le méridien d'origine (Greenwich). Les lieux qui se situent à l'Est du méridien d'origine sont comptés positivement à l'inverse des lieux qui se trouvent en son côté Ouest qui sont comptés négativement. La terre compte 23 méridiens séparés (trais "arcs" imaginaires allant du pôle Nord au pôle sud) de 15° donnant naissance au fuseau horaire de 24 heures.

— La latitude, " φ ", permet de repérer un lieu ou un objet terrestre à travers la mesure de la distance angulaire entre ce dernier et l'équateur (le cercle imaginaire qui découpe la terre en son milieu en côté Nord, se trouvant en haut de l'équateur, et en côté Sud se trouvant en bas de l'équateur). Elle varie de l'équateur (0°) à 90° au pôle Nord, et de l'équateur (0°) à -90° au pôle Sud.

B.2. Les paramètres horaires

B.2.1. Les temps solaires

Parmi les paramètres horaire on retrouve: le temps universel ; le temps solaire local ; l'équation du temps et le temps solaire vrai.

— Le temps universel, " TU ", est défini par l'heure de passage du soleil au méridien d'origine.

— La différence entre temps solaire local et temps universel est appelée correction de longitude, le temps solaire local, " TSL ", peut être alors exprimé par la relation qui suit, [170] :

$$TSL = TU + \frac{\lambda}{15} \quad [\text{Heure}] \quad (\text{B. 1})$$

— L'écart entre le temps solaire vrai "*TSV*" et le temps solaire local "*TSL*" est désigné sous le terme "équation du temps", " Δt ", son expression est donnée par la référence, [170], comme suit :

$$\Delta t = 229.2. (0.000075 + 0.001868. \cos \beta - 0.032077. \sin \beta - 0.01461. \cos 2\beta - 0.04089. \sin 2\beta) \quad [\text{Minute}] \quad (\text{B.2})$$

Avec :

$$\beta = (n - 1) * \frac{360}{365} \quad (\text{B.3})$$

Et : n , nombre de jours Julian écoulés depuis le premier janvier.

— Le temps solaire vrai, "*TSV*", est donc le temps solaire local corrigé par l'équation du temps, c'est une donnée astronomique universelle liée à l'excentricité de l'orbite de la terre autour du soleil. Il est calculé par la relation qui suit, [170] :

$$TSV = TSL + \frac{\Delta t}{60} \quad [\text{Heure}] \quad (\text{B.4})$$

Ou encore exprimé comme suit, en substituant l'équation (B.1) dans (B.4):

$$TSV = TU + \frac{\lambda}{15} + \frac{\Delta t}{60} \quad [\text{Heure}] \quad (\text{B.5})$$

B.2.2.L'angle horaire, " ω "

L'angle horaire du soleil est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. C'est la mesure de l'arc de trajectoire du soleil compris entre le soleil et le plan méridien du lieu. Il est évalué comme suit :

$$\omega = 15 * (TSV - 12) \quad [\text{Degré}] \quad (\text{B.6})$$

En remplaçant, "*TSV*", par son expression (B.6), l'expression de l'angle horaire peut alors, être exprimée comme suit :

$$\omega = 15 * \left(TU + \frac{\lambda}{15} + \Delta t - 12 \right) \quad [\text{Degré}] \quad (\text{B.7})$$

B.2.3. La déclinaison du soleil, " δ "

La déclinaison solaire " δ " est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons de + 23°27', pour le

solstice d'été (22 juin) et $-23^{\circ}27'$ pour le solstice d'hivers (22 décembre), et 0° pour les deux équinoxes (d'automne "23 septembre" et de printemps "21 mars").

Pour les autres jours de l'année, la déclinaison solaire peut être évaluée par la relation suivante, [168]:

$$\sin(\delta) = 0.3978 * \sin(N_p - 1.4 + 0.0355 * \sin(N_p - 0.0489)) \quad [\text{Degrés}] \quad (\text{B.8})$$

Avec :

$$N_p = 2\pi * \left(\frac{n}{365.25}\right) \quad (\text{B.9})$$

B.3. Les paramètres de position (repérage du soleil)

Les coordonnées Altazimutales ou dites horizontales sont des coordonnées qui permettent de repérer la position d'un objet céleste (le soleil dans notre cas) par rapport à la terre à travers deux angles, qui sont : la hauteur angulaire du soleil et l'Azimut de ce dernier.

— La hauteur angulaire ou la hauteur du soleil est l'angle, "h", formé par le plan horizontal du lieu d'observation et la direction du soleil, il est évalué par la relation suivante, [168] :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) * \cos(\delta) * \cos(\omega) \quad [\text{Degré}] \quad (\text{B.10})$$

De la hauteur, "h", on peut déduire les heures du lever et du coucher de soleil. En remplaçant, "h", par la valeur "0";

- L'angle horaire au lever ou coucher du soleil, s'écrit alors comme suit :

$$\cos(\omega_0) = -(\tan(\varphi) * \tan(\delta)) \quad [\text{Degré}] \quad (\text{B.11})$$

— L'angle d'Azimut, c'est l'angle compris entre le méridien du lieu et la projection de ce dernier sur le plan vertical en direction du sud. L'origine des azimuts correspond à la direction du sud dans l'hémisphère Nord, il peut être évalué par la relation qui suit, [156].

$$\text{Azimut} = 360 + \sin^{-1}\left(\frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h}\right) \quad [\text{Degré}] \quad (\text{B.12})$$

Pour: $\cos(\omega) < \frac{\tan \delta}{\tan \varphi}$

Et :

$$Azimut = 180 - \sin^{-1}\left(\frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h}\right) \quad [\text{Degré}] \quad (\text{B.13})$$

$$\text{Pour: } \cos(\omega) \geq \frac{\tan \delta}{\tan \varphi}$$

B.4. Les paramètres atmosphériques

— Le facteur de Link, le coefficient de trouble total de Link est un paramètre atmosphérique qui regroupe les diverses extinctions que subit le rayonnement solaire (absorption et diffusion par les composants de l'atmosphère tels les aérosols et la vapeur d'eau) dans un seul coefficient appelé trouble de Link ou trouble atmosphérique, noté " T_L ". Par définition il est le nombre d'atmosphères pures et sèches qu'il faudrait accumuler pour provoquer la même extinction intégrale du rayonnement direct subit par une atmosphère réelle, il s'exprime par la relation suivante, [169].

$$T_L = \frac{\delta_{Réelle}}{\delta_{Idéal}} \quad (\text{B.14})$$

Avec :

$\delta_{Réel}$: Epaisseur optique Réelle

$\delta_{Idéal}$: Epaisseur optique idéale

Le fait du manque des données expérimentales, nous avons choisi de nous référer aux données issues du projet SoDa [197, 198], qui grâce à sa base de données, nous a permis d'obtenir des valeurs mensuelles du facteur de trouble de Link, en fonction des coordonnées géographiques des lieux choisis. Nous représentons sous forme de tableau (voir tableau B.1), les valeurs mensuelles du trouble de Link, [198], pour les sites de : Hassi Rmel (1), Tilghemt (2), Laghouat (3), Ghardaïa (4), Higuera (5), et Almería (6), en Espagne.

