



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI - CONSTANTINE

FACULTÉ DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE



N° d'ordre : 17/D3C/2016

Série : 01/GM/2016

THÈSE

Présentée pour obtenir le diplôme de Doctorat LMD 3^{ème} cycle
en Génie Mécanique

Simulation et optimisation d'un modèle de capteur cylindro-parabolique

OPTION : Génie Thermique et Energétique

Par : **BOUKELIA Taqiy Eddine**

Soutenue le : 25/04/2016

Devant le jury composé de :

Président :	M. A. BOUCHOUCHA	Université Frères Mentouri-Cne	Professeur
Rapporteur :	M. MS. MECIBAH	Université Frères Mentouri-Cne	MCA
Examineurs :	M. K. TALBI	Université Frères Mentouri-Cne	Professeur
	M. H. BENMOUSSA	Université Hadj Lakhdar - Batna	Professeur
	M. C. BOUGRIOU	Université Hadj Lakhdar - Batna	Professeur

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

**Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux.
In the name of Allah, the Most Gracious, and the Most Merciful**

Remerciements

Avant tout, je remercie Allah le tout puissant pour m'avoir donné la volonté et la patience de mener ce modeste travail à terme.

J'adresse mes remerciements à mon encadreur Dr. MECIBAH Moahmed Salah non seulement pour la qualité de son encadrement mais aussi pour sa disponibilité. Qu'il trouve ici l'expression de ma gratitude la plus sincère.

Je remercie Monsieur BOUCHOUCHA Ali, professeur à l'université des frères Mentouri pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury de thèse.

Je remercie aussi Monsieur TALBI Kamal, professeur à l'université des frères Mentouri, Monsieur BENMOUSSA Hocine et Monsieur BOUGRIOU Cherif, professeurs à l'université de Batna, qu'ont bien voulu examiner ce travail, qu'ils soient ici remerciés pour d'avoir accepté de faire partie du jury.

Je tiens à remercier sincèrement le Pr. Srinivas REDDY de IIT Madras (Inde), et le Pr. Oguz ARSLAN de l'université Dumlupinar (Turquie) pour avoir accepté de m'accueillir dans leurs laboratoires, ainsi que pour leurs conseils précieux.

Dédicaces

À mes chers parents

À ma sœur et mes frères

À toute ma famille

À tous mes enseignants

À tous mes amis et mes collègues

**À Toute la famille du département de
Génie Mécanique**

Je dédie ce modeste travail

SOMMAIRE

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Sommaire	iii
Liste des tableaux	vii
Liste des figures	ix
Nomenclature	xii
Résumé	xvii
Introduction générale	1
Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie	4
I.1. Introduction	5
I.2. Mouvement du globe terrestre et distance Terre-Soleil	5
I.3. Calcul de la position du soleil	6
I.3.1. Coordonnées géographiques	6
I.3.1.1. Longitude (λ)	6
I.3.1.2. Latitude (φ)	6
I.3.2. Coordonnées horaires	6
I.3.2.1. Déclinaison solaire (δ)	6
I.3.2.2. Angle horaire (h)	7
I.3.3. Coordonnées horizontales	8
I.3.3.1. Hauteur angulaire du soleil (α)	8
I.3.3.2. Azimut (γ_s)	8
I.3.3.3. Angle de zénith (θ_z)	8
I.3.4. Angle horaire du coucher du soleil (w_s)	8
I.3.5. Angle d'incidence	9
I.4. Rayonnement solaire	9
I.4.1. Rayonnement extraterrestre	9
I.4.2. Rayonnement terrestre	10
I.4.2.1. Rayonnement direct I_{BN}	10
I.4.2.2. Rayonnement diffus I_D	10
I.4.2.3. Rayonnement global I_G	10
I.5. Estimation du rayonnement solaire global sur un plan horizontal	11

I.5.1. Introduction	11
I.5.2. Données et méthodologie	12
I.5.2.1. Données utilisées	12
I.5.2.2. Description des modèles	13
I.5.2.3. Méthodes de comparaison	
I.5.3. Résultats et discussions	14
I.5.3.1. Modèles dépendant du site	14
I.5.3.2. Modèles généraux	20
I.6. Estimation du rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal	25
I.6.1. Introduction	25
I.6.2. Données et méthodologie	26
I.6.3. Résultats et discussions	27
I.6.3.1. Modèles dépendant du site	27
I.6.3.2. Modèles généraux	31
I.7. Estimation du rayonnement solaire direct normal	35
I.7.1. Introduction	35
I.7.2. Données et méthodologie	36
I.7.3. Résultats et discussions	39
I.8. Conclusion	45
Références	47
Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP	51
II.1. Introduction	52
II.2. Estimation du rayonnement solaire intercepté par le concentrateur avec différents modes de poursuite	52
II.2.1. Modélisation de l'irradiation interceptée par le concentrateur	54
II.2.2. Validation du modèle	55
II.2.3. Résultats et discussions	55
II.3. Évaluation des performances optique et thermique du CCP	60
II.3.1. Modificateur de l'angle d'incidence	61
II.3.2. Facteur d'ombrage et perte d'extrémité	62
II.3.3. Simulation de la performance optique du concentrateur et de la distribution du rayonnement solaire sur le tube récepteur	65
II.3.3.1. Présentation du code de calcul	65
II.3.3.2. Modélisation du concentrateur cylindro-parabolique	66
II.3.3.3. Validation du modèle	70
II.3.4. Évaluation de la performance thermique du récepteur	70
II.3.4.1. Modélisation du système	70
II.3.4.2. Validation du modèle	78
II.3.5. Résultats et discussion	79
II.4. Conclusion	84

Références	85
Chapitre III. Simulation des cycles de puissance	87
III.1. Introduction	88
III.2. Logiciel de simulation	88
III.3. Thermodynamique des fluides de travail	88
III.3.1. Types de fluides de travail	88
III.3.2. Cycles de puissance étudiés	89
III.4. Hypothèses	91
III.5. Modélisation des composants	92
III.5.1. Surchauffeur et le réchauffeur (SUR et REC)	92
III.5.2. Chaudière (Evaporateur) (EVA)	95
III.5.3. Préchauffeur (PRE)	95
III.5.4. Turbines haute et basse pression (THP et TBP)	95
III.5.5. Pompe (POM)	96
III.5.6. Préchauffeur à condensation (PRE-C)	96
III.5.7. Désaérateur (DES)	97
III.5.8. Mélangeur (Throttle valve) (MEL)	98
III.5.9. Vase d'expansion (VE)	98
III.5.10. Condenseur (CON)	98
III.6. Puissance fournie	98
III.7. Résultats et discussions	100
III.8. Conclusion	102
Références	103
Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP	104
IV.1. Introduction	105
IV.2. Méthodologie	107
IV.3. Analyse thermodynamique	108
IV.3.1. Analyse énergétique	109
IV.3.2. Analyse exergétique	109
IV.4. Impacts environnementaux et analyse économique	110
IV.4.1. Impacts environnementaux	110
IV.4.2. Analyse économique	110
IV.5. Hypothèses et conditions aux limites	111
IV.5.1. Choix du site	112
IV.5.2. Champ solaire	112
IV.5.3. Stockage thermique et brûleur	113
IV.6. Résultats et discussions	114
IV.6.1. Comparaison de la conception	115
IV.6.2. Étude comparative énergétique	116

IV.6.3. Étude comparative exergetique	117
IV.6.4. Analyse environnementale	118
IV.6.5. Analyse économique	119
IV.7. Conclusion	121
Références	122
Chapitre V. Optimisation, sélection et étude de faisabilité des centrales à CCP	126
V.1. Introduction	127
V.2. Optimisation des centrales solaires thermiques étudiées	131
V.2.1. Modélisation à base de réseaux de neurones des centrales étudiées	131
V.2.2. Optimisation des deux centrales	136
V.3. Comparaison des deux centrales optimisées	142
V.4. Effets de l'utilisation du mode de refroidissement sec	148
V.5. Étude de la faisabilité de la meilleure centrale	151
V.6. Conclusion	154
Références	155
Conclusion et recommandations	157
Annexes	161
Annexe I. Paramètres d'évaluation statistique des erreurs	162
Annexe II. Propriétés thermo-physiques des fluides de transfert de chaleur	163
Annexe III. Liste des publications scientifiques	168

Liste des tableaux

Tableau I.1. Coordonnées géographiques des sites étudiés.	12
Tableau I.2. Modèles de régression utilisés dans l'étude (rayonnement global).	14
Tableau I.3. Coefficients de corrélation des dix modèles de régression pour les huit stations Algériennes (rayonnement global).	16
Tableau I.4. Résultats statistiques des onze modèles de régression pour les huit stations algériennes (rayonnement global).	18
Tableau I.5. Résultats statistiques des deux modèles généralisés pour les huit stations Algériennes (rayonnement global).	21
Tableau I.6. Modèles de régression utilisés dans l'étude (rayonnement diffus).	26
Tableau I.7. Coefficients de corrélation des dix modèles de régression pour les six stations algériennes (rayonnement diffus).	27
Tableau I.8. Résultats statistiques des dix modèles de régression pour les six stations algériennes (rayonnement diffus).	28
Tableau I.9. Résultats statistiques des deux modèles généralisés pour les six stations algériennes (rayonnement diffus).	32
Tableau I.10.a. Valeurs annuelles d'IDN obtenues pour la station d'Alger.	40
Tableau I.10.b. Résultats statistiques des valeurs d'IDN obtenues pour la station d'Alger.	40
Tableau I.11.a. Valeurs annuelles d'IDN obtenues pour la station de Ghardaïa.	42
Tableau I.11.b. Résultats statistiques des valeurs d'IDN obtenues pour la station de Ghardaïa.	42
Tableau I.12.a. Valeurs annuelles d'IDN obtenues pour la station de Tamanrasset.	43
Tableau I.12.b. Résultats statistiques des valeurs d'IDN obtenues pour la station de Tamanrasset.	43
Tableau II.1. Relations pour l'estimation de l'angle d'incidence avec différents modes de poursuite.	54
Tableau II.2. Comparaison statistique entre les résultats du modèle pour le mode de poursuite complète et ceux d'IDN mesurée.	60
Tableau II.3. Validation des résultats du modèle avec le modèle Kalogirou.	60
Tableau II.4. Détails techniques du concentrateur considéré dans l'étude.	61
Tableau II.5. Propriétés optiques du concentrateur de notre étude.	67

Liste des tableaux

Tableau II.6. Paramètres de corrélation.	72
Tableau II.7. Validation des résultats de simulation avec le modèle et les essais expérimentaux.	78
Tableau III. 1. Hypothèses communes et valeurs nominales de la conception pour les principaux paramètres dans les deux cycles de puissance.	92
Tableau IV.1. Configurations considérées.	108
Tableau IV.2. Émissions globales de gaz de CO ₂ générées pendant le cycle de vie de la centrale.	110
Tableau IV.3. Données des coûts pour le modèle économique.	111
Tableau IV.4. Paramètres principaux du stockage pour l'analyse préliminaire.	114
Tableau IV.5. Comparaison des paramètres principaux de conception des centrales étudiées.	115
Tableau IV.6. Comparaison des rendements annuels énergétiques des 8 configurations étudiées.	117
Tableau IV.7. Comparaison des rendements annuels exergetiques des 8 configurations étudiées.	118
Tableau IV.8. Comparaison environnementale des configurations étudiées.	119
Tableau IV.9. Comparaison économique des configurations étudiées.	120
Tableau V.1. Comparaison de l'analyse des erreurs de données de formation pour les topologies de RNA.	132
Tableau V.2. Comparaison de l'analyse des erreurs de données de test pour les topologies de RNA.	133
Tableau V.3. Points optimaux de la température ambiante et distance entre les collecteurs pour les différents rayonnements solaires.	136
Tableau V.4. Analyse comparative des deux centrales optimisées.	142
Tableau V.5. Analyse comparative annuelle de l'intégration des modes de refroidissement humide et sec dans les deux centrales optimisées.	151
Tableau V.6. Analyse de la faisabilité de la centrale optimisée pour les conditions algériennes.	153
Tableau A2.1. Coefficients des corrélations de densité.	163
Tableau A2.2. Coefficients des corrélations de capacité thermique.	164
Tableau A2.3. Coefficients des corrélations d'enthalpie spécifique.	165
Tableau A2.4. Coefficients des corrélations de conductivité thermique.	166
Tableau A2.5. Coefficients des corrélations de viscosité dynamique.	167

Liste des figures

Figure I.1. Mouvement de la Terre autour du Soleil.	6
Figure I.2. Equation de temps.	7
Figure I.3. Coordonnées célestes.	8
Figure I.4. Spectre du rayonnement solaire.	10
Figure I.5. Atténuation du rayonnement solaire à travers l'atmosphère.	11
Figure I.6. Localisation des stations considérées sur la carte de l'Algérie.	13
Figure I.7.a. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Alger.	21
Figure I.7.b. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Oran.	22
Figure I.7.c. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Batna.	22
Figure I.7.d. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Constantine.	23
Figure I.7.e. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Ghardaïa.	23
Figure I.7.f. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Adrar.	24
Figure I.7.g. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Béchar.	24
Figure I.7.h. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Tamanrasset.	25
Figure I.8.a. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Alger.	32
Figure I.8.b. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Constantine.	33
Figure I.8.c. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Ghardaïa.	33
Figure I.8.d. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Béchar.	34
Figure I.8.e. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Adrar.	34

Liste des figures

Figure I.8.f. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Tamanrasset.	35
Figure I.9. Organigramme de la méthodologie proposée.	39
Figure I.10.a. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement normal direct quotidien pour Alger.	41
Figure I.10.b. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement normal direct quotidien pour Ghardaïa.	42
Figure I.10.c. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement normal direct quotidien pour Tamanrasset.	44
Figure II.1. Différents modes de poursuite solaire utilisés dans l'étude.	53
Figure II.2. Effet du mode de poursuite sur les quantités annuelles et moyennes mensuelles du rayonnement quotidien intercepté à Alger, Ghardaïa, et Tamanrasset.	57
Figure II.3. IAM par rapport à θ_i et $\cos \theta_i$.	62
Figure II.4. Collecteur suivi à travers le matin, montrant la dégression d'ombrage du collecteur au cours de la journée.	63
Figure II.5. Facteur d'ombrage en fonction du temps de la journée (pour Juin et Décembre).	64
Figure II.6. Perte d'extrémité par le tube récepteur.	64
Figure II.7. Perte d'extrémité par rapport θ_i .	65
Figure II.8. Approche de PillBox.	66
Figure II.9. Intersection des rayons avec (a) le récepteur, (b) le réflecteur.	67
Figure II.10. Distribution moyenne du flux thermique au niveau de l'absorbeur avec $IND = 1000 [W/m^2]$ en (a) 2D, (b) 3D.	69
Figure II.11. Phénomènes de transfert thermique dans le récepteur solaire.	71
Figure II.12. Bilan énergétique du modèle 1D du concentrateur étudié.	72
Figure II.13. Organigramme de calcul des performances des deux CCPs.	77
Figure II.14. Validation du modèle de récepteur solaire.	78
Figure II.15. Variations horaires moyennes de IAM et de $P_{\text{Extrémité}}$ en (a) Juin et (b) Décembre du concentrateur solaire.	80
Figure II.16. Variation des performances optiques horaires moyennes en juin et décembre du concentrateur solaire.	81
Figure II.17. Variation horaires moyennes de perte thermique et de température d'entrée du concentrateur solaire durant l'année avec (a) huile et (b) sel.	82
Figure II.18. Comparaison des performances totales horaires moyennes en (a) Juin et (b) Décembre du concentrateur en utilisant deux fluides (huile et sel).	83

Liste des figures

Figure III.1. Configuration du cycle de Rankine avec régénération.	91
Figure III.2. Effet du travail de la turbine sur l'efficacité du générateur.	99
Figure III.3. Température-entropie diagramme des deux cycles de puissance.	101
Figure IV.1. Comparaison de la production annuelle d'énergie et du facteur de capacité des centrales étudiées.	117
Figure IV.2. Comparaison du coût et du CMAE des centrales étudiées.	121
Figure V.1. Schéma pour les deux configurations étudiées.	130
Figure V.2. Architecture de la meilleure topologie de RNA.	134
Figure V.3. Comparaison des résultats obtenus avec SAM et prédits avec le modèle de RNA de deux centrales étudiées.	135
Figure V.4. Variation du CMAE de la centrale à huile pour différents: irradiation, solaire multiple, et nombre d'heures de stockage.	137
Figure V.5. Variation du CMAE de la centrale à sel pour différents: irradiation, solaire multiple, et nombre d'heures de stockage.	140
Figure V.6. Variations horaires moyennes durant l'année des températures de sortie du CS (en noir) et des débits massiques de FTC dans le CS et BP (en bleu).	144
Figure V.7. Comparaison des bilans énergétiques horaires moyens durant l'année de deux centrales optimisées.	145
Figure V.8. Comparaison des pertes thermiques horaires moyennes durant l'année de deux centrales optimisées.	146
Figure V.9. Comparaison du CMAE des deux centrales.	148
Figure V.10. Consommation d'eau horaire moyenne durant l'année en utilisant les modes de refroidissement humide et sec.	150
Figure V.11. Production nette d'électricité horaire moyenne durant l'année d'eau en utilisant les modes de refroidissement humide et sec.	150
Figure V.12. Efficacité du BP horaire moyenne durant l'année d'eau en utilisant les modes de refroidissement humide et sec	151
Figure V.13. Emplacements des sites considérés pour l'étude de faisabilité.	153

Nomenclature

Symboles

A_m	Surface du collecteur [m]
C_p	Chaleur spécifique [kJ/kg. K]
CF	Facteur de capacité [%]
$CMAE$	Coût moyen actualisé de l'électricité [¢/kWh]
D	Diamètre [m]
d_r	Variation de la distance terre-soleil [-]
e	Erreur relative [%]
EOT	Équation du temps [heures]
\dot{E}_x	Exergie [kW]
f	Distance focale du concentrateur [m]
$F_{Ombrage}$	Facteur d'ombrage du concentrateur [-]
h	Angle horaire du soleil [°], Coefficient de transfert thermique convectif [W/m ² .K], Enthalpie [kJ/kg].
H_0	Rayonnement extraterrestre quotidien [kWh/m ²]
H_{BN}	Rayonnement direct normal quotidien [kWh/m ²]
H_D	Rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal [kWh/m ²]
H_G	Rayonnement global quotidien sur un plan horizontal [kWh/m ²]
\bar{H}_{BN}	Rayonnement direct normal mensuel [kWh/m ²]
$\bar{\bar{H}}_{BN}$	Rayonnement direct normal annuel [kWh/m ²]
\dot{H}_B	Quantité du rayonnement solaire journalière interceptée par le concentrateur [kWh/m ²]
$\bar{\dot{H}}_B$	Quantité du rayonnement solaire mensuelle interceptée par le concentrateur [kWh/m ²]
$\bar{\bar{\dot{H}}}_B$	Quantité du rayonnement solaire annuelle interceptée par le concentrateur [kWh/m ²]
I_0	Rayonnement solaire extraterrestre [kW/m ²]
I_{BH}	Rayonnement direct horaire sur un plan horizontal [kW/m ²]
I_{BN}	Rayonnement direct normal horaire [kW/m ²]

Nomenclature

I_D	Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal [kW/m ²]
I_G	Rayonnement global horaire sur un plan horizontal [kW/m ²]
I_{sc}	Constante solaire [kW/m ²]
\dot{I}_B	Quantité du rayonnement solaire horaire interceptée par le concentrateur [kWh/m ²]
IAM	Modificateur de l'angle d'incidence [-]
J	Numéro du jour de l'année du calendrier [-]
k	Conductivité thermique de l'air [W/m.K]
K_D	Fraction diffuse [-].
K_T	Indice de clarté [-].
L	Largeur de l'ouverture du concentrateur [m]
l_{esp}	Espacement entre les collecteurs parallèles dans le champ solaire [m]
L_{SCA}	Longueur du concentrateur [m]
\dot{m}	Débit massique [kg/s]
Nu	Nombre de Nusselt [-]
P	Pression [bar]
$P_{Extrémité}$	Perte d'extrémité du concentrateur [-]
Pr	Nombre de Prandtl [-]
\dot{Q}	Flux de chaleur [kW]
Re	Nombre de Reynolds [-]
S	Insolation actuelle [heures]
S_o	Insolation maximale [heures]
SM	Solaire multiple [-]
T	Température [K]
t_s	Temps solaire vrai [heures]
t_{sta}	Test statistique
UA	Conductance [W/K]
\dot{W}	Puissance [kW]

Nomenclature

Symboles grecs

α	Hauteur angulaire du soleil [°]
δ	Déclinaison solaire [°]
ε	Efficacité thermique d'échangeur de chaleur [-] Émissivité [-]
η	Rendement [%].
γ_s	Azimut [°]
λ	Longitude [°]
μ	Viscosité dynamique du fluide [kg/m.s]
ω_s	Angle horaire de coucher de soleil [°]
φ	Latitude [°]
ρ	Masse volumique [kg/m ³]
θ_i	Angle d'incidence [°]
θ_z	Angle de zénith [°]

Indices

acier	Acier
air	Air
amb	Ambiant
dra	Drainé
eau	Eau
ele	Électrique
ene	Energétique
ent	Entrée
Env	Environnementale
exe	Exergétique
ext	Extrait
glo	Global
inc	Incident
inv	Investissement
isent	Isentropique

Nomenclature

nom	Nominal
O&M	Opération et maintenance
opt	Optique
sat	Saturé
sor	Sortie
tot	Totale
uti	Utile
vap	Vapeur
verre	Verre

Abréviations

4E	Énergétique-Exergétique-Environnementale-Économique
AMT	Année météorologique typique
BP	Bloc de puissance
CCP	Capteur solaire cylindro-parabolique
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
COV	Coefficient de covariance
CPV	Centrales solaires photovoltaïques
CS	Champ solaire
CSP	Centrales solaires thermique à concentration.
E-O	Est-Ouest
FTC	Fluide de transfert de chaleur
IDN	Irradiation directe normale
LM	Levenberge Marguardt
MABE	Biais absolue d'erreur moyenne
MAPE	Erreur absolue moyenne en pourcentage
MBE	Biais d'erreur moyenne
MPE	Erreur moyenne en pourcentage
N-S	Nord-Sud
ONM	Office National de la Météorologie

Nomenclature

R ²	Coefficient de détermination
RMSE	Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne
RNA	Réseau de neurones artificiels
SAM	Solar Advisor Model
SST	Système de stockage thermique

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

La question de demande énergétique, le changement climatique et le développement durable a une grande importance dans les programmes de développement en Algérie. Au cours de la dernière décennie, plusieurs mesures réglementaires et institutionnelles ont été mises en place pour traiter efficacement les préoccupations environnementales dans les projets de développement et avec les activités polluantes. Le processus de réforme entamé par l'Algérie a consacré une attention particulière à la protection de l'environnement, la santé publique et la promotion du développement durable, comme conséquence, des mesures ont été adaptés pour renforcer les cadres juridiques et institutionnels afin de donner au pays une politique environnementale pertinente et des mécanismes appropriés pour sa mise en œuvre.

En 2011, l'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, avec un coût total de 120 milliards \$. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire, l'éolienne, la biomasse et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22.000 MW entre 2011 et 2030 dont 12.000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10.000 MW à l'exportation vers l'Europe. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs. À la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menés par l'Algérie: d'ici 2030, environ 40 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique à concentration qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance.

Il existe quatre principaux types des concentrateurs solaires pour la production d'énergie à partir des rayons solaires à savoir: les concentrateurs cylindro-paraboliques, les concentrateurs paraboliques, les miroirs de Fresnel, et les tours solaires. Dans le domaine de conversion d'énergie solaire, il semble que la technologie du concentrateur cylindro-parabolique soit la plus économique, la plus mature et la plus robuste. Les rayons du soleil

Introduction générale

sont concentrés sur un récepteur solaire en utilisant des miroirs, qui sont convertis en chaleur ou en électricité.

La simulation et l'optimisation des performances du capteur solaire cylindro-parabolique et la minimisation de son coût, sont très importantes avant d'intégrer la technologie dans les marchés algériens, et ce sera l'objet de notre étude dans cette thèse. La modélisation, la simulation et l'optimisation de l'efficacité thermo-économique de la technologie des capteurs solaires cylindro-paraboliques sont nécessaires pour déterminer le comportement de ces systèmes. Pour aboutir à ces résultats, il est nécessaire de connaître les données du rayonnement solaire afin d'estimer l'énergie qui sera produite par ces systèmes, et d'effectuer une analyse économique. Par ailleurs, pour mieux comprendre le comportement technico-économique de ces systèmes, il est également très important d'intégrer ces systèmes dans l'une de leurs applications telles que la production d'électricité.

À ce propos, le manuscrit est constitué de cinq grands chapitres, précédés d'une introduction générale en plus d'une conclusion générale et des recommandations. Dans le premier chapitre nous allons simuler le gisement solaire en Algérie par le choix des meilleurs modèles pour l'estimation du rayonnement global, diffus et direct. Le deuxième chapitre est basé sur l'analyse des performances optique et thermique du capteur solaire cylindro-parabolique. Le troisième chapitre présente la conception du cycle de puissance typique pour les installations solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques. Tandis que le quatrième chapitre de notre étude, il est basé sur le développement, l'évaluation et la comparaison de huit configurations différentes (avec le sel fondu et l'huile thermique comme fluides caloporteurs, avec et sans système de stockage thermique et brûleur) dans leurs conceptions, leurs rendements (énergétique et exergetique), et leurs facteurs économiques et environnementaux. Dans le dernier chapitre, nous avons étudié l'algorithme d'apprentissage du réseau de neurones artificiels pour trouver la meilleure approche pour la prévision et l'optimisation technico-économique de deux centrales. De plus, une 4E (Énergétique-Exergetique-Économique-Environnementale) étude comparative des deux centrales optimisées a été menée, afin de choisir la meilleure technologie à adapter pour l'analyse de la viabilité pour les endroits algériens. En outre, comme la plupart des centrales peuvent être installées dans des sites avec un manque de ressources d'eau, cette étude présente également les effets de deux modes de refroidissement; par voie sèche et humide, sur les performances horaires et annuelles des deux centrales optimisées.

CHAPITRE I.

VALORISATION DU GISEMENT SOLAIRE DE L'ALGÉRIE

I.1. Introduction

La quantité d'énergie solaire (ou rayonnement solaire) disponible sur la surface de la terre dépend des facteurs astronomiques, physiques, météorologiques, et géographiques tels que le rayonnement extraterrestre, la transmittance atmosphérique, la latitude, la distance Terre-Soleil, l'angle horaire, la durée d'ensoleillement, l'humidité, la température ambiante et la nébulosité à l'endroit correspondant [1, 2].

Pour la sélection et la réalisation des systèmes à conversion solaire; pour la production d'énergie ou d'électricité, le chauffage ou le refroidissement, les structures à effet de serre, la connaissance des données précises de rayonnement solaire est extrêmement importante pour la conception optimale et la prédiction des performances de ces systèmes [2]. Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée [3]. Les meilleures données du rayonnement solaire à l'endroit d'intérêt seraient mesurées à cet endroit particulier d'une façon continue et précise sur une longue période. Malheureusement, pour beaucoup de pays en développement comme l'Algérie, les mesures du rayonnement solaire ne sont pas facilement disponibles en raison de contraintes financières, techniques ou institutionnelles. Il est donc important d'élaborer des données de rayonnement solaire sur la base de modèles de haute performance.

Notre étude dans ce chapitre a pour but de contribuer à l'évaluation du gisement solaire de l'Algérie, surtout pour le sud algérien. Ces régions isolées mais très ensoleillées sont idéales pour l'implantation des systèmes de conversion d'énergie solaire pour subvenir aux besoins socio-économiques dans ces régions.

I.2. Mouvement du globe terrestre et distance Terre-Soleil

La variation de la disponibilité du rayonnement solaire saisonnier à la surface de la terre peut être prise à partir de la géométrie du mouvement relatif de la terre autour du soleil. La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365,25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de *l'écliptique*. C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil, et au solstice d'été (21 juin) qu'elle est la plus éloignée. La terre tourne sur elle-même avec une période de 24h. Son axe de rotation (l'axe des pôles) a une orientation fixe dans l'espace. Il fait un angle $\delta = 23^{\circ}45'$ avec la normale au plan de l'écliptique (figure I.1). La variation de la distance terre-soleil en fonction de la date est donnée par la formule suivante [1]:

$$d_r = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi}{365}J\right) \quad (I.1)$$

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

J : le numéro du jour de l'année du calendrier.

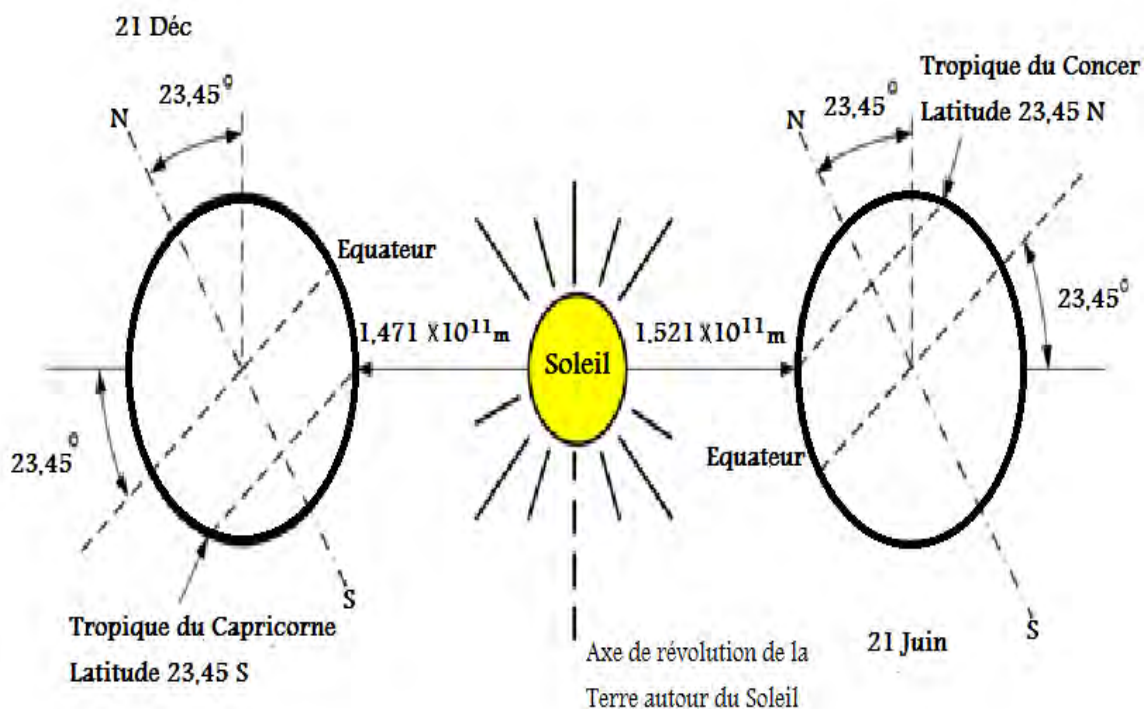


Figure I.1. Mouvement de la Terre autour du Soleil [4].

I.3. Calcul de la position du soleil

I.3.1. Coordonnées géographiques

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre :

I.3.1.1. Longitude (λ)

La longitude λ d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien (origine 0°) le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention on affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

I.3.1.2. Latitude (φ)

La latitude φ permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur. Elle varie de 0° à l'équateur à 90° au pôle Nord. Le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° . Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud.

I.3.2. Coordonnées horaires

I.3.2.1. Déclinaison solaire (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 [4].

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

- ✓ Equinoxe de printemps : 21 Mars $\delta = 0$.
- ✓ Solstice d'été : 21 Juin $\delta = + 23^{\circ} 45'$.
- ✓ Equinoxe d'automne : 21 Septembre $\delta = 0$.
- ✓ Solstice d'hiver : 21 Décembre $\delta = - 23^{\circ} 45'$.

Sa valeur peut être calculée par la formule de Cooper (1969):

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(J + 284)\right) \quad (I.2)$$

I.3.2.2. Angle horaire (h)

L'angle horaire du soleil est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich, l'angle horaire est compris entre 0° et 360° . La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après-midi, et augmente de 15° par heure. Il est calculé comme suite [4, 5]:

$$h = 15^{\circ}(t_s - 12) \quad (I.3)$$

Où : t_s est le temps solaire vrai en heures, il est donné par :

$$t_s = t + EOT + (l_{st} - l_{local}) \frac{4min}{degree} \quad (I.4)$$

Où l_{local} est le temps légal ou temps local standard, donné par une montre; l_{st} est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égal 1 pour l'Algérie); EOT (min) est l'équation du temps (figure I.2), il est donnée par Woolf [4]:

$$EOT = 0,258 \cos(x) - 7,416 \sin(x) - 3,648 \cos(2x) - 9,228 \sin(2x) \quad (I.5)$$

$$x = \frac{360(J - 1)}{365,242} \quad (I.6)$$

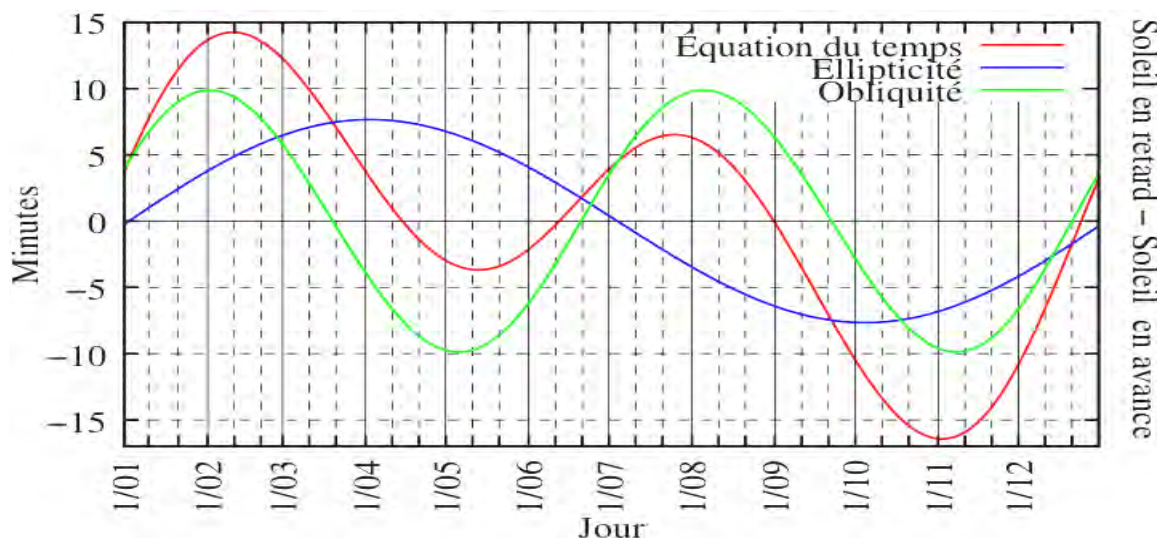


Figure I.2. Equation de temps [6].

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

I.3.3. Coordonnées horizontales

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

I.3.3.1. Hauteur angulaire du soleil (α)

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil. Cette hauteur durant le jour peut varier de 0 (soleil à l'horizon) à 90 (soleil au zénith), il est donné par l'équation suivante [5]:

$$\sin \alpha = \sin \delta \times \sin \varphi + \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos h \quad (I.7)$$

I.3.3.2. Azimut (γ_s)

C'est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil. La connaissance de l'azimut du soleil est indispensable pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale. Il est donné par l'équation suivante [5]:

$$\cos(\gamma_s) = \frac{\sin(\alpha) \times \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\alpha) \times \cos(\varphi)} \quad (I.8)$$

I.3.3.3. Angle de zénith (θ_z)

C'est l'angle entre la verticale d'une surface et un rayon du soleil, il est donné par l'équation suivante [5]:

$$\cos \theta_z = \sin \varphi \sin \delta + \cos \delta \cos \varphi \cos h \quad (I.9)$$

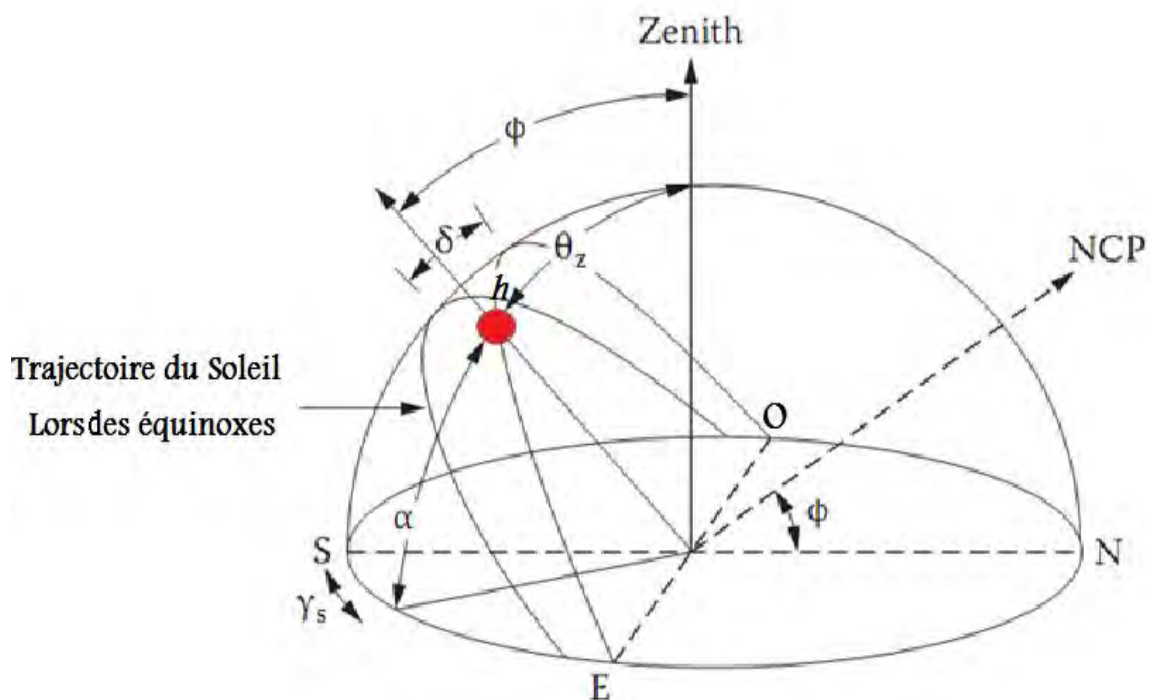


Figure I.3. Coordonnées célestes [7].

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

I.3.4. Angle horaire du coucher du soleil (ω_s)

L'angle horaire du coucher du soleil est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire. Dans sa course de l'est vers l'ouest, par rapport au méridien local. Il est donné par l'équation suivante [5]:

$$\omega_s = \arccos(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (\text{I. 10})$$

I.3.5. Angle d'incidence

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure de la surface du plan, il est donné par l'équation suivante [5] :

$$\begin{aligned} \cos(\theta_i) = & \sin(\delta) \times \sin(\varphi) \times \cos(\beta) - \sin(\delta) \times \cos(\varphi) \times \sin(\beta) \times \cos(\gamma_s) + \cos(\delta) \\ & \times \cos(\varphi) \times \cos(\beta) \times \cos(h) + \cos(\delta) \times \sin(\varphi) \times \sin(\beta) \times \cos(\gamma_s) \\ & \times \cos(h) \end{aligned} \quad (\text{I. 11})$$

β : inclinaison de la surface.

γ_s : angle extérieur d'azimut. C'est l'angle mesuré à partir du sud sur le plan horizontal avec la projection horizontale de la normale sur la surface, il est également donné comme un angle entre le méridien local et la projection horizontale de la normale avec la surface.

I.4. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. Il est composé de toute la gamme de rayonnements (Ultraviolet, Visible et Infrarouge).

I.4.1. Rayonnement extraterrestre

La valeur moyenne du rayonnement solaire tombant sur une surface normale aux rayons du soleil hors l'atmosphère de la terre (extraterrestre), à distance moyenne terre-soleil est appelé la constante solaire I_{sc} . La variation de la distance terre-soleil correspond à une variation de l'éclairement énergétique de ($\pm 3,5$ %) au solstice d'hiver et d'été par rapport à l'éclairement énergétique aux équinoxes. La figure I.4 montre le spectre du rayonnement solaire extraterrestre.

Le calcul du rayonnement extraterrestre peut être effectué par la formule approximative [1] suivante :

$$H_0 = \left(\frac{24 \times 60}{\pi} \right) I_{sc} d_r [\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \omega_s \sin(\varphi) \sin(\delta)] \quad (\text{I. 12})$$

$$I_{sc} = 0,082 \text{ MJ/m}^2/\text{min} \text{ (1367 W/m}^2\text{) [1].}$$

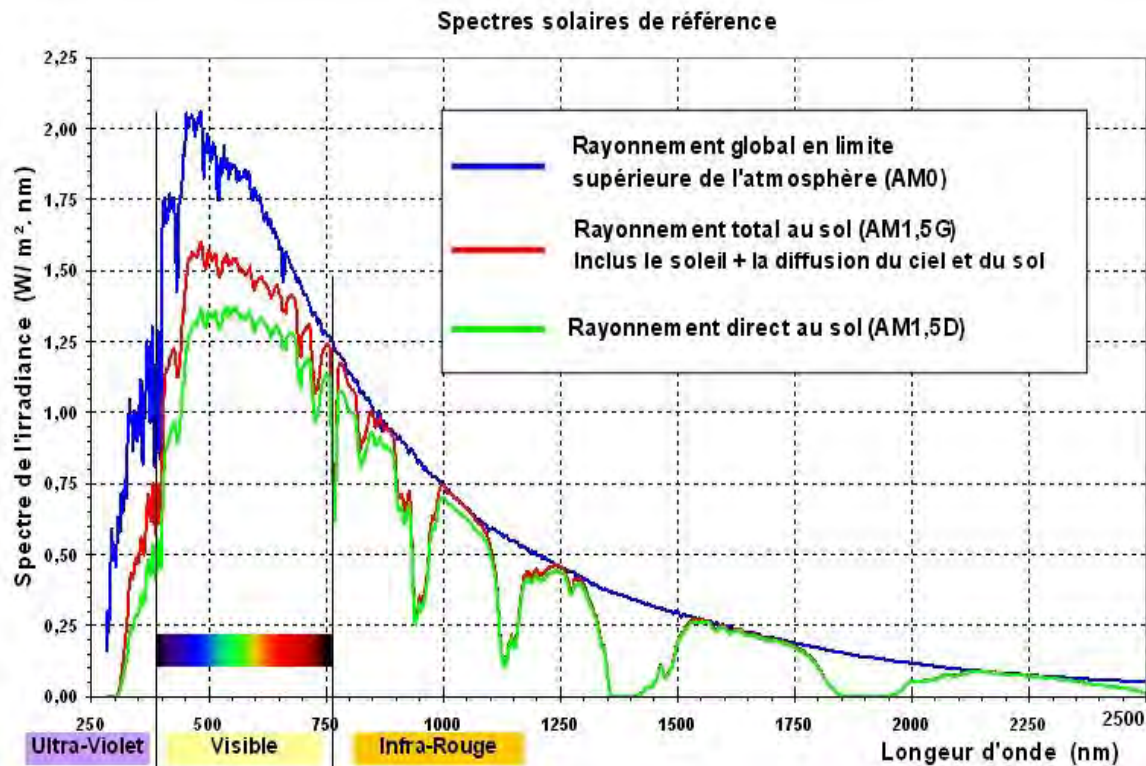


Figure I.4. Spectre du rayonnement solaire [8].

I.4.2. Rayonnement terrestre

La traversée de l'atmosphère modifie la composition spectrale du rayonnement solaire extraterrestre par des différents phénomènes tels que ; absorption, réflexion, réfraction et diffusion. Le rayonnement solaire arrivant au niveau de notre capteur est la somme de deux rayonnements: direct et diffus (figure I.5).

I.4.2.1. Rayonnement direct I_{BN}

Il représente l'éclairement énergétique d'une surface réceptrice normale à l'axe de l'angle solide limité au disque solaire, pour les rayons provenant directement du soleil.

I.4.2.2. Rayonnement diffus I_D

Le rayonnement solaire diffus au sol, reçu sur une surface horizontale provient de tout l'hémisphère supérieur à l'exception de l'angle solide limité au disque solaire. Ce rayonnement prélevé sur le rayonnement solaire direct est souvent supposé isotrope et résulte des phénomènes de diffusion multiples. Il dépend fortement de l'état de l'atmosphère.

I.4.2.3. Rayonnement global I_G

Il correspond à la somme des rayonnements solaires direct et diffus reçu sur une surface horizontale à partir d'un angle solide de 2π stéradians.

$$I_G = I_D + I_{BN} = I_{BH} \sin h + I_D \quad (I.13)$$

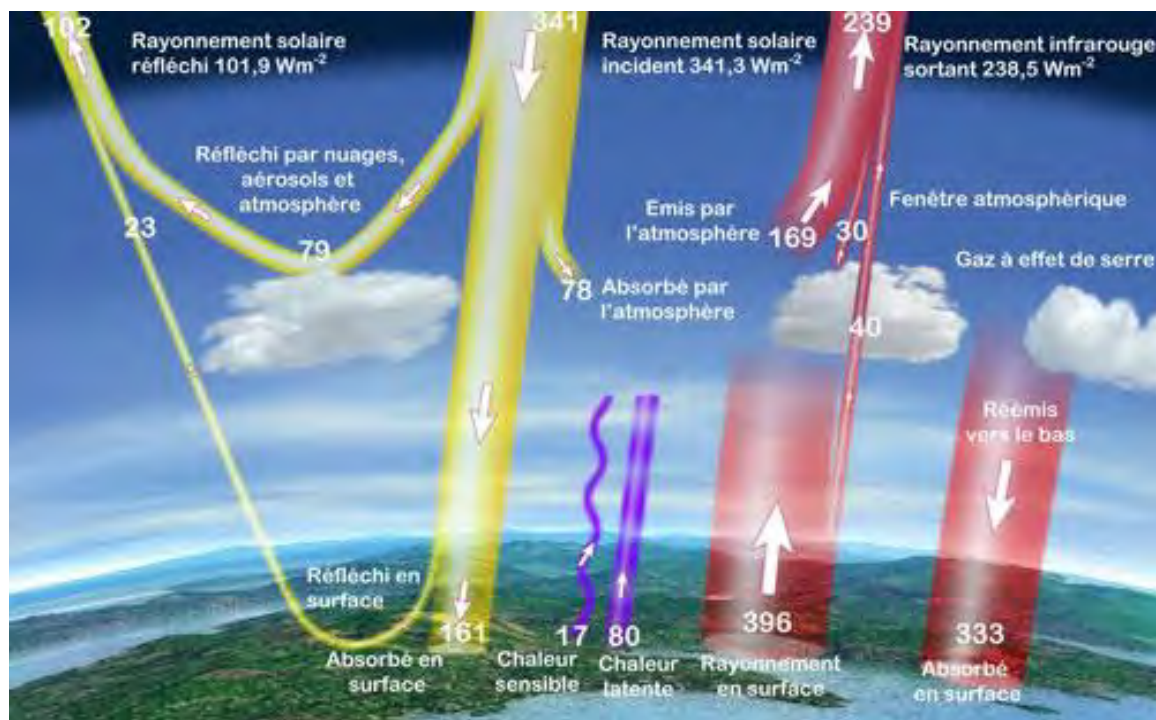


Figure I.5. Atténuation du rayonnement solaire à travers l'atmosphère [9].

I.5. Estimation du rayonnement solaire global sur un plan horizontal

I.5.1. Introduction

La prédiction des performances des systèmes à conversion solaire (photovoltaïque et thermique) sur un endroit donné, exige la prise en considération de l'intensité d'irradiation solaire globale sur un plan horizontal. Malheureusement, en raison de contraintes financières et techniques, les données de rayonnement solaire global mesurées en Algérie ne sont disponibles que dans seulement quelques endroits à travers le pays. Donc, il est important d'élaborer des données du rayonnement solaire global basées sur des modèles de haute performance dans lesquels, les modèles empiriques sont les plus populaires, en raison de leur calcul à faible coût avec des données d'entrée simples [10]. Par conséquent, il est de pratique courante de mettre en corrélation le rayonnement solaire global avec des paramètres météorologiques de base. Ces paramètres comprennent la fraction d'insolation [11, 12], la nébulosité [13, 14], et la température ambiante [15, 16]. Le paramètre le plus utilisé pour estimer le rayonnement solaire global, avec une grande précision est la durée d'ensoleillement (la fraction d'insolation) [1, 17].