Tableau B.1 : Valeurs mensuelles du trouble de Link, [198], pour les sites: Hassi Rmel (1), Tilghemt (2), Laghouat (3), Ghardaïa (4), Higuera (Espagne) (5) et Almería (6) (en Espagne)

Sites	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
(1)	2.9	3	3.2	3.6	3.9	4.1	4.3	4.3	4	3.3	2.9	2.9
(2)	3	3.1	3.1	3.6	3.7	3.9	4.1	4.2	4	3.6	3.2	3
(3)	3.1	3.2	2.9	3.6	3.5	3.7	4	3.9	3.6	3.4	3	2.7
(4)	3.1	3.5	3.1	3.9	4	4.8	5.1	5.2	4.9	4.3	3.7	3.6
(5)	3	3.3	3.1	3.7	3.8	4.2	4.6	4.6	4.3	3.9	3.4	3.2
(6)	2.8	3	2.9	3.5	3.6	3.9	4.1	4	3.8	2.9	2.7	2.3

— La masse atmosphérique, on appelle masse d'air optique, “ m_a ”, le rapport de la masse d'atmosphère traversée par le rayon direct au cours de sa trajectoire pour atteindre le sol (par ciel clair), à la masse traversée verticalement au niveau de la mer. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations, [169]. La masse d'air optique est évaluée d'après Hofierka et Suri, [168], en utilisant l'expression modifiée de Kasten, son expression est donnée comme suit, [168]:

$$m_A = \frac{\frac{P}{P_0}}{\sin(h^{cor}) + 0.50572 * (h^{cor} + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (\text{B.15})$$

Avec, [168] :

$$\frac{P}{P_0} = \exp\left(\frac{-Z}{8434.5}\right) \quad (\text{B.16})$$

Et, [168] :

$$h^{cor} = h + \left[0.061359 * \frac{0.1594 + (1.1230 * h) + (0.065656 * h^2)}{1 + (28.9344 * h) + (277.3971 * h^2)} \right] \quad (\text{B.17})$$

— L'épaisseur optique de l'air ou épaisseur optique de Rayleigh est défini comme étant l'épaisseur optique totale d'une atmosphère “idéale” sans nuage ni vapeur d'eau ni aérosols. Pour l'évaluation de ce paramètre, nous avons utilisé l'expression proposée par le modèle r.sun et qui permet le calcul de l'épaisseur de Rayleigh pour différentes valeurs de la masse optique ($m_A > 20$ et $m_A < 20$), à travers une formule modifiée de Kasten qui présentait (avant qu'elle ne soit modifiée par le modèle r.sun) une divergence pour des valeurs de masse optique, “ $m_A > 20$ ”. L'expression proposé par le modèle r.sun permettant le calcul de l'épaisseur optique de Rayleigh est donnée par la relation qui suit, [168] :

$$(\delta_{Ray})^{-1} = 6.6296 + (1.7513 * m_A) - (0.1202 * m_A^2) + (0.0065 * m_A^3) - (0.00013 * m_A^4) \quad (\text{B.18})$$

Pour : ($m_A \leq 20$) ;

Et :

$$(\delta_{Ray})^{-1} = 10.4 + (0.718 * m_A) \quad (\text{B.19})$$

Pour : ($m_A > 20$)

B.5. Eclairement solaire hors atmosphère

Hors de l'atmosphère terrestre, l'éclairement solaire moyen incident sur une surface perpendiculaire à la direction des rayons solaires est égal à, " $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ ", cette puissance (par unité de surface) est nommée constante solaire et est notée, " I_0 ". Afin d'évaluer l'éclairement solaire extraterrestre, un facteur de correction noté, " F ", tenant compte de la distance variable entre la terre et le soleil est associé à la constante solaire. L'expression de l'éclairement solaire reçu hors atmosphère est donnée par la relation suivante, [168] :

$$E_o = I_o * F \quad (\text{B.20})$$

Avec :

F : Facteur de correction de la distance terre - soleil, il peut être évalué par la relation qui suit, [168] :

$$F = 1 + 0.03344 * \cos(N_p - 0.048869) \quad (\text{B.21})$$

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

Abréviations

- ASE* : Archimede Solar Energy (compagnie italienne)
- ASTRO* : Abengoa Solar Trough (type de concentrateur cylindroparabolique développé par la société Abengoa)
- BOO* : Built Own Operate (concevoir, exploiter et entretenir)
- Carbon_steel* : Fer carbonisé
- CCP* : Concentrateur cylindroparabolique
- CNRS – PROMES* : Centre national de la recherche scientifique-Le Laboratoire PROcédés, Matériaux et Energie Solaire
- CSP* : Système de concentration solaire (concentrating solar power)
- COP21* : Conférence des parties (21 ème conférence mondiale annuelle sur l'environnement, maintenue à Paris en 2015 - France)
- CCB* : Centrales à capteurs paraboliques
- CLF* : Centrales à miroirs de Fresnel
- CTS* : Centrales à tour solaire
- DISS* : Direct Solar Steam (génération directe de vapeur d'eau)
- DLR* : Centre de recherche allemand pour l'aéronautique et l'astronautique
- DNI* : Eclairement solaire normal direct, il peut être référé aussi à l'irradiation solaire directe (en chapitre 01)
- DESERTEC* : Projet éco-énergétique de grande envergure qui prévoit l'exploitation du potentiel énergétique des déserts d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient afin d'approvisionner durablement les régions d'Europe en électricité verte (solaire et éolien)
- EJ* : Exajoule, unité de mesure d'énergie, valant 10^{18} Joules
- ESTELA* : European Solar Thermal Electricity Association (association européenne d'électricité solaire thermique)
- GreenPeace International* : Organisation internationale non gouvernementale de protection de l'environnement
- GVS* : Générateur de vapeur solaire
- HRSR* : Heat Recovery Steam Generator (Générateur de vapeur à récupération de chaleur)
- HTF* : Heat Transfer Fluid (fluide caloporteur)
- HVDC* : High Voltage Direct Current (courant continu à haute tension)
- INDITEP* : Integration of Direct steam generation Technology for Electricity Production (Intégration de la technologie de production directe de vapeur pour la production d'électricité)
- ISCC* : Integrated Solar Combined Cycle (cycle combinant l'énergie solaire et l'énergie fossile pour la production de l'électricité)
- ISST* : Institut allemand de technologie d'approvisionnement en énergie solaire
- MENA* : Moyen Orient et pays Nord Africains
- NEAL* : New Energy Algeria (société algérienne, dissoute en 2012)

<i>NREL</i>	: National renewable energy laboratory (laboratoire national d'énergie renouvelable)
<i>PSA</i>	: Plataforma solar de Almeria (plateforme solaire d'Almeria)
<i>PTC</i>	: Parabolic-trough collector
<i>ray – tracing</i>	: Méthode du tracer des rayons
<i>SEGS</i>	: Solar Energy Generating Systems (Systèmes solaire producteurs d'énergie)
<i>SolarPaces</i>	: Solar Power & Chemical Energy Systems, programme international de l'agence internationale d'énergie, ils ont joué un rôle crucial dans le domaine de la recherche et le développement des dispositifs et projets de centrales solaires thermiques à concentration, depuis sa création dans les années 1977.
<i>SPP1</i>	: Solar Power Plant 1, centrale hybride (solaire-gaz) de Hassi R'mel
<i>SVH</i>	: Sonatrach Valorisation des Hydrocarbures
<i>TG</i>	: Turbine à gaz
<i>Tot</i>	: Total
<i>TV</i>	: Turbine à vapeur
<i>TW</i>	: Téravatts, unité de mesure de la puissance, valant 10^{12} Watts
<i>VP – 1</i>	: Type d'huile synthétique
<i>VSHOT</i>	: Visual Scanning Hartmann Optical Tester

Symboles

<i>a</i>	: Coefficient d'accommodation
<i>A</i>	: Surface, en (m^2)
<i>A_f</i>	: Facteur géométrique
<i>Azimut</i>	: Angle d'azimut
<i>b</i>	: Coefficient d'interaction intermoléculaire
<i>C_g</i>	: Facteur de concentration géométrique
<i>C_p</i>	: Capacité thermique massique, en ($J/kg.K$)
<i>D</i>	: Diamètre du tube récepteur (m)
<i>Dec</i>	: Déviations angulaires ($mrad$)
<i>Dro</i>	: Diamètre externe du tube absorbeur métallique, en (m)
<i>Dvo</i>	: Diamètre externe du tube en verre, en (m)
<i>E</i>	: Éclairement solaire incident, en (W/m^2)
<i>E₀</i>	: Eclairement solaire hors atmosphère, en (W/m^2)
<i>E_{int}</i>	: Energie interne du système
<i>f</i>	: distance focale de la parabole, en (m)
<i>f</i>	: Facteur de friction
<i>F_e</i>	: Facteur de salissure
<i>g</i>	: Gravité estimée à 9.81, en (m/s^2)
<i>h</i>	: Hauteur du soleil
<i>h_{f_{i,e}}</i>	: Enthalpie massique, spécifique, en (kJ/kg)
<i>H</i>	: Coefficient de pertes thermiques, en ($W/m^2 K$)

K	: Conductivité thermique, en $(W / m.K)$
L	: Longueur, en (m)
$m_{Acier\ inox}$: Masse, en (kg)
m_A	: Masse d'air optique
\dot{m}	: Débit massique du fluide caloporteur, (kg/s)
N_u	: Nombre de Nusselt
P	: Périmètre, en (m)
P_a	: Pression, en $(mmHg)$
P_r	: Nombre de Prandtl
\dot{q}	: Flux thermique échangé, par unité de longueur du tube récepteur, en (W/m)
\dot{Q}_{inc}	: Puissance incidente, (kW)
\dot{Q}_p	: Puissance perdue, (kW)
\dot{Q}_{utile}	: Puissance utile, (kW)
r_1	: Rayon interne (conduite et pipeline métalliques)
r_2	: Rayon externe (conduite et pipeline métalliques)
r_s	: Rayon externe de la couche d'isolation recouvrant les conduites et pipelines métalliques
Ra	: Nombre de Rayleigh
Re	: nombre de Reynolds
R_{th}	: Résistance thermique
T	: Température
T_L	: Facteur de Link
T_s	: Température à la surface de la section étudiée (conduites, pipelines)
U_L	: Coefficient de pertes thermiques global, en $(W/m^2.K)$
V	: Volume, en (m^3)
V_{vent}	: Vitesse du vent, en (m/s)
W_m	: Largeur de l'ouverture du collecteur, en (m)
(x,y,z)	: Coordonnées de la parabole

Lettres grécques

α	: Absorbivité du tube métallique
α	: Coefficient de dilatation thermique linéaire, en $(^{\circ}C^{-1})$
$\alpha_{5,6}$: Diffusivité thermique, en (m^2/s)
β	: Coefficient de dilatation thermique volumétrique, en $(K^{(-1)})$
ΔT	: Gradient de température
λ	: Chemin-libre moyen entre les collisions d'une molécule, en (cm)
γ	: Facteur d'interception
γ_0	: Rapport de chaleurs spécifique
ν	: Viscosité cinématique, en (m^2/s)
ϕ	: Angle d'ouverture du collecteur
θ	: Angle d'incidence
$K(\theta)$: Angle d'incidence modifié

ρ	: Réflectivité des miroirs
ρ	: Masse volumique, en (kg/m^3)
τ	: Transmittivité du tube en verre
μ	: Viscosité dynamique, en $(kg/m.s)$
ε	: Coefficient d'émissivité
σ	: Constante de Stefan-Boltzmann égale à $(5.67 * 10^{-8} W/m^2K^4)$
σ	: Ecart type
η_g	: Rendement global
$\eta_{opt,0}$: Rendement optique optimal
η_{opt}	: Rendement optique à des incidences non nulles
η_{th}	: Rendement thermique
δ	: Diamètre moléculaire du gaz occupant l'espace annulaire, en (cm)
δ_{Ray}	: Epaisseur optique de Rayleigh

Indices

<i>a</i> ou <i>abs</i>	: En référence au tube absorbeur
<i>amb</i>	: Ambiance
<i>carb</i>	: Carbonisé
<i>Ciel</i>	: En référence au ciel
<i>coll</i>	: En référence au collecteur
<i>cond</i>	: Transfert thermique par conduction
<i>conv</i>	: Transfert thermique par convection
<i>e</i>	: Entrée
<i>fi</i>	: En référence au fluide caloporteur
<i>inox</i>	: Inoxydable
<i>isol</i>	: En référence à l'isolant thermique
<i>m</i>	: En référence à l'ouverture réfléchissante (les miroirs)
<i>moy</i>	: Moyen
<i>ray</i>	: Transfert thermique par rayonnement
<i>s</i>	: Sortie
<i>std</i>	: Conditions standards
<i>supp</i>	: En référence aux (bras métalliques) supports qui maintiennent les tubes récepteurs
<i>v</i>	: En référence au tube en verre
1	: En référence au fluide caloporteur circulant à l'intérieur des tubes absorbeurs
2	: En référence à la paroi interne du tube absorbeur métallique
3	: En référence à la paroi externe du tube absorbeur métallique
4	: En référence à la paroi interne du tube récepteur en verre
5	: En référence à la paroi externe du tube récepteur en verre
6	: En référence à l'air ambiant
7	: En référence au ciel

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] S. A. Kalogirou, "Environmental Characteristics," *Solar Energy Engineering*, pp. 51–123, Jan. 2014.
- [2] Y. Goswami, *Principles of Solar Engineering*, 3rd ed. Boca Raton (Floride), New York -Etats Unis , London - Angleterre: Taylor & Francis Web & CRC Press, 2015.
- [3] G. Flamant, "Fours solaires," *Techniques de l'ingénieur*, vol. 33, no. Avril, pp. 0–12, 2012.
- [4] R. Pasquett, "Chauffage de fluides par capteurs solaires à concentration," *Techniques de l'ingénieur*, vol. 33, no. Avril, p. 25, 2012.
- [5] A. Ferrière, "Les centrales solaires thermodynamiques," *Techniques de l'ingénieur*, vol. 33, no. Avril, p. 23, 2012.
- [6] A. Ferriere, "Les centrales solaires thermodynamiques : l'état de l'art et les perspectives mondiales," in *Les énergies renouvelables : l'alternative sans crise*, Colloque de l'Institut ENSAM, 2005, pp. 1–15.
- [7] Zekai Sen, *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy*. Istanbul, Turquie: Springer, 2008.
- [8] K. Williges, J. Lilliestam, and A. Patt, "Making concentrated solar power competitive with coal: The costs of a European feed-in tariff," *Energy Policy*, vol. 38, no. 6, pp. 3089–3097, 2010.
- [9] "Concentrating Solar Power Projects by Country." [Online]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/by-country>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [10] D. Vallentin, P. Viebahn, and J. Oos, "Economic Opportunities for the German Industry Resulting from a Global Deployment of CSP Technologies," Wuppertal, Allemagne, 2009.
- [11] F. Trieb, M. O'Sullivan, T. Pregger, C. Schillings, and W. Krewitt, "Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe: Potential , Infrastructure and Cost," Stuttgart, Allemagne, 2009.
- [12] F. Trieb, C. Schillings, M. O. Sullivan, T. Pregger, and C. Hoyer-klick, "Global Potential of Concentrating Solar Power," in *SolarPaces Conference*, 2009, no. Septembre, pp. 1–11.
- [13] F. Trieb, C. Hoyer-Klick, and C. Schillings, "DLR - Institut für Technische Thermodynamik - Global Concentrating Solar Power Potentials." [Online]. Available: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-16596/. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [14] P. Viebahn, Y. Lechon, and F. Trieb, "The potential role of concentrated