De nombreuses études ont été publiées sur l'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal pour les différentes régions du monde, malgré le nombre de ces travaux effectués, juste quelques corrélations empiriques ont été trouvées pour l'Algérie dans la littérature. Chegaar et Chibani [18] ont appliqué deux

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

modèles pour estimer la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal à quatre endroits algériens (Alger, Oran, Beni Abbas, et Tamanrasset). Tandis que, Salmi et al. [19], ils ont développé trois modèles basés sur la durée d'ensoleillement pour estimer le rayonnement solaire global sur un plan horizontal pour quatre endroits algériens différents. Pour la plupart des endroits en Algérie avec l'absence des données du rayonnement solaire global, des modèles généraux pour la prédiction du rayonnement solaire global sont nécessaires. Par conséquent, le but de cette section est de développer des modèles généralisés basés sur les données de la durée d'ensoleillement/température ambiante avec de nouveaux coefficients de corrélation pour estimer la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal dans différents endroits de l'Algérie, et qui est caractérisé par un faible réseau de stations radiométriques, mais peut fournir des données de durée d'ensoleillement.

En outre, les performances des modèles proposés ont validé et vérifié leur précision en utilisant sept paramètres statistiques en les comparant avec les données mesurées de huit stations algériennes.

I.5.2. Données et méthodologie

I.5.2.1. Données utilisées

Les données utilisées dans ce travail correspondent à des mesures du rayonnement global moyen mensuel quotidien sur un plan horizontal ($\text{MJ}/\text{m}^2/\text{Jour}$) ainsi que des valeurs moyennes d'insolation (h) et des températures ambiantes maximales et minimales ($^{\circ}\text{C}$) relatives à huit sites algériens à savoir : Alger, Oran, Batna, Constantine, Ghardaïa, Bechar, Adrar, et Tamanrasset (avec un minimum d'une année de données pour chaque site). Ces données proviennent de l'Office National de la Météorologie (ONM), le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) et ses annexes de Ghardaïa et d'Adrar.

Les coordonnées géographiques de ces sites sont données sur le tableau I.1 suivant, et présentées dans la figure I.6.

Sites	Latitude (N°)	Longitude (E°)	Altitude (m)
<i>Alger</i>	36,43	3,15	25
<i>Oran</i>	35,38	- 0,7	99
<i>Batna</i>	35,76	6,32	821
<i>Constantine</i>	36,28	6,61	694
<i>Ghardaïa</i>	32,36	3,81	450
<i>Béchar</i>	31,38	- 2,15	806
<i>Adrar</i>	27,82	- 0,18	263,9
<i>Tamanrasset</i>	22,78	5,51	1377

Tableau I.1. Coordonnées géographiques des sites étudiés.

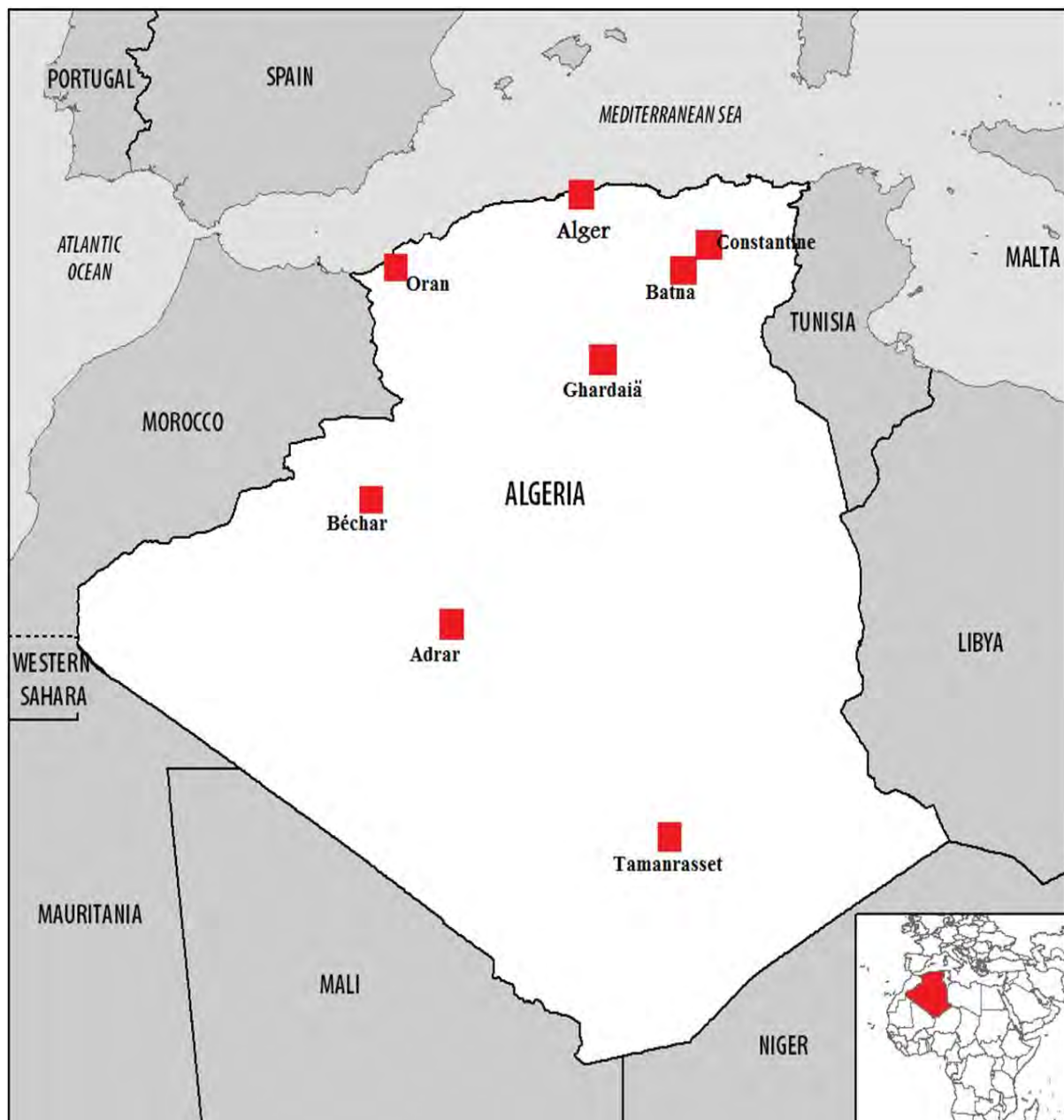


Figure I.6. Localisation des stations considérées sur la carte de l'Algérie.

1.5.2.2. Description des modèles

Dans cette étude, on propose 11 modèles empiriques. Les modèles présentés dans le tableau I.2 ci-dessous utilisent la corrélation entre l'indice de clarté et la fraction d'ensoleillement / température ambiante pour 8 stations radiométriques algériennes.

Les coefficients a, b, c et d des modèles sont des constantes empiriques dépendant du site.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Modèles	Model #	Equations de régression	Source
Linéaire	1	$K_T = a + b \left(\frac{S}{S_0}\right)$	Angström [11]- Prescott [12]
Quadratique	2	$K_T = a + b \left(\frac{S}{S_0}\right) + c \left(\frac{S}{S_0}\right)^2$	Akinoglu and Ecevit [20]
Cubique	3	$K_T = a + b \left(\frac{S}{S_0}\right) + c \left(\frac{S}{S_0}\right)^2 + d \left(\frac{S}{S_0}\right)^3$	Bahel et al. [21]
Logarithmique	4	$K_T = a + b \log \left(\frac{S}{S_0}\right)$	Ampratwum and Dorvlo [22]
Exponentiel	5	$K_T = a e^{b \left(\frac{S}{S_0}\right)}$	Elagib and Mansell [23]
Exposant	6	$K_T = a \left(\frac{S}{S_0}\right)^b$	Bakirci [24]
Allen (1)	7	$K_T = 0.17 \times \sqrt{\left(\frac{293 - 0.0065 \times Alt}{293}\right)^{5.26}} \times \sqrt{T_{moy.amb}}$	Allen [25]
Hargreaves	8	$K_T = a + b \sqrt{T_{moy.amb}}$	Hargreaves [15]
Chen (1)	9	$K_T = a + b \sqrt{\Delta T_{moy.amb}}$	Chen [27]
Chen (2)	10	$K_T = a + b \log T_{moy.amb}$	Chen [27]
Allen (2)	11	$K_T = a T_{moy.amb}^b$	Allen [26]

K_T : L'indice de clarté, avec $K_T = \left(\frac{H_G}{H_0}\right)$.

S_0 : Insolation maximale ($S_0 = \frac{2\omega_s}{15}$).

S: Insolation actuelle.

$T_{moy.amb}$: Température ambiante moyenne ($T = T_{max} - T_{min}$).

$\Delta T_{moy.amb}$: Gamme diurne de températures ($\Delta T = T_{max(i)} - (T_{min(i)} + T_{min(i+1)})/2$).

Alt: Altitude.

Tableau I.2. Modèles de régression utilisés dans l'étude (rayonnement global).

I.5.2.3. Méthodes de comparaison

Les valeurs calculées du rayonnement solaire global sont comparées avec les données mesurées en utilisant des paramètres statistiques. Dans la littérature, il existe de nombreux travaux qui traitent la comparaison et l'évaluation des performances des modèles de l'estimation du rayonnement solaire global. Dans cette étude, les performances des modèles utilisés sont déterminées à l'aide de sept tests statistiques, et les expressions mathématiques définissant ses différents indicateurs choisis, sont données dans l'annexe I, à savoir : le coefficient de détermination (R^2), l'erreur moyenne en pourcentage (MPE), l'erreur absolue moyenne en pourcentage ($MAPE$), le biais d'erreur moyenne (MBE), le biais absolue d'erreur moyenne ($MABE$), la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne ($RMSE$), et le test statistique t_{sta} . Ces paramètres sont les plus couramment utilisés par les travaux mentionnés dans la littérature pour contrôler les performances des modèles de régression [1, 2].

I.5.3. Résultats et discussions

I.5.3.1. Modèles dépendant du site

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

<i>Location</i>	<i>Modèle #</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
<i>Alger</i>	1	0,271	0,408		
	2	0,928	-1,750	1,713	
	3	1,663	-5,373	7,533	-3,081
	4	0,644	0,243		
	5	0,325	0,761		
	6	0,653	0,455		
	8	-0,303	0,242		
	9	-0,185	0,208		
	10	-0,487	0,411		
	11	0,076	0,782		
	<i>Oran</i>	1	0,104	0,677	
2		0,712	-1,227	1,460	
3		15,57	-70,09	106,30	-52,58
4		0,734	0,428		
5		0,243	1,228		
6		0,762	0,779		
8		1,339	-0,237		
9		0,082	0,138		
10		1,495	-0,390		
11		4,065	-0,830		
<i>Batna</i>		1	0,345	0,329	
	2	0,578	-0,384	0,537	
	3	2,003	-6,883	10,290	-4,826
	4	0,654	0,214		
	5	0,383	0,581		
	6	0,660	0,377		
	8	0,228	0,086		
	9	0,268	0,076		
	10	0,125	0,162		
	11	0,260	0,285		
	<i>Constantine</i>	1	0,241	0,479	
2		0,537	-0,494	0,778	
3		6,616	-30,720	50,107	-26,424
4		0,680	0,289		
5		0,308	0,887		
6		0,696	0,537		
8		-0,111	0,168		
9		0,161	0,107		
10		-0,190	0,291		
11		0,135	0,549		
<i>Ghardaïa</i>		1	0,717	-0,039	
	2	2,479	-4,940	3,382	
	3	8,097	-28,62	36,47	-15,32
	4	0,677	-0,03		
	5	0,716	-0,05		
	6	0,677	-0,05		
	8	0,437	0,067		
	9	0,764	-0,2		
	10	0,361	0,123		
	11	0,426	0,181		
	<i>Béchar</i>	1	1,012	-0,405	
2		11,63	-26,88	16,47	
3		20,83	-61,3	59,38	-17,81
4		0,614	-0,32		

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

	5	1,097	-0,58		
	6	0,618	0,47		
	8	0,916	-0,066		
	9	0,707	-0,006		
	10	0,972	-0,11		
	11	1,037	-0,16		
Adrar	1	0,871	-0,265		
	2	3,041	-5,630	3,310	
	3	-33,06	129,53	-165,12	69,87
	4	0,611	-0,217		
	5	0,916	-0,412		
	6	0,775	0,602		
	8	0,186	0,119		
	9	0,600	0,018		
	10	-0,016	0,245		
	11	0,231	0,378		
	Tamanrasset	1	0,529	0,210	
2		-0,173	2,126	-1,284	
3		-1,806	8,705	-10,030	-3,848
4		0,734	0,159		
5		0,544	0,309		
6		0,736	0,233		
8		0,235	0,120		
9		0,659	0,007		
10		0,094	0,224		
11		0,289	0,327		

Tableau I.3. Coefficients de corrélation des dix modèles de régression pour les huit stations Algériennes (rayonnement global).

Les corrélations entre l'indice de clarté dans le premier côté, et la durée d'ensoleillement/ température ambiante de l'autre côté, sont analysées pour les huit stations considérées. Les constantes de régression (a, b, c et d) de dix modèles sont obtenus par la technique d'estimation de la courbe, et sont présentés dans le tableau I.3. Ensuite, pour les onze modèles proposés et pour les huit sites, les indicateurs statistiques (R^2 , MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$, $RMSE$, t_{sta}) ont été calculés et résumés dans le tableau I.4.

✓ Alger

Comme indiqué dans le tableau I.4, le modèle cubique basé sur la durée d'ensoleillement (Mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre l'ensemble de données de l'indice de clarté et de la fraction d'ensoleillement/ température ambiante ((H_G/H_0) et $(S/S_0)/(\Delta T)$) avec $R^2=0,8659$, tandis que la valeur est la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle d'Allen 2 (mod.11) qui est $R^2=0,3746$. Les meilleurs résultats ont été obtenus encore par le modèle cubique (mod. 3), les valeurs idéales de tests statistiques tels que le MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$, $RMSE$, t_{sta} sont 0 ou proche de 0, ce qui est mentionné dans les études précédentes [1-2]. Dans cette étude, les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ sont

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

dérivées par le modèle cubique comme 0,0748, 3,2259, -0,0004, 0,0167 et 0,0197, respectivement pour la station d'Alger.

✓ Oran

Comme présenté dans le tableau I.4, le modèle cubique (mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre l'ensemble de données de l'indice de clarté et de la fraction d'enseillement/température ambiante ((H_G/H_0) et $(S/S_0)/(\Delta T)$) ($R^2=0,8653$), tandis que la valeur la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle de Allen 2 (mod.11) qui est 0,0168. La meilleure performance a été acquise pour le modèle quadratique (mod. 2), avec $MPE=-0,3249$, $MAPE=5,4007$, $MBE=-0,0003$, $MABE=0,0291$ et $RMSE=0,0328$.

✓ Batna

Le modèle cubique (mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre ((H_G/H_0) et $(S/S_0)/(\Delta T)$) pour les ensembles de données ($R^2=0,9682$), tandis que la valeur la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle de Chen 2 (mod.10) qui est 0,6884. La meilleure performance pour la station de Batna a été acquise encore par le modèle cubique (mod. 3), avec $MPE=-0,3569$, $MAPE=0,8028$, $MBE=-0,0021$, $MABE=0,0045$ et $RMSE=0,0062$.

✓ Constantine

Pour la station de Constantine, et comme présenté dans le tableau I.4, le modèle d'Allen 2 (mod. 11) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre l'ensemble de données de l'indice de clarté et la fraction d'enseillement/ température ambiante ($R^2=0,8653$), tandis que la valeur la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle de Chen 1 (mod. 9) qui est 0,5781. Les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ sont dérivées par le modèle cubique (mod. 3) comme -0,2141, 3,2455, -0,0021, 0,0170 et 0,0212, respectivement.

✓ Ghardaïa

Comme indiqué dans le tableau I.4, le modèle cubique basé sur la durée d'enseillement (mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre ((H_G/H_0) et $(S/S_0)/(\Delta T)$) pour les ensembles de données ($R^2=0,4261$), tandis que la valeur la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle linéaire (mod.1) qui est 0,0113. Les meilleurs résultats acquis comme $MPE=0,6559$, $MAPE=2,0957$, $MBE=0,0041$, $MABE=0,0143$, et $RMSE=0,0176$ par le modèle cubique sont pour la station de Ghardaïa.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

✓ Béchar

Pour la station de Béchar, et comme présenté dans le tableau I.4, le modèle quadratique (Mod. 2) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation ($R^2=0,5144$), tandis que la valeur du coefficient de détermination est la plus basse acquise par le modèle de Chen 1 (Mod. 9) qui est de 0,0081. Les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ sont dérivées par le modèle cubique comme 0,1512, 1,8006, 0,0007, 0,0123 et 0,0147 respectivement.

✓ Adrar

Le modèle cubique (Mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre H_G/H_0 et S/S_0 pour les ensembles de données ($R^2=0,2381$), tandis que la valeur est la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle de Chen 1 (Mod. 9) qui est de 0,0029. La meilleure performance pour la station d'Adrar a été acquise encore pour le modèle quadratique (Mod. 2), avec $MPE=0,0346$, $MAPE=1,8047$, $MBE=-0,0002$, $MABE=0,0119$ et $RMSE=0,0175$.

✓ Tamanrasset

Pour la station de Tamanrasset, et comme présenté dans le tableau I.4, le modèle cubique (Mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation l'ensemble de données de l'indice de clarté et de la fraction d'insolation/température avec $R^2=0,6180$, tandis que la valeur est la plus basse du coefficient de détermination acquise par le modèle de Chen 1 (Mod. 9) qui est de 0,0029. Les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ sont dérivées par le modèle quadratique comme 0,2238, 2,0559, 0,0011, 0,0143 et 0,0169 respectivement.

Location	Model #	MPE	MAPE	MBE	MABE	RMSE	R^2	t_{sta}
Alger	1	0,1995	4,0313	-0,0003	0,0215	0,0269	0,7491	0,0316
	2	0,0224	3,2683	-0,0007	0,0170	0,0198	0,8635	0,1155
	3	0,0748	3,2259	-0,0004	0,0167	0,0197	0,8659	0,0658
	4	0,1615	4,5198	-0,0007	0,0242	0,0293	0,7014	0,0785
	5	-0,0159	3,8189	-0,0014	0,0204	0,0259	0,7690	0,1818
	6	0,0379	4,3472	-0,0014	0,0233	0,0283	0,7241	0,1614
	7	11,0881	11,9725	0,0543	0,0598	0,0696	0,5214	4,1327
	8	0,5383	6,8048	-0,0004	0,0366	0,0424	0,3749	0,0307
	9	0,0281	4,9139	-0,0023	0,0265	0,0368	0,5310	0,2068
	10	0,2402	6,7876	-0,0020	0,0366	0,0425	0,3750	0,1529
	11	-0,2769	6,6916	-0,0047	0,0363	0,0427	0,3746	0,3677
Oran	1	0,2066	5,4014	-0,0010	0,0286	0,0349	0,7768	0,0993
	2	0,3249	5,4007	-0,0003	0,0291	0,0328	0,8029	0,0258
	3	-5,1676	6,3569	-0,0298	0,0357	0,0409	0,8653	3,5300
	4	0,4044	5,6728	-0,0002	0,0301	0,0366	0,7547	0,0168
	5	0,1454	5,2963	-0,0014	0,0281	0,0340	0,7893	0,1402
	6	0,2142	5,5885	-0,0013	0,0298	0,0353	0,7725	0,1199
	7	6,1653	13,7346	0,0231	0,0717	0,0786	0,0176	1,0176

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

	8	2,3024	12,1926	0,0029	0,0662	0,0733	0,0176	0,1291
	9	1,3329	11,3884	-0,0011	0,0620	0,0679	0,1562	0,0514
	10	3,6183	12,5699	0,0099	0,0674	0,0739	0,0173	0,4464
	11	2,5937	12,2538	0,0044	0,0644	0,0734	0,0168	0,2007
Batna	1	-0,2005	1,1958	-0,0012	0,0067	0,0075	0,9475	0,5446
	2	0,0244	0,8672	0,0001	0,0048	0,0062	0,9637	0,0349
	3	-0,3569	0,8028	-0,0021	0,0045	0,0062	0,9682	1,1960
	4	-0,0720	1,3853	-0,0005	0,0077	0,0086	0,9291	0,2013
	5	-0,0668	1,1010	-0,0005	0,0061	0,0070	0,9527	0,2225
	6	-0,0494	1,3088	-0,0004	0,0073	0,0081	0,9368	0,1662
	7	10,5550	10,5550	0,0596	0,0596	0,0664	0,7133	6,7478
	8	-0,5118	2,6850	-0,0034	0,0150	0,0176	0,7133	0,6519
	9	-0,4094	2,3048	-0,0027	0,0130	0,0159	0,7641	0,5765
	10	-0,2170	2,7260	-0,0018	0,0151	0,0181	0,6884	0,3288
	11	-0,2994	2,6889	-0,0023	0,0150	0,0178	0,7029	0,4254
Constantine	1	0,2413	4,4992	-0,0003	0,0230	0,0273	0,7467	0,0316
	2	0,1224	4,5498	-0,0008	0,0234	0,0265	0,7625	0,1038
	3	-0,2141	3,2455	-0,0021	0,0170	0,0212	0,8483	0,3306
	4	0,3148	4,6368	0	0,0236	0,0285	0,7241	0,0010
	5	-0,1516	4,5617	-0,0023	0,0234	0,0270	0,7537	0,2877
	6	0,0476	4,5584	-0,0014	0,0233	0,0278	0,7376	0,1669
	7	10,7978	10,7978	0,0568	0,0568	0,0578	0,9632	18,0817
	8	-11,5383	11,5383	-0,0611	0,0611	0,0620	0,9632	19,4811
	9	-0,0049	5,9907	-0,0024	0,0315	0,0353	0,5781	0,2286
	10	-0,2247	1,7162	-0,0014	0,0090	0,0106	0,9629	0,4471
	11	-0,6453	1,8722	-0,0037	0,0098	0,0110	0,9631	1,1629
Ghardaïa	1	0,0513	2,6687	-0,0004	0,0183	0,0225	0,0113	0,0568
	2	0,0392	2,1445	-0,0002	0,0147	0,0176	0,3991	0,0345
	3	0,6559	2,0957	0,0041	0,0143	0,0176	0,4261	0,7880
	4	-0,2407	2,6560	-0,0024	0,0183	0,0226	0,0186	0,3533
	5	0,3229	2,6822	0,0015	0,0184	0,0226	0,0115	0,2183
	6	-0,0603	2,6700	-0,0011	0,0184	0,0225	0,0190	0,1698
	7	-9,8831	9,8831	-0,0683	0,0683	0,0729	0,2245	8,9061
	8	0,0138	2,4788	-0,0005	0,0171	0,0199	0,2245	0,0801
	9	0,2425	2,6578	0,0009	0,0183	0,0223	0,0280	0,1403
	10	-0,3229	2,4759	-0,0028	0,0171	0,0202	0,2219	0,4650
	11	-0,1306	2,4784	-0,0015	0,0171	0,0200	0,2229	0,2452
Béchar	1	-1,0263	2,0685	-0,0073	0,0142	0,0164	0,5143	1,6487
	2	0,1512	1,8006	0,0007	0,0123	0,0147	0,5144	0,1596
	3	-0,3051	2,0274	-0,0025	0,0140	0,0179	0,3001	0,4763
	4	0,3136	2,0206	0,0017	0,0138	0,0178	0,2964	0,3149
	5	-0,1588	2,0024	-0,0015	0,0138	0,0177	0,3032	0,2892
	6	-0,1588	2,0024	-0,0015	0,0138	0,0177	0,3032	0,2892
	7	-16,1474	16,1474	-0,1109	0,1109	0,1136	0,0334	14,8947
	8	0,0521	2,3992	-0,0003	0,0165	0,0208	0,0334	0,0423
	9	0,4837	2,5117	0,0027	0,0172	0,0212	0,0081	0,4198
	10	1,7408	3,1219	0,0113	0,0212	0,0236	0,0325	1,7967
	11	1,4637	2,9775	0,0094	0,0202	0,0228	0,0322	1,4947
Adrar	1	0,0523	1,9681	-0,0001	0,0130	0,0179	0,1869	0,0266
	2	0,0346	1,8047	-0,0002	0,0119	0,0175	0,2266	0,0452
	3	0,9485	2,3146	0,0058	0,0152	0,0183	0,2381	1,1060
	4	0,1431	2,0025	0,0005	0,0132	0,0179	0,1908	0,0847
	5	0,0305	1,9540	-0,0003	0,0129	0,0179	0,1882	0,0528
	6	0,0459	1,9482	-0,0002	0,0129	0,0179	0,1921	0,0336
	7	1,9806	4,1873	0,0120	0,0282	0,0336	0,0902	1,2736

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

	8	0,0147	3,3850	-0,0013	0,0231	0,0311	0,0902	0,1393
	9	-0,2964	3,9939	-0,0035	0,0272	0,0325	0,0190	0,3630
	10	0,2203	3,4254	0,0001	0,0233	0,0311	0,0903	0,0089
	11	-0,3703	3,4186	-0,0039	0,0234	0,0314	0,0902	0,4161
Tamanrasset	1	-1,9362	2,9986	-0,0141	0,0210	0,0256	0,4970	2,1906
	2	0,2238	2,0559	0,0011	0,0143	0,0169	0,6121	0,2236
	3	0,8010	2,0725	0,0051	0,0143	0,0175	0,6180	1,0155
	4	-0,0025	2,2765	-0,0005	0,0158	0,0188	0,5210	0,0917
	5	-0,1341	2,3231	-0,0014	0,0162	0,0194	0,4911	0,2485
	6	0,0406	2,3072	-0,0002	0,0160	0,0189	0,5157	0,0393
	7	-14,6435	14,6435	-0,1008	0,1008	0,1024	0,5869	18,0957
	8	-0,3917	2,1732	-0,0031	0,0151	0,0177	0,5869	0,5962
	9	-0,1924	3,4322	-0,0024	0,0237	0,0272	0,0029	0,2921
	10	-0,2938	2,1608	-0,0025	0,0150	0,0176	0,5871	0,4679
	11	-0,2719	2,1568	-0,0023	0,0149	0,0176	0,5870	0,4396

Tableau I.4. Résultats statistiques des onze modèles de régression pour les huit stations algériennes (rayonnement global).

1.5.3.2. Modèles généraux

On peut constater dans le tableau I.3, que les coefficients de corrélation des modèles dépendent des sites étudiés. Par conséquent, pour la plupart des endroits en Algérie avec un manque de données du rayonnement solaire global, des modèles généraux pour la prédiction du rayonnement solaire global sont nécessaires. Il pourrait être raisonnable de recommander les modèles quadratique et cubique (modèles 2 et 3), qui sont basés sur les données de la durée d'ensoleillement pour les utiliser comme des modèles généraux pour l'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur la base de leurs performances. Les deux modèles généraux sont présentés comme suit :

$$\left(\frac{H_G}{H_0}\right) = 0,57089 + 0,01028 \left(\frac{S}{S_0}\right) - 0,00005 \left(\frac{S}{S_0}\right)^2$$

$$\left(\frac{H_G}{H_0}\right) = 0,57211 + 0,00901 \left(\frac{S}{S_0}\right) + 0,00028 \left(\frac{S}{S_0}\right)^2 - 0,00002 \left(\frac{S}{S_0}\right)^3$$

Les performances de ces deux modèles généralisés après la validation ont été données dans le tableau I.5, et les figures I.7.a-h montrant la comparaison entre les valeurs observées et estimées par les deux modèles généralisés de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour les huit stations radiométriques. Cependant, on conclut que les modèles " dépendant du site " donnent la précision un peu plus élevée que les deux modèles généraux. Donc, pour les huit stations utilisées dans cette étude, le rayonnement solaire global peut être estimé à partir des modèles de station-dépendant, alors que pour les autres endroits en Algérie, il doit être calculé selon les deux modèles généraux.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Location	Model	MPE	MAPE	MBE	MABE	RMSE	R ²	t _{sta}
Alger	Quadratique	10,1786	12,6623	0,0482	0,0635	0,0714	0,7489	3,0336
	Cubique	10,2836	12,7316	0,0487	0,0638	0,0718	0,7558	3,0628
Oran	Quadratique	8,3142	14,4408	0,0348	0,0743	0,0809	0,7698	1,5792
	Cubique	8,416	14,4955	0,0353	0,0745	0,0812	0,7786	1,6018
Batna	Quadratique	3,3201	5,6390	0,0168	0,0310	0,0356	0,9461	1,7781
	Cubique	3,4149	5,7009	0,0173	0,0313	0,0359	0,9516	1,8282
Constantine	Quadratique	9,3370	11,5356	0,0438	0,0573	0,0691	0,7389	2,7207
	Cubique	9,4487	11,6088	0,0444	0,0577	0,0695	0,7559	2,7538
Ghardaïa	Quadratique	-15,8761	15,8761	-0,1099	0,1099	0,1123	0,1181	16,0335
	Cubique	-15,8108	15,8108	-0,1095	0,1095	0,1118	0,1112	15,987
Adrar	Quadratique	-14,3321	14,3321	-0,0984	0,0984	0,1037	0,2767	10,0417
	Cubique	-14,2729	14,2729	-0,0980	0,0980	0,1033	0,2767	10,0009
Béchar	Quadratique	-15,1493	15,1493	-0,1041	0,1041	0,1062	0,3877	16,2069
	Cubique	-15,0895	15,0895	-0,1037	0,1037	0,1058	0,3726	16,1507
Tamanrasset	Quadratique	-15,7193	15,7193	-0,1089	0,1089	0,1121	0,5880	13,6661
	Cubique	-15,6522	15,6522	-0,1085	0,1085	0,1117	0,5844	13,5825

Tableau I.5. Résultats statistiques des deux modèles généralisés pour les huit stations Algériennes (rayonnement global).

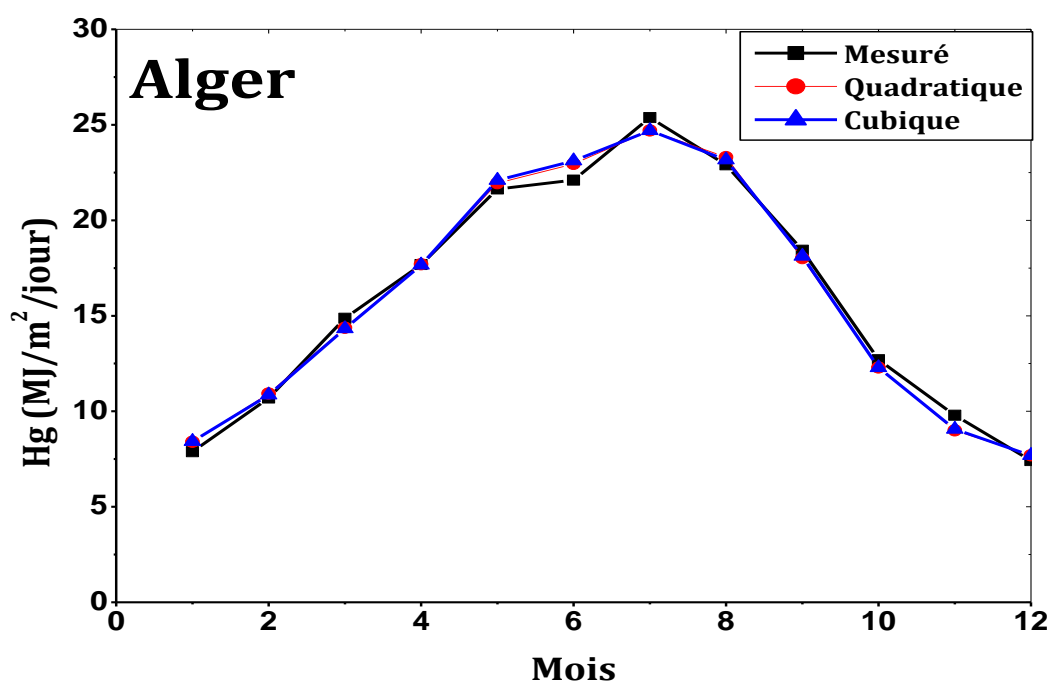


Figure I.7.a. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Alger.

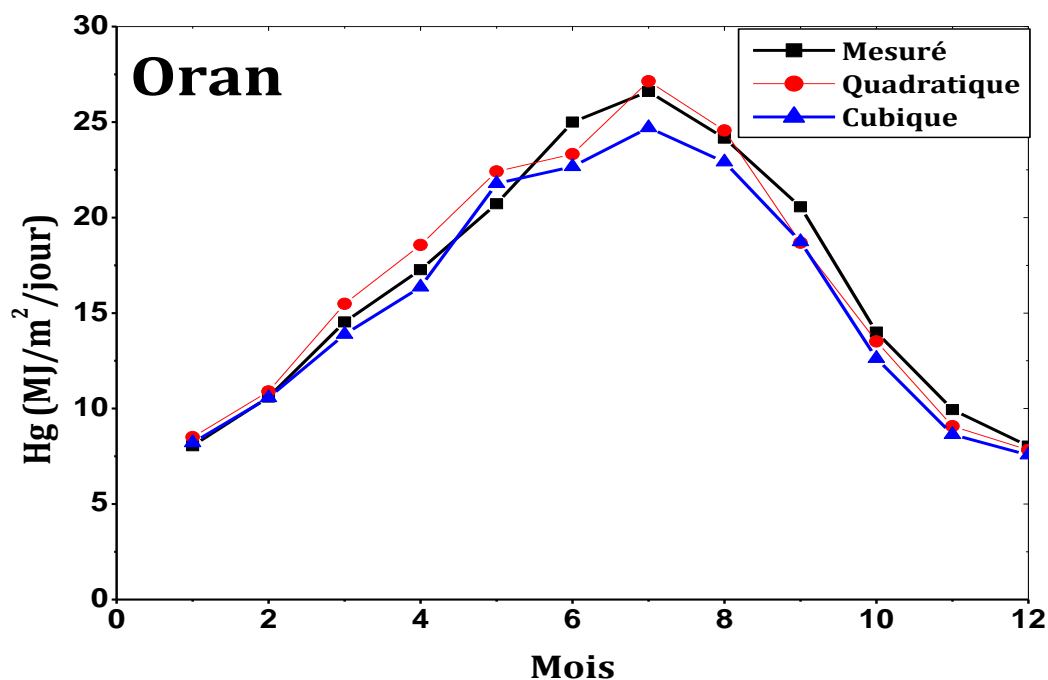


Figure I.7.b. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Oran.

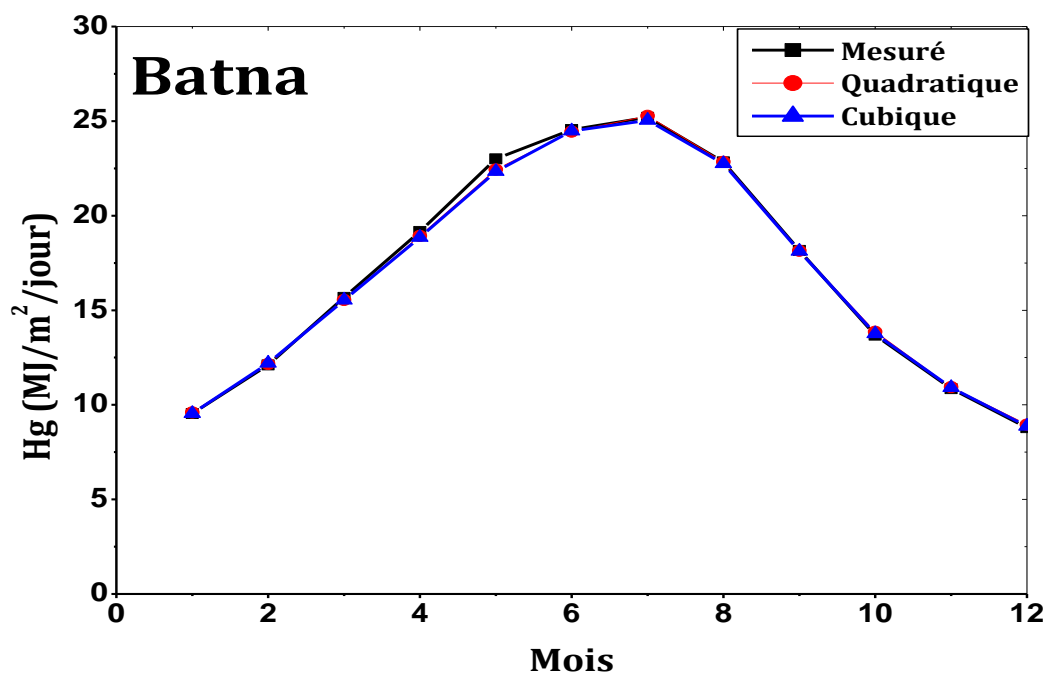


Figure I.7.c. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Batna.

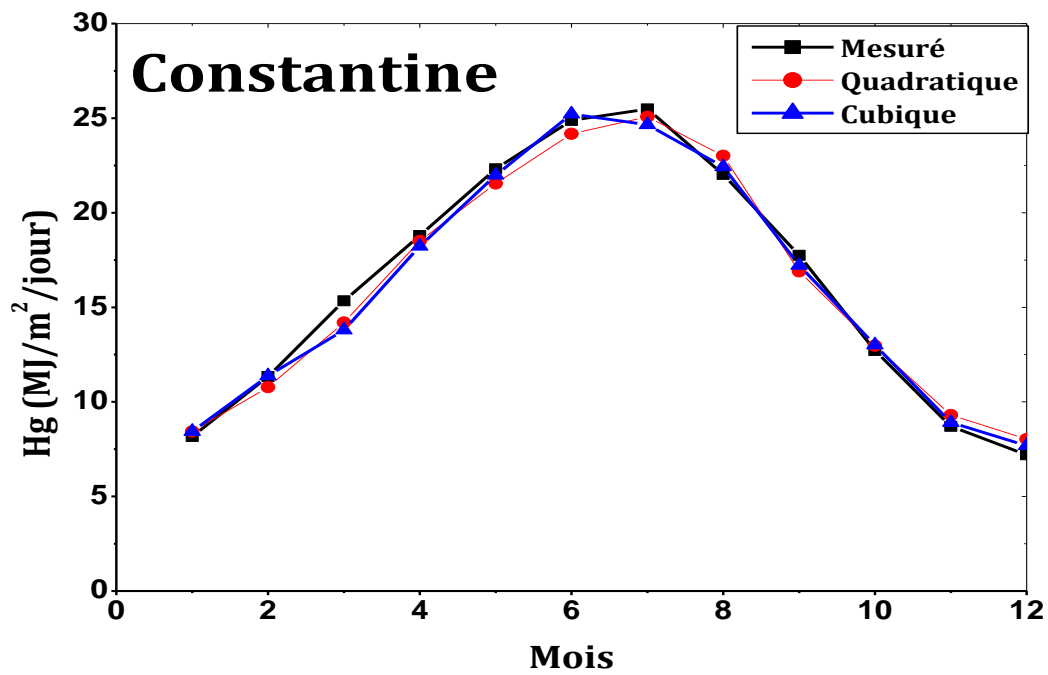


Figure I.7.d. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Constantine.

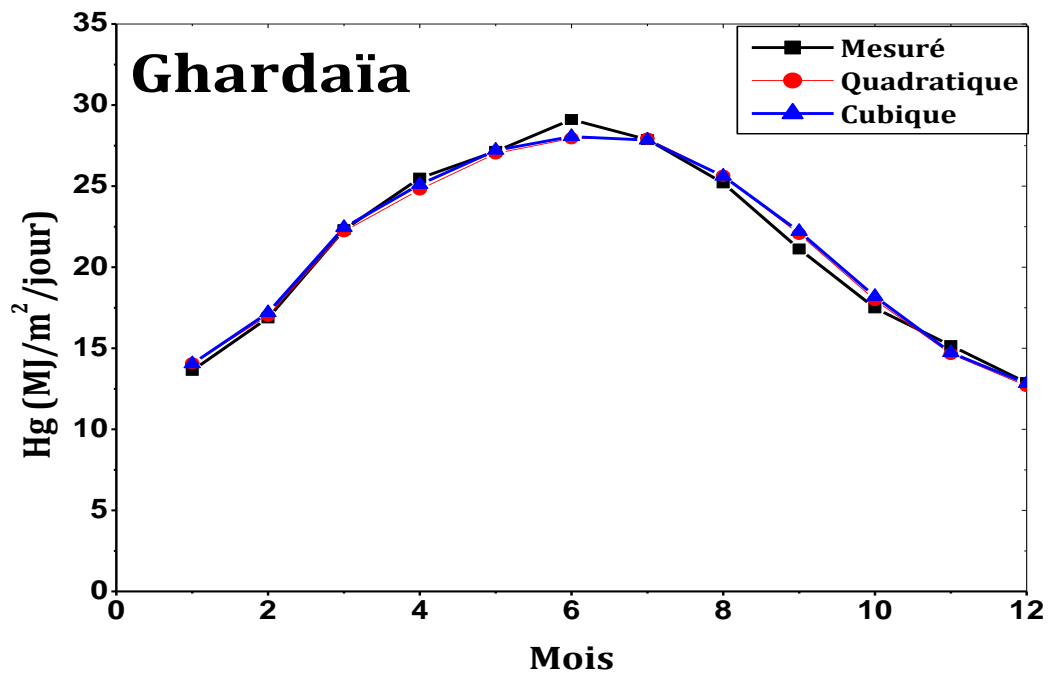


Figure I.7.e. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Ghardaïa.

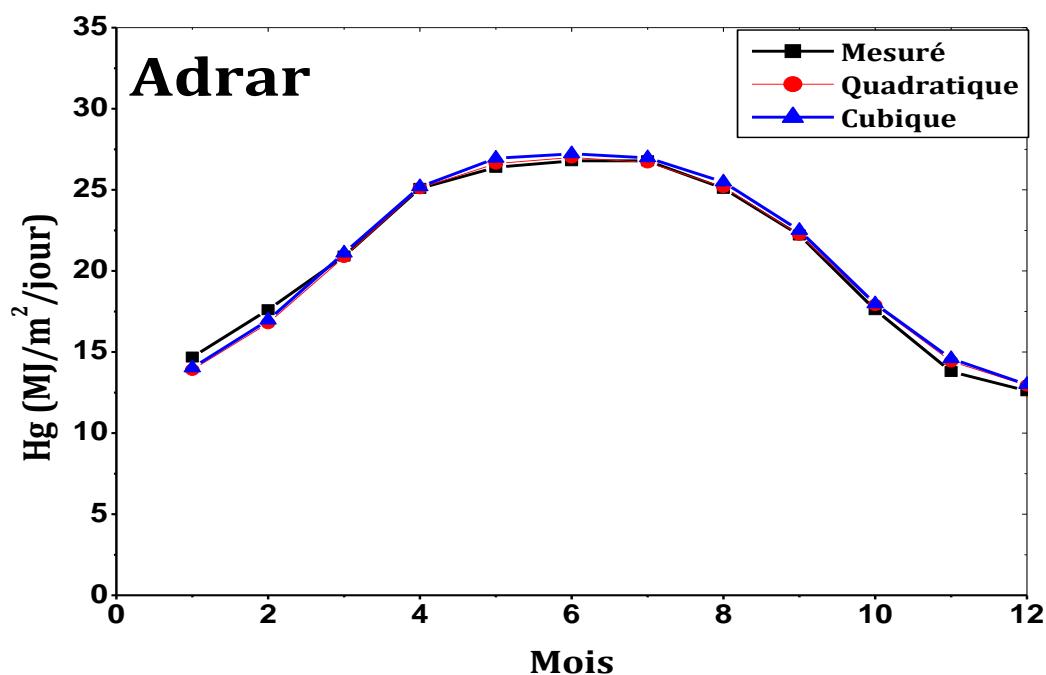


Figure I.7.f. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Adrar.

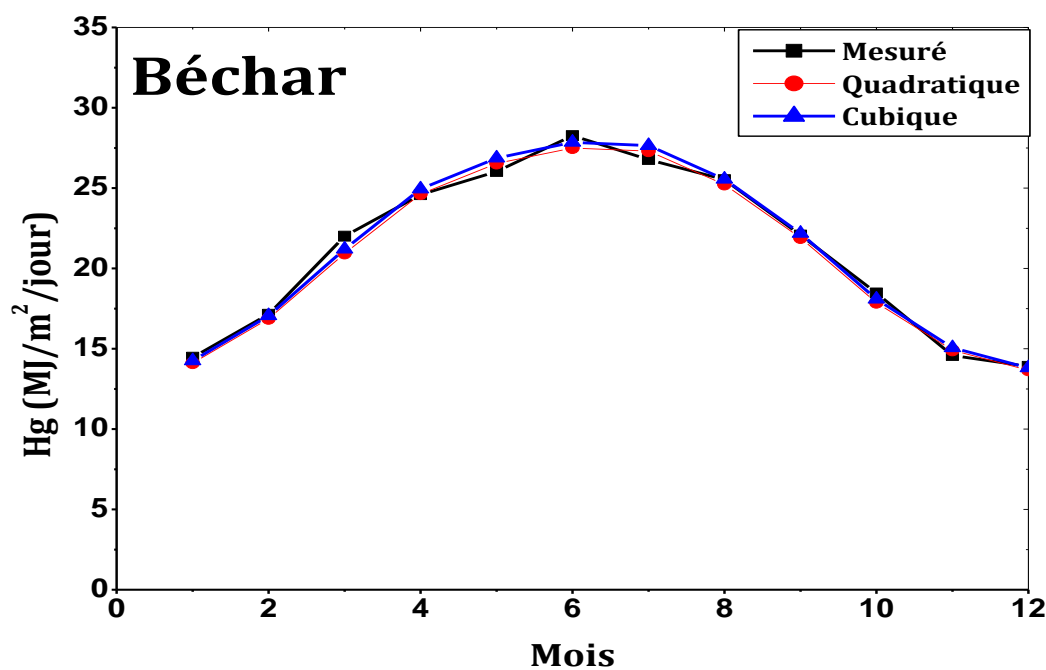


Figure I.7.g. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Béchar.

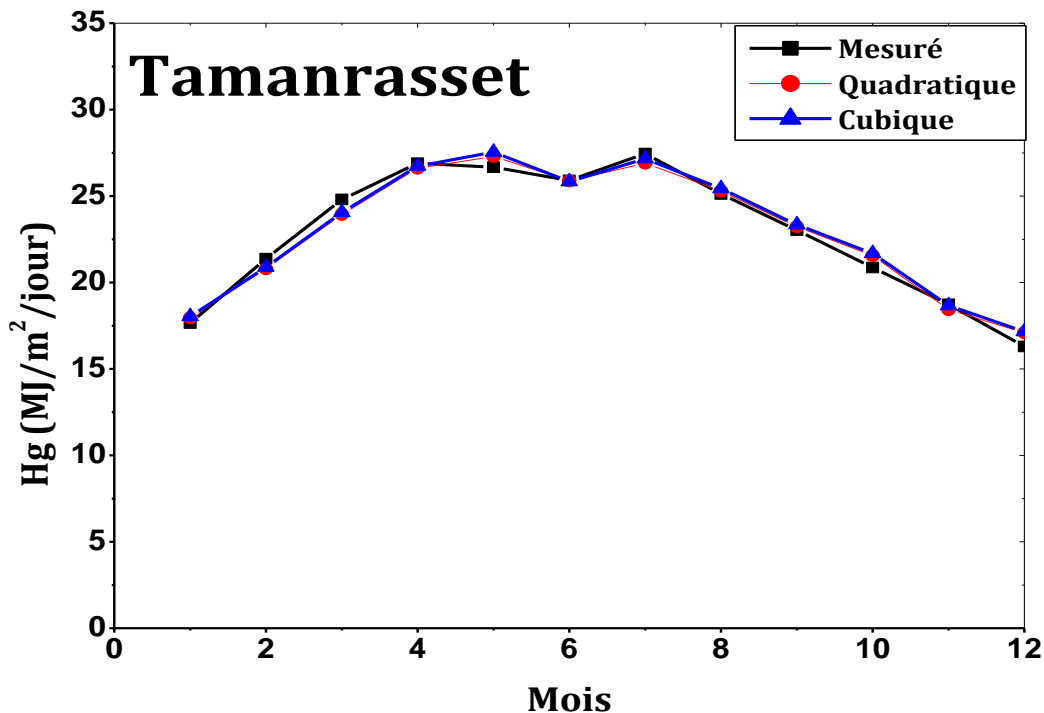


Figure I.7.h. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal pour Tamanrasset.