- solar power (CSP) in Africa and Europe-A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 8, pp. 4420–4430, 2011.
- [15] SolarPACES, “CSP Projects Around the World - SolarPACES.” [Online]. Available: <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [16] Sven Teske, L. Crespo, and C. Richter, “Solar Thermal Electricity. Global Outlook 2016,” 2016.
- [17] “desertec | DESERTEC-Atlas - Energy Partnership with Africa.” [Online]. Available: www.desertec.org/desertec-atlas. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [18] T. Samus, B. Lang, and H. Rohn, “Assessing the natural resource use and the resource efficiency potential of the Desertec concept,” *Solar Energy*, vol. 87, pp. 176–183, 2013.
- [19] K. Backhaus, P. Gausling, and L. Hildebrand, “Comparing the incomparable : Lessons to be learned from models evaluating the feasibility of Desertec,” *Energy*, vol. 82, pp. 905–913, 2015.
- [20] A. Fernandez-Garcia, E. Zarza, L. Valenzuela, and M.Perez, “Parabolic-trough solar collectors and their applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1695–1721, 2010.
- [21] M. Balghouthi, S. E. Trabelsi, M. Ben Amara, A. Bel, and H. Ali, “Potential of concentrating solar power (CSP) technology in Tunisia and the possibility of interconnection with Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1227–1248, 2016.
- [22] M.E., “Ministère de l’Énergie - Algérie - Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l’Energie,” Ministère de l’énergie, 2016. [Online]. Available: <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-l-energie> . [Accessed: 15-Jun-2019].
- [23] S. Bouchaib, “Objectifs du programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030) - Portail Algérien des Energies Renouvelables.” [Online]. Available: <https://portail.cder.dz/spip.php?article4565>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [24] M.E., “Ministère de l’Énergie - Algérie - Projet Centrale Hybride Solaire Gaz de 150 MW.” [Online]. Available: www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=projet-centrale-hybride-solaire-gaz-de-150-mw. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [25] N. El gharbi, “La centrale hybride de Hassi R’mel,” 2012. [Online]. Available: <https://portail.cder.dz/spip.php?article1960>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [26] “Guide des Energies Renouvelables,” Ministère de l’Energie et des Mines, 2007.
- [27] C. Silvi, “Chapter 10 ISES-ITALIA Section of the International Solar Energy Society (1964-1980),” Rome, Italie: Gruppo per la Storia dell’ Energia Solare

- (ISES-Groupe, pour l'histoire de l'énergie solaire), 1980, pp. 235–258.
- [28] M. Romero-alvarez and E. Zarza, "Concentrating solar thermal power," in *Handbook of energy efficiency and renewable energy*, 1st ed., D. Yogi Goswami and F. Kreith, Eds. Boca Raton (Floride), Etats Unis: Taylor & Francis Group, LLC, 2007, pp. 21-1:21-92 (1560).
- [29] D. Mills, "Advances in solar thermal electricity technology," *Solar Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 19–31, 2004.
- [30] V. K. Jebasingh and G. M. J. Herbert, "A review of solar parabolic trough collector," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 1085–1091, 2016.
- [31] F. J. Cabrera, A. Fernandez-Garcia, R. M. P. Silva, and M. Perez-Garcia, "Use of parabolic trough solar collectors for solar refrigeration and air-conditioning applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 103–118, 2013.
- [32] IAE-2019, "Renewables 2018 Market analysis and forecast from 2018 to 2023." [Online]. Available: <https://www.iea.org/renewables2018/power/>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [33] M. T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah, and R. Saidur, "A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, no. November 2017, pp. 987–1018, 2018.
- [34] "Concentrating Solar Power Projects," U.S. department of Energy. [Online]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [35] D. Y. Goswami and F. Kreith, *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, vol. 20070849. CRC Press, 2007.
- [36] "How CSP Works: Tower, Trough, Fresnel or Dish - SolarPACES," 2018. [Online]. Available: <http://www.solarpaces.org/how-csp-works/>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [37] G. Hashem, M. J. R. Abdunnabi, K. Hossin, Y. Aldali, and B. Belgasim, "The potential of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Libya," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, no. March, pp. 1–15, 2018.
- [38] M. H. Ahmadi et al., "Solar power technology for electricity generation: A critical review," *Energy Science and Engineering*, vol. 6, no. 5, pp. 340–361, 2018.
- [39] J. Settino et al., "Overview of solar technologies for electricity, heating and cooling production," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, no. March, pp. 892–909, 2018.
- [40] O. Ogunmodimu and E. C. Okoroigwe, "Concentrating solar power technologies for solar thermal grid electricity in Nigeria: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, no. May 2016, pp.

104–119, 2018.

- [41] P. del Río, C. Peñasco, and P. Mir-Artigues, “An overview of drivers and barriers to concentrated solar power in the European Union,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, no. June 2016, pp. 1019–1029, 2018.
- [42] C. M. I. Hussain, B. Norton, and A. Duffy, “Technological assessment of different solar-biomass systems for hybrid power generation in Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 1115–1129, 2017.
- [43] M. S. Guney, “Solar power and application methods,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 776–785, 2016.
- [44] C. Lamnatou and D. Chemisana, “Concentrating solar systems: Life Cycle Assessment (LCA) and environmental issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, no. December 2016, pp. 916–932, 2017.
- [45] A. Kassem, K. Al-Haddad, and D. Komljenovic, “Concentrated solar thermal power in Saudi Arabia: Definition and simulation of alternative scenarios,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, no. May, pp. 75–91, 2017.
- [46] A. Kumar, O. Prakash, and A. Dube, “A review on progress of concentrated solar power in India,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, no. May, pp. 304–307, 2017.
- [47] S. Pramanik and R. V. Ravikrishna, “A review of concentrated solar power hybrid technologies,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 127, no. August, pp. 602–637, 2017.
- [48] J. Khan and M. H. Arsalan, “Solar power technologies for sustainable electricity generation - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 414–425, 2016.
- [49] E. D. Rogdakis and I. P. Koronaki, *Renewable Energy Engineering: Solar, Wind, Biomass, Hydrogen and Geothermal Energy Systems*. 2018.
- [50] M. B. Michael, E. T. Akinlabi, and T. Jen, “A Review of Solar Thermal Systems Utilization for Industrial Process Heat Applications,” *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2016 Vol II WCECS 2016*, October 19-21, 2016, San Francisco, USA, vol. II, pp. 19–23, 2016.
- [51] M. K. Gupta, S. C. Kaushik, K. R. Ranjan, N. L. Panwar, V. S. Reddy, and S. K. Tyagi, “Thermodynamic performance evaluation of solar and other thermal power generation systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 567–582, 2015.
- [52] S. Suman, M. K. Khan, and M. Pathak, “Performance enhancement of solar collectors - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 192–210, 2015.
- [53] D. A. Baharoon, H. A. Rahman, W. Z. W. Omar, and S. O. Fadhl, “Historical

- development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 996–1027, 2015.
- [54] V. Siva Reddy, S. C. Kaushik, K. R. Ranjan, and S. K. Tyagi, “State-of-the-art of solar thermal power plants - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 258–273, 2013.
- [55] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degreè, and G. Cacères, “Concentrated solar power plants: Review and design methodology,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 466–481, 2013.
- [56] O. Behar, A. Khellaf, and K. Mohammedi, “A review of studies on central receiver solar thermal power plants,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 12–39, 2013.
- [57] T. M. Pavlović, I. S. Radonjić, D. D. Milosavljević, and L. S. Pantić, “A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 6, pp. 3891–3902, 2012.
- [58] Y. Chu, “Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies,” 2011.
- [59] W. Zhang, “Concentrating Solar Power - State of the Art, Cost Analysis and Pre-Feasibility Study for the Implementation in China,” *Université de Stuttgart, Allemagne*, 2009.
- [60] M. Medrano, A. Gil, I. Martorell, X. Potau, and L. F. Cabeza, “State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation . Part 2 — Case studies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 56–72, 2010.
- [61] J. Lappalainen, E. Hakkarainen, T. Sihvonon, and M. M. Rodríguez-garcía, “Modelling a molten salt thermal energy system – A validation study,” *Applied Energy*, vol. 233–234, no. October 2018, pp. 126–145, 2019.
- [62] J. Sattler et al., “Advanced CSP Teaching Materials Chapter 9 Thermal Energy Storage.”
- [63] M. M. Rodríguez-garcía, P. Frau, and E. Rojas, “Operational experience in an experimental molten salt thermal storage . The MOSA facility,” in *AIP Conference Proceedings 2033*, 2018, vol. 090024, no. November.
- [64] D. Fernandes, F. Pitié, G. Cáceres, and J. Baeyens, “Thermal energy storage: ‘How previous findings determine current research priorities,’” *Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 246–257, 2012.
- [65] F. Agyenim, N. Hewitt, P. Eames, and M. Smyth, “A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS),” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 615–628, 2010.
- [66] L. F. Cabeza and H. Mehling, “Review on thermal energy storage with phase

- change: materials, heat transfer analysis and applications,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 23, pp. 251–283, 2003.
- [67] Zhen-Xiang Gong and A. S. Mujumdar, “thermodynamic of the thermal process in energy storage using multiple phase change materials,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 17, no. 11, pp. 1067–1083, 1997.
- [68] F. Missera, “Le solaire thermique point sur les technologies,” *Maison des Bio Energies*, 2010.
- [69] O. Behar, A. Khellaf, K. Mohammedi, and S. Ait-kaci, “A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 223–250, 2014.
- [70] O. Behar, “Solar thermal power plants – A review of configurations and performance comparison,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, no. October 2017, pp. 608–627, 2018.
- [71] G. Picotti, P. Borghesani, M. E. Cholette, and G. Manzoloni, “Soiling of solar collectors – Modelling approaches for airborne dust and its interactions with surfaces,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. April 2016, 2017.
- [72] L. A. B. Pilkington, “Review Lecture . The Float Glass Process,” *Proceedings The Royal Of Society A, Mathematical, Physical & Engineering Sciences*, vol. 314, pp. 1–25, 1969.
- [73] P. King, “Techniques for the characterisation of mirror surfaces for concentrating solar power applications,” *Université de Cranfield, Angleterre*, 2014.
- [74] M. Günther, M. Joemann, and S. Csambor, “Advanced CSP Teaching Materials Chapter 5 Parabolic Trough Technology.”
- [75] D. J. Griffith, L. Vhengani, and M. Maliage, “Measurements of mirror soiling at a candidate CSP site,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1371–1378, 2014.
- [76] R. Huang, “High precision optical surface metrology using deflectometry,” *Université d’Arizona, Etats Unis*, 2015.
- [77] T. L. Zobrist, “Application of laser tracker technology for measuring optical surfaces,” *Université d’Arizona*, 2009.
- [78] A. Lewandowski and A. Gray, “Video Scanning Hartmann Optical Tester (VSHOT) Uncertainty Analysis Preprint,” in *SolarPACES 2010*, 2010, no. October, p. 11.
- [79] T. Wendelin, K. May, and R. Gee, “Video Scanning Hartmann Optical Testing of State-of- the-Art Parabolic Trough Concentrators,” in *Solar 2006 Conference (ISEC ’06)*, 2006, p. 12.
- [80] R. Conceição, H. G. Silva, and M. Collares-pereira, “Solar Energy Materials and Solar Cells CSP mirror soiling characterization and modeling,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 185, no. May, pp. 233–239, 2018.

- [81] A. A. Merrouni, A. Mezrhab, A. Ghennioui, and Z. Naimi, "Measurement, comparison and monitoring of solar mirror's specular reflectivity using two different Reflectometers," *Energy Procedia*, vol. 119, pp. 433–445, 2017.
- [82] X. Xu, K. Vignarooban, B. Xu, K. Hsu, and A. M. Kannan, "Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 1106–1131, 2016.
- [83] A. A. Merrouni, F. Wolfertstetter, A. Mezrhab, S. Wilbert, and R. Pitz-paal, "Investigation Of Soiling Effect On Different Solar Mirror Materials Under Moroccan Climate," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1948–1957, 2015.
- [84] Z. Edfouf, M. Guerguer, and O. Raccurt, "Glass And Polymeric Mirrors Ageing Under Different Moroccan Weathers , An Application For CSP Power Plants," *Energy Procedia*, vol. 69, no. 0, pp. 1508–1518, 2015.
- [85] E. P. Roth and R. B. Pettit, "The Effect Of Soiling On Solar Mirrors And Techniques Used To Maintain High Reflectivity," In *Solar Materials Science*, L. E. Murr, Ed. Nouveau-Mexique, Etats-Unis, 1980, p. 800.
- [86] S. Meiser, E. Lüpfert, B. Schiricke, and R. Pitz-paal, "Analysis Of Parabolic Trough Concentrator Mirror Shape Accuracy In Different Measurement Setups," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2135–2144, 2014.
- [87] S. Meyen, F. Sutter, P. Heller, and A. Oschepkov, "A New Instrument For Measuring The Reflectance Distribution Function Of Solar Reflector Materials," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2145–2153, 2014.
- [88] P. King, P. Comley, and C. Sansom, "Parabolic Trough Surface Form Mapping Using Photogrammetry And Its Validation With A Large Coordinate Measuring Machine," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 118–125, 2014.
- [89] A. García-segura, A. Fernández-garcía, M. J. Ariza, F. Sutter, and L. Valenzuela, "Durability Studies Of Solar Reflectors : A Review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 453–467, 2016.
- [90] M. Kolli, H. Laouamri, and N. Bouaouadja, "Improvement of the Optical Properties of Sandblasted Glass by Depositing Acrylic Coatings," *Manufacturing Science and Technology*, vol. 3, no. 4, pp. 114–118, 2015.
- [91] Malay K. Mazumder et al., "Prototype Development and Evaluation of Self-Cleaning Concentrated Solar Power Collectors," Boston, Etats Unis, 2015.
- [92] M. Karim, S. Naamane, C. Delord, and A. Bennouna, "Study of the surface damage of glass reflectors used in Concentrated Solar Power Plants," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 106–115, 2015.
- [93] R. Girard, C. Delord, A. Disdier, and O. Raccurt, "Critical constraints responsible to solar glass mirror degradation," *Energy Procedia*, vol. 69, no. 0, pp. 1519–1528, 2015.
- [94] M. Karim, S. Naamane, C. Delord, and A. Bennouna, "Laboratory simulation of the surface erosion of solar glass mirrors," *Solar Energy*, vol. 118, no.