I.6. Estimation du rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal

I.6.1. Introduction

La plupart des données du rayonnement solaire enregistrées par les stations radiométriques sont les données de rayonnement global sur un plan horizontal [28]. Néanmoins, il est d'un grand intérêt de connaître la part diffuse du rayonnement solaire à ces endroits spécifiques pour plusieurs fins, notamment pour la conception et le dimensionnement des systèmes photovoltaïques [29]. Pour atteindre cet objectif, plusieurs modèles empiriques ont été développés et utilisés pour la prédiction du rayonnement solaire diffus dans le monde entier en utilisant les différents paramètres météorologiques.

Liu et Jordan [30] ont développé la première corrélation entre la fraction diffuse K_D et l'indice de clarté K_T , et suite à ce travail, de nombreux chercheurs ont étudié et modifié ce modèle avec des données, des régions et des échelles de temps différentes. Karakoti et al [31] ont utilisé sept modèles empiriques généralisés basés sur la durée d'ensoleillement, la température et l'humidité relative pour l'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire diffus quotidien pour 23 stations en l'Inde. Tandis que Pandey et Katiyar [32] ont utilisé la corrélation entre la fraction diffuse et la fraction d'ensoleillement pour estimer le

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

rayonnement solaire diffus quotidien sur quatre grands sites indiens. De l'autre côté, Li et al [33] ont proposé deux nouveaux modèles, en plus des huit modèles existants basés sur plusieurs paramètres prédictifs dont l'indice de clarté, la durée d'insolation, la température ambiante et l'humidité relative pour l'estimation du rayonnement solaire diffus à la gare de Guangzhou en Chine. Malgré le nombre de ces travaux effectués sur le développement des corrélations empiriques pour la détermination du rayonnement solaire diffus dans différents endroits du monde, il n'y a pas, dans la littérature, assez des corrélations empiriques développées pour l'Algérie. Donc, le but de cette partie est de développer des modèles généralisés basés sur les données du rayonnement global et de la durée d'ensoleillement avec de nouveaux coefficients de corrélation pour estimer la moyenne mensuelle du rayonnement solaire diffus quotidien sur un plan horizontal dans différents endroits de l'Algérie qui est caractérisé par une faible densité de stations radiométriques. En outre, les performances des modèles proposés ont validé et vérifié leur précision en utilisant sept paramètres statistiques en les comparant avec les données mesurées de six locations algériennes.

I.6.2. Données et méthodologie

De la même manière que pour la simulation du rayonnement global, on propose 10 modèles empiriques, qui utilisent la corrélation entre la fraction diffuse et la moyenne mensuelle de la durée d'ensoleillement/rayonnement solaire global (tableau I.6) pour six stations radiométriques algériennes (Alger, Constantine, Ghardaïa, Bechar, Adrar, et Tamanrasset), parce que les mesures du rayonnement diffus fiables et continues sont rares et disponibles uniquement dans ces locations. Les performances des modèles proposés sont validées et vérifiées en utilisant les sept paramètres statistiques mentionnés dans la section I.5.1.3.

<i>Modèles</i>	<i>Model #</i>	<i>Equations de régression</i>
<i>Linéaire</i>	1	$\left(\frac{H_d}{H_0}\right) = a + b \left(\frac{S}{S_0}\right)$
<i>Quadratique</i>	2	$\left(\frac{H_d}{H_0}\right) = a + b \left(\frac{S}{S_0}\right) + c \left(\frac{S}{S_0}\right)^2$
<i>Cubique</i>	3	$\left(\frac{H_d}{H_0}\right) = a + b \left(\frac{S}{S_0}\right) + c \left(\frac{S}{S_0}\right)^2 + d \left(\frac{S}{S_0}\right)^3$
<i>Logarithmique</i>	4	$\left(\frac{H_d}{H_0}\right) = a + b \log \left(\frac{S}{S_0}\right)$
<i>Exponentiel</i>	5	$\left(\frac{H_d}{H_0}\right) = a e^{b \left(\frac{S}{S_0}\right)}$
<i>Linéaire</i>	6	$K_D = a + b K_T$
<i>Quadratique</i>	7	$K_D = a + b K_T + c K_T^2$
<i>Cubique</i>	8	$K_D = a + b K_T + c K_T^2 + d K_T^3$
<i>Logarithmique</i>	9	$K_D = a + b \log K_T$

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

<i>Exponentiel</i>	10	$K_D = ae^{bK_T}$
--------------------	----	-------------------

K_D : Fraction diffuse, avec $K_D = \left(\frac{H_D}{H_G}\right)$

Tableau I.6. Modèles de régression utilisés dans l'étude (rayonnement diffus).

I.6.3. Résultats et discussions

I.6.3.1. Modèles dépendant du site

Les corrélations entre la fraction diffuse dans le premier côté, et la durée d'ensoleillement/indice de clarté de l'autre côté sont analysées pour les six stations algériennes. Les constantes de régression (a, b, c et d) des dix modèles sont obtenus par la technique d'estimation de la courbe, et sont présentées dans le tableau I.7. Ensuite, pour les dix modèles proposés et pour les six sites, les indicateurs statistiques (R^2 , MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$, $RMSE$, t_{sta}) ont été calculés et résumés dans le tableau I.8.

<i>Location</i>	<i>Modèle #</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
<i>Alger</i>	1	0,226	-0,033		
	2	0,391	-0,574	0,429	
	3	0,074	0,989	-2,092	1,330
	4	0,194	-0,02		
	5	0,227	-0,17		
	6	0,965	-1,074		
	8	-0,156	3,083	-3,824	
	9	-19,89	113,4	-208,5	125,8
	10	0,029	-0,570		
	<i>Constantine</i>	1	1,832	-2,900	
2		0,206	-0,026		
3		0,066	0,433	-0,367	
4		0,241	-0,434	1,048	-0,758
5		0,182	-0,01		
6		0,207	-0,14		
8		0,755	-0,739		
9		0,438	0,458	-1,120	
10		1,46	-5,326	9,726	-6,736
<i>Ghardaïa</i>		1	0,113	-0,39	
	2	1,093	-2,09		
	3	0,454	-0,306		
	4	-2,313	7,393	-5,314	
	5	0,648	-5,094	12,130	-8,078
	6	0,164	-0,200		
	8	0,667	-1,46		
	9	1,210	-1,278		
	10	0,383	1,127	-1,746	
	<i>Béchar</i>	1	-64,25	283,7	-413,4
2		0,002	-0,87		
3		5,188	-4,010		
4		0,051	0,271		
5		-1,341	3,485	-2,000	
6		200,5	-752,0	939,6	-390,9
8		0,214	0,218		
9		0,045	1,617		
10		0,801	-0,811		

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

<i>Adrar</i>	1	1,686	-3,377	1,859	
	2	-45,48	202,5	-297,4	144,9
	3	0,033	-0,56		
	4	2,414	-3,34		
	5	0,104	0,075		
	6	-0,768	2,239	-1,339	
	8	110,2	-414,4	519,4	-216,7
	9	0,178	0,061		
	10	0,119	0,394		
	11	0,618	-0,553		
	<i>Tamanrasset</i>	1	3,494	-9,025	6,224
2		-36,18	166,1	-251,2	125,9
3		0,095	-0,38		
4		1,097	-2,23		
5		0,483	-0,390		
6		0,311	0,078	-0,314	
8		-4,451	19,26	-25,84	11,22
9		0,106	-0,28		
10		0,904	-2,10		

Tableau I.7. Coefficients de corrélation des dix modèles de régression pour les six stations algériennes (rayonnement diffus).

<i>Location</i>	<i>Model #</i>	<i>MPE</i>	<i>MAPE</i>	<i>MBE</i>	<i>MABE</i>	<i>RMSE</i>	<i>R²</i>	<i>t_{sta}</i>
<i>Alger</i>	1	0,6163	7,2678	-0,0001	0,0149	0,0168	0,0487	0,0219
	2	0,5654	6,8824	-0,0001	0,0141	0,0162	0,1184	0,0223
	3	0,3341	6,7166	-0,0006	0,0139	0,0162	0,1227	0,1168
	4	-0,1864	7,1731	-0,0017	0,0148	0,0168	0,0573	0,3452
	5	0,0102	7,1963	-0,0013	0,0148	0,0169	0,0496	0,2649
	6	0,3684	5,1200	-0,0003	0,0201	0,0249	0,7979	0,0358
	7	0,4479	4,6361	0,0004	0,0175	0,0233	0,8242	0,0500
	8	-10,0574	10,6803	-0,0381	0,0402	0,0436	0,8606	5,9905
	9	-0,2944	5,4884	-0,0030	0,0217	0,0261	0,7818	0,3785
	10	0,6031	5,6825	0,0007	0,0224	0,0266	0,7716	0,0836
<i>Constantine</i>	1	-0,0538	2,3717	-0,0003	0,0045	0,0054	0,1890	0,1567
	2	-0,1311	1,8835	-0,0003	0,0036	0,0043	0,4777	0,2666
	3	0,2085	1,8469	0,0003	0,0035	0,0043	0,4835	0,2307
	4	-1,6607	2,4486	-0,0033	0,0047	0,0065	0,1559	1,9870
	5	-0,0887	2,3742	-0,0003	0,0045	0,0054	0,1861	0,1970
	6	0,0054	2,0476	-0,0002	0,0072	0,0082	0,9602	0,0886
	7	-0,1484	1,7966	-0,0007	0,0064	0,0076	0,9661	0,3052
	8	0,0060	1,7654	-0,0001	0,0062	0,0075	0,9665	0,0606
	9	-0,1649	2,1916	-0,0009	0,0077	0,0091	0,9510	0,3276
	10	-0,0094	2,2458	-0,0002	0,0079	0,0092	0,9496	0,0887
<i>Ghardaïa</i>	1	1,3065	10,2335	-0,0002	0,0223	0,0254	0,3525	0,0237
	2	0,2033	4,5913	-0,0002	0,0102	0,0124	0,8463	0,0630
	3	-0,3878	4,5416	-0,0015	0,0100	0,0123	0,8502	0,4061
	4	0,2798	10,6170	-0,0027	0,0233	0,0263	0,3131	0,3446
	5	1,1386	10,5430	-0,0005	0,0232	0,0264	0,3113	0,0590
	6	1,7458	11,9820	-0,0004	0,0367	0,0417	0,3248	0,0297
	7	1,8335	11,9473	-0,0001	0,0365	0,0417	0,3252	0,0069
	8	-21,4999	22,3761	-0,0748	0,0770	0,0857	0,3274	5,9274
	9	0,8521	11,8966	-0,0033	0,0367	0,0419	0,3242	0,2607
	10	1,5125	12,0843	-0,0010	0,0373	0,0418	0,3225	0,0830
	1	61,492	61,492	0,1026	0,1026	0,1030	0,4084	36,9225
	2	0,3411	4,7989	0,0001	0,0080	0,0091	0,4186	0,0293

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Béchar	3	-35,9341	35,9341	-0,0605	0,0605	0,0610	0,6258	27,1938	
	4	0,3092	4,8492	0	0,0081	0,0092	0,4099	0,0074	
	5	-0,2907	5,0244	-0,0010	0,0085	0,0093	0,4060	0,3564	
	6	0,2235	5,0288	-0,0003	0,0124	0,0147	0,5779	0,0684	
	7	0,4059	4,9879	0,0001	0,0123	0,0146	0,5797	0,0332	
	8	5,9935	7,0360	0,0138	0,0167	0,0201	0,5853	3,1572	
	9	0,0926	5,0440	-0,0006	0,0125	0,0146	0,5788	0,1407	
	10	0,2785	4,9997	-0,0002	0,0124	0,0146	0,5795	0,0395	
	Adrar	1	0,2424	5,2218	-0,0004	0,0088	0,0119	0,0307	0,1163
		2	0,9423	5,7034	0,0007	0,0095	0,0118	0,0418	0,2072
3		-13,2772	13,2772	-0,0224	0,0224	0,0249	0,1798	6,7945	
4		0,4558	5,3113	-0,0001	0,0089	0,0119	0,0314	0,0188	
5		-0,2951	5,1450	-0,0013	0,0087	0,0120	0,0304	0,3624	
6		6,0731	8,8355	0,0135	0,0211	0,0219	0,5251	2,6029	
7		0,2342	4,9333	-0,0004	0,0124	0,0156	0,6071	0,0757	
8		-14,2987	14,2987	-0,0352	0,0352	0,0384	0,6272	7,6604	
9		0,4410	5,7114	0	0,0143	0,0170	0,5354	0,0012	
10		0,2054	5,5417	-0,0006	0,0139	0,0169	0,5405	0,1215	
Tamanrasset	1	1,2390	9,7891	-0,0007	0,0182	0,0236	0,6919	0,0934	
	2	1,0997	10,2005	-0,0009	0,0188	0,0235	0,6947	0,1218	
	3	-1,0736	8,5734	-0,0044	0,0170	0,0231	0,7159	0,6460	
	4	0,3406	9,1391	-0,0025	0,0172	0,0240	0,6847	0,3523	
	5	1,2084	9,3535	-0,0006	0,0177	0,0241	0,6794	0,0834	
	6	3,2832	16,1888	-0,0006	0,0410	0,0497	0,4888	0,0390	
	7	4,3821	14,8532	0,0029	0,0375	0,0475	0,5343	0,2044	
	8	6,3442	15,4285	0,0078	0,0380	0,0478	0,5397	0,5448	
	9	3,6189	16,0593	0,0004	0,0405	0,0495	0,4938	0,0250	
	10	2,0953	15,7679	-0,0038	0,0406	0,0489	0,5089	0,2581	

Tableau I.8. Résultats statistiques des dix modèles de régression pour les six stations algériennes (rayonnement diffus).

✓ Alger

Comme indiqué dans le tableau I.8, le modèle cubique basé sur l'indice de clarté (Mod. 8) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre l'ensemble de données de la fraction diffuse et de la fraction d'enseillement/indice de clarté (K_D et $(S/S_0)/K_G$) avec $R^2=0,8606$, tandis que la valeur la plus basse du coefficient de détermination est acquise par le modèle linéaire basé sur la fraction d'enseillement (mod.1) qui est de $R^2=0,0487$. Les meilleurs résultats ont été obtenus par le modèle quadratique (mod. 7), avec les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ comme 0,4479, 4,6361, 0,0004, 0,0175, 0,0233, respectivement pour la station d'Alger.

✓ Constantine

Le modèle cubique (mod. 8) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre (K_D et $(S/S_0)/K_G$) pour les ensembles de données ($R^2=0,9665$), tandis que la valeur la plus basse est celle du coefficient de détermination acquise par le modèle logarithmique basé sur la fraction d'enseillement (mod.4) qui est de 0,1559. La meilleure performance pour la station de Constantine a été acquise encore par le modèle cubique (mod.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

8), avec $MPE=0,0060$, $MAPE=1,7654$, $MBE=-0,0001$, $MABE=0,0062$ et $RMSE=0,0075$ pour la station de Constantine.

✓ **Ghardaïa**

Comme présenté dans le tableau I.8, le modèle cubique basé sur la fraction d'ensoleillement (mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre l'ensemble de données de la fraction diffuse et de la fraction d'ensoleillement/indice de clarté (K_D et $(S/S_0)/K_G$) ($R^2=0,8502$), tandis que la valeur la plus basse est celle du coefficient de détermination acquise par le modèle exponentiel (mod. 5) qui est de 0,3113. La meilleure performance pour la station de Ghardaïa a été acquise pour le modèle quadratique basé sur la fraction d'ensoleillement (mod. 2), avec $MPE=0,2033$, $MAPE=4,5913$, $MBE=-0,0002$, $MABE=0,0102$ et $RMSE=0,0124$.

✓ **Béchar**

Pour la station de Béchar, et comme présenté dans le tableau I.8, le modèle cubique basé sur les données de la fraction d'ensoleillement (mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre l'ensemble de données de la fraction diffuse et de la fraction d'ensoleillement/indice de clarté ($R^2=0,6258$), tandis que la valeur la plus basse est celle du coefficient de détermination acquise par le modèle exponentiel (mod. 5) qui est de 0,4060. Les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ sont dérivées par le modèle quadratique basé sur la fraction d'insolation (mod. 2) comme 0,3411, 4,7989, 0,0001, 0,0080, et 0,0091 respectivement.

✓ **Adrar**

Comme indiqué dans le tableau I.8, le modèle cubique basé sur l'indice de clarté (mod. 8) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation entre (K_D et $(S/S_0)/K_G$) pour les ensembles de données ($R^2=0,6272$), tandis que la valeur la plus basse est celle du coefficient de détermination acquise par le modèle exponentiel (mod.5) qui est de 0,0304. Les meilleurs résultats acquis comme $MPE=0,2342$, $MAPE=4,9333$, $MBE=-0,0004$, $MABE=0,0124$, et $RMSE=0,0156$ sont obtenus par le modèle quadratique (mod. 7) pour la station d'Adrar.

✓ **Tamanrasset**

Pour la station de Tamanrasset, et comme présenté dans le tableau I.8, le modèle cubique basé sur la fraction d'insolation (Mod. 3) présente le coefficient de détermination le plus élevé dans la corrélation l'ensemble de données de la fraction diffuse et de la fraction d'ensoleillement/indice de clarté avec $R^2=0,7159$, tandis que la valeur la plus basse est celle

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

du coefficient de détermination acquise par le modèle linéaire basé sur l'indice de clarté (Mod. 6) qui est de 0,4888. Les valeurs les plus faibles de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$ et $RMSE$ sont dérivées par le modèle exponentiel basé sur la fraction d'ensoleillement (mod.5) comme 1,2084, 9,3535, -0,0006, 0,0177 et 0,0241 respectivement.

I.6.3.2. Modèles généraux

De la même façon pour le rayonnement global, on peut constater dans le tableau I.7, que les coefficients de corrélation des modèles dépendent des sites étudiés. Par conséquent, pour la plupart des endroits en Algérie avec un manque de données du rayonnement solaire diffus, des modèles généraux pour la prédiction de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal sont nécessaires. Il pourrait être raisonnable de recommander les modèles quadratique et cubique (modèles 7 et 8), qui sont basés sur les données de l'indice de clarté pour les utiliser comme modèles généraux pour l'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur la base de leurs performances. Les deux modèles généraux sont présentés comme suit :

$$\left(\frac{H_d}{H_g}\right) = 0,2763 + 0,0078 \left(\frac{H_g}{H_0}\right) - 0,0002 \left(\frac{H_g}{H_0}\right)^2$$

$$\left(\frac{H_d}{H_g}\right) = 0,337 - 0,068 \left(\frac{H_g}{H_0}\right) + 0,025 \left(\frac{H_g}{H_0}\right)^2 - 0,002 \left(\frac{H_g}{H_0}\right)^3$$

Les performances de ces deux modèles généralisés après la validation ont été données dans le tableau I.9, et les figures I.8.a-f, montrant la comparaison entre les valeurs observées et estimées par les deux modèles généralisés de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour les six stations radiométriques. Le modèle cubique généralisé agit mieux que le modèle quadratique avec des coefficients de détermination plus élevés pour les six stations, et des valeurs inférieures de MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$, $RMSE$ et t_{sta} (tableau I.9). Cependant, on conclut que les modèles "dépendant du site" donnent la précision un peu plus élevée que les deux modèles généraux. Donc, pour les huit stations considérées dans cette étude, le rayonnement solaire diffus peut être estimé à partir des modèles dépendant du site, alors que pour les autres endroits en Algérie, il doit être calculé selon les deux modèles généraux.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Location	Model	MPE	MAPE	MBE	MABE	RMSE	R ²	t _{sta}
Alger	Quadratique	-24,9839	24,9839	-0,1019	0,1019	0,1162	0,7975	6,0613
	Cubique	-17,9253	18,4636	-0,0752	0,0768	0,0924	0,7898	4,6435
Constantine	Quadratique	-21,2787	21,2787	-0,0807	0,0807	0,0907	0,9601	6,4735
	Cubique	-12,2204	13,5937	-0,0481	0,0520	0,0617	0,9602	4,1384
Ghardaïa	Quadratique	-12,5141	18,0692	-0,0490	0,0626	0,0706	0,3247	3,1939
	Cubique	-6,3856	15,7274	-0,0292	0,0524	0,0582	0,3243	1,9233
Adrar	Quadratique	14,8539	14,8539	0,0343	0,0343	0,0411	0,5779	5,0208
	Cubique	23,0226	23,0226	0,0544	0,0544	0,0587	0,5787	8,2139
Béchar	Quadratique	16,8002	17,9531	0,0381	0,0416	0,0456	0,5255	5,0311
	Cubique	25,1853	25,1853	0,0584	0,0584	0,0632	0,5332	8,0471
Tamanrasset	Quadratique	7,1309	24,4373	0,0014	0,0632	0,0697	0,4890	0,0655
	Cubique	14,6118	25,9342	0,0212	0,0626	0,0720	0,4928	1,0236

Tableau I.9. Résultats statistiques des deux modèles généralisés pour les six stations algériennes (rayonnement diffus).

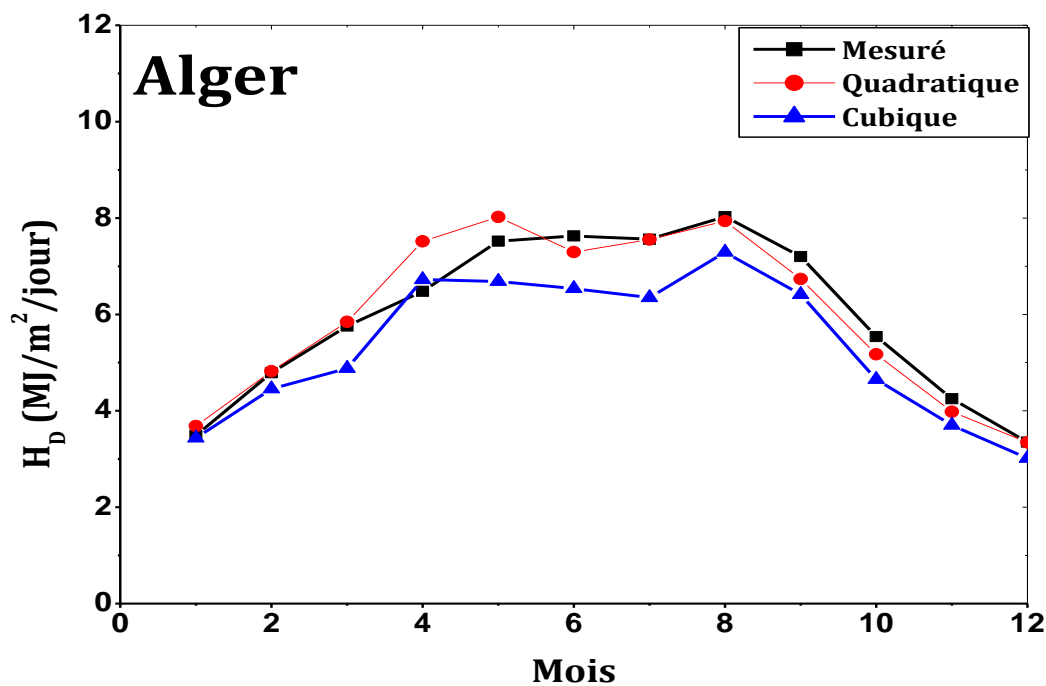


Figure I.8.a. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Alger.

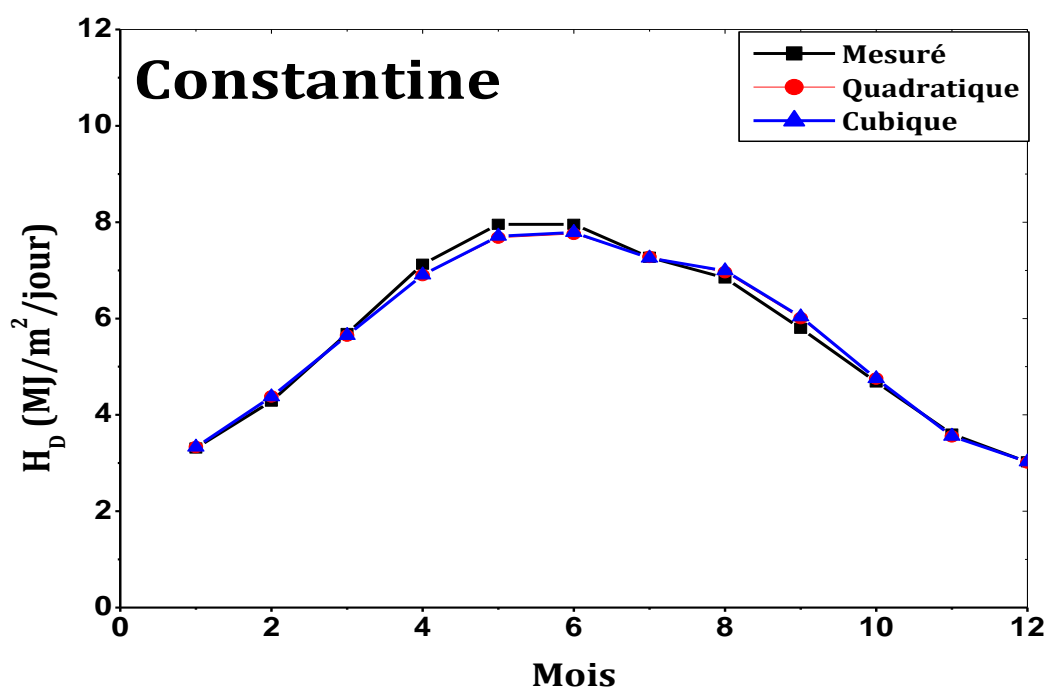


Figure I.8.b. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Constantine.

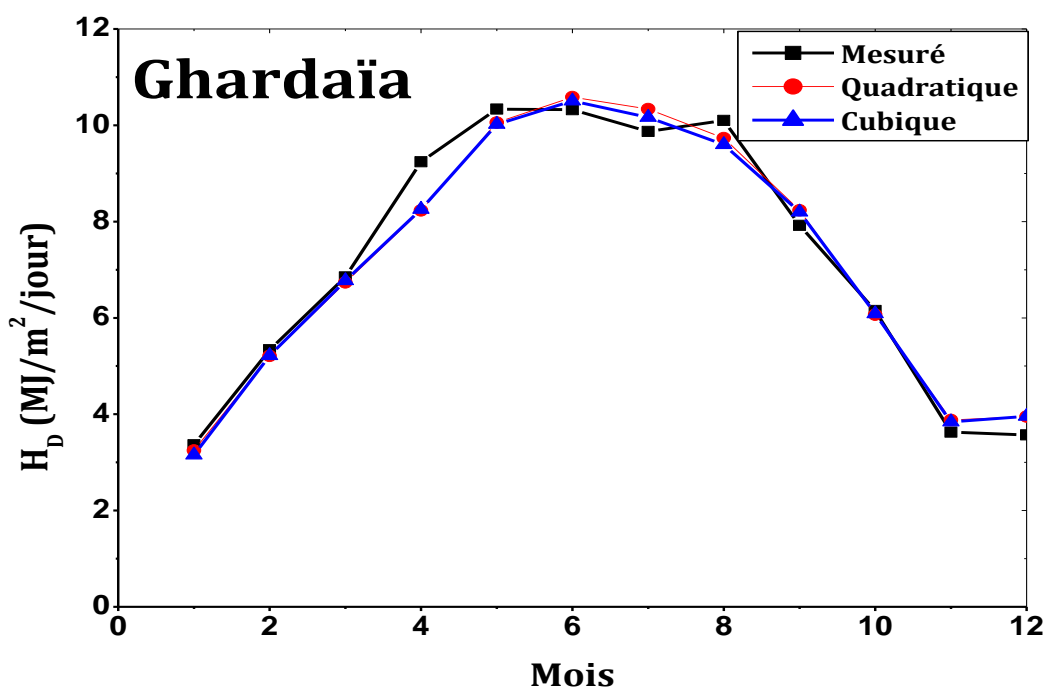


Figure I.8.c. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Ghardaïa.

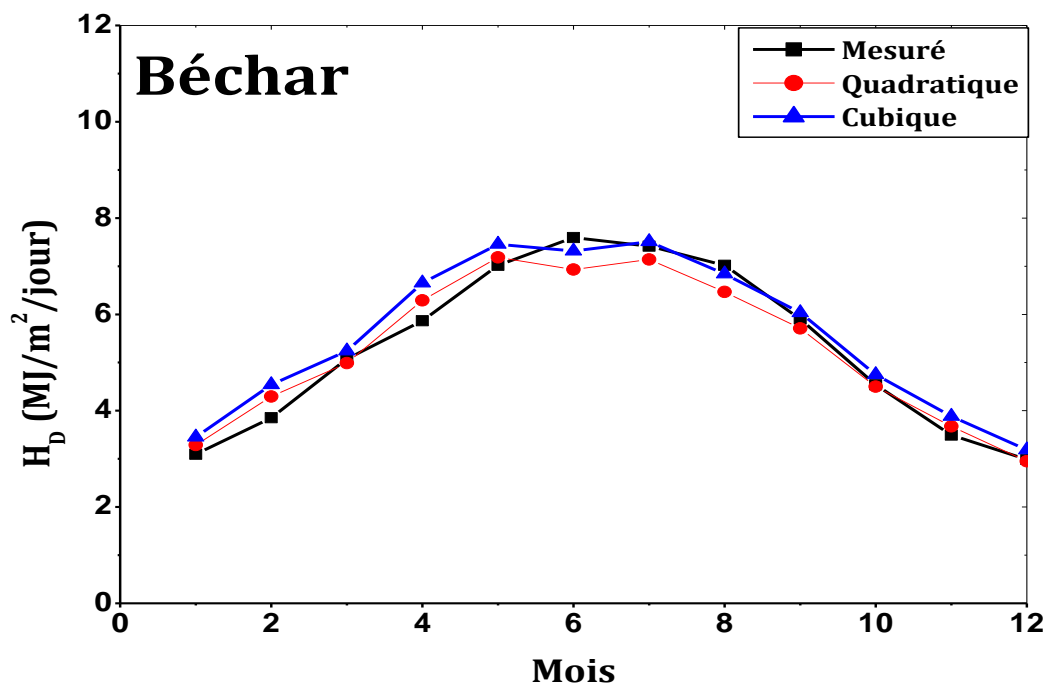


Figure I.8.d. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Béchar.

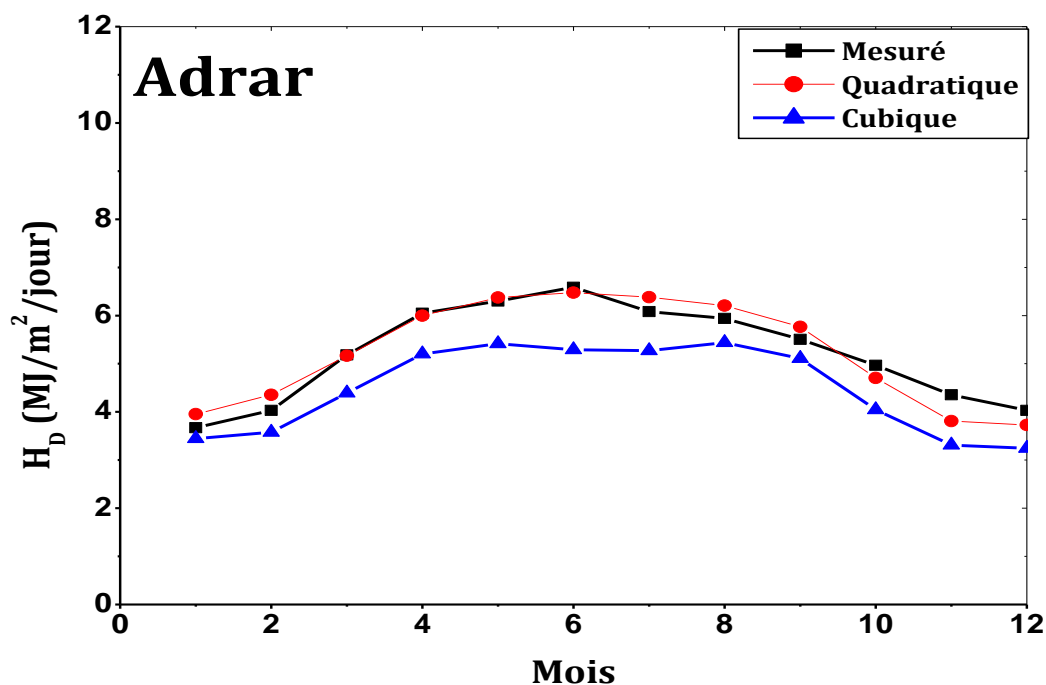


Figure I.8.e. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Adrar.

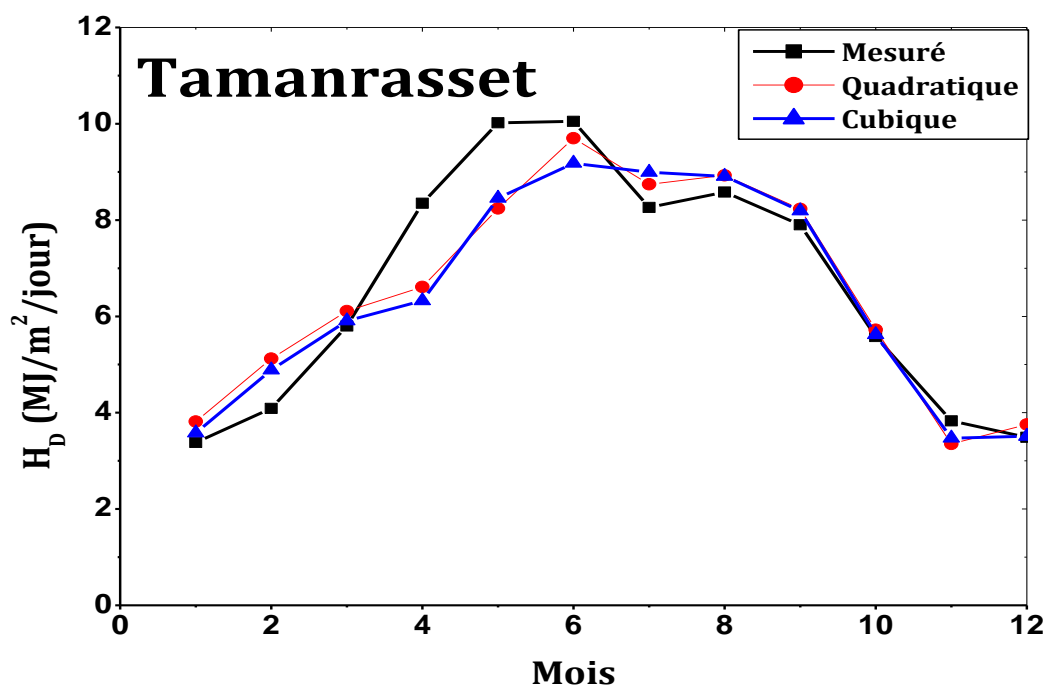


Figure I.8.f. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal pour Tamanrasset.

I.7. Estimation du rayonnement solaire direct normal

I.7.1. Introduction

L'utilisation des capteurs solaires à concentration qui sont intégrés dans les centrales solaires photovoltaïques (CPV) et thermiques (CSP), implique que ces systèmes fonctionnent seulement avec l'irradiation directe normale IDN [34-36]. En particulier, l'intensité et la distribution d'IDN sont des facteurs dominants pour la conception et l'évaluation de la performance des concentrateurs et des centrales solaires à concentration CSP et CPV. Donc, il est nécessaire de connaître les données d'IDN afin d'estimer l'énergie qui sera produite par le système, et effectuer une analyse économique. Toutefois, les mesures d'IDN sont coûteuses et rarement disponibles en raison du coût des dispositifs de mesure et des exigences de traitement de données. Contrairement au manque de données d'IDN, la disponibilité mondiale des données d'irradiations globales et diffuses sur un plan horizontal sont faciles à trouver ou à mesurer par rapport aux données d'IDN [35].

De l'autre côté, aujourd'hui, plusieurs bases de données spatiales fournissent les valeurs d'IDN développées par différentes approches, différentes couvertures spatiales et différents intervalles de temps, même pour ceux qui exploitent les données satellitaires [37].

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Ces bases de données sont disponibles suite à des projets nationaux et internationaux, tels que la base de la *NASA-SSE* [38] par "Atmospheric Science Data Center", qui est un exemple de source de données du domaine public, *SoDa* [39] par "Mines ParisTech" qui offre des données libres pour quelques locations seulement, *Meteonorm* [40] par "Meteotest" comme source de données commerciales. Ces bases de données contiennent différents types de données solaires [41]:

- Avec qualité de mesure différente et pour différentes années.
- Interpolation de données, qui proviennent de grille de densité différente.
- Les données d'estimation, qui doivent prendre en compte les caractéristiques du modèle (le nombre des années et les images utilisées dans le développement), les caractéristiques des images (résolution et géométrie) et les périodes de temps des données utilisées.

Toutefois, ces bases de données présentent des valeurs différentes avec des différentes zones d'incertitudes, car ils utilisent différents types de données et différentes procédures pour calculer les données d'IDN. En plus, il y a un manque de continuité dans les données mesurées qui sont limitées à seulement un nombre très faible des stations radiométriques [36].

Solanki et Sangani [42] ont développé une nouvelle méthode basée sur des relations empiriques en utilisant la constante d'angle d'élévation pour un endroit donné dans le monde pour l'estimation du rayonnement direct normal. Alors que Pérez-Higueras et al. [36] ont présenté une méthode simplifiée qui utilise uniquement la latitude et l'irradiation globale horizontale comme données pour calculer l'irradiation normale directe.

Dans cette étude, une nouvelle méthodologie simplifiée pour l'estimation de l'irradiation directe normale (IDN) horaire, journalière, mensuelle et annuelle en présence ou absence des mesures du rayonnement global et diffus, est présentée dans une première partie. Dans la deuxième partie, les données calculées par la méthodologie des cinq bases de données spatiales disponibles pour l'Algérie; *NASA-SSE* [38], *Solar-Med-Atlas* [43], *SoDa* (HelioClim 1) [39], *SolarGIS* [44], et *Meteonorm* [40], sont validées avec leurs incertitudes par la comparaison avec les données mesurées de trois stations radiométriques en Algérie (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset). L'objectif de cette contribution est d'évaluer la précision des bases de données d'IDN afin de choisir les meilleures données pour l'application de la technologie des CSP et CPV en Algérie.

I.7.2. Données et méthodologie

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Afin d'analyser les incertitudes des données d'IDN calculées et celles spatiales, les données mesurées de l'éclairement normal direct (kWh/m^2) ont été collectées en seulement trois stations radiométriques algériennes (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset), car les mesures fiables et continues de l'IDN sont rares et limitées à seulement ces endroits.

La méthodologie qui calcule l'IDN est présentée dans la figure I.9, en utilisant les équations suivantes:

I. Estimation de la déclinaison solaire, et l'angle horaire du coucher du soleil [5]:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{(J + 284)360}{365} \right] \quad (\text{I. 14})$$

$$\omega_s = \arccos[-\tan(\varphi) \tan(\delta)] \quad (\text{I. 15})$$

II. Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement extraterrestre quotidien H_0 , et la durée d'ensoleillement maximale S_0 [5]:

$$H_0 = \left(\frac{24 \times 3600 \times I_{sc}}{\pi} \right) d_r [\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin(\varphi) \sin(\delta)] \quad (\text{I. 16})$$

III. Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien sur un plan horizontal H_G [45]:

$$H_G = \left(0,57089 + 0,01028 \left(\frac{S}{S_0} \right) - 0,00005 \left(\frac{S}{S_0} \right)^2 \right) \times H_0 \quad (\text{I. 17})$$

IV. Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus quotidien sur un plan horizontal H_D [46]:

$$H_D = \left(0,337 - 0,068 \left(\frac{H_G}{H_0} \right) + 0,025 \left(\frac{H_G}{H_0} \right)^2 - 0,002 \left(\frac{H_G}{H_0} \right)^3 \right) \times H_G \quad (\text{I. 18})$$

V. Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement global horaire sur un plan horizontal [47]:

$$I_G = r_t \times H_G \quad (\text{I. 19})$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \times \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \left(\frac{\pi \omega_s}{180} \right) \cos \omega_s} \right) \quad (\text{I. 20})$$

$$\text{Avec: } a = 0,4090 - 0,5016 \sin(\omega_s + 1,047) \quad (\text{I. 21})$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \sin(\omega_s + 1,047) \quad (\text{I. 22})$$

VI. Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal [48]:

$$I_D = r_d \times H_D \quad (\text{I. 23})$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \left(\frac{\pi \omega_s}{180} \right) \cos \omega_s} \right) \quad (\text{I. 24})$$

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

VII. Estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement direct horaire sur un plan horizontal:

$$I_{BH} = I_G - I_D \quad (I.25)$$

VIII. Estimation du rayonnement solaire normal direct horaire:

$$I_{BN} = \frac{I_{BH}}{\sin \delta \times \sin \varphi + \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos \omega} \quad (I.26)$$

IX. Estimation du rayonnement solaire normal direct quotidien:

$$H_{BN} = \sum_{i=1}^{24} I_{BN}(i) \times \Delta t \quad (I.27)$$

Avec: i est le pas de temps, et $\Delta t = 1$ heure.

X. Estimation du rayonnement solaire normal direct mensuel:

$$\bar{H}_{BN} = J(k) \times H_{BN}(k) \quad (I.28)$$

Avec : J le nombre du jour de k mois.

XI. Estimation du rayonnement solaire normal direct annuel:

$$\bar{\bar{H}}_{BN} = \sum_{k=1}^{12} \bar{H}_{BN}(k) \quad (I.29)$$

Les performances des modèles proposés sont validées et vérifiées en utilisant les sept paramètres statistiques mentionnés précédemment.

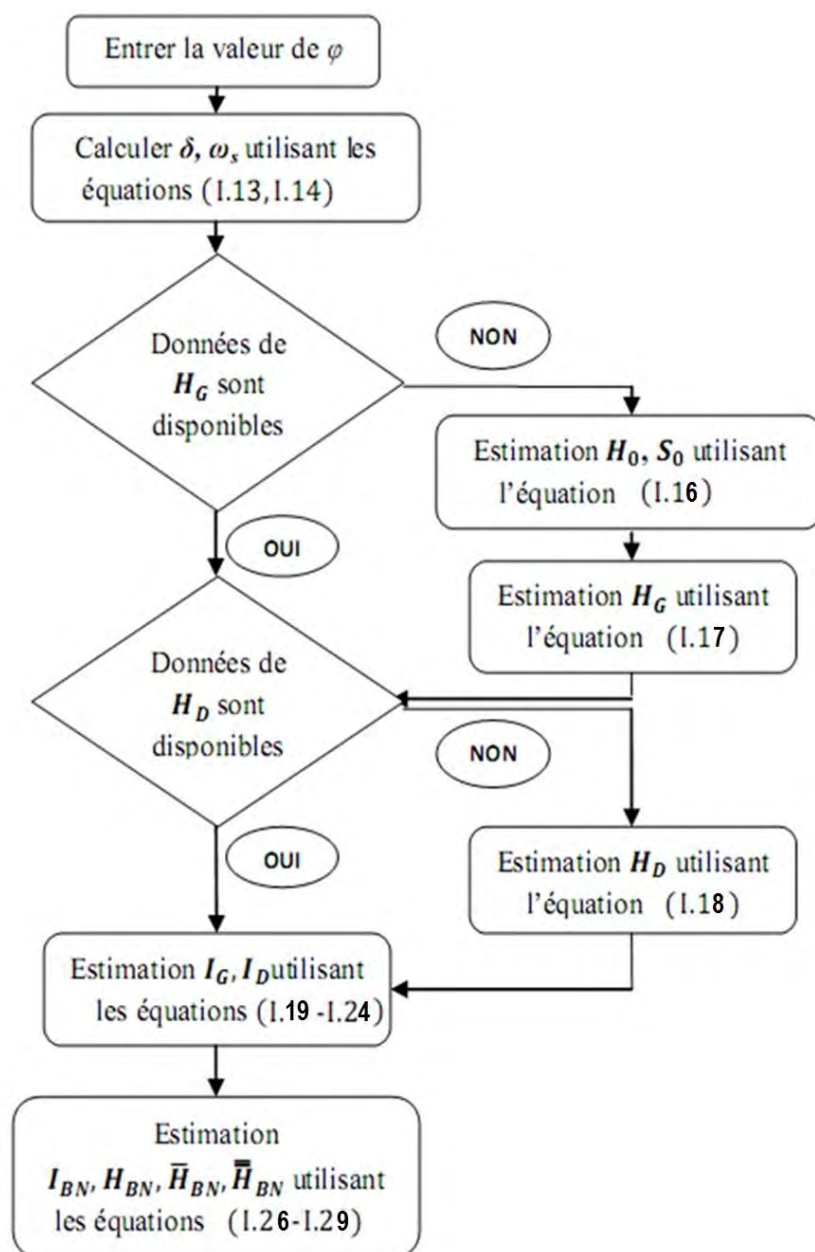


Figure I.9. Organigramme de la méthodologie proposée.

I.7.3. Résultats et discussions

La méthodologie a été utilisée pour estimer la moyenne mensuelle des valeurs horaires, journalières et annuelles de l'irradiation directe normale pour les trois principaux sites algériens; Alger, Ghardaïa et Tamanrasset. Ces stations ont été choisies pour la disponibilité des mesures d'IDN exclusive à ces endroits. Le premier modèle est utilisé avec la disponibilité des données du rayonnement solaire global et diffus sur un plan horizontal, tandis que le deuxième modèle est utilisé avec la disponibilité des données du rayonnement solaire global avec le manque de données du rayonnement diffus. Alors le troisième modèle est utilisé avec la non-disponibilité des deux données du rayonnement (global et diffus).

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

La validation des valeurs calculées, des bases de données spatiales avec celles mesurées peuvent être faites. Les tableaux I.10-12.a montrent les valeurs annuelles résultantes d'IDN et de ses erreurs en pourcentage pour les trois stations; Alger, Ghardaïa et Tamanrasset, respectivement, tandis que les tableaux I.10-12.b montrent les résultats de validation de la moyenne mensuelle de l'irradiation normale directe IDN quotidienne avec les sept paramètres statistiques.

✓ *Alger*

Comme présenté dans le tableau I.10.a, figure I.10.a, et pour les résultats de la méthode utilisée, il est raisonnable que la valeur annuelle calculée pour Alger en utilisant le premier modèle est la valeur la plus précise (1621 kWh/m²) avec un pourcentage d'erreur de 0,043 %, et la plus mauvaise est celle obtenue par le deuxième modèle (1871 kWh/m²) ce qui implique un pourcentage d'erreur de 15,494 %. Alors que, pour les cinq bases de données spatiales, elles ont des erreurs entre 3,272 % (*SolarGIS*) et 30,247 % (*NASA-SSE*). En outre, comme illustré à la figure I.9.a et le tableau I.10.b, la moyenne mensuelle des valeurs journalières, le premier modèle présente le plus haut coefficient de détermination avec $R^2=0,977$, et donne les valeurs les plus basses de la *MPE*, *MAPE*, *MBE*, *MABE*, *RMSE*, et t_{sta} comme 2,290, 6,439, 0,173, 0,322, 0,461, et 1,347 respectivement. Bien que les mauvais résultats sont dérivées de la base de données (*SolarGIS*) où $R^2=0,257$, *MPE*=48,167, *MAPE*=51,347, *MBE*=1,485, *MABE*=1,697, *RMSE*=1,922, et $t_{sta}=4,036$

	Mesuré	Model 1	Model 2	Model 3	NASA-SSE	Solar-Med-Atlas	SoDa (HC1)	SolarGIS	Meteonorm
IDN annuel	1620	1621	1871	1783	2110	1950	1949	1673	1838
e (%)		0,043	15,494	10,062	30,247	20,370	20,309	3,272	13,457

Tableau I.10.a. Valeurs annuelles d'IDN obtenues pour la station d'Alger.

Paramètre	Mod 1	Mod 2	Mod 3	NASA-SSE	Solar-Med-Atlas	SoDa (HC1)	Solar-GIS	Meteonorm
MPE	2,290	30,066	30,474	40,354	40,730	37,918	48,167	23,616
MAPE	6,439	30,066	30,569	40,354	40,730	37,918	51,347	24,893
MBE	0,173	1,250	0,978	1,514	1,493	1,468	1,485	0,768
MABE	0,322	1,250	0,985	1,514	1,493	1,468	1,697	0,828
RMSE	0,461	1,322	1,158	1,599	1,636	1,712	1,922	0,960
R²	0,977	0,974	0,896	0,868	0,778	0,732	0,257	0,843
t_{sta}	1,347	9,663	5,246	9,746	7,425	5,524	4,036	4,426

Tableau I.10.b. Résultats statistiques des valeurs d'IDN obtenues pour la station d'Alger.

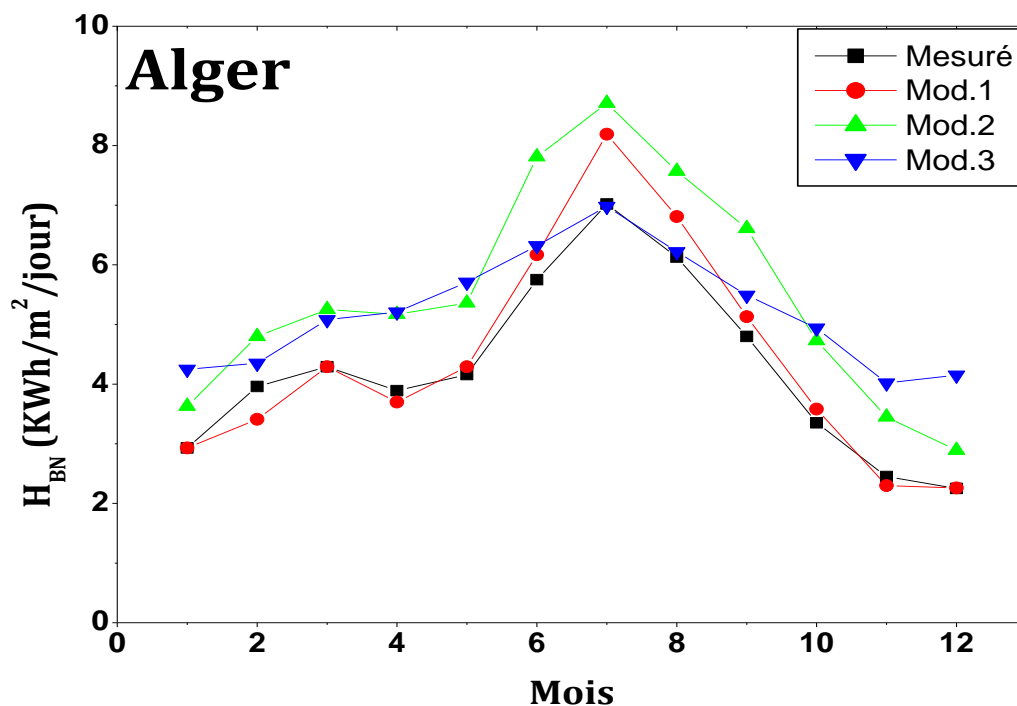


Figure I.10.a. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement normal direct quotidien pour Alger.

✓ Ghardaïa

Comme le montre le tableau I.11.a, figure I.10.b, et pour les résultats de la méthode utilisée, il est raisonnable que la valeur annuelle calculée pour la station de Ghardaïa en utilisant le premier modèle est la valeur la plus précise (2409 kWh/m^2) avec un pourcentage d'erreur de $-0,406 \%$, et la plus mauvaise est celle obtenue par le troisième modèle (2083 kWh/m^2) avec un pourcentage d'erreur de $-13,863 \%$. Alors que, pour les cinq bases de données spatiales, elles ont des erreurs entre $-0,563 \%$ (*NASA-SSE*) et $16,389 \%$ (*Meteonorm*). En outre, comme illustré à la figure I.9.b et le tableau I.11.b, la moyenne mensuelle des valeurs journalières, le deuxième modèle présente le plus haut coefficient de détermination avec $R^2=0,952$, alors, que le premier modèle donne les valeurs les plus basses de la *MPE*, *MAPE*, *MBE*, *MABE*, *RMSE*, et t_{sta} comme $0,153$, $4,805$, $-0,036$, $0,341$, $0,491$, et $0,748$ respectivement. On note que les mauvais résultats sont dérivées par la base de données (*NASA-SSE*) que $R^2=0,051$, $MPE=0,339$, $MAPE=24,039$, $MBE=-0,059$, $MABE=1,534$, $RMSE=1,835$, et $t_{sta}=0,107$.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

	Mesuré	Model 1	Model 2	Model 3	NASA -SSE	Solar-Med-Atlas	SoDa (HCl)	SolarGIS	Meteonorm
IDN annuel	2419	2409	2610	2083	2405	2377	2481	2104	2815
e (%)		-0,406	7,923	-13,863	-0,563	-1,730	2,600	-13,005	16,389

Tableau I.11.a. Valeurs annuelles d'IDN obtenues pour la station de Ghardaïa.

Paramètre	Mod 1	Mod 2	Mod 3	NASA-SSE	Solar-Med-Atlas	SoDa (HCl)	Solar-GIS	Meteonorm
MPE	0,153	7,983	-13,493	0,339	-0,976	3,481	-11,892	18,094
MAPE	4,805	7,983	13,493	24,039	12,736	17,486	16,563	20,477
MBE	-0,036	0,528	-0,920	-0,059	-0,123	0,157	-0,878	1,063
MABE	0,341	0,528	0,920	1,534	0,802	1,128	1,134	1,265
RMSE	0,491	0,577	1,073	1,835	1,001	1,333	1,244	1,546
R²	0,773	0,952	0,683	0,051	0,295	0,129	0,211	0,052
t_{sta}	0,243	7,470	5,532	0,107	0,412	0,393	3,299	3,144

Tableau I.11.b. Résultats statistiques des valeurs d'IDN obtenues pour la station de Ghardaïa.

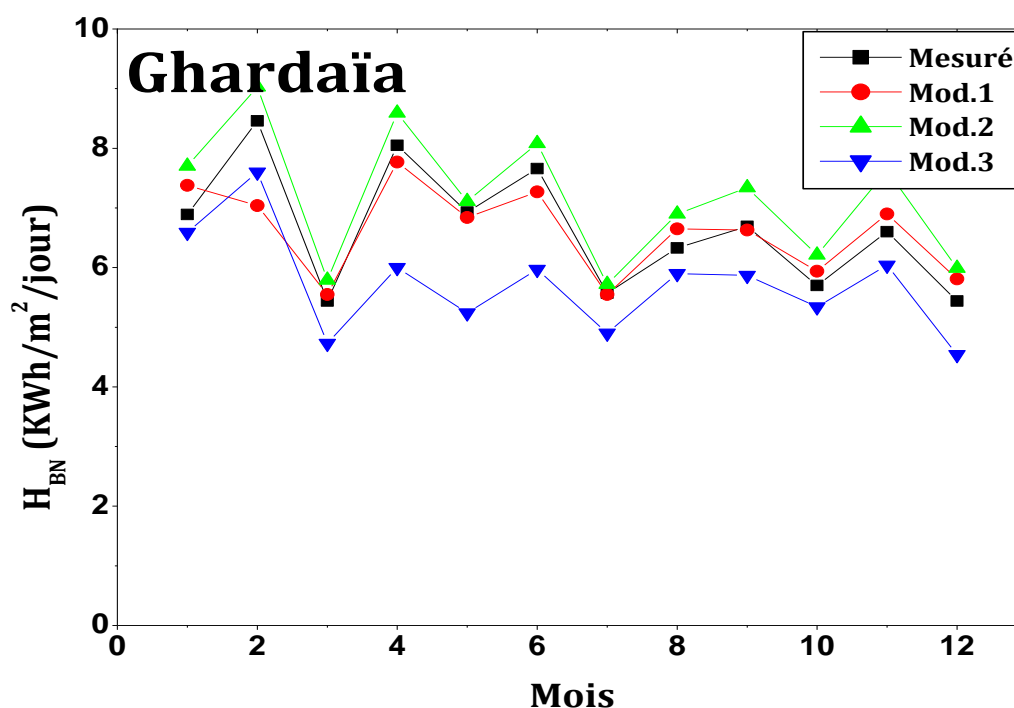


Figure I.10.b. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement normal direct quotidien pour Ghardaïa.

✓ Tamanrasset

Comme présenté dans le tableau I.12.a, figure I.10.c, et pour les résultats de la méthodologie utilisée, la valeur annuelle calculée pour la station de Tamanrasset en utilisant le premier modèle est la valeur la plus précise (2665 kWh/m²) avec un pourcentage d'erreur

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

de 0,261 %, et la plus mauvaise est celle obtenue par le deuxième modèle (2098 kWh/m²) ce qui implique un pourcentage d'erreur de -21,079 %. Alors que, pour les cinq bases de données spatiales, elles ont des erreurs entre -1,029 % (*SoDa*) et -8,665 % (*SolarGIS*). En outre, comme illustré à la figure I.9.c et le tableau I.12.a, la moyenne mensuelle des valeurs journalières, le premier modèle présente le plus haut coefficient de détermination avec $R^2=0,846$, et donne les valeurs les plus basses de la *MPE*, *MAPE*, *MBE*, *MABE*, *RMSE*, et t_{sta} comme 1,061, 4,986, 0,006, 0,379, 0,586, et 0,033 respectivement. Les mauvais résultats sont dérivées par le troisième modèle avec $R^2=0,046$, $MPE=-13,192$, $MAPE=15,022$, $MBE=-1,100$, $MABE=1,210$, $RMSE=1,574$, et $t_{sta}=3,241$.

En conclusion, les valeurs de la moyenne mensuelle d'IDN journalières et annuelles produites par le premier modèle de la méthode proposée sont excellentes par rapport à celles mesurées. En effet, en cas de disponibilité de données mesurées de l'éclairement horizontal global et diffus, il est recommandé d'utiliser ce modèle pour l'estimation de l'irradiation directe normale. En outre, les résultats des deux autres modèles sont comparables à celles des bases de données spatiales. Par conséquent, il peut être utilisé pour calculer l'IDN pour les trois stations algériennes.

	<i>Mesuré</i>	<i>Model 1</i>	<i>Model 2</i>	<i>Model 3</i>	<i>NASA-SSE</i>	<i>Solar-Med-Atlas</i>	<i>SoDa (HCI)</i>	<i>SolarGIS</i>	<i>Meteonorm</i>
IDN annuel	2658	2665	2753	2098	2480	2758	2631	2428	2719
e (%)		0,261	3,560	-21,079	-0,6709	3,613	-1,029	-8,665	2,281

Tableau I.12.a. Valeurs annuelles d'IDN obtenues pour la station de Tamanrasset.

<i>Param-ètre</i>	<i>Mod 1</i>	<i>Mod 2</i>	<i>Mod 3</i>	<i>NASA-SSE</i>	<i>Solar-Med-Atlas</i>	<i>SoDa (HCI)</i>	<i>Solar-GIS</i>	<i>Meteonorm</i>
MPE	1,061	12,479	-13,192	-4,792	13,829	8,111	-8,044	4,041
MAPE	4,986	12,479	15,022	14,356	15,196	13,387	8,044	14,886
MBE	0,006	0,860	-1,100	-0,498	0,884	0,503	-0,623	0,146
MABE	0,379	0,860	1,210	1,087	1,008	0,948	0,623	1,093
RMSE	0,586	0,969	1,574	1,299	1,301	1,190	0,815	1,247
R²	0,846	0,646	0,046	0,033	0,329	0,298	0,816	0,040
t_{sta}	0,033	6,390	3,241	1,377	3,071	1,548	3,931	0,391

Tableau I.12.b. Résultats statistiques des valeurs d'IDN obtenues pour la station de Tamanrasset.

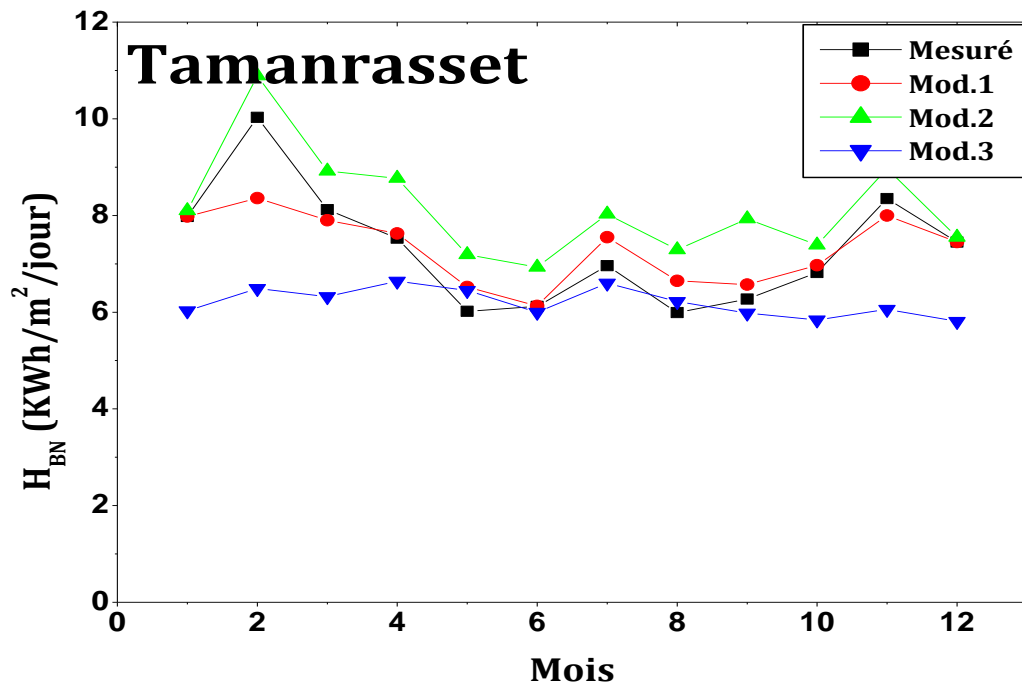


Figure I.10.c. Comparaison entre les valeurs observées et estimées de la moyenne mensuelle du rayonnement normal direct quotidien pour Tamanrasset.

I.8. Conclusion

L'utilisation des concentrateurs solaires implique que ces systèmes fonctionnent seulement avec l'éclairement direct normal IDN. Donc, il est nécessaire de connaître les données d'IDN afin d'estimer l'énergie qui sera produite par le système, et effectuer une analyse économique. Toutefois, les mesures d'IDN sont coûteuses et rarement disponibles en raison du coût des dispositifs de mesure et des exigences de traitement de données. Contrairement au manque de données IDN, la disponibilité mondiale des données d'irradiations globales et diffuses sur un plan horizontal sont faciles à trouver ou à mesurer.

Dans ce chapitre, notre travail a été divisé en trois parties principales:

- Tout d'abord, on a proposé 11 équations de corrélation basées sur la durée d'ensoleillement/ température ambiante pour l'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global quotidien sur un plan horizontal dans différents endroits de l'Algérie. Les modèles proposés sont validés avec les données mesurées de huit stations radiométriques algériennes (Alger, Oran, Batna, Constantine, Ghardaïa, Béchar, Adrar, and Tamanrasset) à l'aide de sept tests statistiques; MPE , $MAPE$, MBE , $MABE$, $RMSE$, R^2 , t_{sta} .
- De la même façon que pour le rayonnement global, on a pris dix modèles empiriques, qui utilisent la corrélation entre la fraction diffuse et la moyenne mensuelle de la durée d'ensoleillement/ rayonnement solaire global pour six locations Algériennes (Alger, Constantine, Ghardaïa, Béchar, Adrar, and Tamanrasset).

Selon les résultats, les modèles quadratique et cubique sont les modèles les plus performants pour l'estimation du rayonnement global et diffus. En outre, ces deux modèles de régression peuvent être utilisés comme des modèles généralisés pour la prédiction de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global et diffus pour l'Algérie en l'absence de données mesurées.

- À la fin, nous avons proposé une nouvelle méthodologie simplifiée pour l'estimation de l'irradiation directe normale (IDN) horaire, journalière, mensuelle et annuelle en présence ou absence des mesures du rayonnement global et diffus (GHI, DHI). Dans la deuxième partie, les données calculées par la méthodologie et celles de cinq bases de données spatiales disponibles pour l'Algérie: *NASA-SSE*, *Solar-Med-Atlas*, *SoDa* (HelioClim 1), *SolarGIS*, et *Meteonorm* ont validées leurs incertitudes par la comparaison avec les données mesurées de trois stations radiométriques en Algérie (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset).

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

En appliquant la méthode proposée pour le calcul d'IDN pour les trois stations algériennes (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset), nous avons obtenu de meilleures performances que celles des cinq données spatiales, notamment pour les valeurs mensuelles d'IDN. La méthode semble donner un moyen très approprié pour la gestion et l'exploitation des ressources d'IDN pour l'analyse et la conception des systèmes solaires à concentration; en mettant en œuvre et en utilisant des équations simples. Les travaux futurs comprendront l'application de la méthodologie à d'autres endroits en Algérie et dans le monde en utilisant des équations empiriques avec de nouveaux coefficients de corrélation pour estimer l'IDN.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

Références

- [1] Duzen H, Aydin H. Sunshine-based estimation of global solar radiation on horizontal surface at Lake Van region (Turkey). *Energy Convers Manage* 2012; **58**: 35–46.
- [2] Adaramola MS. Estimating global solar radiation using common meteorological data in Akure, Nigeria. *Renew Energy* 2012; **47**: 38–44.
- [3] <http://sciences.univreunion.fr/laboratoires/le2p/projets/>
- [4] Goswami DY, Kreith F, Kreider JF. Principles of solar engineering. 2^{ème} Édition. Taylor & Francis, Philadelphia, États Unis, 2000.
- [5] Duffie JA, Beckman WA. Solar engineering of thermal process. 2^{ème} Édition. John Wiley & Sons, New York, États Unis, 1991.
- [6] <http://www.cadrans-solaires.fr>
- [7] Kalogirou SA. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 1^{ère} Édition. Academic Press, Burlington, États Unis, 2009.
- [8] <http://www.ac-grenoble.fr>.
- [9] <http://climat.meteofrance.com>.
- [10] Yang K, Koike T, Ye B. Improving estimation of hourly, daily, and monthly solar radiation by importing global data sets. *Agric Forest Meteorol* 2006; **137**: 43–55.
- [11] Angström A. Solar and terrestrial radiation. *Quart J Roy Met Soc* 1924; **50**: 121–5.
- [12] Prescott JA. Evaporation from water surface in relation to solar radiation. *Trans Roy Soc Sci Aust* 1940; **64**: 114–25.
- [13] Hunt LA, Kuchar L, Swanton CJ. Estimation of solar radiation for use in crop modelling. *Agric Forest Meteorol* 1998; **91 (3–4)**: 293–300.
- [14] Muneer T, Gul MS. Evaluation of sunshine and cloud cover based models for generating solar radiation data. *Energy Convers Manage* 2000; **41 (5)**: 461–82.
- [15] Hargreaves GH, Samani ZA. Estimating potential evapotranspiration. *J Irrig Drain Eng* 1982; **108**: 223–30.
- [16] Bristow KL, Campbell GS. On the relationship between incoming solar radiation and daily maximum and minimum temperature. *Agric Forest Meteorol* 1984; **31**: 59–166.
- [17] Almorox J, Hontoria C, Benito M. Models for obtaining daily global solar radiation with measured air temperature data in Madrid (Spain). *App Energy* 2011; **88**: 1703–9.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

- [18] Chegaar M, Chibani A. Global solar radiation estimation in Algeria. *Energy Convers Manage* 2001; **42**: 967-73.
- [19] Salmi M, Chegaar M, Mialhe P. A Collection of Models for the Estimation of Global Solar Radiation in Algeria. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. 2011; **6**: 187–191.
- [20] Akinoglu BG, Ecevit AA. A further comparison and discussion of sunshine based models to estimate global solar radiation. *Sol Energy* 1990; **15**: 865–72.
- [21] Bahel V, Bakhsh H, Srinivasan R. Correlation for estimation of global solar radiation. *Energy* 1987; **12**: 131–5.
- [22] Ampratwum DB, Dorvlo ASS. Estimation of solar radiation from the number of sunshine hours. *Appl Energy* 1999; **63**: 161–7.
- [23] Elagib NA, Mansell MG. New approaches for estimating global solar radiation across Sudan. *Energy Convers Manage* 2000; **41**: 419–34.
- [24] Bakirci K. Correlations for estimation of daily global solar radiation with hours of bright sunshine in Turkey. *Energy* 2009; **34**: 485–501.
- [25] Allen RG. Evaluation of Procedures for Estimating Mean Monthly Solar Radiation from Air Temperature. Rep. Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO) Rome, Italy 1995.
- [26] Allen R. Self calibrating method for estimating solar radiation from air temperature. *J Hydrol Eng* 1997; **2**: 56-67.
- [27] Chen RS et al. Validation of five global radiation models with measured daily data in China. *Energy Convers Manage* 2004; **45**: 1759–69.
- [28] Bortolini M, Gamberi M, Graziani A, Manzini R, Mora C. Multi-location model for the estimation of the horizontal daily diffuse fraction of solar radiation in Europe. *Energy Convers Manage* 2013; **67**: 208-16.
- [29] Kumar R, Umanand L. Estimation of global radiation using clearness index model for sizing photovoltaic system. *Renew Energy* 2005; **30 (15)**: 2221-33.
- [30] Liu RYH, Jordan RC. The interrelationship and characteristics distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Sol Energy* 1960; **4 (3)**: 1-19.
- [31] Karakoti I, Das PK, Singh SK. Predicting monthly mean daily diffuse radiation for India. *Appl Energy* 2012; **91 (1)**: 412-25.
- [32] Pandey CK, Katiyar AK. A comparative study to estimate daily diffuse radiation over India. *Energy* 2009; **34 (11)**: 1792-7.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

- [33] Li H, Ma W, Wang X, Lian Y. Estimating monthly average daily diffuse solar radiation with multiple predictors: a case study. *Renew Energy* 2011; **36 (7)**: 1944-8.
- [34] Stoffel T, et al. Concentrating solar power: best practices handbook for the collection and use of solar resource data. Technical Report NREL/TP-550-47465, 2010. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47465.pdf>.
- [35] Vick BD, Myers DR, Boyson WE. Using direct normal irradiance models and utility electrical loading to assess benefit of a concentrating solar power plant. *Sol Energy* 2012; **86(12)**: 3519-30.
- [36] Pérez-Higueras PJ, et al. A simplified method for estimating direct normal solar irradiation from global horizontal irradiation useful for CPV applications. *Renew Sust Energy Rev* 2012; **16(8)**: 5529-34.
- [37] Hoyer-Klick C, et al. MESoR-Management and exploitation of solar resource knowledge. Solar Paces 2009.
- [38] Atmospheric Science Datacenter. NASA surface meteorology and solar energy-location. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [39] Mines ParisTech. SoDa: Solar radiation data. <http://www.soda-is.com/eng/index.html>.
- [40] Meteonorm. Meteonorm: Global Meteorological Database. <http://meteonorm.com/>.
- [41] Pagola I, et al. New methodology of solar radiation evaluation using free access databases in specific locations. *Renew Energy* 2010; **35(12)**: 2792-8.
- [42] Solanki CS, Sangani CS. Estimation of monthly averaged direct normal solar radiation using elevation angle for any location. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 2008; **92(1)**: 38-44.
- [43] German Aerospace Center (DLR). <http://www.solar-med-atlas.org/>.
- [44] Geomodel Solar. SolarGIS. <http://solargis.info/>.
- [45] Mecibah MS, Boukelia TE, Tahtah R, Gairaa K. Introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on a horizontal surface (Case study: Algeria). *Renew Sust Energy Rev* 2014; **36**: 194-202.
- [46] Boukelia TE, Mecibah MS, Meriche IE. General models for estimation of the monthly mean daily diffuse solar radiation (Case study: Algeria). *Energy Convers Manage* 2014; **81**: 211-9.
- [47] Collares-Pereira M, Rabl A. The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Sol Energy* 1979; **22(2)**: 155-64.

Chapitre I. Valorisation du gisement solaire de l'Algérie

[48] Liu B, Jordan R. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Sol Energy* 1960; **4(3)**: 1–19.

CHAPITRE II.

SIMULATION DES PERFORMANCES OPTIQUE ET THERMIQUE DU CCP

II.1. Introduction

Un capteur solaire cylindro-parabolique (CCP) prend l'énergie rayonnante du soleil et la convertit en énergie thermique utile par l'intermédiaire du fluide de transfert de chaleur (FTC) qui circule dans le champ solaire. Une fois que la géométrie et les propriétés optiques et thermiques sont définies, les performances du CCP peuvent être calculées sous des différentes configurations et conditions météorologiques. Les CCP sont généralement exploités jusqu'à des températures allant à 400 °C avec l'huile synthétique comme FTC, alors qu'ils peuvent atteindre 550 °C en utilisant le sel fondu. L'analyse optique et thermique de ces collecteurs est très importante pour le calcul des pertes optiques et thermiques et permet aussi d'évaluer les effets de la dégradation du collecteur [1].

Dans cette partie de notre étude, l'effet du mode de poursuite solaire sur la quantité d'énergie captée, et l'analyse des performances optiques et thermiques du concentrateur cylindro-parabolique avec deux fluides caloporteurs (huile thermique et sel fondu) ont été présentés. Le modificateur de l'angle d'incidence, le facteur d'ombrage et la perte d'extrémité, en plus de la perte thermique et l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique à tout moment peuvent être calculés avec le modèle développé dans ce chapitre.

II.2. Estimation du rayonnement solaire intercepté par le concentrateur avec différents modes de poursuite

L'énergie solaire moyenne interceptée par un collecteur fixe pendant toute la journée, est inférieure au maximum atteignable parce qu'une fraction importante de l'énergie collectée est perdue. Cela est dû à la mise en place statique du collecteur, ce qui limite sa zone d'exposition au rayonnement solaire direct [2], et l'augmentation de l'angle d'incidence. Plus d'énergie peut être extraite en un jour, si le capteur solaire est installé sur un système de poursuite. Le but de ce système est de maximiser la quantité de rayonnement incidente sur un collecteur solaire pour une durée plus longue au cours de la journée. Au cours des dernières années, peu d'études ont présenté des modèles pour prédire le rayonnement solaire intercepté par un concentrateur solaire. El-Kassaby [3] a développé une méthode géométrique basée sur des équations empiriques pour calculer la rotation et l'incidence d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique installé dans la ville d'Alexandrie (Égypte). Besarati et al. [4] ont utilisé cinq modes de poursuite différents pour un concentrateur solaire pour générer des cartes du potentiel solaire de l'Iran. Helwa et al. [5] ont

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

présenté un modèle théorique pour calculer le rayonnement solaire collecté par différents systèmes de poursuite en utilisant les données mesurées du rayonnement solaire global, diffus et direct.

Dans cette étude, en utilisant une méthodologie basée sur des équations simples, le rayonnement solaire horaire, journalier, mensuel et annuel intercepté par quatre concentrateurs solaires à des orientations différentes (figure II.1) (une poursuite complète –deux axes-(cas1), axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe polaire) (cas 2), axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe horizontal) (cas 3), et axe du collecteur E-O. Poursuite N-S (axe horizontal) (cas 4)) ont été calculés pour trois sites algériens différents, afin de choisir le meilleur mode de poursuite pour les applications sur des concentrateurs solaires photovoltaïques et thermiques.

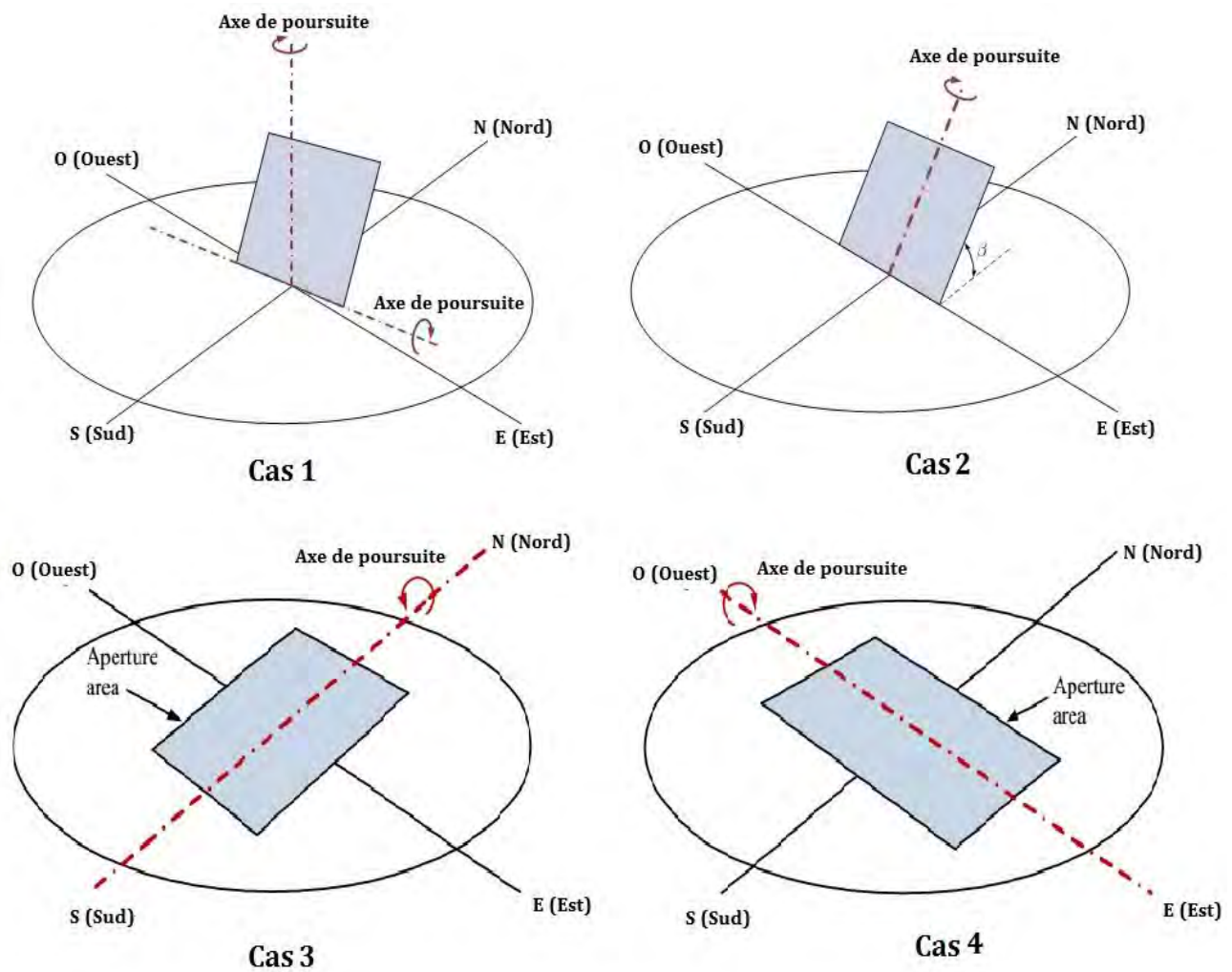


Figure II.1. Différents modes de poursuite solaire utilisés dans l'étude.

II.2.1. Modélisation de l'irradiation interceptée par le concentrateur

Pour la conception du capteur solaire à concentration, l'estimation du rayonnement solaire direct horaire reçu est essentielle pour le calcul de la performance de ce système tout le long de l'année. Les modèles à long terme prévoient la répartition horaire moyenne de rayonnement solaire global et diffus au cours de la journée moyenne de chaque mois. Compte tenu de l'irradiation globale et diffuse quotidienne moyenne sur une surface horizontale à long terme, il est possible de trouver le rayonnement solaire direct horaire [4]. La procédure qui calcule l'irradiation solaire interceptée par l'ouverture du concentrateur solaire avec les quatre différents modes de poursuite solaire suit ces étapes:

I. Estimation de la quantité d'irradiation solaire directe horaire interceptée par l'ouverture du concentrateur [4, 6]:

$$\dot{I}_B = I_{BH} \frac{\cos \theta_i}{\sin \alpha} \quad (\text{II. 1})$$

Avec θ_i l'angle d'incidence, qui dépend du mode de la poursuite solaire et de la position du soleil, il peut être calculé avec les formules présentées dans le tableau II.1 [7].

II. Estimation de la quantité d'irradiation directe journalière interceptée par le concentrateur:

$$\dot{H}_B = \sum_{i=1}^{24} \dot{I}_B(i) \times \Delta t \quad (\text{II. 2})$$

Avec: i le pas de temps, et $\Delta t = 1$ heure.

III. Estimation de la quantité d'irradiation directe mensuelle interceptée par le concentrateur:

$$\bar{H}_B = J(k) \times \dot{H}_B(k) \quad (\text{II. 3})$$

Avec: J le nombre de jours de k mois.

IV. Estimation de la quantité d'irradiation directe annuelle interceptée par le concentrateur:

$$\bar{\bar{H}}_B = \sum_{k=1}^{12} \bar{H}_B(k) \quad (\text{II. 4})$$

Mode de poursuite solaire	Angle d'incidence
<i>Poursuite complète (à deux axes)</i>	$\cos \theta_i = 1$
<i>Axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (Axe polaire)</i>	$\cos \theta_i = \cos \delta$
<i>Axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (Axe horizontal)</i>	$\cos \theta_i = \sqrt{\sin^2 \alpha + \cos^2 \delta \sin^2 h}$
<i>Axe du collecteur E-O. Poursuite N-S (Axe horizontal)</i>	$\cos \theta_i = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 h}$

Tableau II.1. Relations pour l'estimation de l'angle d'incidence avec différents modes de poursuite.

II.2.2. Validation du modèle

Le modèle pour la poursuite complète a été validé avec les données mesurées des irradiations normales directes à partir de trois stations principales algériennes, depuis l'IND est l'irradiation directe reçue par unité de surface, avec des rayons perpendiculaire à la surface et qui viennent en ligne droite à partir de la direction du soleil à sa position actuelle dans le ciel ($\cos\theta_i = 1$). À cet effet, la validation des valeurs moyennes mensuelles du rayonnement solaire quotidien a été réalisée en utilisant quatre paramètres statistiques: le coefficient de détermination (R^2), l'erreur moyenne en pourcentage (MPE), le biais d'erreur moyenne (MBE), la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne ($RMSE$). Alors que la validation des valeurs annuelles a été effectuée en utilisant l'erreur relative ($e \%$).

Le modèle pour les trois modes restants de poursuite solaire (axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe polaire), axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe horizontal), et axe du collecteur E-O. Poursuite N-S (axe horizontal)) a été validé avec les résultats obtenus par Kalogirou [7].

II.2.3. Résultats et discussions

L'effet du mode de poursuite solaire sur les quantités interceptées annuelles et moyennes mensuelles quotidiennes à Alger, Ghardaïa et Tamanrasset est présenté dans la figure II.2. Tandis que, les résultats de validation de comparaison statistique entre le modèle pour le mode de poursuite complète et les données mesurées d'IDN pour les trois stations étudiées (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset), en utilisant les cinq paramètres statistiques, sont présentés dans le tableau II.2. La validation des résultats pour les trois modes restants de poursuite solaire avec les résultats obtenus par le modèle de Kalogirou à l'aide de l'erreur relative est donnée dans le tableau II.3. Dans cette étude, les résultats sont comparés sur la base des cinq tests statistiques mentionnés ci-dessus, et la précision des données estimées est déterminée en utilisant ces paramètres.

Comme le montre le tableau II.2, le modèle pour le mode de poursuite solaire complète présente les coefficients de détermination les plus élevés pour l'évaluation de la quantité moyenne mensuelle quotidienne d'énergie interceptée par l'ouverture du collecteur selon les mesures d'IDN pour les trois stations; ils varient entre une valeur basse de 0,773 (Ghardaïa) à une valeur élevée de 0,977 (Alger). Alors que pour les autres paramètres statistiques, et pour les tests de MPE et de MBE , ils varient à partir des valeurs faibles de 1,061 et 0,006 à la station de

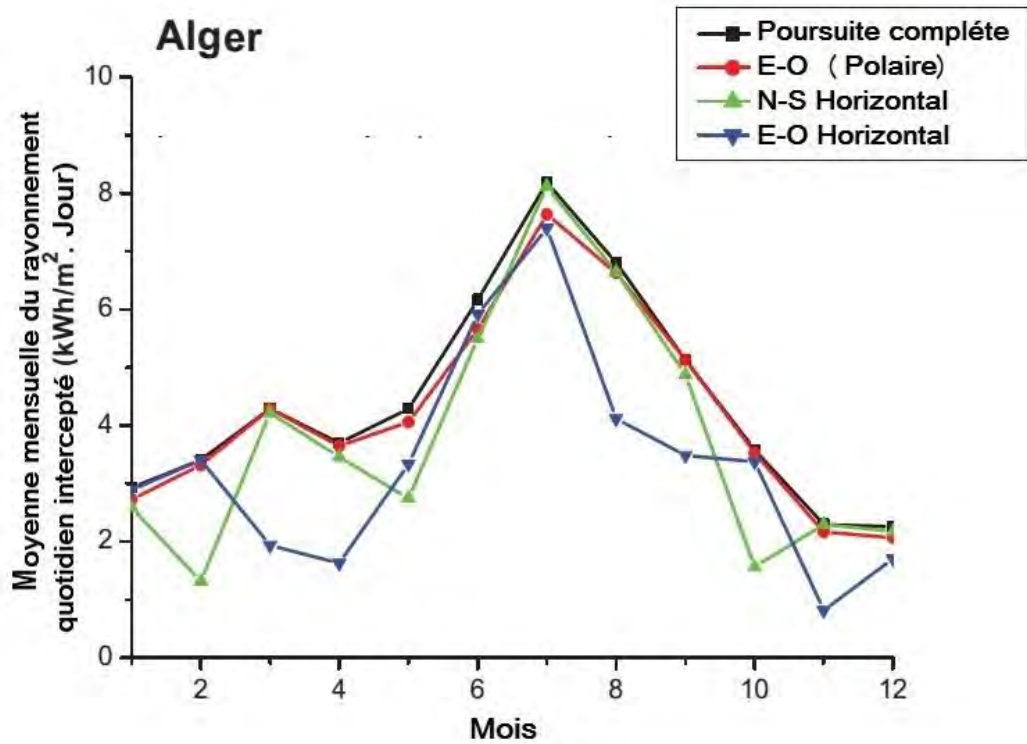
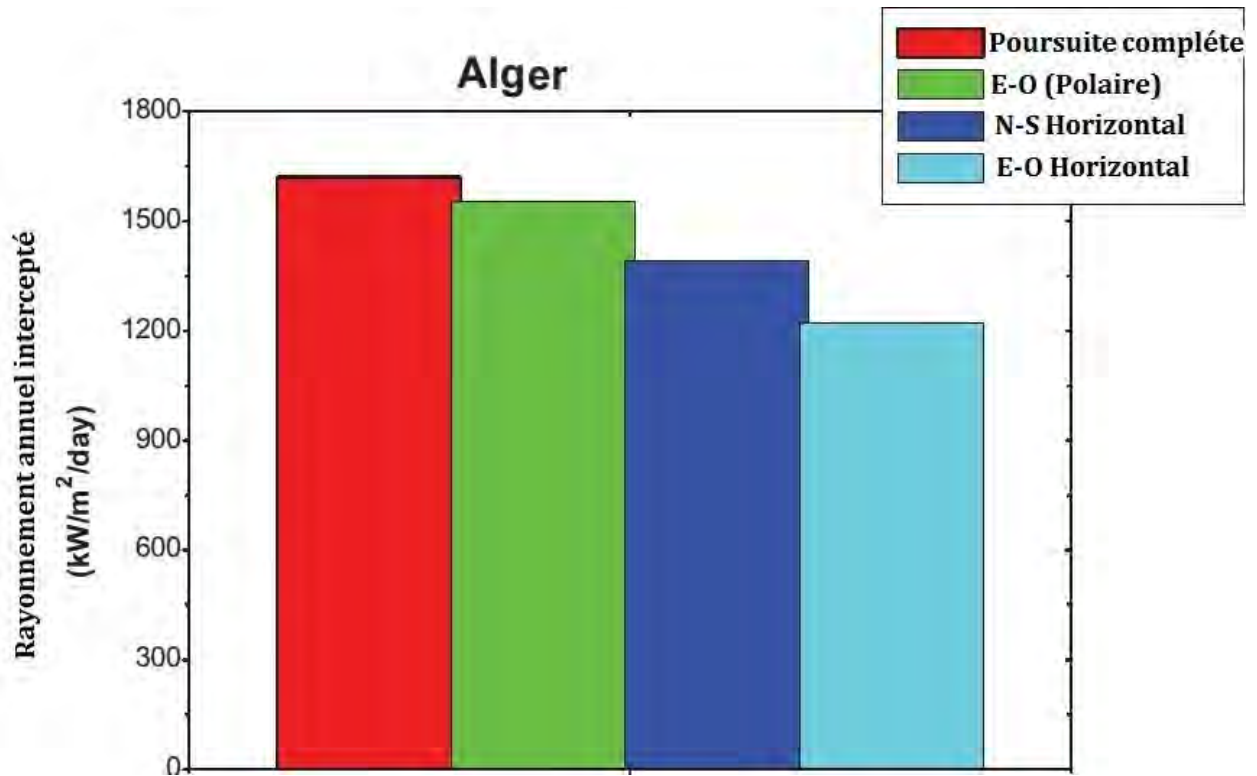
Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

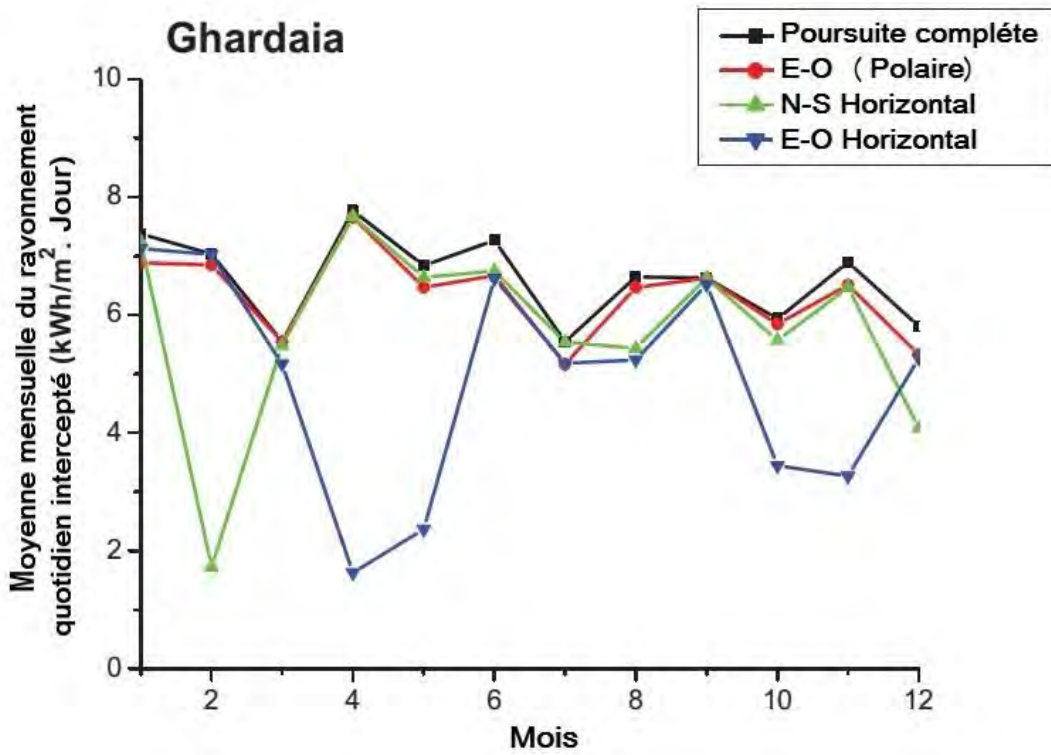
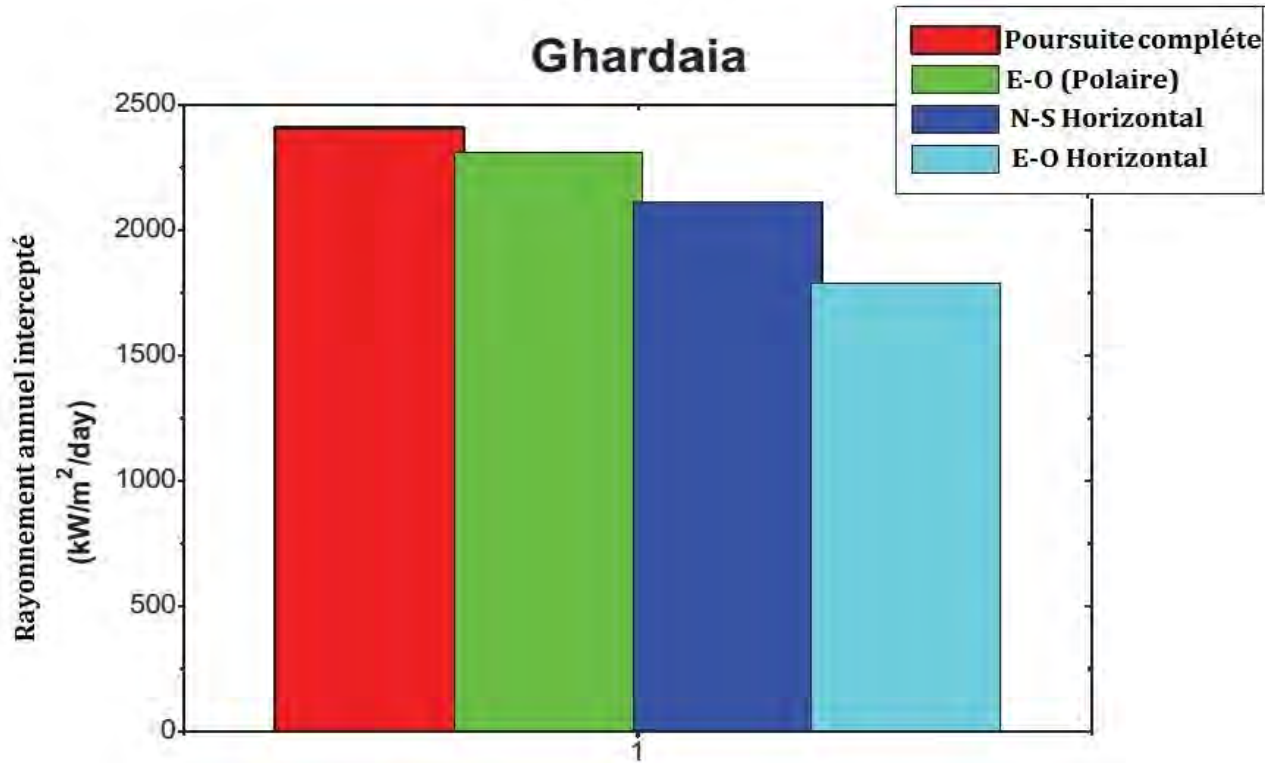
Tamanrasset à des valeurs élevées de 2,290 et 0,173 à la station d'Alger, respectivement. En outre, pour $RMSE$ et $e \%$, ils varient à partir des valeurs inférieures de 0,461 et 0,043 (Alger) à des valeurs plus élevées de 0,586 et 0,261 (Tamanrasset), respectivement.

Pour la validation des autres modes de poursuite solaire, et comme le montre le tableau II.3, les résultats obtenus sont trop proches de celles de Kalogirou avec des erreurs moyennes de 2,986 %, 4,256 % et 2,436 % pour Alger, Ghardaïa, et Tamanrasset respectivement.

Comme le montre la figure II.2, il est raisonnable que la quantité maximale de rayonnement solaire interceptée lorsque l'ouverture du concentrateur est directement vers le soleil pour obtenir un angle d'incidence égal à zéro; cela se produit dans le cas de l'utilisation de poursuite complète. En outre, les résultats des trois modes restants de poursuite solaire confirment l'étude précédente de Kalogirou.

En général, le système de poursuite solaire complète (à deux axes) est plus coûteux et sa commande est difficile à mettre en œuvre, d'autre part, son efficacité est supérieure à celle des systèmes de poursuite solaire à un seul axe. Par contre, les systèmes de poursuite à un seul axe (axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe polaire), axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (axe horizontal), et axe du collecteur E-O. Poursuite N-S (axe horizontal)) sont moins chers, plus faciles à mettre en œuvre par rapport au premier mode, même s'ils ont moins d'efficacité. Cette étude favorise le système de poursuite avec l'axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (Axe horizontal), parce qu'il minimise l'effet d'ombre ce qui se passe dans les premières et dernières heures du jour [7].