March 2016, pp. 520–532, 2015.

- [95] A. Fernández-garcía, M. E. Cantos-soto, M. Röger, C. Wieckert, C. Hutter, and L. Martínez-arcos, “Durability of solar reflector materials for secondary concentrators used in CSP systems,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 130, pp. 51–63, 2014.
- [96] O. Raccurt, C. Delord, C. Bouquet, and R. Couturier, “Correlation between solar mirror degradation and colorimetric measurement of protective back layer,” *Energy Procedia*, vol. 49, no. 0, pp. 1700–1707, 2014.
- [97] A. Fernández-garcía, L. Álvarez-rodrigo, L. Martínez-arcos, and R. Aguiar, “Study of different cleaning methods for solar reflectors used in CSP plants,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 80–89, 2014.
- [98] A. Marouani, N. Bouaouadja, Y. Castro, and A. Duran, “Effect of the Sandstorms on the Solar Panels,” *AKADEMIK PLATFORM*.
- [99] Simon Caron, “Accelerated aging of thick glass second surface silvered reflectors under sandstorm conditions,” *Université de Dalécarlie, Suède*, 2011.
- [100] C. Bousbaa, M. Kolli, M. A. Madjoubi, Z. Malou, T. Mahdaoui, and N. Bouaouadja, “Damage Survey of a Vehicle Windshield Exposed to Sandblasting in Sahara,” *Physics Procedia*, vol. 2, no. 3, pp. 1141–1145, 2009.
- [101] C. Bousbaa, M. A. Madjoubi, Z. Hamidouche, and N. Bouaouadja, “Effect of sand blasting on soda lime glass properties,” *Engineering Journal, Université de Qatar*, vol. 16, pp. 125–138, 2003.
- [102] S. Bouzid and N. Bouaouadja, “Effect of Impact Angle on Glass Surfaces Eroded by Sand Blasting,” *Journal of the European Ceramic Society*, vol. 2219, pp. 481–488, 2000.
- [103] S. Biryukov, D. Faiman, and A. Goldfeld, “Characterization of mirror reflectivity losses caused by dust deposited under various meteorological conditions,” *INTI.Conference On Comparative Assessments Of Solar Power Technologies, Jerusalem. Israel. SOLCOM*, pp. 1993–1994, 1994.
- [104] J. Wette and A. Fernandez, “Accelerated Aging and Life Time Prediction for Solar Concentrators,” *Conférence: CSP Today 2015, Sevilla (CIEMAT-DLR)*, no. (CIEMAT-DLR), p. 24, 2015.
- [105] F. Sallaberry, L. Valenzuela, and L. G. Palacin, “On-site parabolic-trough collector testing in solar thermal power plants : Experimental validation of a new approach developed for the IEC 62862-3-2 standard,” *Solar Energy*, vol. 155, pp. 398–409, 2017.
- [106] S. M. Akbarimoosavi and M. Yaghoubi, “3D Thermal-structural analysis of an absorber tube of a parabolic trough collector and the effect of tube deflection on optical efficiency,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2433–2443, 2014.

- [107] D. Lei, Z. Wang, J. Li, J. Li, and Z. Wang, "Experimental study of glass to metal seals for parabolic trough receivers," *Renewable Energy*, vol. 48, pp. 85–91, 2012.
- [108] M. A. Irfan and W. Chapman, "Thermal stresses in radiant tubes due to axial , circumferential and radial temperature distributions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 29, no. 10, pp. 1913–1920, 2009.
- [109] F. Wang, Y. Shuai, Y. Yuan, G. Yang, and H. Tan, "Thermal stress analysis of eccentric tube receiver using concentrated solar radiation," *Solar Energy*, vol. 84, no. 10, pp. 1809–1815, 2010.
- [110] F. Wang, Y. Shuai, Y. Yuan, and B. Liu, "Effects of material selection on the thermal stresses of tube receiver under concentrated solar irradiation," *Materials and Design*, vol. 33, pp. 284–291, 2012.
- [111] Y. Wang, Q. Liu, J. Lei, and H. Jin, "Performance analysis of a parabolic trough solar collector with non-uniform solar flux conditions," *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 82, pp. 236–249, 2015.
- [112] S. Khanna, S. B. Kedare, and S. Singh, "Analytical expression for circumferential and axial distribution of absorbed flux on a bent absorber tube of solar parabolic trough concentrator," *Solar Energy*, vol. 92, pp. 26–40, 2013.
- [113] S. Khanna, S. B. Kedare, and S. Singh, "ScienceDirect Deflection and stresses in absorber tube of solar parabolic trough due to circumferential and axial flux variations on absorber tube supported at multiple points," *Solar Energy*, vol. 99, pp. 134–151, 2014.
- [114] S. Khanna, S. Singh, and S. B. Kedare, "ScienceDirect Explicit expressions for temperature distribution and deflection in absorber tube of solar parabolic trough concentrator," *Solar Energy*, vol. 114, pp. 289–302, 2015.
- [115] S. Khanna, V. Sharma, S. B. Kedare, and S. Singh, "ScienceDirect Experimental investigation of the bending of absorber tube of solar parabolic trough concentrator and comparison with analytical results," *Solar Energy*, vol. 125, pp. 1–11, 2016.
- [116] Z. D. Cheng, Y. L. He, F. Q. Cui, R. J. Xu, and Y. B. Tao, "Numerical simulation of a parabolic trough solar collector with nonuniform solar flux conditions by coupling FVM and MCRT method," *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1770–1784, 2012.
- [117] J. Lu, Q. Yuan, J. Ding, W. Wang, and J. Liang, "Experimental Studies on Nonuniform Heat Transfer and Deformation Performances for Trough Solar Receiver," *Applied Thermal Engineering*, 2016.
- [118] G. H. M. Thomas A., "Effect Of Optical Errors On Flux Distribution Around The Absorber Tube Of A Parabolic Trough Concentrator," *Energy Conversion and Management*, vol. 35, no. 7, pp. 575–582, 1994.
- [119] R. Grena, "Optical simulation of a parabolic solar trough collector," *International Journal of Sustainable Energy*, no. December 2014, pp. 37–41,

2010.

- [120] J Kathleen Stynes and B. Ihas, "Absorber Alignment Measurement Tool For Solar Parabolic Trough Collectors," in ASME 2012, 6th International Conference on Energy Sustainability, ES2012, 2012, pp. 1–11.
- [121] M. Balghouthi, A. Bel, H. Ali, S. E. Trabelsi, and A. Guizani, "Optical and thermal evaluations of a medium temperature parabolic trough solar collector used in a cooling installation," *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 1134–1146, 2014.
- [122] J. Lu, J. Ding, J. Yang, and X. Yang, "Nonuniform heat transfer model and performance of parabolic trough solar receiver," *Energy*, vol. 59, pp. 666–675, 2013.
- [123] Z. D. Cheng, Y. L. He, F. Q. Cui, B. C. Du, Z. J. Zheng, and Y. Xu, "Comparative and sensitive analysis for parabolic trough solar collectors with a detailed Monte Carlo ray-tracing optical model," *Applied Energy journal*, pp. 9–11, 2013.
- [124] Z. Cheng, Y. He, K. Wang, B. Du, and F. Q. Cui, "A detailed parameter study on the comprehensive characteristics and performance of a parabolic trough solar collector system," *Applied Thermal Engineering*, vol. 63, no. 1, pp. 278–289, 2014.
- [125] D. Zhao, E. Xu, Z. Wang, Q. Yu, L. Xu, and L. Zhu, "Influences of installation and tracking errors on the optical performance of a solar parabolic trough collector," *Renewable Energy journal*, vol. 94, pp. 197–212, 2016.
- [126] H. Liang, S. You, H. Zhang, and M. Carlo, "Comparison of three optical models and analysis of geometric parameters for parabolic trough solar collectors," *Energy*, vol. 96, pp. 37–47, 2016.
- [127] J. Guo and X. Huai, "Multi-parameter optimization design of parabolic trough solar receiver," *Applied Thermal Engineering*, 2015.
- [128] G. Kumaresan, P. Sudhakar, R. Santosh, and R. Velraj, "Experimental and numerical studies of thermal performance enhancement in the receiver part of solar parabolic trough collectors," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. July 2016, pp. 1–12, 2017.
- [129] A. Thomas, "Simple structure for parabolic trough concentrator," *Energy Conversion and Management*, vol. 35, pp. 569–573, 1994.
- [130] V. E. Dudley et al., "Test Results SEGS LS-2 Solar Collector," Nouveau-Mexique, Texas, Californie, Etats Unis, 1994.
- [131] CIEMAT-CRES-DLR-FLABEG_Solar-FICHTNER_Solar-INABENSA-SBP, "Development of a Low Cost European Parabolic Trough Collector EuroTrough," Commission Européenne, 2001.
- [132] E. Lüpfer, M. Geyer, D. Zentrum, and W. Schiel, "Eurotrough Design Issues And Prototype Testing At PSA," in *Proceedings of Solar Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose*, 2001.

- [133] M. Geyer and E. Lüpfert, "EuroTrough - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation," in 11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, 2002, pp. 1–7.
- [134] H. Price, G. Cohen, R. Gee, and R. Mahoney, "Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 124, no. May, pp. 109–125, 2002.
- [135] "EuroTrough II- Extension, Test and Qualification of EuroTrough from 4 to 6 Segments at Plataforma Solar de Almería," 2002.
- [136] Sargent & Lundy LLC-Consulting-Group, "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts," Colorado, Etats Unis d'Amérique, 2003.
- [137] J. Kötter, K. Riffelmann, S. Decker, J. Fellmuth, and A. Macke, "HELIO TROUGH® One Year Experience with the Loop in a Commercial Solar Power Plant," 2009.
- [138] S. L. Figueredo, "Parabolic Trough Solar Collectors : Design for Increasing Efficiency," Massachusetts Institute Of Technology, 2011.
- [139] H. Sun, B. Gong, and Q. Yao, "A review of wind loads on heliostats and trough collectors," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 206–221, 2014.
- [140] X. D. Fu, Z. F. Wang, E. S. Xu, G. Fyuan, and B. Gong, "Parabolic mirrors for a 100 m-long parabolic trough in Beijing Badaling solar power test plant," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 90–97, 2014.
- [141] A. Z. Hafez, A. M. Yousef, and N. M. Harag, "Solar tracking systems : Technologies and trackers drive types – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, no. March, pp. 754–782, 2018.
- [142] H. Mousazadeh, A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, and A. Sharifi, "A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1800–1818, 2009.
- [143] I. Sefa, M. Demirtas, and I. Çolak, "Application of one-axis sun tracking system," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp. 2709–2718, 2009.
- [144] "Archimede Solar Energy." [Online]. Available: http://www.archimedesolarenergy.it/archimede_solar_energy.htm. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [145] "Archimede | Concentrating Solar Power Projects /ASE Demo Plant | Concentrating Solar Power Projects." [Online]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/archimede>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [146] F. Matino and A. Maccari, "Molten salt receivers operated on parabolic trough demo plant and in laboratory conditions," *Energy Procedia*, vol. 69,

pp. 481–486, 2015.

- [147] A. Thomas, “Solar Steam Generating Systems Using Parabolic Trough Concentrators,” *Energy Conversion and Management*, vol. 37, no. 2, pp. 215–245, 1996.
- [148] E. Zarza, M. Esther, L. Gonza, M. Caballero, and F. Rueda, “INDITEP : The first pre-commercial DSG solar power plant,” *Solar Energy*, vol. 80, pp. 1270–1276, 2006.
- [149] R. Silva, M. Pérez, M. Berenguel, L. Valenzuela, and E. Zarza, “Uncertainty and global sensitivity analysis in the design of parabolic-trough direct steam generation plants for process heat applications,” *Applied Energy*, vol. 121, pp. 233–244, 2014.
- [150] A. Giglio, A. Lanzini, P. Leone, M. M. Rodríguez, and E. Zarza, “Direct steam generation in parabolic-trough collectors : A review about the technology and a thermo-economic analysis of a hybrid system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, no. January, pp. 453–473, 2017.
- [151] H. Benoit, L. Sprea, D. Gauthier, and G. Flamant, “Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems : Properties and heat transfer coefficients,” vol. 55, pp. 298–315, 2016.
- [152] W. Fuqiang, C. Ziming, T. Jianyu, Y. Yuan, S. Yong, and L. Linhua, “Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system : A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, no. February, pp. 1314–1328, 2017.
- [153] H. M. Sandeep and U. C. Arunachala, “Solar parabolic trough collectors : A review on heat transfer augmentation techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. November, pp. 1–14, 2016.
- [154] M. équipe-mixte-et-permanente-de-recherche-sur- les-centrales-CSP, CREDEG, SPE, CEEG, DGSP, DGDI, NEAL, CDER, “Rapport de visite:Description et fonctionnement de la centrale hybride ISCC , Hassi R’Mel-SPP1,” 2012.
- [155] “Distance Hassi-R’Mel, Laghouat, DZA → Alger, DZA - Trajet aérien, trajet par route, point médian.” [Online]. Available: <https://fr.distance.to/Hassi-R’Mel,Laghouat,DZA/Alger,DZA>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [156] M. E. H. Schenk, “Yield analysis for parabolic trough solar thermal power plants –a basic approach,” 2012.
- [157] A. Aichouba, M. Merzouk, L. Valenzuela, E. Zarza, and N. Kasbadji-Merzouk, “Influence of the displacement of solar receiver tubes on the performance of a parabolic-trough collector,” *Energy*, vol. 159, pp. 472–481, 2018.
- [158] M. J. Blanco, J. M. Amieva, and A. Mancillas, “The Tonatiuh Software Development Project : An Open Source Approach to the Simulation of Solar Concentrating Systems,” in *ASME 2005 International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, 2005, pp. 157–164.