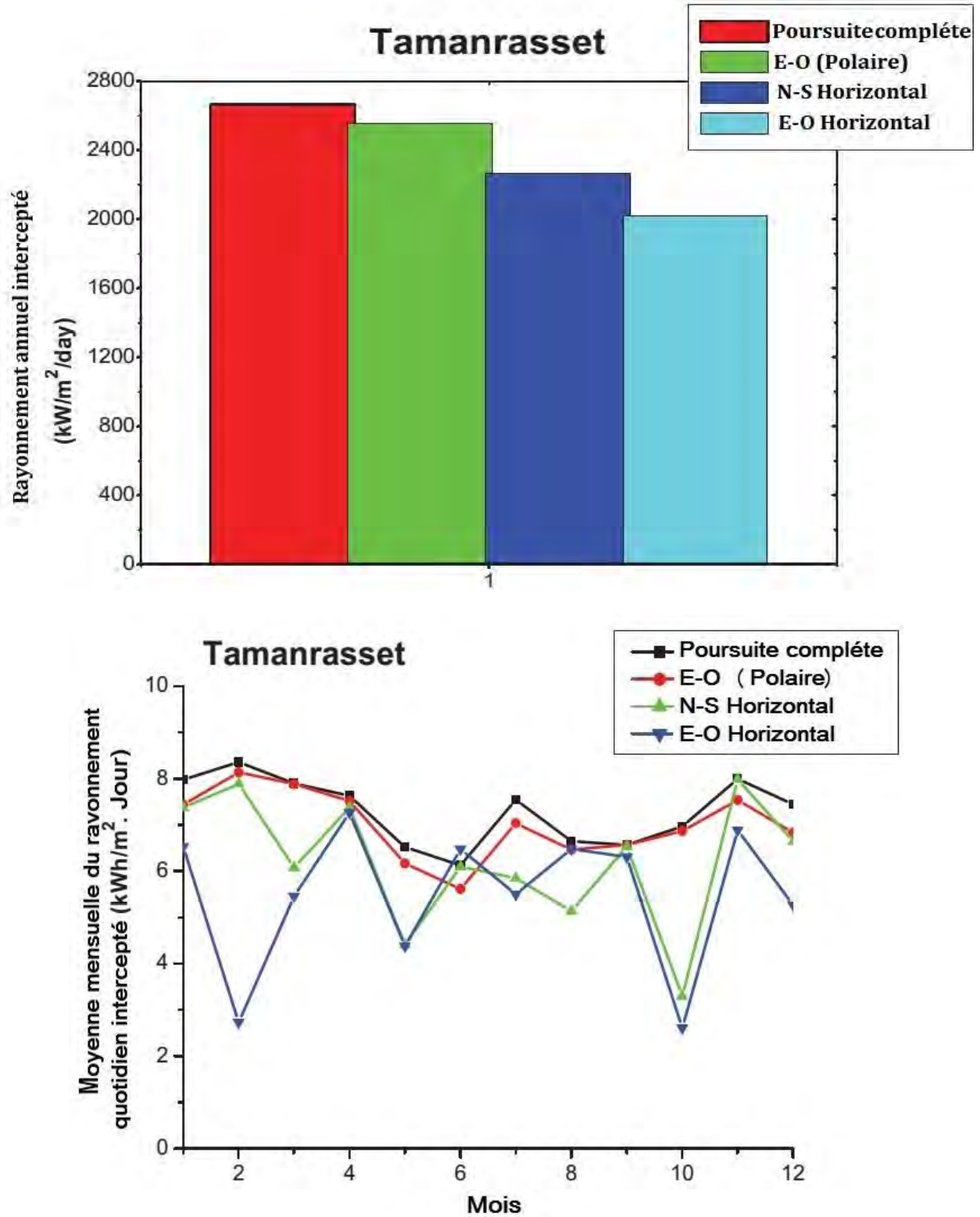


Figure II.2. Effet du mode de poursuite sur les quantités annuelles et moyennes mensuelles du rayonnement quotidien intercepté à Alger, Ghardaïa, et Tamanrasset.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

<i>Paramètre</i>	<i>Alger</i>	<i>Ghardaïa</i>	<i>Tamanrasset</i>
<i>MPE</i>	2,290	0,153	1,061
<i>MBE</i>	0,173	-0,036	0,006
<i>RMSE</i>	0,461	0,491	0,586
<i>R²</i>	0,977	0,773	0,846
<i>e %</i>	0,043	-0,406	0,261

Tableau II.2. Comparaison statistique entre les résultats du modèle pour le mode de poursuite complète et ceux d'IDN mesurée.

<i>e (%)</i>	<i>E-O (Polaire)</i>	<i>N-S Horizontal</i>	<i>E-W Horizontal</i>
<i>Alger</i>	1,55	4,13	-3,29
<i>Ghardaïa</i>	1,50	6,33	-4,94
<i>Tamanrasset</i>	1,42	2,89	-3,00

Tableau II.3. Validation des résultats du modèle avec le modèle Kalogirou.

II.3. Évaluation des performances optique et thermique du CCP

La prédiction des performances optique et thermique des concentrateurs est essentielle pour la conception et l'évaluation de la performance des centrales solaires thermiques à concentration. Dans les dernières années, des études ont été présentées pour évaluer la performance du concentrateur solaire cylindro-parabolique, en supposant que la distribution de température est uniforme autour de la circonférence du tube récepteur, et en négligeant les influences de la distribution non uniforme du flux d'énergie solaire sur le tube [8-11]. Récemment, les auteurs de la Réf. [12] ont rapporté les résultats de la simulation numérique en 3-dimensions du récepteur lorsque les distributions non-uniformes du flux d'énergie solaire sont considérées. Cheng et al. [13] ont présenté une simulation numérique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique avec la condition du flux solaire non uniforme, par le couplage de la méthode des volumes finis et la méthode de Monte Carlo (Ray-Trace), dans laquelle les effets des propriétés des différents FTC sur les distributions de température dans le récepteur, les pertes thermiques et le rendement du concentrateur ont été étudiés. He et al. [14] ont utilisé la méthode de Monte Carlo Ray-Trace (MCRT) pour évaluer la distribution du flux solaire incident sur le tube récepteur d'un concentrateur cylindro-parabolique de type LS-2. Cette méthode emploie des mouvements aléatoires de photons, et à chaque réflexion ou transmission, elle juge si le photon frappe le tube récepteur. Tandis que Xiao et al. [15] ont simulé la distribution du flux solaire sur la surface extérieure du tube absorbeur d'un récepteur du concentrateur solaire cylindro-parabolique sur la base de la méthode de Monte Carlo Ray-Trace. La distribution du flux non

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

linéaire a été considérée comme une condition aux limites complexe utilisée pour simuler le problème de transfert de chaleur dans ce système.

Dans cette partie de notre travail, nous avons simulé, à l'aide de logiciel *SolTrace*, le profil du flux solaire autour de la circonférence du tube récepteur, en utilisant l'approche de ray-tracing de la méthode de Monte Carlo, ainsi que les performances optiques en plus de certaines corrélations des pertes. Cela comprend; le modificateur de l'angle d'incidence, le facteur d'ombrage (lorsqu'il est présent), et la perte d'extrémité, évalués pour le concentrateur avec un collecteur Solargenix LS-2 et un récepteur Schott PTR 2008 (tableau II.4). Le choix d'un tel concentrateur est motivé par la forte résistance à des gammes de températures élevées et des conditions climatiques difficiles. La simulation de ces paramètres a été effectuée à Béchar (latitude 31,38 °N, longitude 2,15°W, altitude 806 m).

	<i>Tube récepteur</i>	<i>Collecteur</i>
	<i>Schott PTR 2008</i>	<i>Solargenix LS-2</i>
<i>Largeur d'ouverture (m)</i>	--	5
<i>Longueur d'assemblage de collecteur (m)</i>	--	100
<i>Distance focale (m)</i>	--	1,8
<i>Nombre de modules par assemblage</i>	--	12
<i>Diamètre intérieur du tube (m)</i>	0,066	--
<i>Diamètre extérieur du tube (m)</i>	0,070	--
<i>Diamètre intérieur de l'enveloppe de verre (m)</i>	0,115	--
<i>Diamètre extérieur de l'enveloppe de verre (m)</i>	0,120	--

Tableau II.4. Détails techniques du concentrateur considéré dans l'étude [16, 17].

II.3.1. Modificateur de l'angle d'incidence

En plus des pertes dues à l'angle d'incidence, Il existe d'autres pertes sur des collecteurs qui peuvent être corrélées à l'angle d'incidence. Ces pertes sont dues à la réflexion et l'absorption additionnelles de l'enveloppe de verre lorsque l'angle d'incidence augmente [7]. Le modificateur de l'angle d'incidence (*IAM*) corrige ces pertes additionnelles de réflexion et d'absorption. Ce paramètre est présenté comme une corrélation empirique à des données expérimentales menées à Sandia National Laboratories (États-Unis) sur un concentrateur solaire thermique de type LS-2, et est donné comme suit [16]:

$$K = \cos \theta_i + 0,000884 \theta_i - 0,00005369 \theta_i^2 \quad (\text{II.5})$$

Il est souhaitable de distinguer entre les pertes du rayonnement disponibles en raison de l'angle d'incidence lui-même et les relations empiriques de réflexion/absorption corrélées à

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

l'angle d'incidence [18]. À cet effet, le modificateur de l'angle d'incidence dans ce travail est le même que celui défini par Dudley et al [16], divisé par le cosinus de l'angle d'incidence:

$$IAM = \frac{K}{\cos \theta_i} \quad (\text{II. 6})$$

Par conséquent, l'équation du modificateur de l'angle d'incidence IAM devient:

$$IAM = 1 + 0,000884 \cdot \frac{\theta_i}{\cos \theta_i} - 0,00005369 \cdot \frac{\theta_i^2}{\cos \theta_i} \quad (\text{II. 7})$$

La variation du modificateur de l'angle d'incidence (IAM) par rapport à l'angle d'incidence (θ_i) et le cosinus de l'angle d'incidence est tracée sur la figure II.3 en utilisant l'équation II.7.

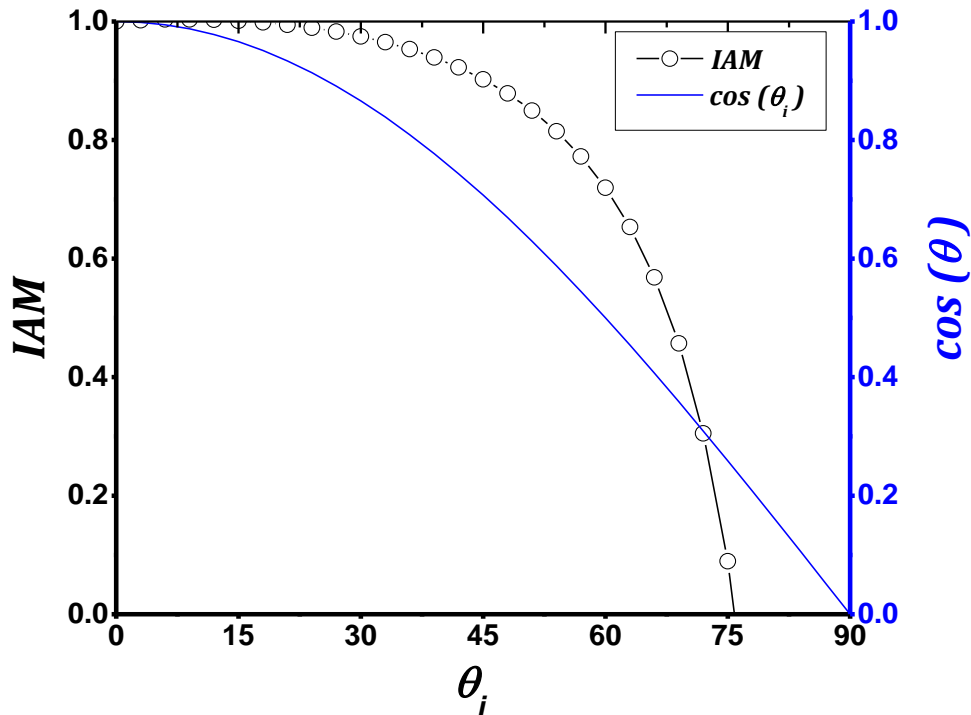


Figure II.3. IAM par rapport à θ_i et $\cos \theta_i$.

II.3.2. Facteur d'ombrage et perte d'extrémité

Le positionnement et la géométrie des collecteurs et des tubes peuvent introduire d'autres pertes, à cause de l'ombrage des rangées parallèles dans les matinées et les soirées ainsi que les pertes d'extrémité du récepteur. La discussion suivante sur les pertes due à l'ombrage est basée sur le modèle développé par Stuetzle [19]. Lorsque les concentrateurs sont disposés en rangées parallèles, avec environ $l_{esp} = 15$ m de l'espacement entre chaque rangée (pour l'analyse dans ce

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

chapitre de notre étude). Il présente le rapport de la largeur du miroir effective (la largeur de l'ouverture qui n'est pas ombrée), à la largeur actuelle du miroir, et est formulé par [19]:

$$F_{Ombfrage} = \frac{L_{eff}}{L} = \frac{l_{esp}}{L} \times \frac{\cos \theta_z}{\cos \theta_i} \quad (II. 8)$$

Les figures II.4 et II.5 représentent le suivi des concentrateurs solaires à partir du début de la matinée, l'ombrage de ligne consécutive qui se produit au cours de cette période, et l'ombrage conséquent qui se produit au cours de cette période. Ce facteur diminue la performance du capteur en diminuant la quantité du rayonnement incident sur les collecteurs. En début de matinée, tous les collecteurs font face à l'est. En raison du faible angle d'altitude solaire du soleil au matin, la rangée orientale de collecteurs recevra le plein soleil, mais cette rangée ombre toutes les rangées suivantes à l'ouest. Lorsque le soleil se lève et les collecteurs suivent le soleil, cet effet d'ombrage mutuel diminue, jusqu'à atteindre l'angle zénithal critique. La rangée de capteurs reste non-ombragée à travers midi, de la fin de la matinée au début de l'après-midi. L'ombrage mutuel alors réapparaît dans la fin d'après-midi et le soir, lorsque l'angle d'altitude solaire est encore très faible.

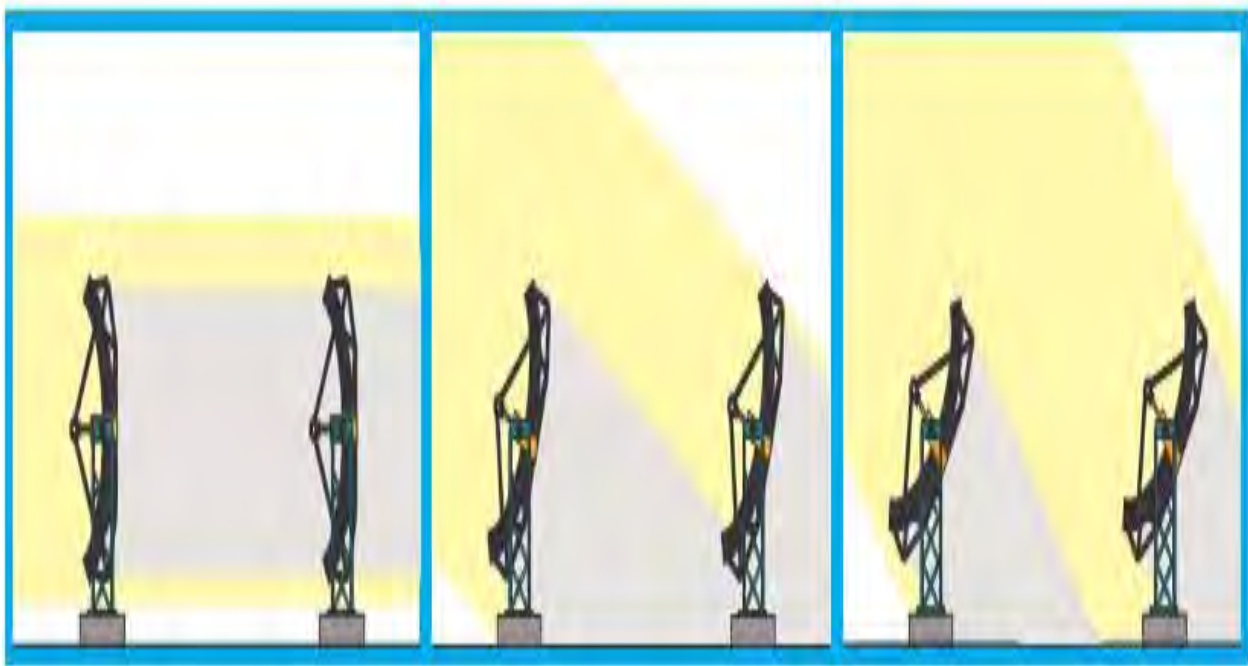


Figure II.4. Collecteur suivi à travers le matin, montrant la dégression d'ombrage du collecteur au cours de la journée [19].

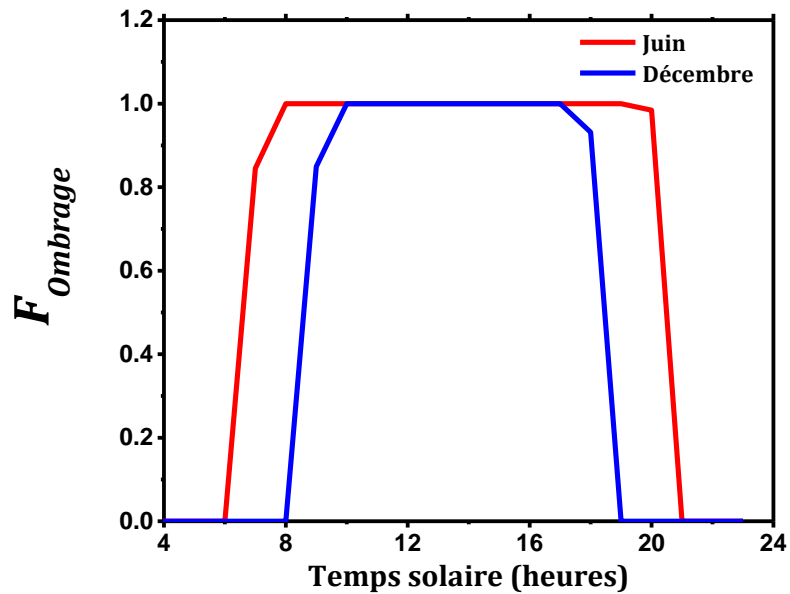


Figure II.5. Facteur d'ombrage en fonction du temps de la journée (pour Juin et Décembre).

Les pertes d'extrémité se produisent au niveau des extrémités du récepteur (figure II.6), où, pour un angle d'incidence non nul, certaine longueur du tube absorbeur n'est pas illuminée par le rayonnement solaire réfléchi par le miroir. La figure II.7 illustre l'apparition de la perte d'extrémité du tube récepteur avec un angle d'incidence non nul. La perte d'extrémité est fonction de la distance focale du collecteur, de la longueur du collecteur et de l'angle d'incidence, et est donnée par [20]:

$$P_{\text{Extrémité}} = 1 - f \frac{\tan \theta_i}{L_{SCA}} \quad (\text{II. 9})$$

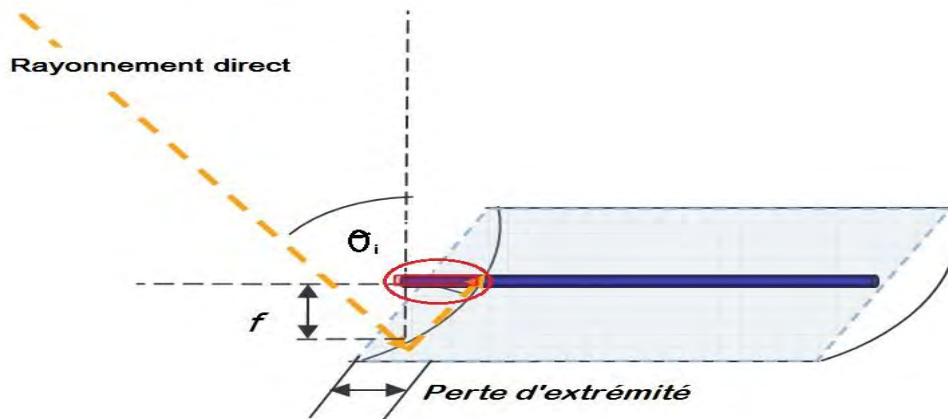


Figure II.6. Perte d'extrémité par le tube récepteur [19].

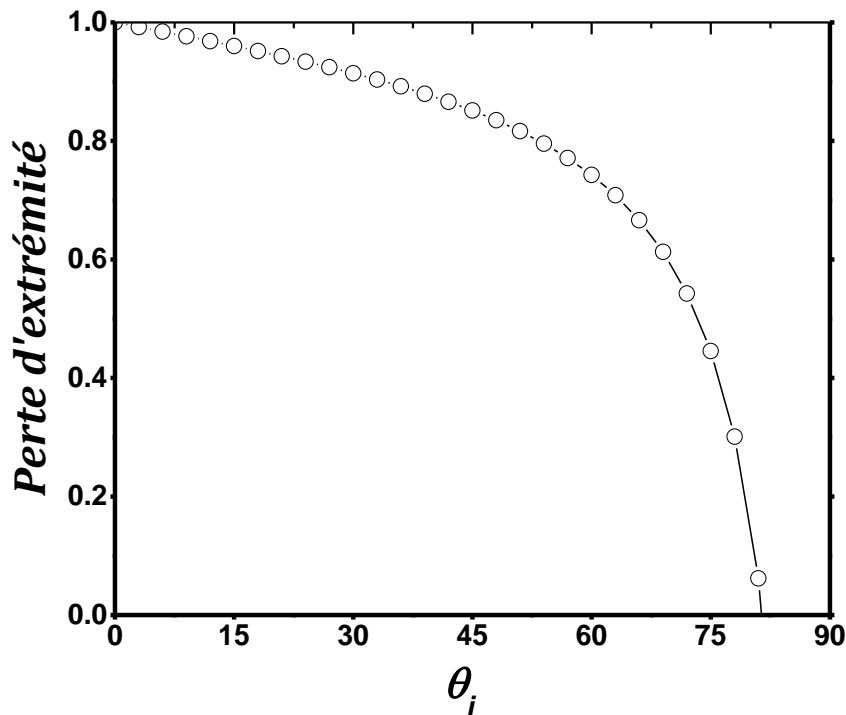


Figure II.7. Perte d'extrémité par rapport à θ_i .

II.3.3. Simulation de la performance optique du concentrateur et de la distribution du rayonnement solaire sur le tube récepteur

II.3.3.1. Présentation du code de calcul

La simulation de la performance optique et de la distribution du rayonnement solaire autour du tube récepteur du concentrateur, dans notre travail, a été réalisée à l'aide de logiciel *SolTrace*, développé au sein de "National Renewable Energy Laboratory (NREL)" pour analyser et simuler les performances optiques et géométriques des systèmes solaires [21]. Le code utilise l'approche dite « Lancer des rayons » basée sur la méthode de Monte Carlo. L'utilisateur sélectionne un nombre de rayons qu'il souhaite lancer depuis le disque solaire, chaque rayon tracé interagit dans le système tout en rencontrant diverses interactions optiques. La méthode est basée sur le principe de choisir de manière aléatoire une série de rayons issus d'une surface A (disque soleil), et de déterminer la quantité de rayons de cette série qui arrive sur une surface B (le concentrateur). À chaque étape de modélisation, le code calcule l'angle de réflexion de chaque rayon en fonction de son angle d'incidence, son point d'impact en respectant une loi

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

statistique de distribution d'erreurs correspondant aux imperfections de l'élément réfléchissant (réflectivité, erreurs macroscopiques ou microscopiques). Cette méthode représente le parcours réel des photons. En utilisant un grand nombre de rayons, elle permet d'avoir des résultats précis même avec des systèmes solaires complexes.

II.3.3.2. Modélisation du concentrateur cylindro-parabolique

La définition du modèle du concentrateur cylindro-parabolique de type Solargenix LS-2 avec *SolTrace* se décompose en quatre étapes: définition des paramètres pour le soleil, définition des éléments optiques du modèle, définition des paramètres de l'algorithme de « lancer des rayons », et définition des paramètres d'affichage des résultats. Le soleil est défini par les coordonnées du vecteur solaire dans le repère global et par un écart type définissant la distribution de sa luminance, Trois options sont disponibles à cet effet: Gaussian, PillBox, et la dernière approche est définie par l'utilisateur. Dans ce travail, nous avons choisi l'approche PillBox avec une distribution plate, qui est suffisante pour une large classe de problèmes, avec un demi-angle de 4,6 mrad (figure II.8).

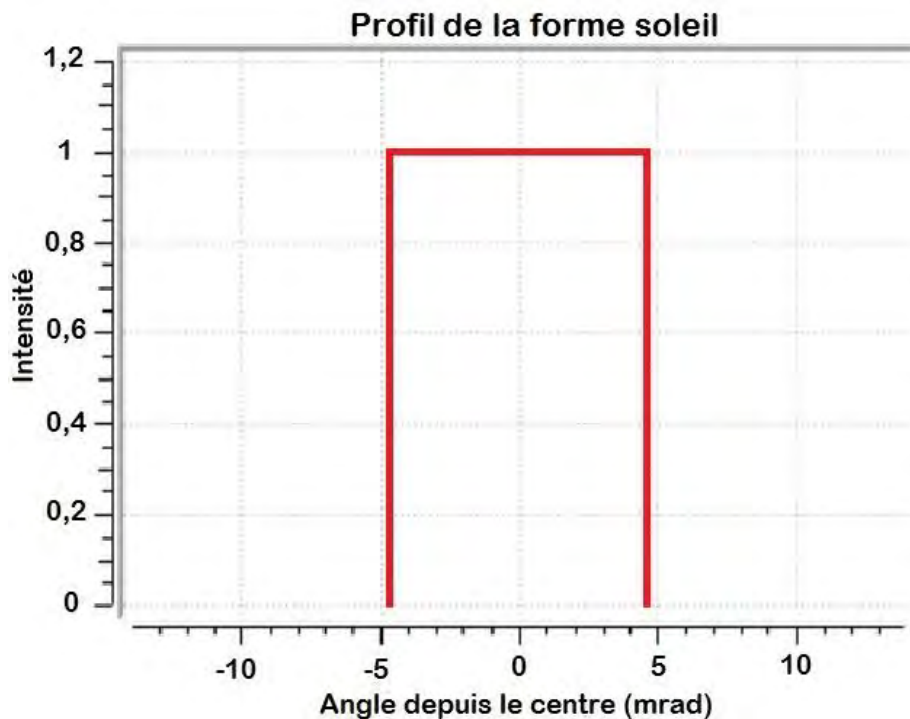


Figure II.8. Approche de PillBox.

Dans la deuxième étape avec un premier temps, le nombre d'étages est défini, étape cruciale, étant donné le fonctionnement de l'algorithme du logiciel *SolTrace*: les rayons se «

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

déplacent » d'un étage vers l'autre. Deux étages sont définis dans le cas de notre travail: le premier contient les éléments constitutifs du réflecteur (le miroir que l'on souhaite modéliser), le second contient le tube récepteur. Nous supposons que les propriétés optiques de notre système tels que: les coefficients de réflexion, absorptivité,...etc. sont uniformes sur l'intégralité de la surface réfléchissante. On considère que la poursuite solaire est très précise, dont l'ouverture du concentrateur est constamment perpendiculaire aux rayons provenant du disque solaire. Les paramètres optiques du concentrateur sont indiqués au tableau II.5.

	<i>Miroir</i>	<i>Absorbeur</i>	<i>Enveloppe intér.</i>	<i>Enveloppe extér.</i>	<i>Bouclier</i>
Réflectivité	0,905	0,0500	0,0000	0,0000	0,0000
Transmissivité	1,0000	1,0000	1,0000	0,9600	1,0000
Erreur de pente	3,5000	1,0000	0,9500	0,9500	0,9500
Erreur de spécularité	0,1000	500,0000	0,2000	0,2000	0,2000

Tableau II.5. Propriétés optiques du concentrateur de notre étude.

Lorsque l'utilisateur indique un certain nombre de rayons qui doivent être tracés, afin de mener les calculs optiques, de différentes simulations ont été réalisées en faisant varier ce paramètre. Pour cette étude, les simulations ont été réalisées avec 2.500.000 rayons issus du disque solaire lancés en direction du concentrateur avec un flux solaire direct normal égal à 1000 W/m². La cartographie des points d'impact des rayons solaires sur les différents éléments du système optique a été obtenue, à partir de cette dernière, on détermine le flux solaire collecté par les deux différents composants; réflecteur et récepteur (figure II.9).

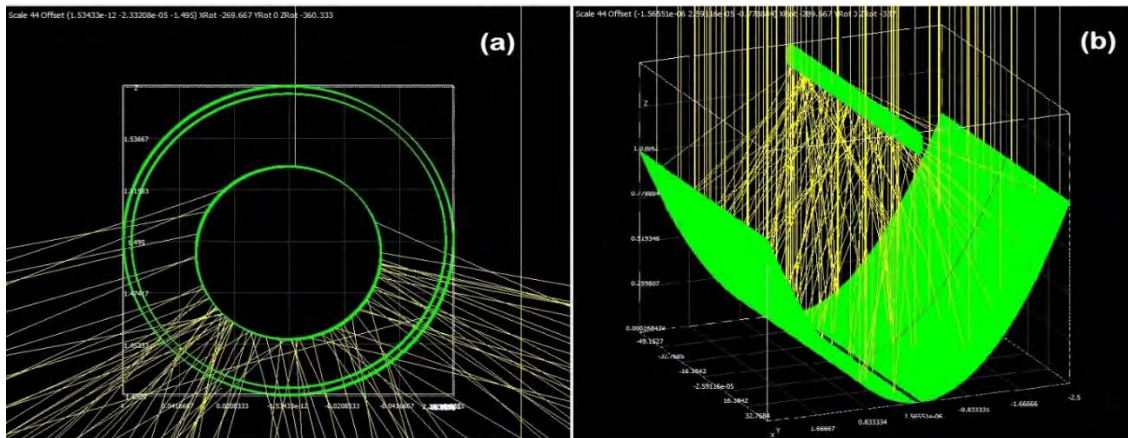


Figure II.9. Intersection des rayons avec (a) le récepteur, (b) le réflecteur.

Pour un PC qui a les propriétés suivantes :

- Processeur: Intel (R) Core (TM) i5-5200 U CPU@2,20 GHz
- Mémoire installée (RAM) 6,00.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

- Carte graphique: Intel (R) HD Graphics 5500.

La simulation de la distribution du flux solaire au niveau de l'absorbeur prend 356,8 secondes pour 2.500.000 itérations.

La figure II.10 montre la distribution du flux solaire le long de la paroi extérieure du tube absorbeur en tenant compte de la géométrie cylindro-parabolique de notre concentrateur de type LS-2. La distribution du flux de chaleur sur la partie basse de la périphérie du tube récepteur expose une distribution de pointe. Comme représenté sur la figure II.9, en plus de la figure II.10, la courbe peut être divisée en quatre parties détaillées comme suit: Dans la première partie, le flux de chaleur solaire est très faible, puisque le tube absorbeur ne reçoit que le rayonnement direct. Dans la deuxième partie, le flux solaire augmente rapidement et atteint un pic d'environ 48.765 W/m^2 . Il est montré que le flux de chaleur du rayonnement solaire concentré atteint la périphérie inférieure du tube absorbeur rapidement. Dans la troisième partie, le flux de chaleur solaire est rapidement réduit ainsi les rayons réfléchis sont réduits. La dernière partie est caractérisée par un faible nombre de rayons atteignant la périphérie du tube récepteur et par conséquent, la distribution du flux de chaleur solaire est très faible dans cette partie. La distribution non uniforme du flux d'énergie solaire conduit à une distribution non uniforme de température, ce qui amène des contraintes mécaniques dans le récepteur. Ensuite, le résultat (la distribution du flux d'énergie solaire) est considéré comme un des conditions aux limites du flux de chaleur dans le modèle de simulation de la performance thermique.

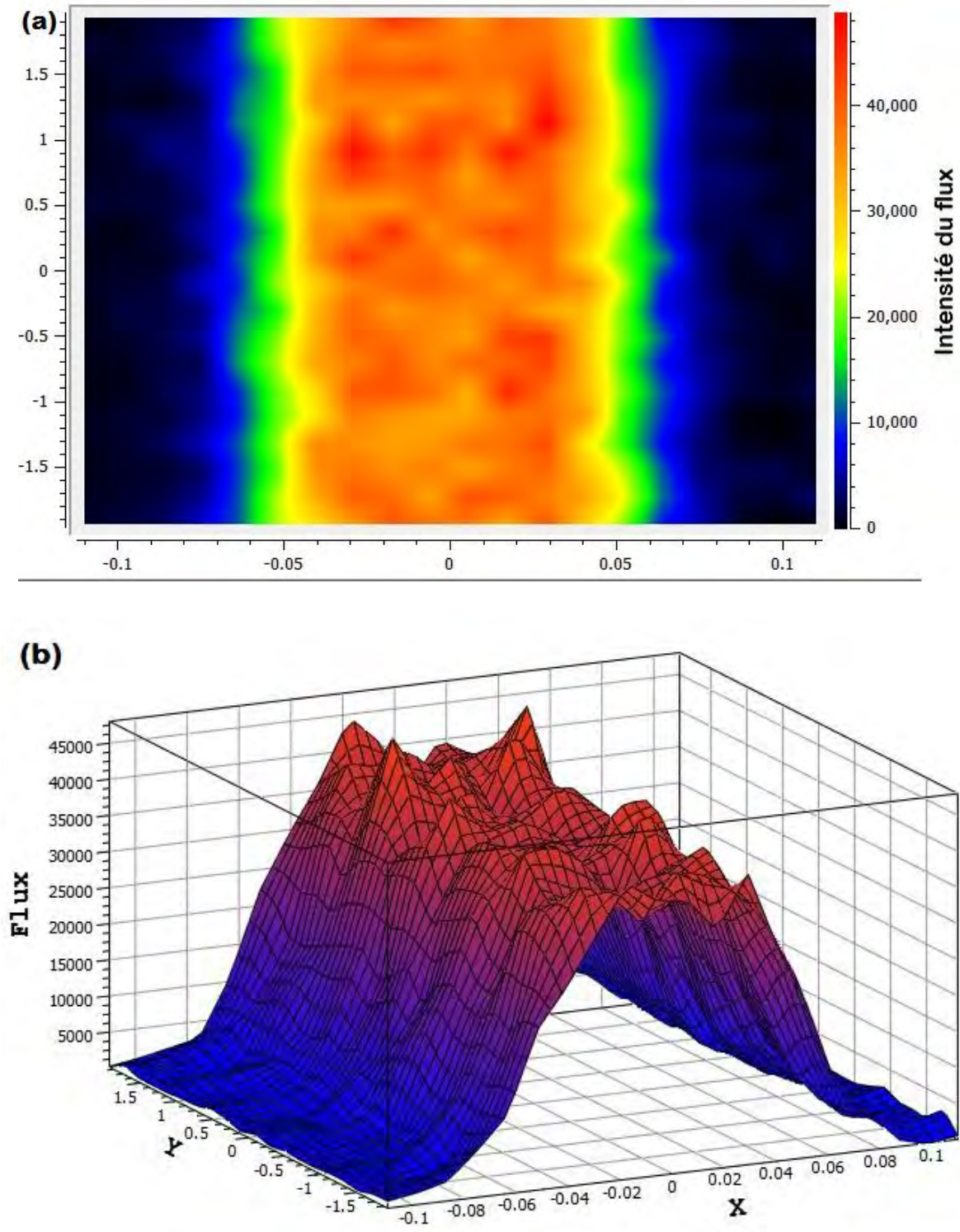


Figure II.10. Distribution moyenne du flux thermique au niveau de l'absorbeur avec $IND = 1000$ [W/m^2] en (a) 2D, (b) 3D.

II.3.3.3. Validation du modèle

Après cela, le rendement optique de 75,2 % avec une densité de flux de chaleur moyenne calculée du capteur de 15977,3 W/m² peut être obtenu par l'équation classique:

$$\eta_{opt} = \frac{q_u \pi D_3 L}{I_B A_m} \quad (\text{II. 10})$$

La référence [16] montre que les résultats expérimentaux de l'efficacité optique sont d'environ 73,7 %. Par conséquent, il y a un bon accord de 2,03 % entre la simulation et les résultats expérimentaux.

II.3.4. Évaluation de la performance thermique du récepteur

II.3.4.1. Modélisation du système

Une modélisation mathématique du transfert de chaleur a été construite pour simuler tous les flux de chaleurs et tous les bilans énergétiques pour chacune des surfaces du récepteur solaire de type Schott 2008 PTR. Ce modèle est basé sur une étude précédente présentée par J.L Moreno [22], et a été modifié selon notre problème pour évaluer les performances thermiques de notre système en utilisant deux fluides caloporteurs différents: l'huile thermique (Therminol VP-1) et le sel fondu solaire. Les fluides de transfert de chaleur travaillent avec deux intervalles de température; entre 295 à 395 °C et de 286 à 550 °C pour l'huile et le sel, respectivement. Ces dernières températures étant limitées par les propriétés des FTCs, ces propriétés ont également été examinées à l'annexe 2. Puisque toutes les propriétés physiques de chacun des éléments du concentrateur solaire sont connues, et les propriétés optiques, en plus de la distribution du flux sur le récepteur étaient déjà simulées, le bilan énergétique peut être écrit pour chaque surface. Le schéma de transfert de chaleur de notre concentrateur solaire cylindro-parabolique est présenté dans la figure II.11 et II.12.

En tenant compte de tous les processus de transfert de chaleur dans notre modèle unidimensionnel (1-D) comme illustré dans la figure suivante II.12, quatre équations venant du bilan énergétique à chacune des surfaces peuvent être écrites comme suit:

$$\dot{q}_{1-convection} = \dot{q}_{1-conduction} \quad (\text{II. 11})$$

$$\dot{q}_{1-absorption\ solaire} = \dot{q}_{2-convection} + \dot{q}_{1-rayonnement} + \dot{q}_{1-conduction} \quad (\text{II. 12})$$

$$\dot{q}_{2-convection} + \dot{q}_{1-rayonnement} = \dot{q}_{2-conduction} \quad (\text{II. 13})$$

$$\dot{q}_{2-conduction} + \dot{q}_{2-absorption\ solaire} = \dot{q}_{3-convection} + \dot{q}_{2-rayonnement} \quad (\text{II. 14})$$

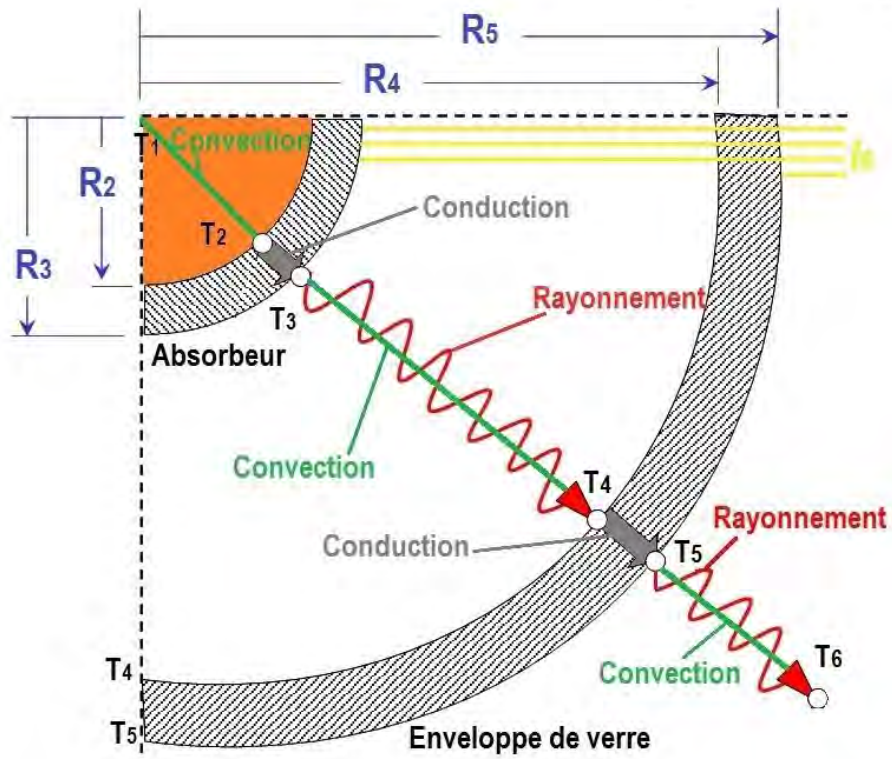


Figure II.11. Phénomènes de transfert thermique dans le récepteur solaire.

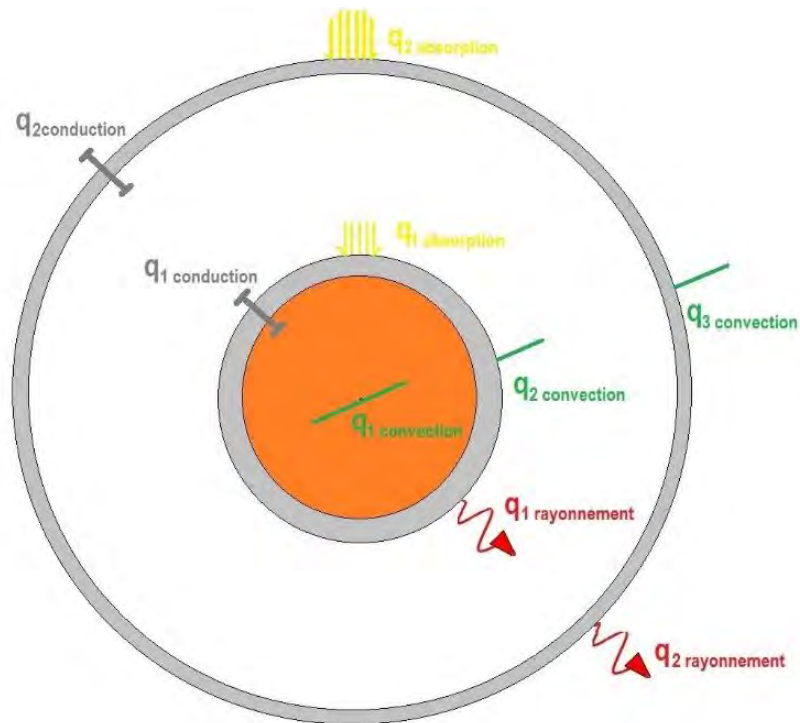


Figure II.12. Bilan énergétique du modèle 1D du concentrateur étudié.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

➤ Transfert de chaleur par convection à partir de l'enveloppe de verre à l'atmosphère

Le transfert de chaleur par convection à la surface externe de l'enveloppe de verre (couverture) à l'atmosphère peut être changé en fonction des conditions du vent à l'air ambiant. L'estimation du transfert de chaleur par convection nécessite le calcul du coefficient de transfert de chaleur moyen sur toute la surface, bien que la variation du coefficient de transfert de chaleur local tout le long de la périphérie de couverture n'est pas uniformément distribuée. Le nombre de Nusselt Nu peut être obtenu en utilisant les équations suivantes:

$$h_{air} = Nu_{air} \cdot \frac{k_{air}}{D_5} \quad (\text{II. 15})$$

h_{air} Coefficient de transfert thermique convectif de l'air ambiant ($\text{W/m}^2\cdot\text{K}$)

Nu_{air} Nombre de Nusselt à la température de l'air.

k_{air} Conductivité thermique de l'air ($\text{W/m}\cdot\text{K}$).

D_5 Diamètre externe de l'enveloppe de verre (m).

Le nombre de Nusselt nécessite de savoir si le transfert de chaleur par convection est naturel ou forcé. S'il y a du vent, le transfert de chaleur sera par convection forcée. Donc la corrélation développée par Zhukauskas sera utilisée pour estimer le nombre de Nusselt [23]:

$$Nu_{air} = C \cdot Re_{air}^m \cdot Pr_{air}^n \cdot \left(\frac{\dot{Pr}_6}{\ddot{Pr}_5} \right)^{1/4} \quad (\text{II. 16})$$

Les paramètres de corrélation sont donnés dans le tableau II.6.

Le terme exponentiel est donnée par:

$n = 0.37$ pour $Pr \leq 10$

$n = 0.36$ pour $Pr > 10$.

Avec: $Pr = \mu \cdot C_p / k$

\dot{Pr}_{air} Nombre de Prandtl à T_6 .

\ddot{Pr}_{air} Nombre de Prandtl à T_5 .

Re	C	m
1 – 40	0,750	0,4
40 – 1000	0,510	0,5
1000 - 200.000	0,260	0,6
200.000 – 1.000.000	0,076	0,7

Tableau II.6. Paramètres de corrélation [23].

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

Donc, l'expression de la puissance de chaleur convective transférée dans l'atmosphère par unité de longueur de récepteur est:

$$\dot{q}_{3-convection} = h_{air}\pi D_5(T_5 - T_6) \quad (II. 17)$$

➤ *Transfert de chaleur par rayonnement de l'enveloppe de verre à l'atmosphère*

Pour le transfert de chaleur externe par rayonnement, l'enveloppe de verre est considérée comme un objet gris convexe dans une grande cavité de corps noir, de façon que l'échange par rayonnement soit :

$$\dot{q}_{2-rayonnement} = \sigma\pi D_5\epsilon_{verre}(T_5^4 - T_{ciel}^4) \quad (II. 18)$$

Où σ est la constante de Stefan-Boltzmann, et ϵ_{verre} est l'émissivité de l'enveloppe de verre. La température du ciel est généralement établie à 8°C inférieure à la température ambiante.

➤ *Transfert de chaleur par convection entre l'absorbeur et l'enveloppe de verre*

Le processus de transfert de chaleur entre ces deux éléments par convection dépend directement de la pression à l'intérieur de l'espace annulaire. Lorsque la pression dans l'espace annulaire est assez faible (< 1 torr ou 133 Pa), le transfert de chaleur se produit en raison de la conduction moléculaire. Pour des pressions supérieures à la valeur précédente, la convection naturelle prend place [24].

En considérant qu'il y a une bonne qualité de vide dans l'espace annulaire du tube récepteur de notre système, le transfert de chaleur par convection survient donc par une conduction moléculaire libre:

$$\dot{q}_{2-convection} = \pi D_3 h_2 (T_3 - T_4) \quad (II. 19)$$

Avec:

$$h_2 = \frac{k_{esp}}{\left(\frac{D_3}{2 \ln(D_4/D_3)} + b\lambda \left(\frac{D_3}{D_4} + 1 \right) \right)} \quad (II. 20)$$

$$b = \frac{(2 - a)(9\gamma - 5)}{2a(\gamma + 1)} \quad (II. 21)$$

$$\lambda = \frac{2.331e(-20)(T_{34} + 273.15)}{(P_a \delta'^2)} \quad (II. 22)$$

Où a représente le coefficient d'accommodation, b est un coefficient d'interaction, k_{esp} est la conductivité thermique du gaz à l'intérieur de l'espace annulaire à une température et une pression standard, λ est le moyen chemin libre entre les collisions d'une molécule (cm), γ est le

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

rapport des chaleurs spécifiques pour l'espace annulaire de l'air, δ' est le diamètre moléculaire de l'espace annulaire de l'air, et T_{34} est la température moyenne des surfaces 3 et 4. Selon [24] $h_2 = 0.0001115 \text{ W/m}^2\text{K}$.

➤ *Transfert de chaleur par rayonnement entre l'absorbeur et l'enveloppe de verre*

La partie majeure du transfert de chaleur entre l'absorbeur et l'enveloppe de verre est due à l'échange thermique radiatif entre ces deux surfaces. Selon [23], le transfert thermique par rayonnement peut être exprimé comme suit:

$$\dot{q}_{1-\text{rayonnement}} = \frac{\sigma\pi D_3(T_3^4 - T_4^4)}{(1/\varepsilon_3 + (1 - \varepsilon_4)D_3/(\varepsilon_4 D_4))} \quad (\text{II. 23})$$

➤ *Transfert de chaleur par conduction à travers l'enveloppe de verre*

L'équation de transfert de chaleur par conduction à travers l'enveloppe de verre est l'équation commune de Fourier pour un cylindre avec une conductivité thermique $k_{\text{verre}} = 1,04 \text{ W/m K}$.

$$\dot{q}_{2-\text{conduction}} = 2\pi k_{\text{verre}}(T_4 - T_5)/\ln(D_5/D_4) \quad (\text{II. 24})$$

➤ *Transfert de chaleur par conduction à travers le tube absorbeur*

L'expression est identique au cas de la conduction à travers l'enveloppe de verre, la conductivité thermique de l'acier est fixée à $k_{\text{acier}} = 25 \text{ W/m K}$.

$$\dot{q}_{1-\text{conduction}} = 2\pi k_{\text{acier}}(T_2 - T_3)/\ln(D_3/D_2) \quad (\text{II. 25})$$

➤ *Transfert de chaleur par convection au fluide caloporteur*

Le transfert de chaleur par convection entre le tube absorbeur et le fluide caloporteur (soit l'huile thermique ou le sel fondu) qui circule à l'intérieur de tube a été calculé en mettant en œuvre la corrélation de Gnielinsky dans notre modèle [23]:

$$\dot{q}_{1-\text{convection}} = h_{FTC} D_2 \pi (T_2 - T_{FTC}) \quad (\text{II. 26})$$

Où h_{FTC} est estimé comme suit :

$$h_{FTC} = Nu_{D_2} \frac{k_{FTC}}{D_2} \quad (\text{II. 27})$$

$$Nu_{D_2} = \frac{f_2/8(Re_{D_2} - 1000)Pr_1}{1 + 12.7\sqrt{f_2/8}(Pr_1^{2/3} - 1)} \left(\frac{Pr_1}{Pr_2}\right)^{0.11} \quad (\text{II. 28})$$

$$f_2 = (1.82\log(Re_{D_2}) - 1.64)^{-2} \quad (\text{II. 29})$$

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

Le paramètre k_{FTC} représente la conductivité thermique du FTC à la température T_{FTC} , f_2 est le facteur de friction. Les indices 1 et 2 pour les nombres de Prandtl sont déterminés à la température à laquelle ils sont évalués.