- [159] M. D. Blanco M, Mutuberria A, “Experimental Validation of Tonatiuh using the Plataforma Solar de Almería Secondary Concentrator Test Campaign Data,” in The 16th SolarPACES conference, 2010.
- [160] A. R. Blanco M, Mutuberria A, Monreal A, “Results of the empirical validation of Tonatiuh at Mini-Pegase CNRS-PROMES facility,” in the 17th SolarPACES conference, 2011.
- [161] G. Lopez, M. A. Rubio, and F. J. Batlles, “Estimation of hourly direct normal from measured global solar irradiance in Spain,” *Renewable Energy*, vol. 21, pp. 175–186, 2000.
- [162] A. Mefti and M. Y. B. A. Khellaf, “Analyse Critique du Modèle de l’Atlas Solaire de l’Algérie,” *Energies Renouvelables*, vol. 2, pp. 69–85, 1999.
- [163] F. Yettou, A. Malek, and M. H. A. Gama, “Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie,” *Energies Renouvelables*, vol. 12, pp. 331–346, 2009.
- [164] Y. Bouhadda and L. Serrir, “Contribution à l’étude du trouble atmosphérique de Linke sur le site de Ghardaïa,” *Energies Renouvelables*, vol. 9, pp. 277–284, 2006.
- [165] S. Benkacali and K. Gairaa, “Etude expérimentale du trouble atmosphérique sur le site de Ghardaïa,” *Energies Renouvelables*, vol. 12, pp. 649–654, 2009.
- [166] M. Hamdani, S. M. A. Bekkouche, T. Benouaz, and M. K. Cherier, “Etude Et Modelisation Du Potentiel Solaire Adequat Pour L’estimation Des Eclairments Incidents A Ghardaïa,” *Revue Internationale D’héliotechnique*, vol. 43, pp. 8–13, 2011.
- [167] F. Yettou, A. Gama, A. Malek, and B. A. C. Larbès, “Etude et conception d’un logiciel de calcul de l’éclairement solaire en Algérie destiné aux systèmes à concentration solaires,” *Energies Renouvelables*, vol. 14, pp. 27–46, 2011.
- [168] J. Hofierka and M. Šúri, “The solar radiation model for Open source GIS : implementation and applications,” in GRASS users conference 2002, 2002, no. September, pp. 11–13.
- [169] K. Bouchouicha, “Modelisation Multispectrale Des Images Satellitaires - Application : Quantification du bilan d’énergie Sol-Atmosphère,” U.S.T.O-M.B., 2017.
- [170] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey, United States of America & Canada: John Wiley & Sons, 2013.
- [171] G. W. Treadwell, “Design Considerations For Parabolic-Cylindrical Solar Collectors,” vol. 9.
- [172] P. Bendt, A. Rabel, H. W. Gaul, and K. A. Reed, “Optical Analysis And Optimization Of Line Focus Solar Collectors,” Colorado, United States of America, 1979.

- [173] H. M. Guven and R. B. Bannerot, "Optical And Thermal Analysis Of Parabolic Trough Solar Collectors For Technically Less Developed Countries," Houston, Texas 77004, 1984.
- [174] H. M. Guven and R. B. Bannerot, "Determination Of Error Tolerances For The Optical Design Of Parabolic Troughs For Developing Countries," *Solar Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 535–550, 1986.
- [175] S. A. Kalogirou, S. Lloyd, J. Ward, and P. Eleftheriou, "Design and Performance Characteristics of a Parabolic-Trough Solar-Collector System," *Applied Energy*, vol. 47, pp. 341–354, 1994.
- [176] A. Rabl, P. Bendt, and H. W. Gaul, "Optimization Of Parabolic Trough Solar Collectors," *Solar Energy*, vol. 29, no. 5, 1982.
- [177] H. M. Guven and R. B. Bannerot, "Derivation of Universal Error Parameters for Comprehensive Optical Analysis of Parabolic Troughs," *Solar Energy Engineering*, vol. 108, no. November 1986, pp. 275–281, 2086.
- [178] L. Valenzuela, "STE plants with parabolic trough collectors," in 3rd SFERA Summer School, Solar Thermal Electricity Generation, 2012, pp. 27–28.
- [179] A. M. Patnode, "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants," WISCONSIN-MADISON, Etats Unis, 2006.
- [180] S. M. Jeter, "Analytical Determination Of The Optical Performance Of Practical Parabolic Trough Collectors From Design Data," *Solar Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 11–21, 1987.
- [181] W. Stine and M. Geyer, "Power From The Sun." [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [182] R. Forristall, "Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver," Colorado, United States of America, 2003.
- [183] G. Gong, X. Huang, J. Wang, and M. Hao, "An optimized model and test of the China's first high temperature parabolic trough solar receiver," *Solar Energy*, vol. 84, no. 12, pp. 2230–2245, 2010.
- [184] Y. He, J. Xiao, Z. Cheng, and Y. Tao, "A MCRT and FVM coupled simulation method for energy conversion process in parabolic trough solar collector," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 976–985, 2011.
- [185] S. A. Kalogirou, "A detailed thermal model of a parabolic trough collector receiver," *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 298–306, 2012.
- [186] M. Ouagued, A. Khellaf, and L. Loukarfi, "Estimation of the temperature , heat gain and heat loss by solar parabolic trough collector under Algerian climate using different thermal oils," *Energy Conversion and Management*, vol. 75, pp. 191–201, 2013.
- [187] H. Liang, S. You, and H. Zhang, "Comparison of different heat transfer models for parabolic trough solar collectors," *Applied Energy*, vol. 148, pp.

105–114, 2015.

- [188] J. Guo, X. Huai, and Z. Liu, “Performance investigation of parabolic trough solar receiver,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 95, pp. 357–364, 2016.
- [189] T. L. Bergman, A. S. Lavine, F. P. Incropera, and D. P. Dewitt, *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 7th ed. Jefferson, Missouri, Etats Unis d’Amérique: John Wiley & Sons, 2011.
- [190] F. Burkholder and C. Kutscher, “Heat Loss Testing of Schott’s 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver,” Colorado, Etats Unis d’Amérique, 2009.
- [191] O. García-valladares and N. Velázquez, “Numerical simulation of parabolic trough solar collector: Improvement using counter flow concentric circular heat exchangers,” *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 52, no. 3–4, pp. 597–609, 2009.
- [192] A. A. Hachicha, I. Rodríguez, R. Capdevila, and A. Oliva, “Heat transfer analysis and numerical simulation of a parabolic trough solar collector,” *Applied Energy*, vol. 111, pp. 581–592, 2013.
- [193] E. M. A. Mokheimer, Y. N. Dabwan, M. A. Habib, S. A. M. Said, and F. A. Al-sulaiman, “Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran , Saudi Arabia,” *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 622–633, 2014.
- [194] “Technical Resources | ROCKWOOL.” [Online]. Available: <https://www.rockwool.com/technical-resources/>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [195] Groupe-Solutia, “THERMINOL VP-1, Heat Transfer Fluids By Solutia,” Louvain-la-Neuve (Sud) - Belgique.
- [196] D. Gandy, “Carbon Steel Handbook,” California, Etats Unis d’Amérique, 1014670, 2007.
- [197] B. Gschwind et al., “Converting a successful research project into a sustainable service: the case of the SoDa web service,” *Environmental Modelling and Software*, vol. 21, pp. 1555–1561, 2006.
- [198] “Linke Turbidity factor, Ozone, Water Vapor and Angstroembeta - www.soda-pro.com.” [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/web-services/atmosphere/linke-turbidity-factor-ozone-water-vapor-and-angstroembeta>. [Accessed: 15-Jun-2019].