➤ *Absorption du rayonnement solaire par l'enveloppe de verre et l'absorbeur*

L'énergie solaire absorbée par la surface de l'enveloppe de verre et l'absorbeur a été déjà calculée et sa distribution a été déjà simulée dans la section II.3.3.

La résolution du problème mathématique a été effectuée en utilisant la méthode de Newton avec une précision de 0.001°C , depuis les équations formant un système non linéaire. Un système général d'équations de:

$$F(X) = 0 \begin{cases} F: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n \\ \text{et} \\ x = (x_1, \dots, x_n) \rightarrow (f_1(x), \dots, f_n(x)) \end{cases} \quad (\text{II. 30})$$

Il peut être résolu en utilisant la méthode de Newton. Cela signifie que l'approximation de la valeur de la fonction soit donnée par l'expression suivante:

$$F(x) \cong F(x^{(0)}) + DF(x^{(0)}) \cdot (x - x^{(0)}) \quad (\text{II. 31})$$

A l'étape dite de Newton qui a l'aspect suivant:

$$X^{(1)} = X^{(0)} - DF(X^{(0)})^{-1} \cdot F(X^{(0)}) \quad (\text{II. 32})$$

Si les équations (II.11), (II.12), (II.13) et (II.14) peuvent être représentés en substituant les termes du flux de chaleur par leurs expressions respectives, on obtient des équations exprimées en fonction de chaque température nodale de notre régime de résistance thermique.

$$h_{FTC} D_2 \pi \left(T_2 - \frac{T_{entrée}}{2} - \frac{T_{sortie}}{2} \right) - 2\pi k_{acier} (T_2 - T_3) / \ln(D_3/D_2) = 0 \quad (\text{II. 33})$$

$$\begin{aligned} \dot{q}_{1-absorption\ solaire} - \pi D_3 h_2 (T_3 - T_4) - \Psi(T_3^4 - T_4^4) - 2\pi k_{acier} (T_2 - T_3) / \ln(D_3/D_2) \\ = 0 \end{aligned} \quad (\text{II. 34})$$

$$\pi D_3 h_2 (T_3 - T_4) - \psi(T_3^4 - T_4^4) - 2\pi k_{verre} (T_4 - T_5) / \ln(D_5/D_4) = 0 \quad (\text{II. 35})$$

$$\begin{aligned} 2\pi k_{verre} (T_4 - T_5) / \ln(D_5/D_4) + \dot{q}_{2-absorption\ solaire} - h_{air} \pi D_5 (T_5 - T_6) \\ - \sigma \pi D_5 \epsilon_{verre} (T_5^4 - T_{ciel}^4) = 0 \end{aligned} \quad (\text{II. 36})$$

$$\begin{aligned} T_{sortie} - T_{entrée} - (\dot{q}_{1-absorption\ solaire} - \dot{q}_{2-absorption\ solaire} + \Psi(T_3^4 - T_4^4) \\ + \pi D_3 h_2 (T_3 - T_4)) L / m_{FTC} C_{pFTC} = 0 \end{aligned} \quad (\text{II. 37})$$

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

$$\text{Avec: } \Psi = \frac{\sigma\pi D_3(T_3^4 - T_4^4)}{\left(1/\varepsilon_3 + \frac{(1 - \varepsilon_4)D_3}{\varepsilon_4 D_4}\right)}$$

Le Jacobien de cette série de cinq équations doit être calculé afin de mettre en œuvre la méthode de Newton:

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial y_n}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial y_m}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial y_m}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad J = \begin{pmatrix} j_{11} & \cdots & j_{15} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ j_{51} & \cdots & j_{55} \end{pmatrix}$$

Le Jacobien de notre série d'équations est alors:

$$\begin{aligned} j_{11} &= -h_{FTC} D_2 \pi / 2 \\ j_{12} &= h_{FTC} D_2 \pi - 2\pi k_{acier} / \ln(D_3/D_2) \\ j_{13} &= 2\pi k_{acier} / \ln(D_3/D_2) \\ j_{22} &= -2\pi k_{acier} / \ln(D_3/D_2) \\ j_{23} &= -2\pi D_3 h_2 - 4\Psi T_3^3 + 2\pi k_{acier} / \ln(D_3/D_2) \\ j_{24} &= \pi D_3 h_2 - 4\Psi T_4^3 \\ j_{31} &= 1 \\ j_{33} &= (4\Psi T_3^3 + \pi D_3 h_2) L / m_{FTC} C_{p_{FTC}} \\ j_{34} &= (-4\Psi T_4^3 - \pi D_3 h_2) L / m_{FTC} C_{p_{FTC}} \\ j_{43} &= 4\Psi T_4^3 + \pi D_3 h_2 \\ j_{44} &= -4\Psi T_4^3 - \pi D_3 h_2 - 2\pi k_{verre} / \ln(D_5/D_4) \\ j_{45} &= 2\pi k_{verre} / \ln(D_5/D_4) \\ j_{54} &= 2\pi k_{verre} / \ln(D_5/D_4) \\ j_{55} &= -2\pi k_{verre} / \ln(D_5/D_4) - h_3 \pi D_5 - 4\sigma D_5 \pi \varepsilon_5 T_5^3 \\ j_{14} &= j_{15} = j_{12} = j_{25} = j_{32} = j_{35} = j_{41} = j_{42} = j_{51} = j_{52} = j_{53} = 0 \end{aligned}$$

L'étape comme décrite dans l'équation II.32 aura l'expression suivante qui a besoin des valeurs initiales pour les inconnues afin de démarrer la procédure de résolution itérative.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

$$\begin{pmatrix} T_{sortie,1} \\ T_{2,1} \\ T_{3,1} \\ T_{4,1} \\ T_{5,1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} T_{sortie,1} \\ T_{2,0} \\ T_{3,0} \\ T_{4,0} \\ T_{5,0} \end{pmatrix} - J(0)^{-1} \begin{pmatrix} F_1(T_{sortie,1}, T_{2,0}, T_{3,0}, T_{4,0}, T_{5,0}) \\ F_2(T_{sortie,1}, T_{2,0}, T_{3,0}, T_{4,0}, T_{5,0}) \\ F_3(T_{sortie,1}, T_{2,0}, T_{3,0}, T_{4,0}, T_{5,0}) \\ F_4(T_{sortie,1}, T_{2,0}, T_{3,0}, T_{4,0}, T_{5,0}) \\ F_5(T_{sortie,1}, T_{2,0}, T_{3,0}, T_{4,0}, T_{5,0}) \end{pmatrix}$$

L'organigramme de calcul des pertes thermiques et des performances totales du concentrateur solaire cylindro-parabolique avec les deux fluides caloporteurs (huile et sel), est présenté dans la figure II.13.

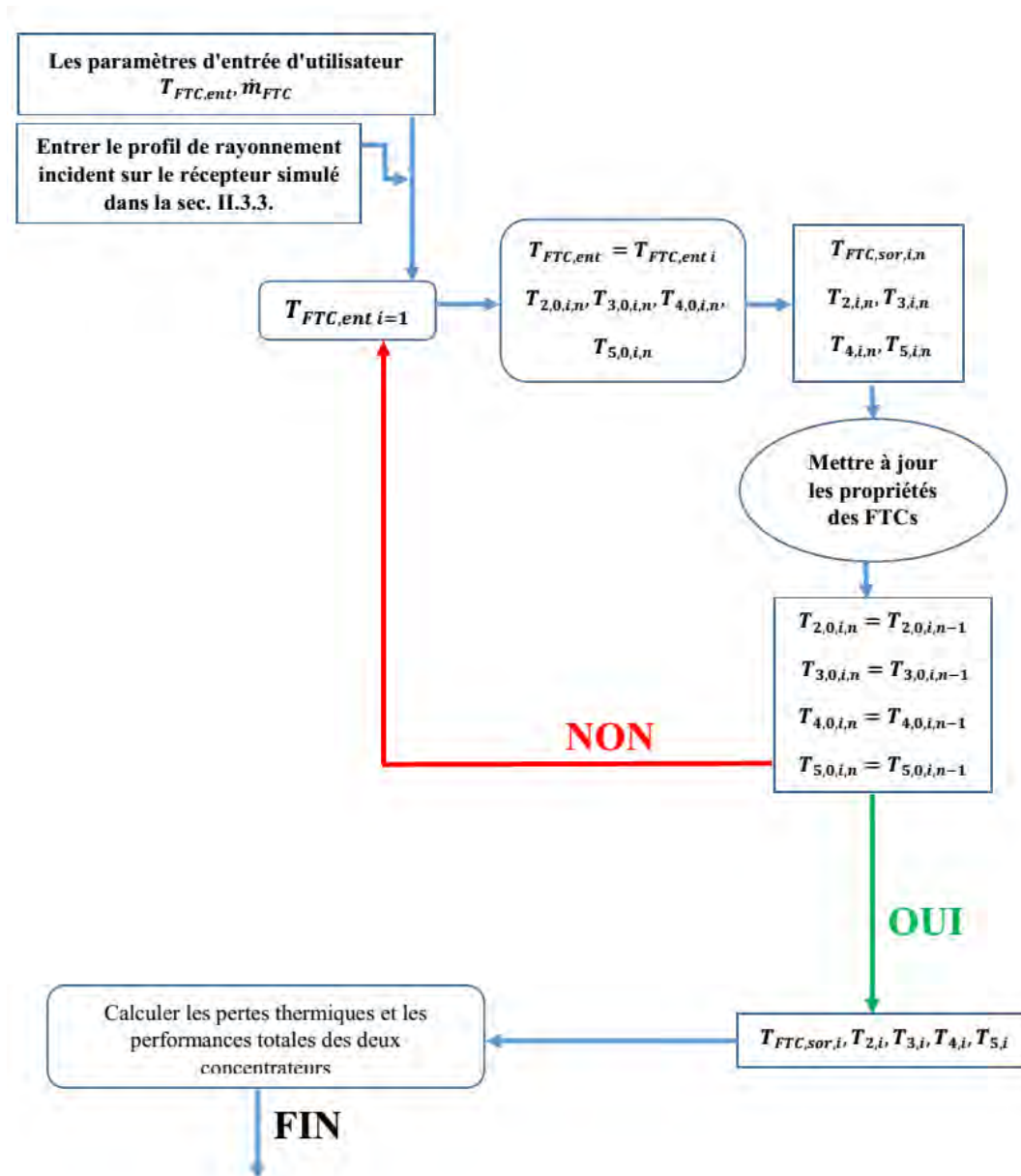


Figure II.13. Organigramme de calcul des performances des deux CCPs.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

II.3.4.2. Validation du modèle

Les équations élaborées du modèle ont été programmés à l'aide de Matlab. Les résultats du modèle de transfert de chaleur développé ont été comparées avec les résultats des essais expérimentaux du récepteur solaire de même type [17] Dans cette configuration où les tests ont été effectués, Il n'y a pas du rayonnement solaire incident et aucun FTC ne circule à l'intérieur du tube. Au lieu de cela, la surface intérieure de l'absorbeur est chauffée électriquement pour maintenir une température constante. Les données disponibles incluent la perte de chaleur mesurée pour les différentes températures de la surface intérieure du tube absorbeur et de la température de la surface extérieure de l'enveloppe de verre. Comme le montre la figure II.14, et le tableau II.7, le modèle présente une bonne corrélation avec les résultats expérimentaux. Le petit écart dans le modèle actuel par rapport au travail expérimental est présenté dans la référence [17], principalement due à l'approximation utilisée pour calculer les coefficients de perte de chaleur.

	<i>MPE</i>	<i>MAPE</i>	<i>MBE</i>	<i>MABE</i>	<i>RMSE</i>	<i>R²</i>	<i>t_{sta}</i>
Modèle avec l'expérimental	-6,8843	6,8843	-13,5833	13,5833	18,5775	0,9960	3,5547

Tableau II.7. Validation des résultats de simulation avec le modèle et les essais expérimentaux.

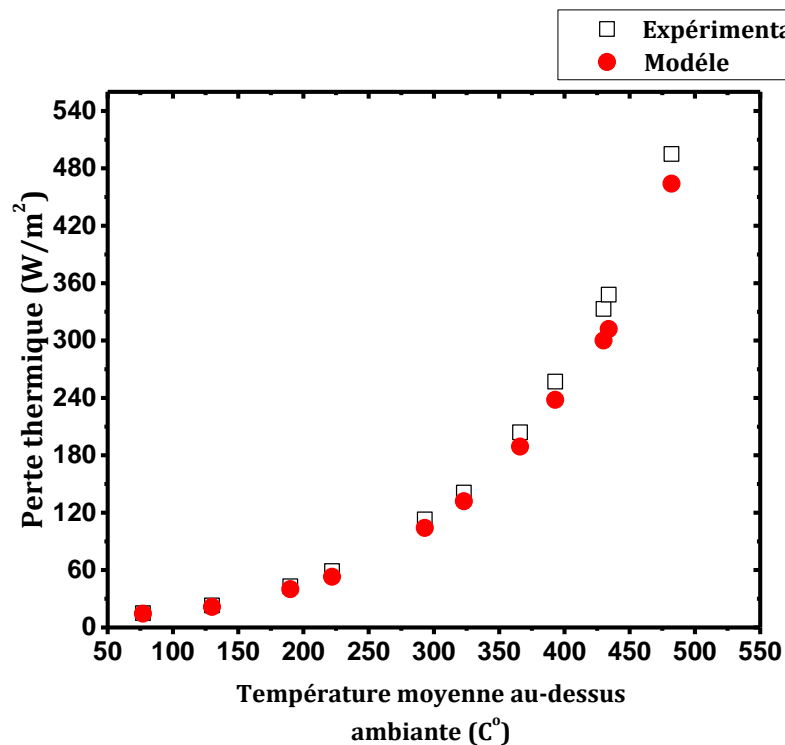


Figure II.14. Validation du modèle de récepteur solaire.

II.3.5. Résultats et discussions

Les données horaires du rayonnement solaire, ainsi que la température ambiante et la vitesse du vent sont des paramètres clés pour simuler les performances du concentrateur solaire. À cet effet, les données de Béchar (Algérie) avec une série de données d'intervalle d'une heure ont été choisies. Bien que les débits massiques des FTCs, ont été pris de 0,7 kg/s [25]. Les variations horaires moyennes du modificateur de l'angle d'incidence et de la perte d'extrémité du concentrateur solaire avec un réflecteur de type Solargenix LS-2 et un tube récepteur de type Schott PTR 2008, sont présentées dans les figures II.15.a (juin) et II.15.b (décembre). Bien que la variation du facteur d'ombrage a été déjà présentée dans la figure II.5. Par ailleurs, la variation des performances optiques du concentrateur solaire de même type est présentée dans la figure II.16. Comme nous utilisons le même type de réflecteur et de récepteur, nous obtenons le même IAM , $P_{\text{Extrémité}}$, et la même performance optique pour les deux concentrateurs avec les deux fluides (huile et sel). Un autre point très important est la différence dans les efficacités optiques (IAM , $P_{\text{Extrémité}}$, η_{opt}) entre juin et décembre, il est principalement dû à la différence dans la hauteur angulaire du soleil (altitude solaire) et l'angle de zénith qui prennent des valeurs élevées en été, et faibles en hiver, comme l'augmentation dans ces deux angles, entraîne une augmentation des efficacités optiques.

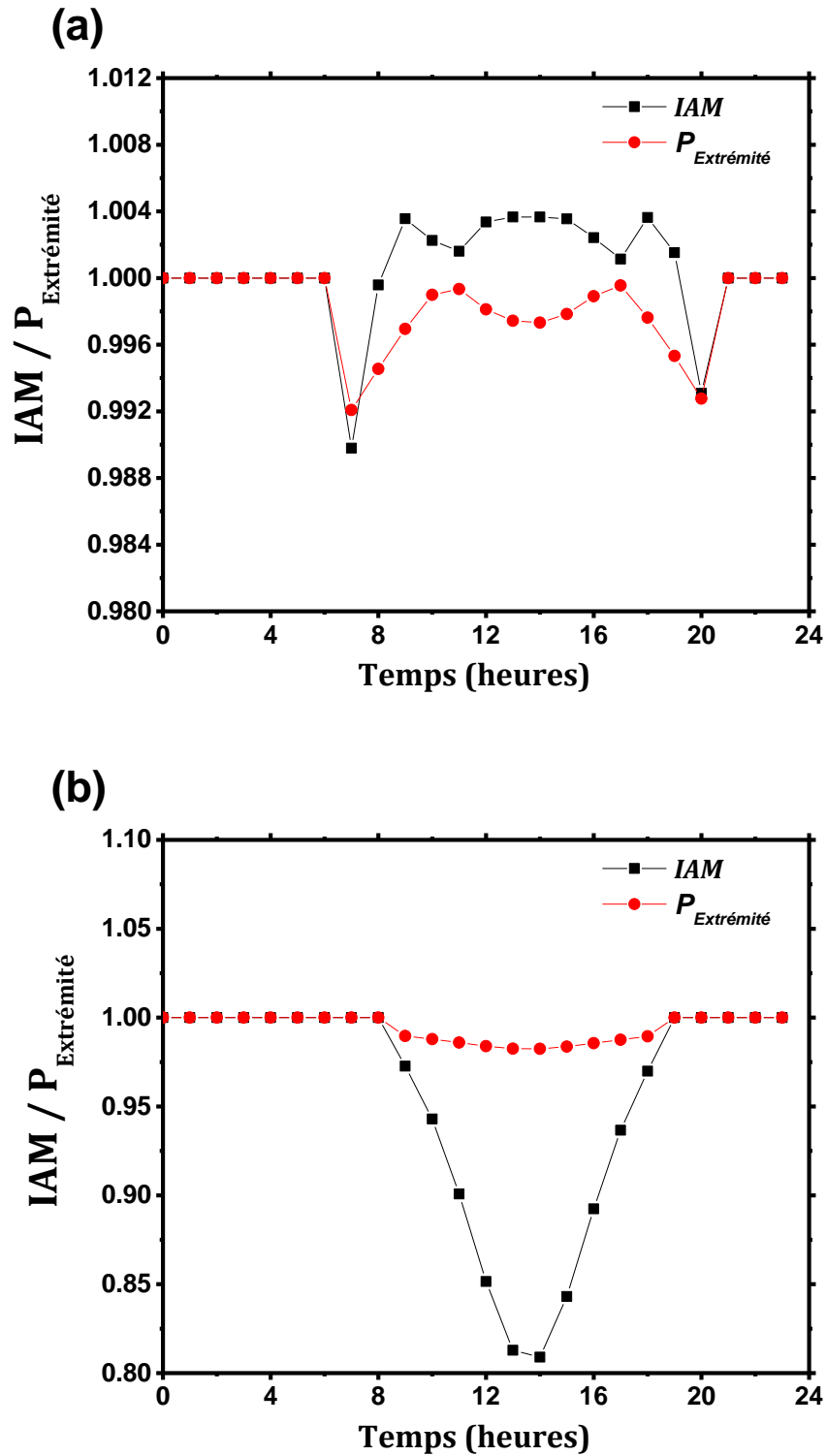


Figure II.15. Variations horaires moyennes de IAM et de $P_{\text{Extremite}}$ en (a) Juin et (b) Décembre du concentrateur solaire.

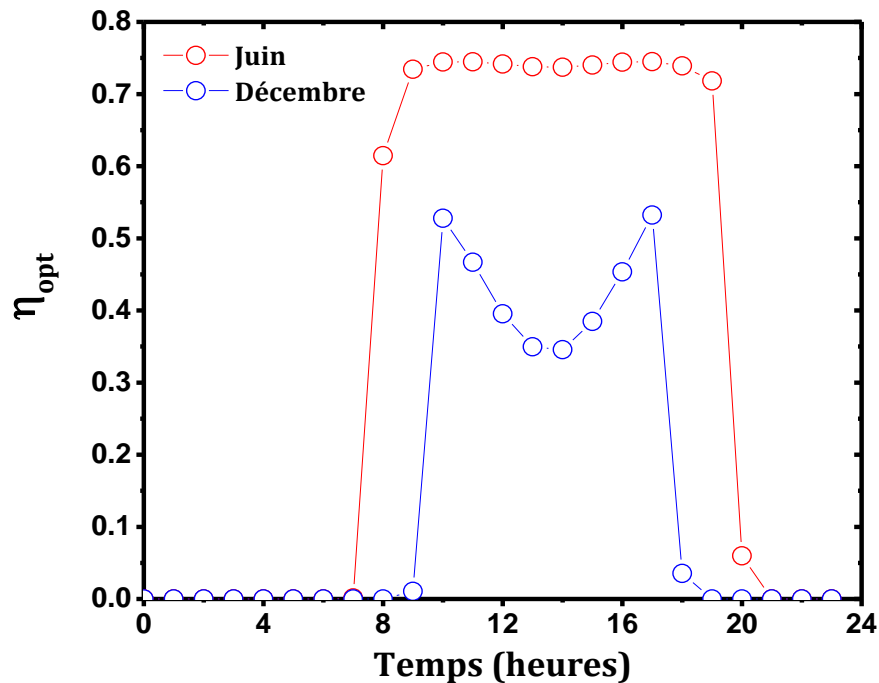


Figure II.16. Variation des performances optiques horaires moyennes en juin et décembre du concentrateur solaire.

Au cours de l'année, les variations horaires moyennes des pertes thermiques et de la température d'entrée du récepteur solaire sont présentées dans la figure II.17.a (pour l'huile de type Therminol VP-1 comme FTC), et figure II.17.b (pour le sel fondu). En outre, la figure II.18 montre la comparaison des performances totales horaires moyennes durant les deux mois de l'année (juin et décembre) du concentrateur solaire, avec les deux fluides caloporteurs. Il en résulte que le choix d'huile comme fluide de travail dans le tube récepteur est le plus recommandé par rapport au sel. Le premier fluide donne des performances totales maximales jusqu'à 67 % et 48 % en juin et décembre respectivement, tandis que le deuxième fluide montre des performances basses par rapport au premier avec des performances totales maximales de 63 % (juin) et 44 % (décembre).

Les variations des performances totales du concentrateur avec les deux fluides, même si celles optiques sont identiques (figure II.16), sont dues à la différence dans les gammes de températures de travail. En conséquence, la perte thermique du sel est supérieure à celle d'huile (figures II.17.a et b). Mais d'autre part, cette élévation de la température du sel provoque une augmentation de la performance du cycle de production d'énergie.

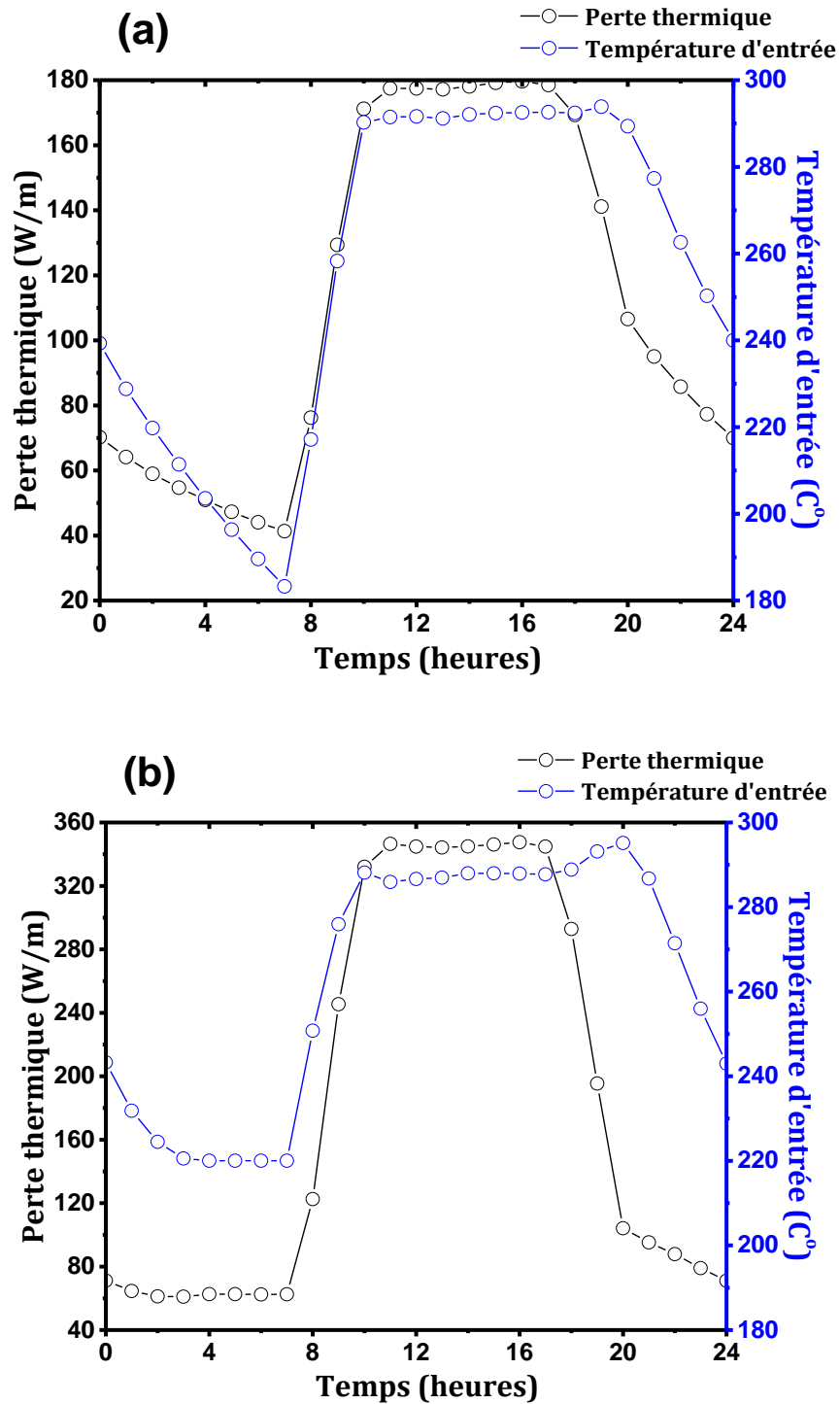


Figure II.17. Variation horaires moyennes de perte thermique et de température d'entrée du concentrateur solaire durant l'année avec (a) huile et (b) sel.

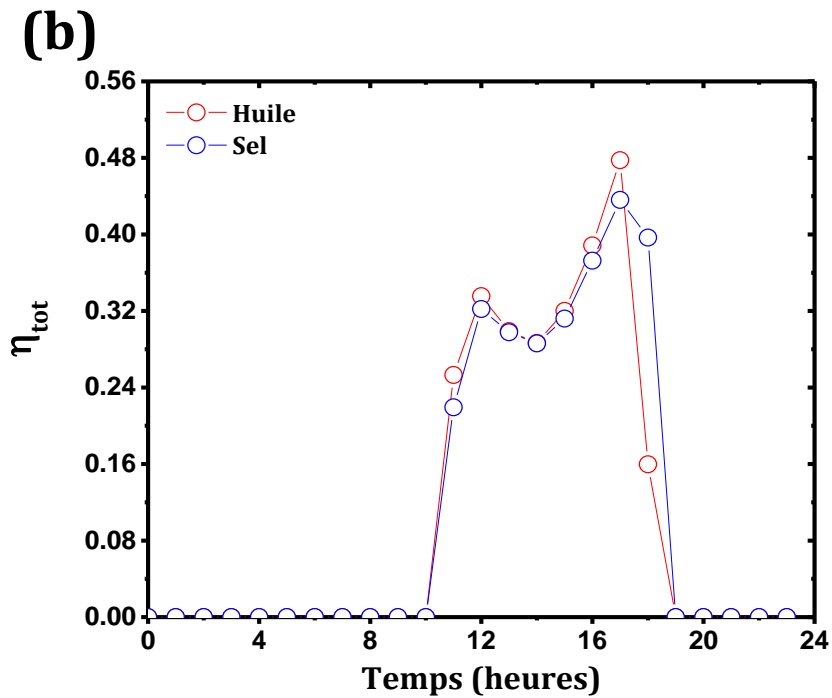
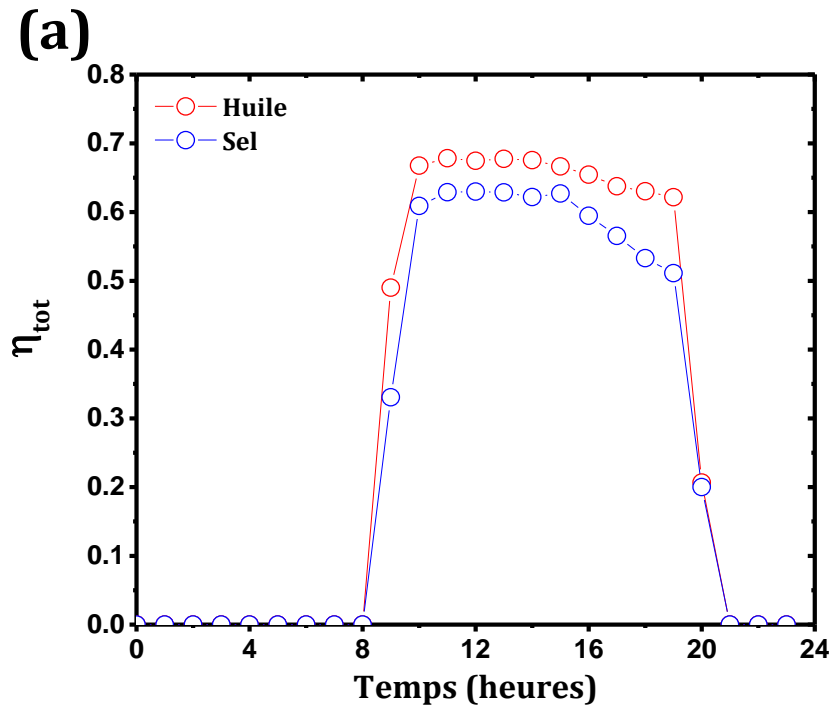


Figure II.18. Comparaison des performances totales horaires moyennes en (a) Juin et (b) Décembre du concentrateur en utilisant deux fluides (huile et sel).

II.4. Conclusion

Un capteur solaire cylindro-parabolique prend les rayonnements du soleil et les convertit en énergie thermique utile par l'intermédiaire du fluide de transfert de chaleur (FTC) qui circule à l'intérieur de tube absorbeur. Une fois que la géométrie et les propriétés optiques et thermiques sont définies, les performances du CCP peuvent être calculées sous différentes configurations et conditions météorologiques. La performance d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique est en fonction de: l'angle d'incidence (qui est affectée par le mode de poursuite solaire), le modificateur de l'angle d'incidence, le facteur d'ombrage, le facteur de perte d'extrémité, et les paramètres géométriques et optiques du concentrateur solaire, en plus des propriétés thermiques du fluide de transfert de chaleur. Dans ce chapitre, nous avons proposé une simulation des performances optique et thermique d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique avec un réflecteur de type Solargenix LS-2 et un tube récepteur de type Schott PTR 2008, et qui utilise deux fluides caloporteurs différents: huile thermique de type Therminol VP1 et le sel fondu.

Cette étude favorise le système de poursuite avec l'axe du collecteur N-S. Poursuite E-O (Axe horizontal), parce qu'il est moins cher par rapport au mode à deux axes, et minimise l'effet d'ombre ce qui se passe dans les premières et dernières heures du jour. En outre, le concentrateur solaire avec l'huile thermique montre une meilleure performance totale que celle utilisant le sel, même s'ils ont la même performance optique.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

Références

- [1] Patnode AM. Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants. Université de Wisconsin-Madison, États Unis; 2006. Thèse de Master.
- [2] Bajpai P, Kumar S. Design, Development and Performance Test of an Automatic Two-Axis Solar Tracker System. Proceedings of annual IEEE India conference, Hyderabad, 2011.
- [3] El-Kassaby MM. 1994. Rotation and Incidence Angles for Parabolic Trough. *Renew Energy* 1994; **4 (1)**: 59–68.
- [4] Besarati SM, Padilla RV, Goswami DY, Stefanakos E. The Potential of Harnessing Solar Radiation in Iran: Generating Solar Maps and Viability Study of PV Power Plants. *Renew Energy* 2013; **53**: 193–9.
- [5] Helwa NH, Bahgat ABG, El Shafee AMR, El Shenawy ET. Computation of the Solar Energy Captured by Different Solar Tracking Systems. *Energy Sources* 2000; **22 (1)**: 35–44.
- [6] Padilla RV. Simplified methodology for designing parabolic trough solar power plants. Université de South Florida, États Unis; 2012. Thèse de doctorat.
- [7] Kalogirou SA. Solar Thermal Collectors and Applications. *Prog Energy Combust Sci* 2004; **30 (3)**: 231–95.
- [8] Li L, Wang ZF, Li JB, Lei DQ. A vacuum reliability analysis of parabolic trough receiver. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2012; **105**: 302-8.
- [9] Men W, Matthew R, Aldo S. Three-dimensional optical and thermal numerical model of solar tubular receivers in parabolic trough concentrators. *J Sol Energy Eng Trans* 2012; **134**: 041012-1.
- [10] Liu QB, Wang YL, Lei J, Jin HG. Modeling and optimizing parabolic trough solar collector systems using the least squares support vector machine method. *Sol Energy* 2012; **86 (7)**: 1973-80.
- [11] Marif Y, et al. Numerical simulation of solar parabolic trough collector performance in the Algeria Saharan region. . *Energy Convers Manage* 2014; **85**: 521–9.
- [12] Eck M, Feldhoff JF, Uhlig R. Thermal modelling and simulation of parabolic trough receiver tubes. Proceedings of the ASME 4th International Conference on Energy Sustainability, 2010. Phoenix.
- [13] Cheng ZD, et al. Numerical simulation of a parabolic trough solar collector with non-uniform solar flux conditions by coupling FVM and MCRT method. *Sol Energy* 2012; **86**: 1770-84.

Chapitre II. Simulation des performances optique et thermique du CCP

- [14] He Y, Xiao J, Cheng Z, Tao Y. A MCRT and FVM coupled simulation method for energy conversion process in parabolic trough solar collector. *Renew Energy* 2011; **36**: 976-85.
- [15] Xiao J, et al. Performance analysis of parabolic trough solar collector. *J Eng Thermophys* 2009; **30 (5)**: 729-33.
- [16] Dudley VE, et al. Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector. SAND94-1884. Sandia National Laboratories, Albuquerque 1994.
- [17] Burkholder F, Kutscher C. Heat Loss Testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver, Technical Report, NREL/TP-550-45633, National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2009.
- [18] Mokheimer EMA, et al. Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran, Saudi Arabia. *Energy Convers Manage* 2014; **86**: 622-33.
- [19] Stuetzle TA. Automatic Control of the 30MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant. Université de Wisconsin-Madison, États Unis; 2002. Thèse de Master.
- [20] Lippke F. Simulation of the Part Load Behavior of a 30MWe SEGS Plant. Sandia National Laboratories, Albuquerque, SAND95-1293, 1995.
- [21] Wendelin T. A new optical modeling tool for concentrating solar optics. Proceedings of ISEC 2003: International Solar Energy Conference, Hawaii, USA, 2003.
- [22] Moreno JL. Thermo-economic optimisation of a trough-tower combination thermal solar power plant. Universidad Pontificia de Comillas. Thèse de Master 2011.
- [23] Incropera FP, DeWitt DP. Fundamentals of Heat and Mass Transfer. 5^{ème} Edition. John Wiley & Sons, New York, États Unis, 2002.
- [24] Wagner MJ, Blair N, Dobos A. A Detailed Physical Trough Model for NREL's Solar Advisor Model. SolarPACES, 2001.
- [25] Yilmaz IH, Soylemez MS. Thermo-mathematical modeling of parabolic trough collector. *Energy Convers Manage* 2014; **88**: 768-84

CHAPITRE III.

SIMULATION DES CYCLES DE PUISSANCE

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

III.1. Introduction

Les centrales solaires thermiques existantes convertissent l'énergie thermique recueillie par le champ solaire dans le bloc de puissance. Ce type de centrales est basé sur les installations thermiques conventionnelles. Donc, le cycle de puissance à étudier dans ce manuscrit est supposé être exploité en utilisant un cycle de Rankine avec régénération d'une capacité de 50 MWe. Le fluide caloporteur passe à travers une série d'échangeurs de chaleur; surchauffeurs, évaporateurs et finalement des préchauffeurs. Même si le rendement thermique du cycle de puissance est augmenté par l'intégration de préchauffeurs à condensation, le nombre optimal de celui-ci est basé sur l'optimisation économique. Donc, en fonction des dimensions de notre cycle, il est recommandé d'utiliser cinq préchauffeurs [1].

Ce chapitre décrit les deux cycles de puissance utilisés dans notre travail: le premier utilise l'huile thermique (Therminol VP-1) comme fluide caloporteur primaire, tandis que le deuxième est basé sur le sel fondu solaire comme FTC), et présente des modèles mathématiques pour les composantes des cycles, qui sont fondés sur le bilan de masse et d'énergie de chaque composante.

III.2. Logiciel de simulation

Les caractéristiques et les bilans de masse et d'énergie de chaque composante ont été évalués et simulés en utilisant le logiciel commercial EBSILON Professional 10.06 [2], ce logiciel est développé par Steag Energy Services GmbH. Ebsilon, C'est l'abréviation de "Energy Balance and SIMulation of the LOad response of power generating or process controlling Network structures". C'est un système qui simule les processus des cycles thermodynamiques, et s'utilise pour l'ingénierie, la conception et l'optimisation des installations thermiques.

III.3. Thermodynamique des fluides de travail

III.3.1. Types de fluides de travail

Les centrales solaires, comme les centrales classiques basées sur le cycle de Rankine à vapeur, nécessitent de l'eau pour le fonctionnement et le refroidissement du cycle de vapeur, en plus d'un autre fluide utilisé comme fluide primaire de transfert de chaleur dans nos systèmes. Lors de la conception d'une centrale solaire, la sélection du fluide de travail approprié est d'une importance extrême. Beaucoup de paramètres doivent être prises en compte lors du choix d'un fluide de travail ;

- ✓ Il détermine l'intervalle de la température opérationnelle d'une part, et la pression et le volume spécifique du fluide d'une autre part.

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

- ✓ Il oriente les aspects techniques tels que l'intégration de stockage thermique et le choix des matériaux.

Beaucoup de projets de recherche et de développement de l'industrie, et des centres de recherche travaillent actuellement pour trouver des fluides de transfert de chaleur (FTC) alternatifs pour les centrales solaires thermiques. Parmi les différents FTCs disponibles, le Therminol VP-1 et le mélange du sel fondu solaire (60 % NaNO_3 + 40 % KNO_3) ont été sélectionnés, car ils représentent les plus conventionnels huiles synthétiques et sels fondus pour les applications solaires dédiés à la production d'énergie. Ces deux fluides semblent être des options prometteuses pour l'amélioration des centrales.

Therminol VP-1 est un fluide de transfert de chaleur qui se compose d'un mélange de 73,5 % d'oxyde de diphenyle et 26.5% de diphenyle [3]. Il a été mis en œuvre à l'échelle commerciale avec les centrales SEGS (Solar Energy Generating Systems) aux États-Unis. Ses avantages sont son point bas de congélation (12 °C) et le potentiel faible de corrosion, mais il a aussi plusieurs inconvénients tels que le coût élevé, la faible performance du cycle de vapeur due à la gamme de température qui est limité à environ 400 °C. À cause de la pression de sa vapeur élevée (supérieure à 1 MPa à 400 °C), Therminol VP-1 n'est pas le meilleur fluide pour le stockage thermique car les bacs de stockage doivent être dimensionnés pour supporter la forte pression statique. Il est très inflammable, en plus, sa mise en œuvre nécessite des précautions pour éviter les dégâts environnementaux en cas de fuite [4, 5].

Concernant les sels fondus, leur principal avantage est de pouvoir fonctionner à des températures très élevées jusqu'à 600 °C à cause de leur haute stabilité thermique, ce qui améliore l'efficacité du cycle de puissance. Ils offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ce qui en fait également de très bons fluides pour le stockage. En outre, le sel fondu est moins cher et non toxique. Toutefois, l'inconvénient majeur tient à la solidification à la température ambiante, ce qui entraîne des contraintes d'exploitation lourdes et coûteuses. Il faut impérativement conditionner les circuits de sel pendant les arrêts de la centrale, en les préchauffant ou en maintenant leur température au-dessus de 220 °C [5].

III.3.2. Cycles de puissance étudiés

Les cycles de puissance utilisés dans notre travail sont basés sur la conception du cycle de Rankine avec régénération d'une capacité de 50 MWe. Le cycle thermodynamique est illustré à la figure III.1.

Le fluide caloporteur passe à travers une série d'échangeurs de chaleur; surchauffeurs, évaporateurs et finalement des préchauffeurs. Dans le préchauffeur qui est en général un échangeur de chaleur à tubes et calandre, l'eau comprimée provenant de préchauffeur à

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

condensation (PRE-C 1) est chauffée jusqu'à atteindre l'état de liquide saturé. Ensuite, le liquide saturé circule dans l'évaporateur (EVA) où un changement de phase se produit. L'évaporateur est un échangeur de chaleur à tubes et calandre avec un FTC qui entre du côté du tube et l'eau liquide circule à travers le côté calandre. Après l'évaporateur, la vapeur saturée va au surchauffeur (SUR) où une énergie additionnelle est ajoutée à la vapeur pour la ramener à un état de vapeur surchauffée. Cette dernière est détendue dans la turbine à haute pression (THP). Deux extractions, 12 et 13, sont prises à partir de la turbine à haute pression aux préchauffeurs à condensation (PRE-C 1, PRE-C 2). Ces dispositifs sont utilisés pour augmenter la température de l'eau à travers la condensation de la vapeur de l'eau extraite, et évacuer l'air et d'autres gaz qui peuvent provoquer des problèmes de corrosion [1]. Alors que la vapeur restante est réchauffée dans le réchauffeur (REC). Ensuite, la vapeur réchauffée est détendue dans la turbine à basse pression avec quatre extractions. Le mélange passe au condenseur où sa phase sera changée à un liquide saturé.

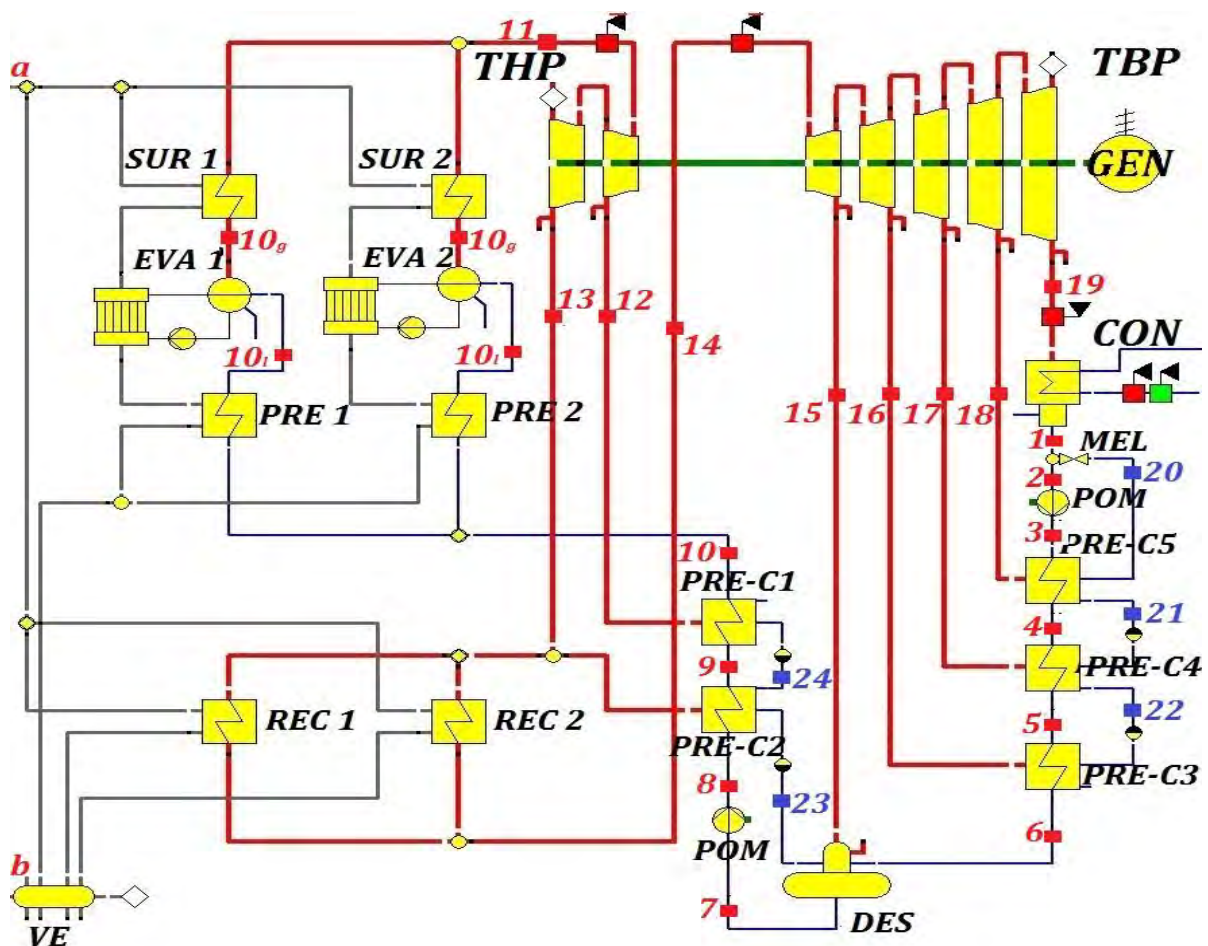


Figure III.1. Configuration du cycle de Rankine avec régénération.

III.4. Hypothèses

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

La modélisation énergétique du cycle de puissance peut être effectuée en combinant l'analyse de chaque sous-système, qui est en général basée sur le principe de l'équilibre énergétique d'un volume de contrôle. Donc, l'introduction de quelques hypothèses s'avère d'une importance majeure pour la mise en œuvre du modèle mathématique.

Les hypothèses suivantes sont apportées dans l'analyse :

- ✓ Chaque composant du cycle est considéré comme un système adiabatique, ouvert avec écoulement en régime permanent.
- ✓ Les énergies cinétique et potentielle sont négligées.
- ✓ Les propriétés des fluides du cycle (l'eau, Therminol VP-1, sel fondu) comme : la masse volumique, la chaleur spécifique, l'enthalpie et l'entropie sont des fonctions de température seulement. Les corrélations sont fournies à l'annexe II.
- ✓ À la sortie du condenseur, du préchauffeur, et du désaérateur, l'eau est à l'état d'un liquide saturé. Tandis qu'elle quitte l'évaporateur sous forme de vapeur saturée.

Le tableau III.1 résume les hypothèses principales du cycle de puissance.

<i>Paramètre/ FTC</i>	<i>Therminol VP-1</i>	<i>Sel Fondu</i>
Conditions d'entrée de FTC au cycle de puissance :		
✓ <i>Température (°C)/Pression (bar)</i>	393/20	550/3.7
✓ <i>Débit massique (kg/s)</i>	567,1	303,42
Conditions de la sortie de FTC au cycle de puissance :		
✓ <i>Température (°C)/Pression (bar)</i>	296/15	286/1
✓ <i>Débit massique (kg/s)</i>	567,1	303,42
Conditions de l'admission dans la turbine THP:		
✓ <i>Température (°C)/Pression (bar)</i>	371/100	528/100
✓ <i>Débit massique (kg/s)</i>	57,55	43,295
Conditions de l'admission dans la turbine TBP:		
✓ <i>Température (°C)/Pression (bar)</i>	370/16,5	527/16,5
✓ <i>Débit massique (kg/s)</i>	46,01	36,01
Conditions de la sortie de la turbine TBP:		
✓ <i>Température (°C)/Pression (bar)</i>	45,01/0,096	45,01/0,096
✓ <i>Débit massique (kg/s)</i>	38,35	30,33
Rendement isentropique de la turbine THP		0,85
Rendement isentropique de la turbine TBP		0,88
Rendement mécanique des turbines THP/TBP		0,99
Pertes thermique à chaque étage des turbines THP/TBP [kJ/kg]		4
Rendement isentropique de la pompe du PRE-C		0,80
Rendement isentropique de la pompe du CON		0,80
Différence de température terminale dans les PRE-C et CON (°C)		5
Chute de pression primaire dans les PRE-C et CON (°C) (bar)		0,05
Efficacité du régénérateur		0,98
Chute de pression (PRE, SUR et REH) en vapeur / FTC côtés (bar)		0,5/1,6
Température terminale dans les SUR et REH (°C)		23
Écart de température dans l'évaporateur (°C)		3

Tableau III. 1. Hypothèses communes et valeurs nominales de la conception pour les principaux paramètres dans les deux cycles de puissance.

III.5. Modélisation des composants

III.5.1. Surchauffeur et réchauffeur (SUR et REC)

Le surchauffeur et le réchauffeur sont tous les deux des échangeurs de chaleur de type: tube et calandre, qui augmentent la température de la vapeur d'entrée mais avec différentes pressions de fonctionnement [1]. Le même modèle [1, 6] est utilisé pour les deux composants, donc l'efficacité de ces systèmes est liée à leurs performances thermiques, et est présentée comme suit:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{max}} \quad (\text{III. 1})$$

Avec

$$\dot{Q}_{max} = C_{min}(T_{FTC,ent} - T_{vap,ent}) \quad (\text{III. 2})$$

Et

$$C_{min} = MIN(\dot{C}_F, \dot{C}_C) \quad (\text{III. 3})$$

\dot{C}_F et \dot{C}_C , sont calculés comme suit:

$$\dot{C}_F = \dot{m}_{vap} \cdot Cp_{vap} \quad (\text{III. 4})$$

$$\dot{C}_C = \dot{m}_{FTC} \cdot Cp_{FTC} \quad (\text{III. 5})$$

Où

- \dot{C}_F : Capacité thermique du fluide du côté froid (de la vapeur) [kWh/K].
- \dot{C}_C : Capacité thermique du fluide du côté chaud (du FTC) [kWh/K].
- $\dot{m}_{vap}, \dot{m}_{FTC}$: les débits massiques de la vapeur et du FTC respectivement [kg/s].
- Cp_{vap}, Cp_{FTC} : les chaleurs spécifiques moyennes de vapeur/FTC entre l'entrée et la sortie [kJ/kg. K].

La chaleur spécifique moyenne pour chaque flux est représentée comme suit:

$$Cp_{vap} = \frac{h_{vap,sor} - h_{vap,ent}}{T_{vap,sor} - T_{vap,ent}} \quad (\text{III. 6})$$

$$Cp_{FTC} = \frac{h_{FTC,sor} - h_{FTC,ent}}{T_{FTC,sor} - T_{FTC,ent}} \quad (\text{III. 7})$$

L'efficacité de l'échangeur de chaleur est liée à deux paramètres essentiels: le rapport du taux de capacité de flux, et le nombre d'unités de transfert thermique (NUT) pour l'échangeur de chaleur:

$$C_r = \frac{C_{min}}{C_{max}} \quad (\text{III. 8})$$

Où

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

$$C_{max} = MAX (\dot{C}_F, \dot{C}_C) \quad (III. 9)$$

Et

$$NUT = \frac{UA}{C_{min}} \quad (III. 10)$$

UA : le produit global de conductivité thermique-surface [W/m].

Pour des échangeurs de chaleur à contre-courant, la relation suivante détermine l'efficacité comme suit [7, 8]:

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp[-NUT \cdot (1 - C_r)]}{1 - C_r \cdot \exp[-NUT \cdot (1 - C_r)]} \quad (III. 11)$$

Une fois \dot{Q}_{max} et l'efficacité calculées, le taux de transfert de chaleur réel est déterminé à partir de l'équation (III.1).

L'enthalpie de la sortie de la vapeur est déterminée comme suit:

$$h_{vap,sor} = h_{vap,ent} + \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_{vap}} \quad (III. 12)$$

De l'autre côté, la température de la sortie est déterminée à partir de l'enthalpie et la pression de sortie de la vapeur d'eau comme suit:

$$T_{vap,so} = T(h_{vap,sor}, P_{vap,sor}) \quad (III. 13)$$

Où la pression de sortie $P_{vap,sor}$ est calculée comme [9]:

$$P_{vap,sor} = P_{vap,ent} - k_{vap} \cdot \dot{m}_{vap}^2 \quad (III. 14)$$

Les coefficients de perte de charge sont pris comme 0,0023 [bar.s²/kg²] pour le surchauffeur, et 0,001 [bar.s²/kg²] pour le réchauffeur [6].

D'autre part, l'enthalpie de la sortie du FTC est déterminée comme suit:

$$h_{FTC,sor} = h_{FTC,ent} + \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_{FTC}} \quad (III. 15)$$

qui peut être calculée en utilisant les corrélations présentées dans l'annexe II.

Selon le principe de conservation de la masse, il peut être écrit:

$$\dot{m}_{vap,ent} = \dot{m}_{vap,sor} \quad (III. 16)$$

$$\dot{m}_{FTC,ent} = \dot{m}_{FTC,sor} \quad (III. 17)$$

L'UA pour l'échangeur de chaleur à l'état de référence est fournie comme un paramètre du modèle d'échangeur, et est calculé par la formule simplifiée [7, 8] comme suit:

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{h_i A_i} + \frac{1}{h_o A_o} \quad (III. 18)$$

- A : la surface d'échange [m²].
- $i(indice)$: la propriété de la surface intérieure de l'échangeur de chaleur.

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

- $o(indice)$: la propriété de la surface extérieure de l'échangeur de chaleur.
- h : le coefficient de transfert thermique par convection [$W/m^2.K$], et est calculé comme suit:

$$h = \frac{Nu \cdot k_{fluid}}{D} \quad (III. 19)$$

- k_{fluid} : la conductivité thermique du fluide [$W/m.K$].
- D : le diamètre hydraulique [m].
- Nu : le nombre de Nusselt, qui peut être exprimé comme suit:

$$Nu_D = 0.023 \cdot Re_D^{0.8} \cdot Pr^n \quad (III. 20)$$

Où $n = 0,4$ pour l'échauffement du fluide, et $n = 0,3$ pour le refroidissement du fluide.

Re_D : le nombre de Reynolds, il est calculé comme suit:

$$Re_D = \frac{4\dot{m}}{\pi \cdot D \cdot \mu} \quad (III. 21)$$

- μ : la viscosité dynamique du fluide [$kg/m.s$].

Alors que le nombre de Prandtl Pr est défini comme suit:

$$Pr = \frac{\mu \cdot C_p}{k} \quad (III. 22)$$

III.5.2. Chaudière (Evaporateur) (EVA)

La chaudière est un échangeur de chaleur dans lequel l'eau change sa phase de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur d'eau) à température et pression constante.

Le taux de transfert de chaleur réel à la chaudière est le suivant:

$$\dot{Q}_{Chaudière} = \dot{m}_{eau}(h_{vap} - h_{eau}) = \dot{m}_{eau}h_{fg@T=T_0} \quad (III. 23)$$

L'eau provenant du préchauffeur absorbe une grande quantité de chaleur à température constante pendant le processus de changement de phase. Le taux de capacité calorifique de la vapeur d'eau pendant le processus de changement de phase tend vers l'infini depuis le changement de température et est égal à zéro [8].

Bien que l'efficacité est calculée comme suit:

$$\varepsilon_{Chaudière} = \frac{\dot{m}_{eau}h_{fg@T=T_0}}{C_{min}(T_{FTCa} - T_{sat@T=T_0})} \quad (III. 24)$$

III.5.3. Préchauffeur (PRE)

Le préchauffeur est un échangeur de chaleur tube et calandre dont l'objectif principal est d'apporter l'eau entrant à l'état liquide saturé. Le taux de transfert de chaleur réel pour le liquide chaud (FTC) et froid (Eau) est comme suit:

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

$$\dot{Q}_{Préchauffeur} = \dot{m}_{FTC} (h_{FTC_b} - h_{FTC_f}) = \dot{m}_F (h_{9_f} - h_9) \quad (III. 25)$$

Avec $h_{9_f} = h_{f@P=P_{10}}$, et \dot{m}_F est le débit massique de l'eau d'alimentation. Le bilan massique pour le préchauffeur est:

$$\dot{m}_{FTC_b} = \dot{m}_{FTC_f} \quad (III. 26)$$

$$\dot{m}_{eau,9} = \dot{m}_{eau,9_f} \quad (III. 27)$$

III.5.4. Turbines haute et basse pression (THP et TBP)

La vapeur d'eau pénètre dans la turbine à l'état surchauffé avec haute température et pression. L'expansion de la vapeur lorsqu'elle se déplace à partir de la haute pression à une pression plus basse transforme l'énergie potentielle (à la forme de pression) à une énergie cinétique par cette impulsion aux aubes de la turbine, ce qui entraîne l'arbre solidaire en rotation. Le travail mécanique créé par l'arbre de rotation est converti en énergie électrique par un générateur. La turbine dans notre étude est divisée en deux sections; deux étages à haute pression et cinq étages à basse pression, avec réchauffage entre le dernier étage à haute pression et le premier étage à basse pression. L'extraction de la vapeur à la sortie de chaque étage de la turbine est envoyée aux préchauffeurs à condensation et au désaérateur. La performance de chaque étage est définie par son rendement isentropique, qui est défini comme suit:

$$\eta_{isent,Tur} = \frac{h_{vap,ent} - h_{vap,sor}}{h_{vap,ent} - h_{vap,sor,S}} \quad (III. 28)$$

Où $h_{vap,sor,S}$ est l'enthalpie qui se serait produite à la sortie de l'étage de la turbine où le processus est isentropique. Cette enthalpie idéale est évaluée en utilisant la pression de sortie et l'entropie d'entrée du fluide:

$$h_{vap,sor,S} = h(P_{vap,sor}, s_{vap,ent}) \quad (III. 29)$$

Les rendements des étages de la turbine à l'état de référence ont été résumés dans le tableau III.1.

Le travail effectué par unité de masse de l'étage de la turbine est présenté par l'équation suivante:

$$\dot{w}_{1-2} = (h_1 - h_2) \quad (III. 30)$$

III.5.5. Pompe (POM)

La pompe dans le cycle a pour but de déplacer de liquide en augmentant sa pression. Le cycle de puissance dans notre étude comporte deux pompes: la pompe du condenseur et la pompe du désaérateur. La première pompe augmente la pression de condensation à la pression

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

du désaérateur, tandis que l'autre pompe augmente la pression du désaérateur à la haute pression nécessaire à l'entrée de la chaudière.

Comme la turbine, la performance de la pompe est caractérisée par son rendement isentropique:

$$\eta_{isent,pom} = \frac{h_{eau,ent} - h_{eau,sor,S}}{h_{eau,ent} - h_{eau,sor}} \quad (III. 31)$$

Où $h_{eau,sor,S}$ est l'enthalpie qui se serait produite à la sortie de l'étage de la pompe où le processus est isentropique. Cette enthalpie idéale est évaluée en utilisant la pression de sortie et l'entropie d'entrée du fluide:

$$h_{eau,sor,S} = h(P_{eau,sor}, s_{eau,ent}) \quad (III. 32)$$

Les rendements des pompes à l'état de référence ont été résumés dans le tableau III.1.

III.5.6. Préchauffeur à condensation (PRE-C)

Le préchauffeur à condensation est un échangeur de chaleur tube et calandre avec l'eau d'alimentation à une haute pression dans le côté tube, et la vapeur extraite de la turbine du côté de la calandre. Le préchauffeur à condensation est un petit condenseur qui fonctionne à une pression beaucoup plus élevée que le condenseur principal. Il vise à tirer profit de la chaleur latente de la vapeur extraite de la turbine, bien que l'extraction de la vapeur pour le chauffage d'eau d'alimentation diminue la puissance de sortie de la turbine. Il augmente aussi la température de l'eau d'alimentation de la chaudière, réduit le besoin de chaleur additionnelle à partir du champ solaire et augmente l'efficacité du cycle.

L'enthalpie de sortie de la vapeur condensée est celle du liquide saturé à la pression d'entrée du PRE-C, en supposant qu'aucune chute de pression ne se produit au cours de la condensation de la vapeur:

$$P_{vap,ent} = P_{vap,sor} \quad (III. 33)$$

$$h_{vap,sor} = h(P_{vap,sor}, x = 0) \quad (III. 34)$$

Le débit massique de la vapeur extrait/condensat à travers le réchauffeur peut être déterminé à partir du transfert de chaleur entre les fluides et de la différence d'enthalpie de la vapeur entrante et condensat sortant:

$$\dot{m}_{vap} = \frac{\dot{Q}}{(h_{vap,ent} - h_{vap,sor})} \quad (III. 35)$$

L'enthalpie de la sortie de l'eau d'alimentation est déterminée comme suit:

$$h_{eau,sor} = h_{eau,ent} + \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_{eau}} \quad (III. 36)$$

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

Bien que la température de sortie de l'eau d'alimentation peut être déterminée comme suit:

$$T_{eau,sor} = T(P_{eau,sor}, h_{eau,sor}) \quad (III. 37)$$

De l'autre côté, les débits massiques peuvent être présentés à l'aide du bilan massique pour le préchauffeur à condensation:

$$\dot{m}_{eau,ent} = \dot{m}_{eau,sor} \quad (III. 38)$$

$$\dot{m}_{vap,ent} = \dot{m}_{vap,sor} \quad (III. 39)$$

III.5.7. Désaérateur (DES)

Les désaérateurs sont des échangeurs de chaleur de type à contact direct, où les températures et les mêmes pressions sont mélangées pour atteindre la sortie du flux à l'état de saturation correspondant à la pression d'entrée. Ils sont également utilisés pour éliminer l'air et d'autres gaz dissous qui peuvent provoquer des problèmes de corrosion. Les bilans de masse et énergétique sont obtenus comme suit:

$$\dot{m}_{vap,ext} + \dot{m}_{vap,dra} + \dot{m}_{eau,ent} = \dot{m}_{eau,sor} \quad (III. 40)$$

$$h_{vap,ext} \cdot \dot{m}_{vap,ext} + h_{vap,dra} \cdot \dot{m}_{vap,dra} + h_{eau,ent} \cdot \dot{m}_{eau,ent} = h_{eau,sor} \cdot \dot{m}_{eau,sor} \quad (III. 41)$$

III.5.8. Mélangeur (Throttle valve) (MEL)

Le mélangeur a deux courants d'entrées et un courant de sortie. Les débits massiques à la sortie et aux entrées du mélangeur sont calculés comme suit:

$$\dot{m}_{vap,ent} + \dot{m}_{eau,ent} = \dot{m}_{sor} \quad (III. 42)$$

En outre par le bilan de l'énergie, nous avons:

$$\dot{m}_{vap,ent} \cdot h_{vap,ent} + \dot{m}_{eau,ent} \cdot h_{eau,entr} = \dot{m}_{sor} \cdot h_{sor} \quad (III. 43)$$

Tandis que la pression à la sortie est supposée être:

$$P_{vap,ent} = P_{sor} \quad (III. 44)$$

Depuis le mélange de l'eau et de la vapeur extraite on produit un mélange saturé, nous pouvons écrire:

$$T_{sor} = T_{sat@P=P_{sor}} \quad (III. 45)$$

III.5.9. Vase d'expansion (VE)

Le vase d'expansion compense les variations du volume que subit la masse d'eau de l'installation suite aux fluctuations de température, et maintient la pression dans l'installation quand celle-ci est complètement refroidie [10]. Nous avons juste cité le modèle de ce système, car il est tellement épuisant et trop long, il est présenté en détail dans la référence [1].

III.5.10. Condenseur (CON)

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

Le condenseur est un échangeur de chaleur d'écoulement à deux phases (transformation d'une vapeur en liquide). La chaleur générée par le changement de phase de la vapeur au liquide est éliminée par un liquide de refroidissement (l'eau). Les bilans de masse et d'énergie pour le condenseur sont comme suit:

$$P_{vap,ent} = P_{eau,sor} \quad (III. 46)$$

$$h_{eau,sor} = h(P_{eau,sor}, x = 0) \quad (III. 47)$$

III.6. Puissance fournie

Le travail total de la turbine est donné par:

$$\dot{W}_{HPT} = \dot{m}_{11}h_{11} - \dot{m}_{12}h_{12} - \dot{m}_{13}h_{13} \quad (III. 48)$$

$$\dot{W}_{LPT} = \dot{m}_{14}h_{14} - \dot{m}_{15}h_{15} - \dot{m}_{15}h_{15} - \dot{m}_{16}h_{16} - \dot{m}_{17}h_{17} - \dot{m}_{18}h_{18} - \dot{m}_{19}h_{19} \quad (III. 49)$$

$$\dot{W}_{tot} = \dot{W}_{HPT} + \dot{W}_{LPT} \quad (III. 50)$$

Le travail de la pompe se calcule comme suit:

$$\dot{W}_{POM,CON} = \dot{m}_3h_3 - \dot{m}_2h_2 \quad (III. 51)$$

$$\dot{W}_{POM,DES} = \dot{m}_8h_8 - \dot{m}_7h_7 \quad (III. 52)$$

La puissance électrique de la production totale \dot{W}_e est calculée par:

$$\dot{W}_{ele} = \dot{W}_{tot} \eta_{GEN} \quad (III. 53)$$

Ensuite, le travail net est:

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{ele} - \dot{W}_{POM,CON} - \dot{W}_{POM,DES} \quad (III. 54)$$

Dans des conditions de charge partielle, le rendement du générateur varie en fonction de la

charge $\left(\frac{\dot{W}_e}{\dot{W}_{e,nom}}\right)$, (figure III.2) comme suit [6]:

$$\eta_{GEN} = 0,90 + 0,258 \cdot Charge - 0,3 \cdot Charge^2 + 0,12 \cdot Charge^3 \quad (III. 55)$$

$$Charge = \frac{\dot{W}_e}{\dot{W}_{e,nom}} \quad (III. 56)$$

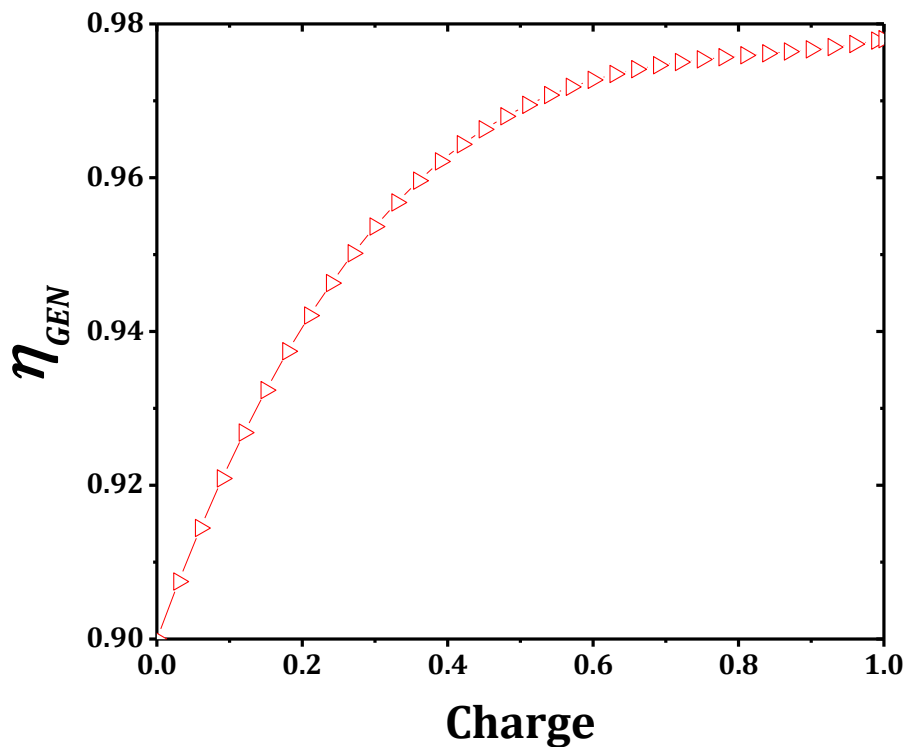


Figure III.2. Effet du travail de la turbine sur l'efficacité du générateur.

III.7. Résultats et discussions

En utilisant les paramètres d'entrée présentés dans le tableau III.1, les diagrammes (température-entropie) des deux cycles de régénération aux points de conception (avec huile thermique et sel fondu) sont représentés sur la figure III.3. La différence majeure entre la conception des deux cycles de puissance est la gamme de températures de fonctionnement; l'huile synthétique (Therminol VP-1) fonctionne entre 293 et 393 °C, tandis que le sel fondu solaire (60 % NaNO_3 + 40 % de KNO_3) travaille avec une gamme de températures de 286 à 550 °C. Par conséquent, le rendement thermique du cycle de puissance de la centrale avec le sel fondu dans les conditions nominales supposées (0,4110) est plus élevé que celui du Therminol VP-1 (0,3726). Cela indique que le rendement du CP avec le sel est d'environ 11 % plus élevé que le rendement du CP avec Therminol VP-1. Cette différence est due au type de FTC qui entre dans le CP et sa gamme de températures de fonctionnement. La température maximale d'entrée de la vapeur vers la turbine THP avec le Therminol VP-1 est presque 371 °C, parce que la stabilité thermique de cette huile est garantie seulement jusqu'à des températures inférieures à 395°C [4]. Alors que pour la centrale avec le sel fondu, le FTC est

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

stable jusqu'à 600 °C permettant à la température d'entrée de la vapeur d'atteindre 528 °C à la turbine THP.

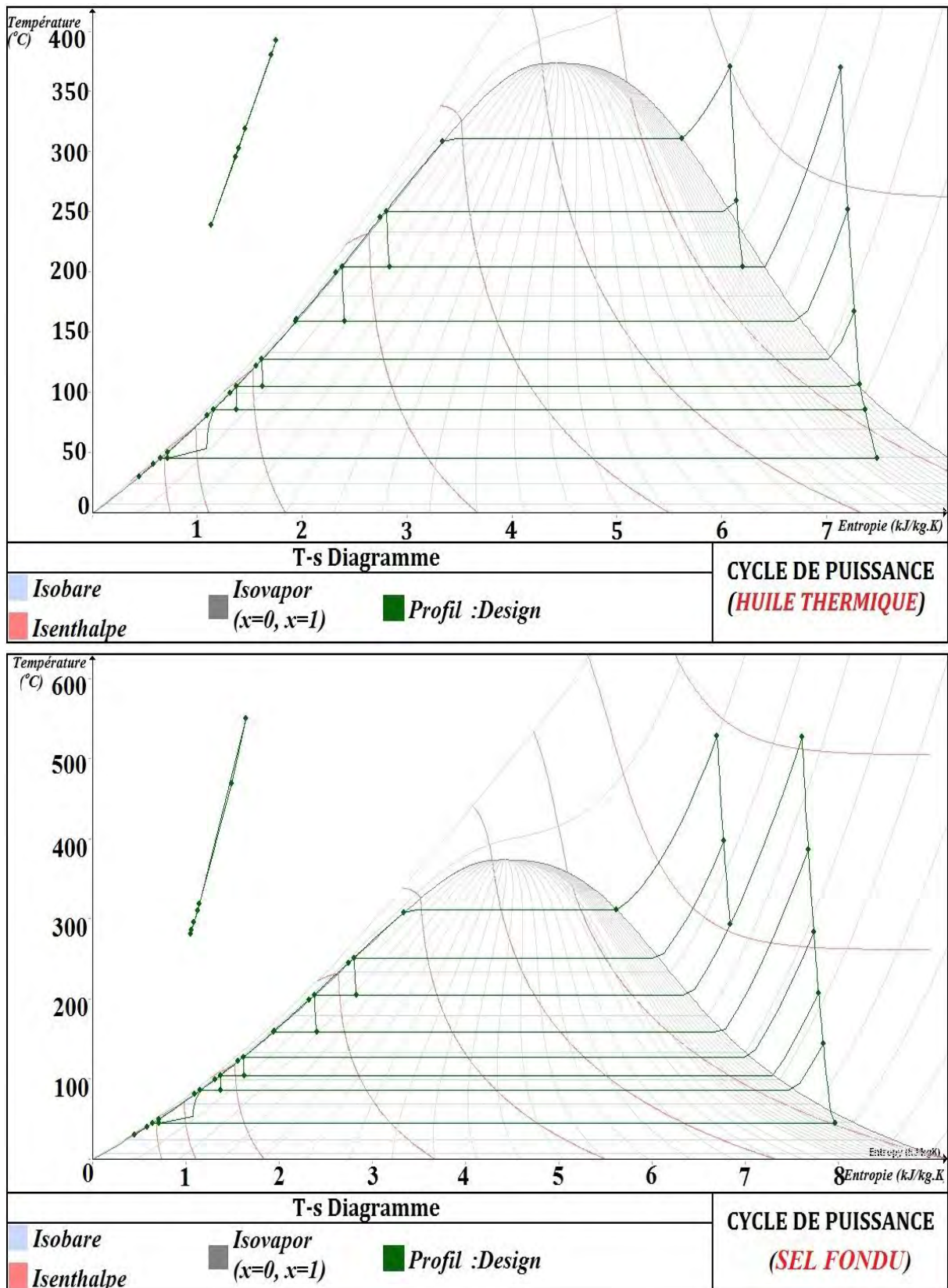


Figure III.3. Température-entropie diagramme des deux cycles de puissance.

III.8. Conclusion

Deux cycles de puissance de Rankine avec régénération d'une capacité de 50 MWe ont été modélisés en régime statique (point de conception), le premier utilise l'huile thermique (Therminol VP-1) comme fluide caloporteur primaire, tandis que le deuxième est basé sur le sel fondu solaire comme FTC. Le modèle a été développé à l'aide d'un logiciel commercial EBSILON Professional, et à partir d'une description mathématique simplifiée des composants de deux cycles. À partir de la puissance électrique déterminée, le dimensionnement est effectué en tenant compte des designs des échangeurs, pompes, turbines, ...etc.

Il est démontré que la limite de la température d'huile thermique inférieure 400 °C possède une limitation et réduction de la performance thermique du cycle. D'autre part, et à cause de la température de fonctionnement élevée du sel fondu, la performance du cycle en utilisant ce fluide, a une plus grande valeur que le premier cycle. Dans notre étude, nous avons obtenu un rendement du CP avec le sel d'environ 11 % plus élevé que le rendement du CP avec Therminol VP-1.

Chapitre III. Simulation des cycles de puissance

Références

- [1] Padilla RV. Simplified methodology for designing parabolic trough solar power plants. Université de South Florida, États Unis; 2012. Thèse de doctorat.
- [2] EBSILON Professional. Evonik Energy Services GmbH, 2011. https://www.steag-systemtechnologies.com/ebsilon_professional.html
- [3] <https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1>.
- [4] Montes MJ, Abánades A, Martinez-Val JM. Thermofluidynamic model and comparative analysis of parabolic trough collectors using oil, water/steam, or molten salt as heat transfer fluids. *J Sol Energy Eng* 2010; **132(2)**: 021001.
- [5] Kearney D, et al. Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field. *J Sol Energy Eng* 2003; **125(2)**: 170–6.
- [6] Patnode AM. Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants. Université de Wisconsin-Madison, États Unis; 2006. Thèse de Master.
- [7] Incropera FP, DeWitt DP. Fundamentals of Heat and Mass Transfer. 5^{ème} Édition. John Wiley & Sons, New York, États Unis, 2002.
- [8] Cengel YA. Heat Transfer: A Practical Approach. 2^{ème} Édition. McGraw-Hill Companies, New York, États Unis, 2002.
- [9] Michael MJ, Howard SN. Fundamentals of Engineering Thermodynamics. 4^{ème} Édition. John Wiley & Sons, New York, États Unis, 2000.
- [10] <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=10966>.

CHAPITRE IV.

ÉVALUATION DES PERFORMANCES 4E DES CENTRALES À CCP

IV.1. Introduction

La plupart des centrales thermiques solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques sont constituées d'un champ solaire, bloc de puissance. Éventuellement un système de stockage d'énergie thermique, un brûleur où les deux systèmes en même temps peuvent être utilisés pour améliorer le potentiel du système [1]. L'analyse thermodynamique, économique et environnemental des centrales thermiques solaires à concentration est nécessaire pour l'identification de la configuration efficace et viable.

Kumaresan et al [2] ont étudié les paramètres de la performance thermique, y compris la température de travail, l'énergie utile absorbée et l'efficacité thermique du capteur solaire thermique cylindro-parabolique. Ils ont utilisé le Therminol 55 comme fluide de transfert de chaleur, ainsi le système a été intégré avec un système de stockage d'énergie thermique. Montes et al [3] ont décrit l'influence de "solar multiple" sur la performance annuelle, la consommation de gaz naturel et le coût moyen actualisé de l'électricité d'une centrale à concentrateurs cylindro-paraboliques avec génération directe à vapeur de capacité de 50 MW. La centrale a été intégrée avec un système de stockage et un brûleur à gaz naturel. Larraïn et al [4] ont présenté un modèle thermodynamique pour estimer la performance d'une centrale solaire hybride avec des concentrateurs cylindro-paraboliques et d'une capacité de 100 MW et sa fraction de combustibles fossiles nécessaires. Ils ont utilisé ce modèle pour sélectionner les sites favorables du nord du Chili sur la base de la consommation de combustibles fossiles minimale. En outre, ils ont introduit deux approches pour alimenter le modèle avec des données de rayonnement solaire. Kalogirou [5], par rapport à certaines caractéristiques techniques, coût de l'électricité et de superficie terrestre nécessaire, a constaté que la centrale solaire à capteurs cylindro-paraboliques dans la région de Vasilikos semble être le meilleur système dans le meilleur endroit pour être installé à Chypre. Singh et al [6] ont effectué une analyse énergétique et exergétique d'une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques pour l'évaluation des pertes respectives ainsi que l'efficacité énergétique et exergétique dans des conditions d'exploitation. Ils ont constaté que les pertes d'énergie principales se sont produites dans le condenseur et dans la zone du cycle de puissance, tandis que les pertes exergétiques principales s'effectuent dans le champ solaire (ensemble collecteur-récepteur). Aussi Xu et al [7] étaient d'accord avec cette conclusion quand ils ont présenté un cadre théorique pour l'analyse énergétique et exergétique d'une centrale solaire à tour avec le sel fondu comme fluide caloporteur. La même analyse a été effectuée par

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Reddy et al [8] pour une centrale solaire thermique à concentrateurs cylindro-paraboliques en utilisant Therminol VP-1 comme fluide de travail. Les pertes énergétiques et exergetiques ainsi que les efficacités ont été évaluées pour des conditions de fonctionnement spécifiques afin d'optimiser la centrale pour une efficacité maximale. Lechón et al [9] ont évalué les impacts environnementaux, y compris les impacts de réchauffement global de la production d'électricité à partir d'un système solaire à tour de 17 MW et une centrale solaire thermique à concentrateurs cylindro-paraboliques de 50 MW. Ils ont utilisé la méthode d'analyse du cycle de vie pour identifier les possibilités d'améliorer les performances environnementales de ces systèmes. La même méthode a été utilisée par Piemonte et al [10] pour une centrale solaire innovante basée sur la technologie du sel fondu et combine avec un brûleur alimenté par l'énergie de la biomasse. Les indicateurs environnementaux de cette centrale ont été comparés avec des centrales conventionnelles à pétrole et à gaz. Tandis que Klein and Rubin [11] ont comparé les émissions de gaz à effet de serre; l'utilisation de l'eau et l'occupation de la terre durant le cycle de vie d'une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques, avec deux options de refroidissement (sec et humide) et trois options de systèmes auxiliaires d'énergie (auxiliaire minimale, système de stockage d'énergie thermique avec le sel fondu, et un brûleur de gaz naturel). Ils ont constaté que les centrales intégrées avec des brûleurs de gaz avaient 4-9 fois des émissions de gaz plus que les centrales intégrées avec des systèmes de stockage thermique, ces derniers systèmes émettent deux fois plus des émissions de gaz que des centrales avec des auxiliaires minimales. En outre, par l'utilisation du mode de refroidissement sec, il peut économiser la consommation de l'eau jusqu'à 71-78% par rapport au mode de refroidissement par voie humide. Reddy et Kumar [12] ont analysé la conception d'un champ solaire avec des miroirs cylindro-paraboliques pour la production d'énergie et utilisant l'huile thermique et la vapeur d'eau comme fluides de travail, et ont étudié la faisabilité de cette technologie dans les conditions climatiques indiennes. En outre, Kumar et Reddy [13] ont présenté dans leur étude, une analyse 4E (Energie-Exergie-Economique-Environnement) de "stand-alone" centrales solaire thermiques de type ligne focalisation (Réflecteurs à miroirs de Fresnel linéaires et concentrateurs cylindro-paraboliques avec des capacités différentes variant de 1 à 50 MW. Leurs résultats concordent avec ceux d'études antérieures sur les pertes énergétiques et exergetiques. Tandis que Montes et al [14] ont utilisé un modèle "thermofluidynamique" pour une "stand-alone" centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques avec 3 fluides de travail différents (huile

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

thermique, sel fondu, et eau/vapeur) pour analyser quatre paramètres principaux: la longueur du collecteur, le diamètre du tube absorbeur, la température et la pression de travail. Une étude comparative en termes de conception, rendement et coût d'investissement entre deux types de centrales intégrées avec un système de stockage thermique (la première utilise l'huile synthétique en tant que fluide de travail et l'autre est basée sur la technologie de génération directe à vapeur) a été menée par Feldhoff et al [15]. Une autre étude comparative a été réalisée par Giostri et al [16], pour trois technologies différentes du champ solaire (huile thermique, eau/vapeur, et sel fondu), en matière de performance et de production annuelle. En outre, Martin et Martin [17] ont présenté une optimisation de l'opération annuelle d'une centrale solaire à concentration basée sur la technologie du sel fondu pour les conditions d'Almeria (Espagne).

La plupart des centrales thermiques solaires sont intégrées avec un système de stockage et un système auxiliaire (brûleur), pour maintenir une puissance constante et prolonger la durée d'exploitation de la centrale dans les temps faibles ou non-solaires et l'amélioration de son potentiel. Ces dispositifs fournissent l'énergie jusqu'à l'exigence de point de conception à l'entrée de la turbine quand il n'a pas été atteint [18]. Toutefois, aucune étude comparative entre les centrales thermiques solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques basées sur les technologies d'huile synthétique et de sel fondu, et intégrées avec des systèmes de stockage et des brûleurs n'a été réalisée, en termes; thermodynamique (énergique et exergetique), économique et environnementale. Par conséquent, l'objectif de ce chapitre est de comparer ces types de centrales avec et sans systèmes de stockage et brûleurs intégrés.

Notre contribution présente l'étude comparative qui examine l'influence de l'utilisation de deux fluides primaires (Therminol VP-1 et sel fondu solaire) dans le champ solaire comme des fluides de travail. En outre, les effets de l'intégration de stockage thermique ou/et du brûleur sont étudiés sur la base des paramètres suivants:

- ✓ La conception des centrales.
- ✓ Les performances énergétiques et exergetiques annuelles, le facteur de capacité et la production annuelle d'électricité.
- ✓ Les émissions de gaz CO₂, la consommation annuelle d'eau et l'occupation de la terre.
- ✓ Les coûts d'investissement totaux et le coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE).

IV.2. Méthodologie

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Huit configurations de centrales solaires basées sur le choix du fluide de transfert de chaleur FTC dans le champ solaire et sa connexion au bloc de puissance, en présence ou en absence du système de stockage d'énergie thermique et de brûleur intégrés ont été comparées. L'objectif principal de ce travail est le développement, l'évaluation et la comparaison des huit configurations différentes (avec le sel fondu et l'huile thermique comme fluides caloporteurs, et avec et sans stockage thermique et brûleur) dans leurs conceptions, leurs rendements (énergétique et exergetique), et leurs facteurs économiques (coûts d'investissement totaux et CMAE) et environnementaux (émissions annuelles de gaz CO₂, consommation d'eau annuelle et occupation de la terre). Les quatre premières configurations sont basées sur l'huile synthétique (Therminol VP-1) comme fluide de travail primaire, et les quatre configurations suivantes sont basées sur la technologie du sel fondu. Le tableau IV.1 résume les configurations utilisées dans l'étude.

<i>Configuration</i>								
<i>Technologie inclus</i>	<i>Con-1</i>	<i>Con-2</i>	<i>Con-3</i>	<i>Con-4</i>	<i>Con-5</i>	<i>Con-6</i>	<i>Con-7</i>	<i>Con-8</i>
<i>Huile synthétique</i>	+	+	+	+				
<i>Sel fondu</i>					+	+	+	+
<i>Stockage thermique</i>		+		+		+		+
<i>Brûleur</i>			+	+			+	+

Tableau IV.1. Configurations considérées.

La conception des centrales est basée sur des centrales commerciales existantes, et pour permettre la comparaison de ces configurations, la conception est choisie de telle sorte que:

- ✓ Une puissance nette constante de 50 MW est générée pour les huit configurations.
- ✓ Le "solar multiple", la disposition du champ solaire, et la charge lors de la conception, sont les mêmes pour toutes les configurations.
- ✓ La même capacité de stockage thermique (7,5 heures de pleine charge pour les centrales intégrées avec les systèmes de stockage).
- ✓ Le même système de refroidissement est introduit pour toutes les configurations (refroidissement par voie humide).

IV.3. Analyse thermodynamique

L'étude thermodynamique basée sur l'analyse énergétique et exergetique est nécessaire pour déterminer la disponibilité et l'utilisation de la source de l'énergie solaire dans les centrales thermiques. Bien que l'analyse énergétique définisse les pertes d'énergie quantitatives dans

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

chaque composant du système, l'analyse exergétique présente les pertes d'énergie qualitatives [13]. L'analyse thermodynamique de chaque composant de l'installation a été réalisée en supposant que:

- ✓ L'opération soit à l'état stationnaire de tous les composants.
- ✓ Les variations d'énergies cinétique et potentielle soient aussi négligeables.

IV.3.1. Analyse énergétique

L'énergie solaire incidente totale reçue par le champ solaire est donnée par:

$$\dot{Q}_{inc} = I_{BN} \cdot A \cdot \cos \theta_i \quad (IV. 1)$$

Alors que l'énergie utile totale délivrée par le champ solaire est présentée comme:

$$\dot{Q}_{uti} = \dot{m}_{FTC} \cdot (h_{CS.sor} - h_{CS.ent}) \quad (IV. 2)$$

Par conséquent, le rendement énergétique du champ solaire peut être donné en tant que:

$$\eta_{ene,CS} = \frac{\dot{Q}_{uti}}{\dot{Q}_{inc}} \quad (IV. 3)$$

Le rendement énergétique du bloc de puissance est calculé comme suit:

$$\eta_{ene,BP} = \frac{W_{ele}}{\dot{Q}_{in}} \quad (IV. 4)$$

Le rendement énergétique global de la centrale est donné par:

$$\eta_{ene,glo} = \eta_{ene,SF} \times \eta_{ene,BP} \quad (IV. 5)$$

Alors que le facteur de capacité de la centrale avec une conception de 50 MW est donnée par:

$$CF = \frac{W_{ele}}{365 \cdot \left(24 \frac{hr}{jour}\right) \cdot 50 MW} \quad (IV. 6)$$

IV.3.2. Analyse exergétique

L'exergie reçue par le champ solaire est donnée par [13]:

$$\dot{E}x_{inc} = \dot{Q}_{uti} \cdot \left[1 - \frac{4T_{amb}}{3T_{Soleil}} (1 - 0.28 \ln f)\right] \quad (IV. 7)$$

Où f est le facteur de dilution ($1,3 \cdot 10^{-5}$), qui est une mesure du rapport de mélange du rayonnement solaire du soleil (T_{Soleil}) et le rayonnement de l'entourage [13].

L'exergie utile délivrée par le récepteur est présentée par [6]:

$$\begin{aligned} \dot{E}x_{uti} &= \dot{m}_{FTC} (\dot{E}x_{CS.sor} - \dot{E}x_{CS.ent}) \\ &= \dot{m}_{FTC} [(h_{CS.sor} - h_{CS.ent}) - T_{amb} (s_{CS.sor} - s_{CS.ent})] \end{aligned} \quad (IV. 8)$$

Par conséquent, le rendement exergétique du champ solaire est donné par:

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

$$\eta_{exe,CS} = \frac{\dot{E}x_{uti}}{\dot{E}x_{inc}} \quad (IV. 9)$$

Le rendement exergetique du bloc de puissance est présenté par:

$$\eta_{exe,BP} = \frac{\dot{W}_{ele}}{\dot{E}x_{in}} \quad (IV. 10)$$

Le rendement exergetique global de notre centrale est donné par:

$$\eta_{exe,glo} = \eta_{exe,CS} \times \eta_{exe,BP} \quad (IV. 11)$$

IV.4. Impacts environnementaux et analyse économique

IV.4.1. Impacts environnementaux

Il est nécessaire d'examiner les impacts environnementaux (émissions de gaz CO₂, occupation de la terre et consommation d'eau) de l'utilisation de l'énergie solaire thermique pour la production d'électricité, pour déterminer les avantages potentiels de ces centrales et quelle étape de la production d'énergie doit être améliorée [9]. Afin d'évaluer les impacts environnementaux des configurations étudiées, des travaux publiés antérieurement [9-11] ont été examinés. Les résultats des travaux publiés sont utilisés comme des données pour l'analyse des émissions annuelles de gaz (CO₂) des centrales étudiées. Le tableau IV.2 résume les émissions de CO₂ générées pendant le cycle de vie de la centrale.

<i>kg CO₂ eq/MWh</i>	
Construction et démantèlement	
✓ Champ solaire	7,88
✓ Bloc de puissance	0,50
✓ Stockage thermique	14,60
✓ Bâtiments	0,40
✓ Construction	0,34
✓ Démantèlement	0,0198
Opération et maintenance	
✓ Consommation d'électricité à partir du réseau.	48,5
✓ Brûleur de gaz naturel	
• Combustion	95,0
• Disposition	16,6

Tableau IV.2. Émissions globales de gaz de CO₂ générées pendant le cycle de vie de la centrale.

Alors que les calculs de la consommation d'eau et l'utilisation des terres de ces centrales étudiées sont réalisées en utilisant le logiciel Solar Advisor Model (SAM), les modèles détaillés des calculs sont présentés dans la référence [21].

IV.4.2. Analyse économique

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

L'aspect économique de l'utilisation des centrales solaires est l'un des éléments les plus importants dans la sélection de la configuration ou de la technologie appropriée pour être utilisée pour tout projet ou lieu [19]. Puisque le coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE) est le paramètre le plus couramment utilisé pour l'analyse de la faisabilité économique d'une centrale thermique solaire [20], l'analyse économique des présentes centrales a été réalisée en termes de coûts d'investissement totaux et CMAE. Ce CMAE est fortement influencé par les hypothèses et les données du modèle économique, par conséquent, les données de notre analyse ont été prélevées sur des études et des bases de données précédentes [21-24]. Ces données ont été résumées dans le tableau IV.3. L'évaluation économique est réalisée en utilisant le logiciel SAM, où le CMAE est calculé comme suit:

$$CMAE = \frac{crf \cdot C_{inv} + C_{O\&M} - C_{env}}{\dot{W}_{ele}} \quad (IV. 12)$$

Avec,

$$crf = \frac{k_d \cdot (k_d + 1)^N}{[(k_d + 1)^N - 1]} \quad (IV. 13)$$

	Centrale à huile	Centrale à sel fondu
1. Coût direct		
• Amélioration du site	30 \$/m ²	30 \$/m ²
• Champ solaire	270 \$/m ²	270 \$/m ²
• Système de FTC	80 \$/m ²	30 \$/m ²
• Système de stockage thermique	80 \$/kWh _t	30 \$/kWh _t
• Brûleur	60 \$/kWe	60 \$/kWe
• BP	830 \$/kWe	830 \$/kWe
• Balance de la centrale	105 \$/kWe	105 \$/kWe
• Urgence (de coût direct)	7 %	7 %
2. Coût indirect		
• Coût du propriétaire (de coût direct)	11 %	11 %
• Coût total de la terre occupée	10.000 \$	10.000 \$
• Taxe de vente applicable à 80% du coût direct	5 %	5 %
3. Coûts de fonctionnement et d'entretien		
• Coût fixe par la capacité	65 \$/kW-yr	65 \$/kW-yr
• Coût variable par génération	3 \$/MWh	3 \$/MWh
• Coût de combustible fossile	3 \$/MMBtu	3 \$/MMBtu

Tableau IV.3. Données des coûts pour le modèle économique.

IV.5. Hypothèses et conditions aux limites

Pour évaluer et comparer les huit configurations, on impose les données en termes de conception, de rendement, d'aspects économiques et d'impacts environnementaux, de conditions

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

aux limites et d'hypothèses similaires. Les configurations du système avec les hypothèses et les conditions aux limites sont mentionnées comme suit:

IV.5.1. Choix du site

Les données de l'année météorologique typique (AMT) sont des paramètres décisifs, depuis le potentiel de la centrale et est fortement affectée par ces données. Les données horaires d'IDN au cours d'une année typique sont nécessaires pour prédire le comportement du champ solaire thermique [16], alors que la température ambiante et la vitesse du vent sont des paramètres clés pour simuler la performance thermique du champ solaire. Pour la comparaison, les données AMT de Béchar (Algérie) avec une série de données avec un intervalle d'une heure (8760 heures par année) ont été choisies.

IV.5.2. Champ solaire

Les configurations des centrales étudiées sont basées sur deux fluides de travail primaires dans le champ solaire; (i) Therminol VP-1 sur une plage de température de travail de 296 à 393 °C à l'entrée et à la sortie du champ solaire, (ii) et le sel fondu solaire (60 % NaNO₃+ 40 % KNO₃) [16] de 286 à 550 °C comme gamme de température de fonctionnement. Le champ solaire est constitué d'un ensemble de collecteurs cylindro-paraboliques de type Solargenix SGX-1, avec une largeur d'ouverture de 5 m et 100 m de longueur pour chaque assemblage. Chaque assemblage dispose de 12 modules et quatre de ces assemblages de capteurs solaires sont disposés en une rangée le long d'un axe horizontal nord-sud et peut suivre le soleil d'est en l'ouest. Les détails techniques du CCP considérés pour l'étude sont mentionnés dans le chapitre II.

Le "solar multiple" (SM) est défini comme le rapport entre la puissance thermique obtenue par le champ solaire au point de conception et la puissance thermique requise par le bloc de puissance aux conditions nominales [3], il est exprimée comme suit:

$$SM = \frac{\dot{Q}_{CS}}{\dot{Q}_{BP}} \quad (IV.14)$$

Dans cette étude, le SM a été pris comme 1,60 pour l'analyse préliminaire [3]. Solar Advisor Model (SAM) développé par le "National Renewable Energy Laboratory (NREL)" est utilisé pour modéliser l'énergie entrant au bloc de puissance. Comme le modèle détaillé utilisé dans le logiciel est très complexe et exhaustif pour être présenté dans cette étude, le modèle a été donné par Wagner et Gilman [21], et a été déjà validée par Price [25].

IV.5.3. Stockage thermique et brûleur

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Dans les zones adaptées pour l'installation des centrales solaires thermiques, le gisement solaire présente habituellement une bonne correspondance avec la demande d'électricité et ses pics. Cependant, ce gisement disponible diminue à des valeurs faibles sur les jours nuageux ou partiellement ensoleillés, et à des faibles angles solaires. En outre, la consommation d'électricité demande plusieurs heures après le coucher du soleil [18]. La prolongation de la durée de fonctionnement de la centrale dans les temps faibles ou non-solaires et l'amélioration de son potentiel et l'efficacité peuvent être obtenues en incorporant le stockage d'énergie thermique ou d'un système de brûleur à carburant ou les deux systèmes en même temps [26].

Le stockage d'énergie thermique est basé sur un processus simple; pendant une charge de stockage typique, l'excès de chaleur délivrée par le champ solaire est envoyée au circuit de stockage et réchauffe la FTC passant du réservoir froid au réservoir chaud. Pendant les temps transitoires météorologiques temporaires (décharge de stockage), le processus inverse se déroule et l'énergie thermique est transférée du stockage vers le FTC et est généralement délivré au bloc de puissance [27]. Le système de stockage thermique peut être réalisé directement ou indirectement, généralement à travers les liquides tels que l'huile minérale, l'huile synthétique, et le sel fondu. Le Therminol VP-1 ne peut pas être utilisé comme moyen de stockage thermique en raison de sa rentabilité et de sa haute pression dans sa phase vapeur. Alors que le sel fondu est un mélange stable à faible pression de sa phase vapeur, et a des caractéristiques techniques désirées pour l'utilisation de la chaleur sensible, chaleur spécifique modérée, faible réactivité chimique et faible coût [28]. Par conséquent, dans la présente étude, le système de stockage composé de deux réservoirs de sel fondu est considéré. L'utilisation du sel solaire pour le stockage indique le mode indirect de stockage pour les configurations avec Therminol VP1 comme FTC, et le mode direct pour les configurations basées sur la technologie du sel fondu.

Le nombre d'heures de pleine charge du système de stockage, qui indique le nombre d'heures d'alimentation en énergie pour le fonctionnement du bloc de puissance est supposé être équivalent à 7,5 heures. Cela correspond à plus de 1 100 MW pour les configurations basées sur le Therminol VP-1 comme FTC, et plus de 1 000 MWh pour ceux qui sont basées sur le sel fondu. Il est donné par [25]:

$$E_{SST} = \frac{w_{des} \Delta_{SST}}{\eta_{cycles des}} \quad (IV. 15)$$

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Les paramètres principaux de conception du système de stockage sont présentés dans le tableau IV.4. Bien que le modèle détaillé du système de stockage thermique utilisé dans ce logiciel a été présenté par Wagner et Gilman [21].

<i>FTC dans le champ solaire</i>	<i>Therminol VPI</i>	<i>Sel fondu</i>
<i>Le nombre d'heures de pleine charge (heures)</i>	7,5	7,5
<i>Capacité de stockage (MWh)</i>	1.107,09	1.003,65
<i>Hauteur du réservoir (m)</i>	14,0	14,0
<i>Coefficient de perte thermique du réservoir ($W/m^2 \cdot ^\circ C$)</i>	0,4	0,4
<i>La perte de chaleur estimée (MW)</i>	0,38	0,20
<i>Efficacité de chauffage du réservoir</i>	0,98	0,98

Tableau IV.4. Paramètres principaux du stockage pour l'analyse préliminaire.

La plupart des centrales solaires thermiques sont équipées avec des brûleurs de carburant fossile (gaz naturel), afin de maintenir un taux pratiquement constant de la production d'électricité malgré l'absence du rayonnement solaire. Les brûleurs règlent la capacité de production de la centrale à moindre coût par rapport aux configurations qui dépendent uniquement du champ solaire et du stockage thermique [18]. Dans la présente étude, les brûleurs à gaz fournissent l'énergie thermique directement au FTC dans le bloc de puissance pour maintenir la production d'électricité de la centrale au point de conception avec 50 MW et une pression de 100 bars à l'entrée de la turbine. Le brûleur fournit de l'énergie chaque fois que l'état thermodynamique nécessaire à l'entrée de la turbine n'a pas été réalisé. Cela signifie que lorsque les contributions du champ solaire et le système de stockage tombent en dessous de l'exigence du point de conception, le brûleur fournit l'énergie à la nécessité de ce point tout en maintenant une contribution auxiliaire totale inférieure à la fraction de remplissage fossile, qui est défini comme suit [4]:

$$\dot{Q}_{br\hat{u}leur} = \dot{m}(h_{ent.turbine} - h_{sor,CS}) \quad (IV. 16)$$

$$f_{br\hat{u}leur} = \frac{\dot{Q}_{br\hat{u}leur}}{\dot{Q}_{tot}} \quad (IV. 17)$$

IV.6. Résultats et discussions

Les huit configurations étudiées dans le présent chapitre ont la même capacité nette de 50 MW et la même capacité nominale du temps de charge de 7,5 heures pour le stockage thermique (pour les configurations avec ce système). Toutefois, en raison des différences dans le FTC, les températures de travail, et la conception, des différences dans les rendements, les paramètres

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

économiques et environnementaux surviennent [15]. Ces différences sont présentées dans les tableaux IV.5-9.

IV.6.1. Comparaison de la conception

La différence majeure entre la conception des configurations étudiées est due à la différence de gamme de température de travail pour l'huile synthétique et le sel fondu comme fluides de transfert de chaleur. Les configurations avec Therminol VP-1 sont exploitées entre une gamme de température de 296 °C à 393 °C, bien que les configurations utilisant du sel solaire sont exploitées entre 286 °C à 550 °C. Comme le montre le tableau IV.5, en raison de la gamme de température de travail, il y a une différence évidente dans la surface du champ solaire (CS) et donc le nombre de boucles de ce domaine. La différence dans les efficacités des blocs de puissance (Chapitre III) et la taille du CS qu'est une fonction du SM adaptés au BP, et la surface du CS des centrales à sel fondu est inférieure de plus de 9,24 % par rapport aux configurations à huile. Il y a une différence claire dans le volume de stockage thermique entre les configurations basées sur l'huile thermique et celles basées sur le sel fondu, même si les configurations à huile et à sel ont le même nombre d'heures à pleine charge du système de stockage. Le volume de stockage pour les configurations à huile est de 336,85 % plus élevé en comparaison avec les configurations à sel fondu. Cette différence de volume peut être attribuée au mode indirect de stockage dans les configurations à huile et le mode direct pour les configurations basées sur le sel fondu. En outre, pour la demande du brûleur de gaz qui est présenté dans le tableau IV.5, il ne peut être vu que par l'intégration de stockage avec le brûleur, la consommation annuelle de carburant augmente de 67,57 % pour les centrales à huile et 62,53 % pour les centrales à sel. Cela est dû à l'énergie thermique atteignant le BP qui devient plus grande, et la même note entre les configurations à huile et à sel peut être illustrée.

	<i>Configuration</i>							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Nombre de boucles</i>	184	184	184	184	167	167	167	167
<i>Surface du CS (m²)</i>	346.141	346.141	346.141	346.141	314.160	314.160	314.160	314.160
<i>Volume de stockage (m³)</i>	0	16.682,9	0	16.682,9	0	4.952,64	0	4.952,64
<i>Consommation annuelle de fuel (MMBtu)</i>	0	0	175.699	260.032	0	0	163.417	261.334

Tableau IV.5. Comparaison des paramètres principaux de conception des centrales étudiées.

IV.6.2. Étude comparative énergétique

Les résultats de simulation des performances annuelles sont résumés dans le tableau IV.6, présentant les performances et les efficacités énergétiques des configurations étudiées. Les variations de la quantité totale d'énergie solaire captée par les configurations à huile et celles à sel sont dues à la différence dans la surface d'ouverture du champ solaire. La quantité totale de l'énergie solaire captée par des configurations à huile est de 889.194 MWh, et d'environ 807.040 MWh pour les configurations basées sur le sel. La puissance thermique obtenue par le champ solaire, qui dépend principalement du rayonnement solaire total incident et l'efficacité du champ solaire se trouve la plus basse pour les centrales à sel. La puissance thermique faible du CS pour les centrales à sel est due à leurs faibles efficacités par rapport aux centrales basées sur l'huile et peut être attribuée à des pertes énergétiques élevées dans le CS en raison de la gamme de température élevée. Dans le même tableau, l'énergie nécessaire pour la protection contre le gel du FTC dans le CS et le système de stockage est aussi indiqué.

L'inconvénient majeur de l'utilisation du sel fondu comme FTC est la température de la protection contre la congélation qui est relativement très élevée (220 °C) par rapport à Therminol VP-1 (moins de 15 °C) [22], il y a une différence significative (plus de 88 fois) en quantité d'énergie pour la protection-congélation entre les installations utilisant du sel fondu comme FTC dans le champ solaire et d'autres configurations avec Therminol VP-1. Bien que la faible différence entre les centrales avec le même FTC est due à la présence ou à l'absence des systèmes auxiliaires (le stockage et le brûleur). En outre, pour l'efficacité moyenne annuelle de ces centrales, il peut être observé que le rendement thermique global est beaucoup plus élevé pour les configurations utilisant le sel comme un FTC, en raison de la haute efficacité thermique du BP (comme indiqué dans le chapitre III). Néanmoins, le facteur de capacité et la production d'électricité annuelle des configurations basées sur le sel fondu sont plus faibles par rapport aux configurations avec le Therminol VP-1, en raison de leur faible énergie thermique qui quitte le champ solaire (tableau IV.6, figure IV.1).

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Configuration								
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Énergie solaire totale (MWh)</i>	889.194	889.194	889.194	889.194	807.040	807.040	807.040	807.040
<i>Énergie quittant le CS (MWh)</i>	432.950	432.950	432.950	432.950	372.157	372.157	372.157	372.157
<i>Énergie quittant le BP (MWh)</i>	135.671	156.738	154.119	183.058	133.709	146.394	151.923	175.315
<i>Énergie pour la congélation-protection (MWh)</i>	160,92	161,56	160,61	161,29	14.267,01	14.296,30	14.261,41	14.285,66
$\eta_{ene,CS}$	48,69	48,69	48,69	48,69	46,11	46,11	46,11	46,11
$\eta_{ene,BP}$	35,98	36,19	36,08	36,33	39,64	39,88	39,76	40,07
$\eta_{ene,glo}$	17,52	17,62	17,57	17,69	18,28	18,39	18,33	18,48
<i>Facteur de capacité (%)</i>	26,4	29,1	32,4	38,2	22,8	24,1	29,0	34,0
<i>Production annuelle d'énergie (GWh)</i>	114,43	125,97	140,43	165,75	98,69	104,64	125,93	147,35

Tableau IV.6. Comparaison des rendements annuels énergétiques des 8 configurations étudiées.

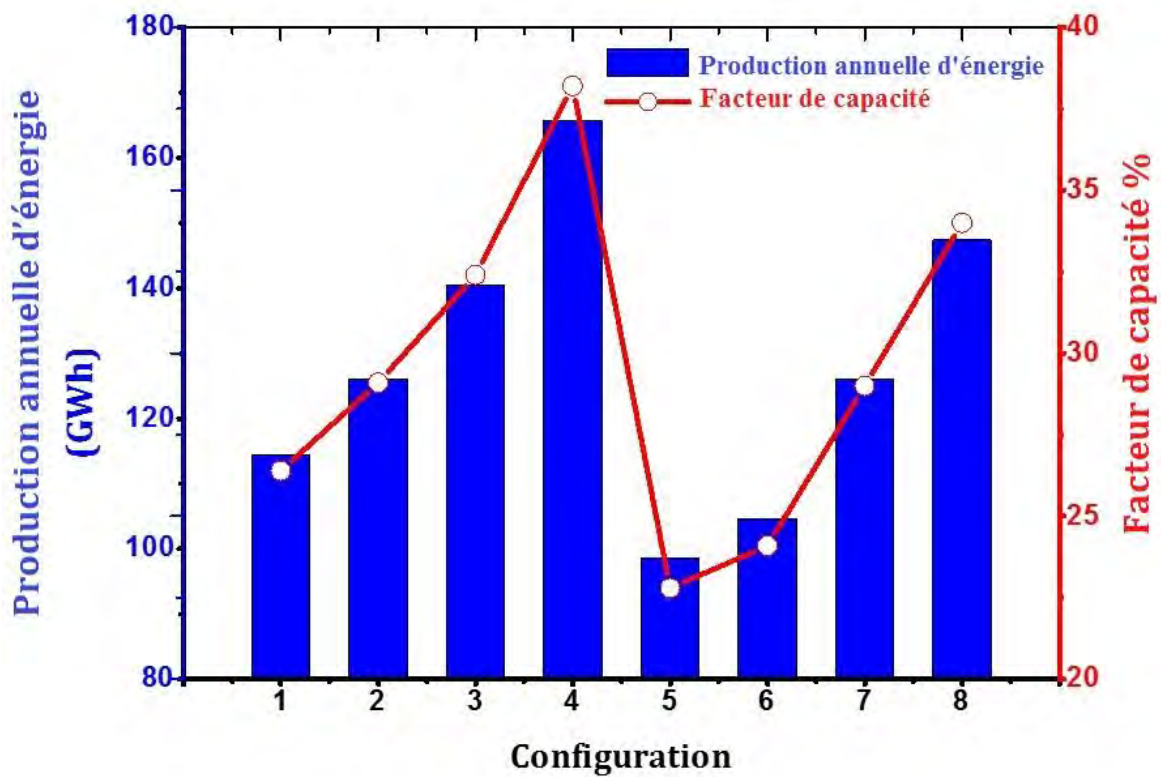


Figure IV.1. Comparaison de la production annuelle d'énergie et du facteur de capacité des centrales étudiées.

IV.6.3. Étude comparative exergetique

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Les rendements exergetiques des huit configurations ont été évalués et présentés dans le tableau IV.7. Comme illustré dans ce tableau, en raison de la différence dans la surface d'ouverture du champ solaire, les configurations avec Therminol VP-1 reçoivent plus d'exergie que les autres configurations utilisant le sel fondu comme FTC avec plus de 10,18 %.

De point de vue efficacité exergetique du CS, le sel fondu montre une meilleure performance que l'huile. De l'autre côté, l'huile semble être la meilleure technologie dans le BP. Tandis que pour l'efficacité exergetique globale, la centrale solaire thermique à huile intégrée avec un système de stockage et un brûleur, montre la meilleure performance que les autres centrales. Une autre observation importante est que par l'intégration de stockage et de brûleur dans les centrales, les efficacités exergetiques s'élèvent de plus de 8,83 % pour les centrales à huile et de 15,41 % pour les centrales à sel, dues à l'augmentation de la production annuelle d'énergie.

	<i>Configuration</i>							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Éxergie solaire totale (MWh)</i>	627.618	627.618	627.618	627.618	569.631	569.631	569.631	569.631
<i>Éxergie utile délivré par CS (MWh)</i>	218.286	218.286	218.286	218.286	211.871	211.871	211.871	211.871
$\eta_{exe,CS}$	34,78	34,78	34,78	34,78	38,95	38,95	38,95	38,95
$\eta_{exe,BP}$	57,52	55,30	62,44	62,60	48,26	47,14	54,41	55,70
$\eta_{exe,glo}$	20,01	19,23	21,72	21,77	18,80	18,36	21,07	21,69

Tableau IV.7. Comparaison des rendements annuels exergetiques des 8 configurations étudiées.

IV.6.4. Analyse environnementale

Les résultats environnementaux les plus importants (y compris les émissions annuelles de gaz CO₂, la consommation annuelle de l'eau, et l'occupation de la terre) sont comparés pour toutes les configurations étudiées dans ce chapitre, et sont résumés dans le tableau IV.8.

Comme les autres centrales à vapeur classiques, les centrales solaires thermiques nécessitent de l'eau pour le fonctionnement du cycle de vapeur et le refroidissement, qui a été calculé en utilisant le modèle SAM [21]. En plus du lavage des miroirs, qui a été pris en considération et qui nécessite 63 lavages par année, à 0,7 L/m² pour chaque lavage. Par conséquent, la disponibilité des ressources d'eau est un facteur important limitant l'analyse environnementale pour les installations solaires thermiques pour la production d'électricité en particulier dans les régions arides et semi-arides. Puisque la consommation d'eau dans ces

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

centrales dépend fortement de la configuration utilisée et varie d'une valeur minimale de 397.896 m³ pour la centrale à sel fondu sans systèmes auxiliaires, à une valeur maximale de 633.635 m³ pour la centrale avec de l'huile intégrée par les systèmes auxiliaires. Ceci est dû à l'augmentation de la quantité d'eau nécessaire pour le nettoyage des miroirs (à cause de l'augmentation de la surface du champ solaire), et à la quantité d'énergie thermique reçue par le cycle de puissance. De plus, la centrale avec le Therminol VP-1 nécessite plus d'eau pour le fonctionnement que la centrale à sel fondu avec les mêmes systèmes auxiliaires intégrés pour les mêmes raisons.

Les émissions globales annuelles de gaz à effet de serre peuvent se résumer en termes d'unités comparables d'équivalent CO₂. Il est important de noter que les valeurs relativement élevées des émissions globales de CO₂ produite pendant le cycle de vie des centrales étudiées sont pour les configurations: 3^{ème}, 4^{ème}, 7^{ème} et 8^{ème} (centrales intégrées avec brûleurs). En outre, la plupart de ces émissions proviennent de la phase de fonctionnement et de maintenance de ces centrales (en raison de la contribution relative de 95,0 g/kWh de la combustion de gaz naturel, 16,6 g/kWh de sa disposition, et 48,5 g/kWh due à la consommation d'électricité à partir du réseau [9]).

<i>Configuration</i>								
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Consommation annuelle de l'eau (m³)</i>								
<i>fonctionnement du cycle</i>	456.790	524.824	523.288	618.370	384.042	417.656	438.535	504.475
<i>lavage des miroirs</i>	15.265	15.265	15.265	15.265	13.854	13.854	13.854	13.854
Total	472.055	540.089	538.553	633.635	397.896	431.510	452.389	518.329
<i>Occupation de la terre (acres)</i>								
	359,2	359,8	359,2	359,8	326,0	326,2	326,0	326,2
<i>Émissions annuelles de gaz (CO₂ tonnes)</i>								
<i>Construction et démantèlement</i>	1.058,47	3.004,44	1.298,96	3.953,02	912,93	2.495,74	1.164,83	3.514,29
<i>Opération et maintenance</i>	5.549,29	6.109,70	22.483,06	26.536,01	4.786,80	5.075,23	20.161,53	23.590,88
Total	6.608,39	9.114,14	23.782,02	30.489,03	5.699,73	7.570,97	21.326,36	27.105,17

Tableau IV.8. Comparaison environnementale des configurations étudiées.

IV.6.5. Analyse économique

Dans le tableau IV.9, les coûts d'investissement totaux qui incluent le coût direct et indirect de la construction, le combustible fossile et l'eau pour l'opération ainsi que la maintenance préventive de la centrale, le coût total estimé par capacité nette de génération, ainsi

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

que le CMAE pour l'analyse économique des huit technologies étudiées sont présentés. Alors que le prix du gaz naturel a été pris à partir de la loi tarifaire algérienne, d'autres données nécessaires pour l'évaluation économique ont été prises de la littérature [22-25].

Comme le montre le même tableau et la figure IV.2, le coût d'investissement augmente d'environ 18 % par l'utilisation de Therminol VP-1 au lieu du sel fondu comme FTC primaire dans la centrale. La même tendance est observée pour les configurations utilisant des systèmes de stockage d'énergie thermique, qui augmente le coût d'investissement de plus de 67 % et 83 % pour le stockage indirect et direct respectivement.

Les valeurs du CMAE dépendent totalement des coûts d'investissement et de la production d'électricité annuelle de la centrale, comme illustré dans la dernière ligne du tableau IV.9, les résultats varient de la plus faible valeur de 9,68 ¢/kWh (8^{ème} configuration) à la plus haute valeur de 14,82 ¢/kWh (2^{ème} configuration).

<i>Configuration</i>								
	1	2	3	4	5	6	7	8
Coût direct (M\$)								
<i>Amélioration du site</i>	10,384	10,384	10,384	10,384	9,425	9,425	9,425	9,425
<i>CS</i>	93,458	93,458	93,458	93,458	84,823	84,823	84,823	84,823
<i>FTC</i>	27,691	27,691	27,691	27,691	9,425	9,425	9,425	9,425
<i>SST</i>	0	88,567	0	88,567	0	30,109	0	30,109
<i>Brûleur</i>	0	0	3,300	3,300	0	0	3,300	3,300
<i>BP</i>	45,650	45,650	45,650	45,650	45,650	45,650	45,650	45,650
<i>Balance de la centrale</i>	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775
<i>Urgence</i>	12,807	19,007	13,038	19,238	10,857	12,965	11,088	13,196
Coûts de fonctionnement et d'entretien (M\$)								
	47,995	48,462	51,415	53,576	47,359	47,599	50,663	52,849
Coût indirect (M\$)								
	32,957	47,172	33,487	47,702	28,154	32,986	28,683	33,516
Coût total (M\$)								
	228,723	337,704	232,783	341,765	194,108	231,158	198,169	235,219
Coût total estimé par capacité nette de génération (\$/kW)								
	4.621	6.822	4.703	6.904	3.921	4.670	4.003	4.752
Coût moyen actualisé de l'électricité (¢/kWh)								
<i>CMAE</i>	11,93	14,82	10,01	11,58	12,18	13,12	9,87	9,68

Tableau IV.9. Comparaison économique des configurations étudiées.

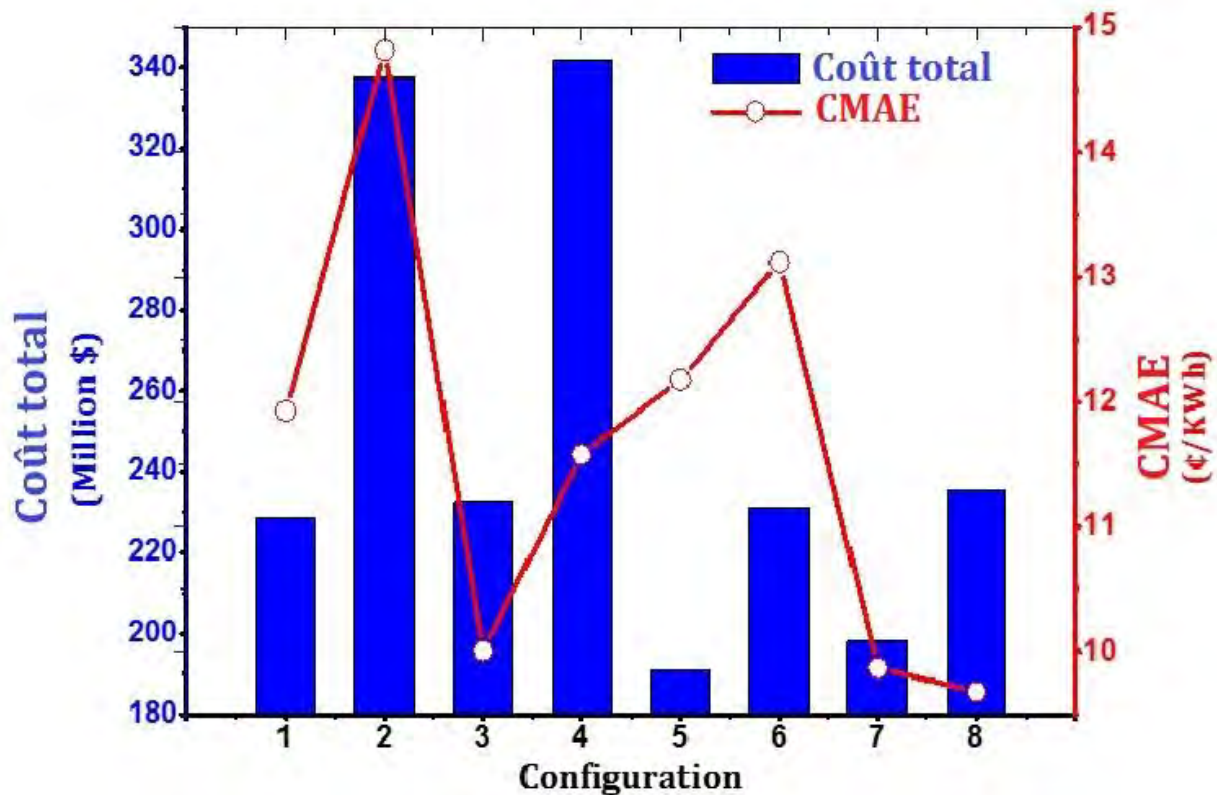


Figure IV.2. Comparaison du coût et du CMAE des centrales étudiées.

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude comparative détaillée 4E (Énergétique-Exergétique-Environnementale-Économique) a été menée pour huit configurations de centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques avec et sans systèmes auxiliaires intégrés (système de stockage et brûleur). Quatre de ces configurations sont basées sur la technologie de Therminol VP-1, et les autres cas basés sur la technologie du sel fondu solaire. Le même site (Béchar), la même puissance de 50 MWe avec des hypothèses et des conditions aux limites similaires sont utilisés pour permettre la comparaison de ces configurations.

Les résultats indiquent des différences pertinentes; l'efficacité énergétique globale de la production de la centrale à sel solaire intégré avec stockage d'énergie thermique et brûleur est la plus élevée par rapport aux autres configurations (avec plus de 18,48%). La même configuration avec l'huile comme fluide de transfert de chaleur a la plus grande efficacité globale exergétique (21,77%), le facteur de capacité (38.20%) et la production annuelle d'énergie (114 GWh). Par l'intégration du système de stockage et du brûleur ensemble, ces centrales semblent être plus

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

technico-économiques efficace que les autres centrales, mais du point de vue environnemental, ces premières centrales sont moins efficaces.

Toutefois, il convient de souligner que l'optimisation de ces centrales pourrait modifier la philosophie d'analyse. Par conséquent, une comparaison détaillée de ces configurations après optimisation doit être effectuée avant de tracer une conclusion définitive sur la meilleure configuration à adopter pour les centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques.

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

Références

- [1] Zhang HL, Baeyens J, Degève J, Cacères G. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renew Sust Energ Rev* 2013; **22**: 466-81.
- [2] Kumaresan G, Sridhar R, Velraj R. Performance studies of a solar parabolic trough collector with a thermal energy storage system. *Energy* 2012; **47** (1): 395-402.
- [3] Montes MJ, Abánades A, Martínez-Val JM. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. *Sol Energy* 2009; **83** (5): 679–89.
- [4] Larraín T, Escobar R, Vergara J. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. *Renew Energ* 2010; **35** (8): 1632–43.
- [5] Kalogirou SA. Solar thermoelectric power generation in Cyprus: Selection of the best system. *Renew Energ* 2013; **49**: 278-81.
- [6] Singh N, Kaushik SC, Misra RD. Exergetic analysis of a solar thermal power system. *Renew Energ* 2000; **19** (1): 135-43.
- [7] Xu C, Wang Z, Li X, Sun F. Energy and exergy analysis of solar power tower plants. *Appl Therm Eng* 2011; **31** (17): 3904-13.
- [8] Reddy VS, Kaushik SC, Tyagi SK. Exergetic analysis and performance evaluation of parabolic trough concentrating solar thermal power plant (PTCSTPP). *Energy* 2012; **39** (1): 258-73.
- [9] Lechón Y, de la Rúa C, Sáez R. Life Cycle Environmental Impacts of Electricity Production by Solar thermal Power Plants in Spain. *J Sol Energ Eng* 2008; **130** (2): 021012.
- [10] Piemonte V, Falco MD, Tarquini P, Giaconia A. Life Cycle Assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. *Sol Energy* 2011; **85** (5): 1101-08.
- [11] Klein SJ, Rubin ES. Life cycle assessment of greenhouse gas emissions, water and land use for concentrated solar power plants with different energy backup systems. *Energ Policy* 2013; **63**: 935-50.
- [12] Reddy KS, Kumar KR. Solar collector field design and viability analysis of stand-alone parabolic trough power plants for Indian conditions. *Energ Sustain Dev* 2012; **16** (4): 456-70.
- [13] Kumar KR, Reddy KS. 4-E (energy–exergy–environmental–economic) analyses of line-focusing stand-alone concentrating solar power plants. *Int J Low-Carbon Tech* 2012; **7** (2): 82-96.

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

- [14] Montes MJ, Abánades A, Martínez-Val JM. Thermofluidynamic model and comparative analysis of parabolic trough collectors using oil, water/steam, or molten salt as heat transfer fluids. *J Sol Energ Eng* 2010; **132** (2): 021001.
- [15] Feldhoff JF, et al. Comparative system analysis of direct steam generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage. *Sol Energy* 2012; **86**(1): 520-30.
- [16] Giotri A, et al. Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology. *Sol Energy* 2012; **86** (5): 1208-21.
- [17] Martín L, Martín M. Optimal year-round operation of a concentrated solar energy plant in the south of Europe. *Appl Therm Eng* 2013; **59** (1): 627-33.
- [18] International Energy Agency. Technology Roadmap, Concentrating Solar Power. www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf.
- [19] Badran O, Eck M. The application of parabolic trough technology under Jordanian climate. *Renew Energ* 2006; **31** (6): 791-802.
- [20] Dersch J, et al. Trough integration into power plants—a study on the performance and economy of integrated solar combined cycle systems. *Energy* 2004; **29**(5): 947-59.
- [21] Wagner MJ, Gilman P. Technical manual for the SAM physical trough model. nrel.gov/docs/fy11osti/51825.pdf.
- [22] Solar Advisor Model SAM 2014.1.14. National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2014. sam.nrel.gov/.
- [23] NREL. System Advisor Model (SAM) Case study: Andasol-1. sam.nrel.gov/sites/sam.nrel.gov/files/content/case_studies/sam_case_csp_physical_trough_andasol-1_2013-1-15.pdf.
- [24] Montes MJ, Abánades A, Martínez-Val JM, Valdés M. Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. *Sol Energy* 2009; **83** (12): 2165-76.
- [25] Blair N, et al. System Advisor Model, SAM 2014.1.14, General description. 19 pp.; NREL Report No. TP-6A20-61019. National Renewable Energy Laboratory.
- [26] Kariuki SK, Machinda GT, Chowdhury S. Solar multiple optimization and dispatch analysis of a potential parabolic CSP plant in Kenya. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2012 IEEE PES.

Chapitre IV. Évaluation des performances 4E des centrales à CCP

[27] Llorente García I, Álvarez JL, Blanco D. Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: comparison to operating plant data. *Sol Energy* 2011; **85(10)**: 2443-60.

[28] Fernandes D, Pitié F, Cáceres G, Baeyens J. Thermal energy storage: “How previous findings determine current research priorities”. *Energy* 2012; **39 (1)**: 246-57.

CHAPITRE V.

OPTIMISATION, SÉLECTION ET ÉTUDE DE FAISABILITÉ DES CENTRALES À CCP

V.1. Introduction

Tandis que les centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques sont capables de jouer un rôle important pour remplacer la production d'énergie à partir des sources des combustibles fossiles, l'enjeu majeur de développement et de croissance de ces systèmes est de réduire les risques technico-économiques [1]. Ces risques sont principalement entraînés par les coûts d'investissement élevés et les faibles capacités d'approvisionnement d'énergie; par conséquent, ils font de ces centrales moins compétitives par rapport à celles basées sur les combustibles fossiles conventionnels. La question de la capacité d'approvisionnement de ces centrales peut être résolue en intégrant un système de stockage d'énergie thermique et un brûleur de gaz naturel comme mentionné dans le chapitre IV. D'autre part, le coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE) est un paramètre clé pour étudier la faisabilité de toute centrale thermique solaire. Les tendances actuelles sont axées sur la réduction de ce facteur pour le rendre économiquement plus viable. À cet égard, plusieurs efforts ont été présentés par des académiciens et des chercheurs pour optimiser, sélectionner et étudier la faisabilité des meilleures configurations pour être adoptées dans la technologie des centrales solaires à concentration.

De Luca et al. [2] ont étudié deux configurations différentes de centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques (avec et sans stockage thermique), dans lequel l'huile thermique est utilisée comme fluide de transfert de chaleur primaire. Ils ont analysé les performances technico-économiques en fonction du "solar multiple" et de la capacité de stockage qui est de 1 à 3 et de 0 à 24 heures, respectivement. Cette étude a été réalisée en fonction de la production annuelle d'énergie, de l'efficacité annuelle, du facteur de capacité, du coût total et ainsi que du CMAE. En outre, ils ont présenté une optimisation économique basée sur la minimisation du CMAE. Avila-Marin et al. [3] ont présenté une analyse paramétrique d'une centrale solaire thermique à tour d'une moyenne à une grande échelle. L'analyse est basée sur: la taille et l'emplacement de ces centrales, la technologie intégrée entre la vapeur et le sel fondu comme fluides de transfert de chaleur primaires, le système de stockage, en plus du coût des composantes. Spelling et al. [4] ont développé un modèle dynamique d'une centrale thermique solaire à cycle combiné fonctionnant sous une variété de conditions de travail. Ce modèle est basé sur une optimisation thermo-économique multi-objective à la fois du rendement et du coût de la centrale. Une analyse énergétique et économique approfondie d'une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques "stand-alone" a été rapportée, et les effets de la pression et de la température d'entrée de la

turbine, le rayonnement solaire à la conception, ainsi que la taille de la centrale sur l'efficacité globale et le CMAE de cette centrale ont été étudiés par Desai and Bandyopadhyay [5]. Cabello et al. [6] ont effectué un modèle simplifié basé sur l'algorithme génétique pour optimiser une centrale solaire pour produire le maximum de profit annuel, ils ont également analysé le facteur "solar multiple" et la capacité de la nouvelle centrale optimisée.

Le modèle du réseau de neurones artificiels (RNA) est bien connu comme une bonne option pour la modélisation et l'optimisation des systèmes énergétiques, il a le potentiel d'être une option alternative, plus rapide et plus pratique par rapport aux autres méthodes traditionnelles [7]. Par conséquent, il a été appliqué par de nombreux chercheurs. Kalogirou [8-10] a étudié les applications de la méthode de RNA dans le sujet des systèmes d'énergie renouvelable dans les différents domaines tels que; le chauffage solaire et la production de vapeur, les systèmes de froid et climatisation, les prévisions du rayonnement solaire et de la vitesse du vent, ainsi que la modélisation et le contrôle des systèmes de production d'énergie. Bekat et al. [7] ont prédit la quantité de cendres de fond formée dans une centrale thermique de charbon pulvérisé en utilisant la modélisation de RNA, le rapport de la quantité (cendres de fond/charbon brûlé) a été choisi en tant que valeur de sortie du modèle, tandis que le taux d'humidité, la teneur en cendres et les valeurs de pouvoir calorifique inférieure du charbon ont été choisies comme des entrées. Arslan [11] a développé un modèle de RNA pour l'optimisation d'un système géothermique avec un cycle de type Kalina 34, et a approuvé la disponibilité de l'outil de RNA dans lequel Levenberge Marguardt (LM) a été utilisé comme algorithme d'apprentissage pour le processus d'optimisation. Dans une autre étude, Arslan et Yetik [12] ont utilisé l'algorithme d'apprentissage à propagation arrière avec trois variantes différentes: Levenberge Marguardt (LM), Pola-Ribiere Conjugate Gradient (CGP), et Scaled Conjugate Gradient (SCG) dans le RNA pour trouver la meilleure approche pour optimiser une centrale géothermique binaire supercritique ORC située dans Simav (Turquie).

Dans la direction d'analyse de la faisabilité des centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-parabolique, Poullikkas [13] a étudié la faisabilité économique d'une centrale solaire thermique à concentrateurs cylindro-paraboliques pour la production d'électricité dans la région méditerranéenne, avec Chypre comme cas d'étude. Il a effectué une analyse paramétrique du coût-bénéfice pour des différents paramètres tels que la capacité, le coût d'investissement et le nombre d'heures d'exploitation de la centrale, afin d'identifier l'option la plus faisable avec le moindre coût. Larrañ et al [14] ont présenté un modèle thermodynamique pour estimer la performance d'une centrale solaire hybride avec des concentrateurs cylindro-paraboliques d'une capacité de 100 MW, et sa fraction de

combustible fossile nécessaire. Ils ont utilisé ce modèle pour aider à la sélection des sites favorables du nord du Chili pour l'installation de ce type de centrales sur la base de la consommation de combustible fossile minimale. En outre, ils ont introduit deux approches pour alimenter le modèle avec des données du rayonnement solaire. En Algérie, Abbas et al [15] ont présenté une évaluation énergétique-économique d'une centrale solaire thermique à concentration d'une capacité de 100 MW pour quatre sites typiques en Algérie.

Une étude combinant l'optimisation, 4E (Énergétique-Exergétique-Environnementale-Économique) comparaison des centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques utilisant de l'huile thermique et du sel fondu comme FTCs primaires dans les champs solaires, et l'analyse de la faisabilité de cette technologie pour différents endroits ne se trouve pas dans la littérature. Le présent travail vise à comparer les deux centrales optimisées (figure V.1) émergent de l'étude dans le chapitre IV, et réaliser une étude de faisabilité avec la meilleure configuration pour aider à connaître les endroits favorables à la mise en service des centrales solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques en Algérie.

Les objectifs de ce chapitre sont:

- ✓ Élaboration d'un modèle unique de RNA qui donne la meilleure approche pour prédire le CMAE de deux centrales solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques intégrées avec systèmes de stockage et brûleur de gaz naturel; la première en utilisant l'huile thermique, tandis que l'autre est basée sur le sel fondu. Dans notre cas, les entrées de ce modèle à optimiser sont: la température ambiante et le rayonnement solaire à la conception, le "solar multiple", l'espacement entre les collecteurs parallèles, et le nombre d'heures de pleine charge du système de stockage (capacité de stockage). De plus, afin d'aider le modèle de RNA à reconnaître la différence du comportement technico-économique présenté par le CMAE de chaque centrale, une sixième entrée (la température maximale du fluide de travail dans chaque centrale) a été incluse.
- ✓ Détermination des conceptions optimales des deux centrales en utilisant les poids et les préjugés de la meilleure topologie obtenus de RNA.
- ✓ Exploration et analyse des potentiels thermo-économique-environnementales des deux centrales optimisées en termes de performances horaires et annuelles. En outre, comme la plupart des centrales peuvent être installées dans des sites avec un manque de ressources d'eau, cette étude présente également les effets de deux modes de refroidissement, sec et humide, sur les performances horaires et annuelles des deux centrales optimisées.
- ✓ Analyse de la faisabilité de la meilleure technologie émergente de l'optimisation et 4E étude comparative pour des sites avec des climats semi-arides et arides en Algérie.

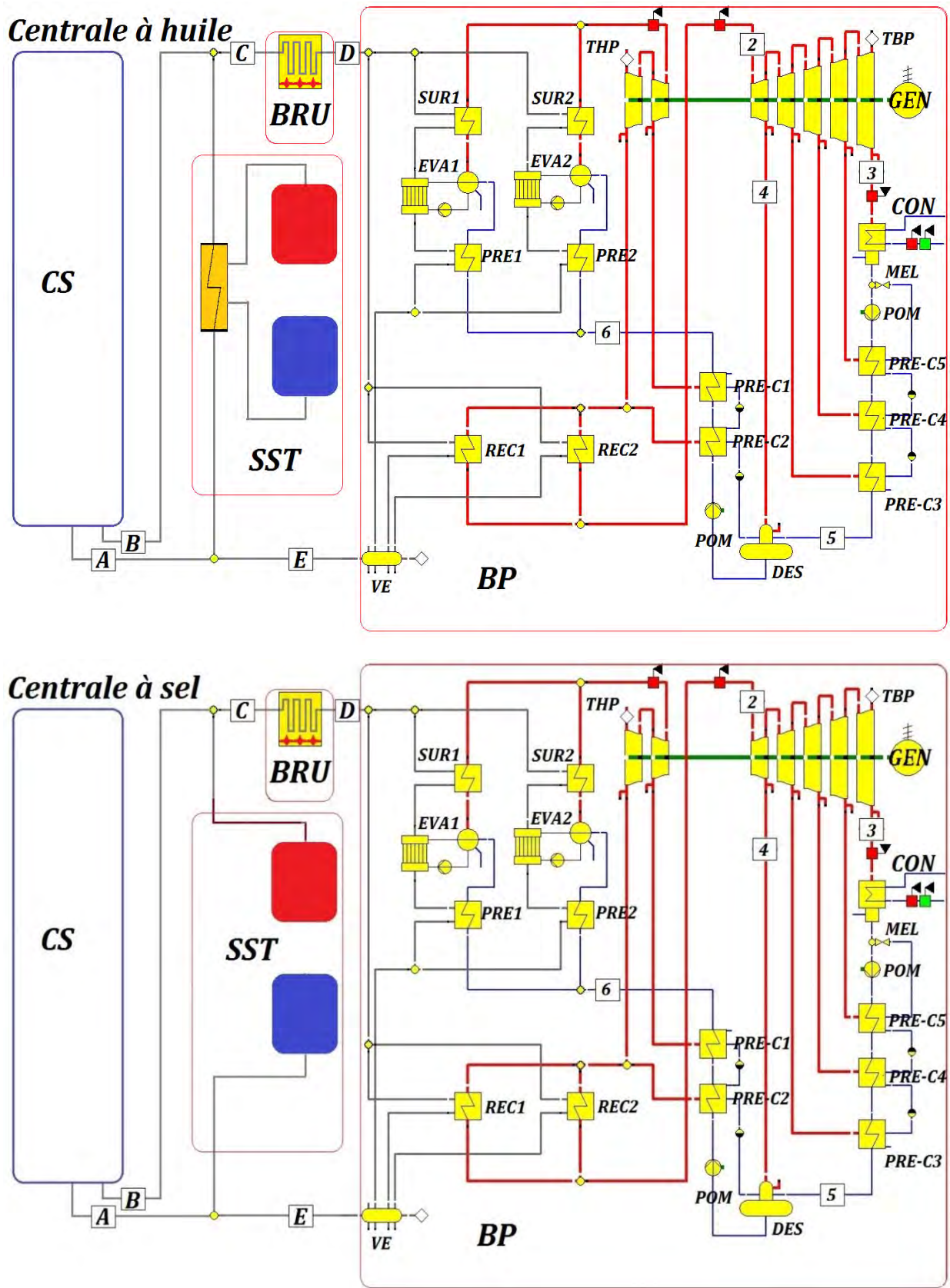


Figure V.1. Schéma pour les deux configurations étudiées.

V.2. Optimisation des centrales solaires thermiques étudiées

V.2.1. Modélisation à base de réseaux de neurones des centrales étudiées

Un modèle du réseau de neurones artificiels (RNA) avec l'algorithme d'apprentissage à propagation arrière avec la variante Levenberge Marguardt (LM) a été considéré dans la présente étude, qui se réfère à l'algorithme le plus couramment utilisé dans le sujet des systèmes énergétiques. Le réseau dans cette étude est basé sur l'architecture la plus utilisée qui est constitué d'une couche d'entrée, une couche de sortie, en plus d'une couche cachée de neurones munis de la fonction sigmoïde.

Le coût moyen actualisé de l'électricité (CMAE) peut être affecté par les conditions de travail dans le champ solaire tels que la température ambiante et le rayonnement solaire de la conception, les températures d'entrée et de sortie, le "solar multiple", l'espacement entre les collecteurs parallèles, et ceux dans le système de stockage tels que les dimensions et le nombre d'heures de pleine charge, en plus des conditions dans le bloc de puissance tels que les températures de travail, les débits, et la pression de fonctionnement de la chaudière. Comme l'étude approfondie comprenant tous ces paramètres est tellement exhaustive et lourde, la prédiction et l'optimisation des deux centrales étudiées sera basées uniquement sur les paramètres de travail liés aux champs solaires et les systèmes de stockage qui ont une forte incidence sur la production d'électricité et le CMAE, tandis que les autres paramètres ont été choisis en fonction des conceptions optimisées, qui ont été présentées dans des études précédentes [5, 16-19].

Dans cette étude, cinq entrées ont été définis, à savoir: la température ambiante (T_{amb}) et le rayonnement solaire (I_{BN}) à la conception, le "solar multiple" (SM), l'espacement entre les collecteurs parallèles (l_{esp}), et le nombre d'heures de pleine charge du système de stockage (capacité de stockage) (Δ_{SST}), avec les plages de 20-38°C, 800-1100 W/m², 1-4, 10-31 m, 0-12 heures pour la centrale à huile et 0-15 heures pour la centrale à sel (à cause de la différence du potentiel de stockage entre les deux centrales), respectivement. De plus, afin d'aider le modèle de RNA à reconnaître la différence du comportement technico-économique présenté par le CMAE de chaque centrale, une sixième entrée (la température maximale du fluide de travail dans chaque centrale, avec les valeurs de 400 et 550 °C pour l'huile et le sel, respectivement) a été ajoutée. Dans cette étude, le CMAE a été présenté comme une sortie. Les données de 2048 conceptions de centrales étudiées sont normalisées dans l'intervalle de (0-1). Le modèle de RNA étudié est mené en deux étapes essentielles à savoir l'apprentissage

Chapitre V. Optimisation, sélection et étude de faisabilité des centrales à CCP

et le test. En conséquence, 70% de ces données dans un certain nombre de 1434 conceptions a été choisi pour l'apprentissage tandis que le reste a été utilisé pour le test.

Les performances du RNA présenté ont été calculés en utilisant différents paramètres statistiques tels que: la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (*RMSE*), l'erreur moyenne en pourcentage (*MPE*), le coefficient de covariance (*COV*), et le coefficient de détermination (R^2) (Annexe I). Comme mentionné ci-dessus, la variante de Levenberge Marguardt (LM) de l'algorithme d'apprentissage à propagation arrière a été appliquée, et le sigmoïde logarithmique (Logsig) a été utilisé:

$$f(ze) = \frac{1}{1 + e^{-ze}} \quad (V.1)$$

Où ze est la somme pondérée, et est présentée en termes de biais (b), de poids (w), et de sortie (y):

$$ze_j = \sum_{i=1}^n w_{ij}y_i + b_j \quad (V.2)$$

Le modèle de RNA a été réalisé en utilisant le logiciel MATLAB avec une augmentation du nombre de neurones, pour définir le nombre optimal qui calcule le CMAE avec plus de précision. Les résultats obtenus par MATLAB ont été exportés vers les feuilles de calcul Excel pour effectuer des calculs et des évaluations supplémentaires. Les résultats présentant l'évaluation des performances statistiques ont été résumés dans les tableaux V.1 et 2 pour les données d'apprentissage et de test, respectivement.

<i>Nombre de neurones</i>	R^2	<i>RMSE</i>	<i>MPE</i>	<i>COV</i>
10	0,9973	0,1425	0,4623	1,2651
20	0,9991	0,0791	0,2233	0,7023
30	0,9994	0,0652	0,1666	0,5793
40	0,9995	0,0580	0,1557	0,5151
48	0,9997	0,0460	0,1433	0,4088
50	0,9997	0,0427	0,1326	0,3794
52	0,9997	0,0428	0,1217	0,3797
54	0,9998	0,0404	0,1276	0,3587
56	0,9998	0,0357	0,1093	0,3166
58	0,9998	0,0414	0,1387	0,3672
60	0,9998	0,0451	0,1489	0,4005

Tableau V.1. Comparaison de l'analyse des erreurs de données de formation pour les topologies de RNA.

<i>Nombre de neurones</i>	<i>R²</i>	<i>RMSE</i>	<i>MPE</i>	<i>COV</i>
10	0,9969	0,1577	0,5504	1,3790
20	0,9987	0,1004	0,2926	0,8779
30	0,9986	0,1009	0,3075	0,8805
40	0,9986	0,1006	0,2782	0,8798
48	0,9986	0,1019	0,2762	0,8912
50	0,9985	0,1052	0,2744	0,9201
52	0,9987	0,0994	0,2643	0,8692
54	0,9960	0,1768	0,2932	1,5459
56	0,9983	0,1132	0,2713	0,9900
58	0,9986	0,1038	0,3126	0,9074
60	0,9983	0,1151	0,3417	1,0062

Tableau V.2. Comparaison de l'analyse des erreurs de données de test pour les topologies de RNA.

En général, comme résumé dans les tableaux V.1 et 2, LM variante du modèle de RNA avec un nombre différent de neurones peut être utilisée pour prédire le CMAE de ces centrales avec une précision acceptable. Tandis que les valeurs idéales des tests statistiques tels que RMSE, MPE, et COV sont 0 ou proches de 0, les meilleures valeurs de R^2 devraient être 1 ou proches de 1. En outre, le modèle d'apprentissage de LM avec 52 neurones d'une seule couche cachée est le nombre optimal du modèle de RNA pour prédire le CMAE de deux centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-parabolique étudiées. En effet, comme présenté dans les résultats des tests, ce modèle montre un fort coefficient de détermination d'une valeur de 0,9987. De plus, les valeurs des autres paramètres statistiques (*RMSE*, *MPE* et *COV*) les plus faibles, proviennent du même modèle avec 0,0994, 0,2643 et 0,8692 respectivement. Par conséquent, l'architecture de la meilleure topologie (LM 52) prend la forme comme cela est représenté sur la figure V.2.

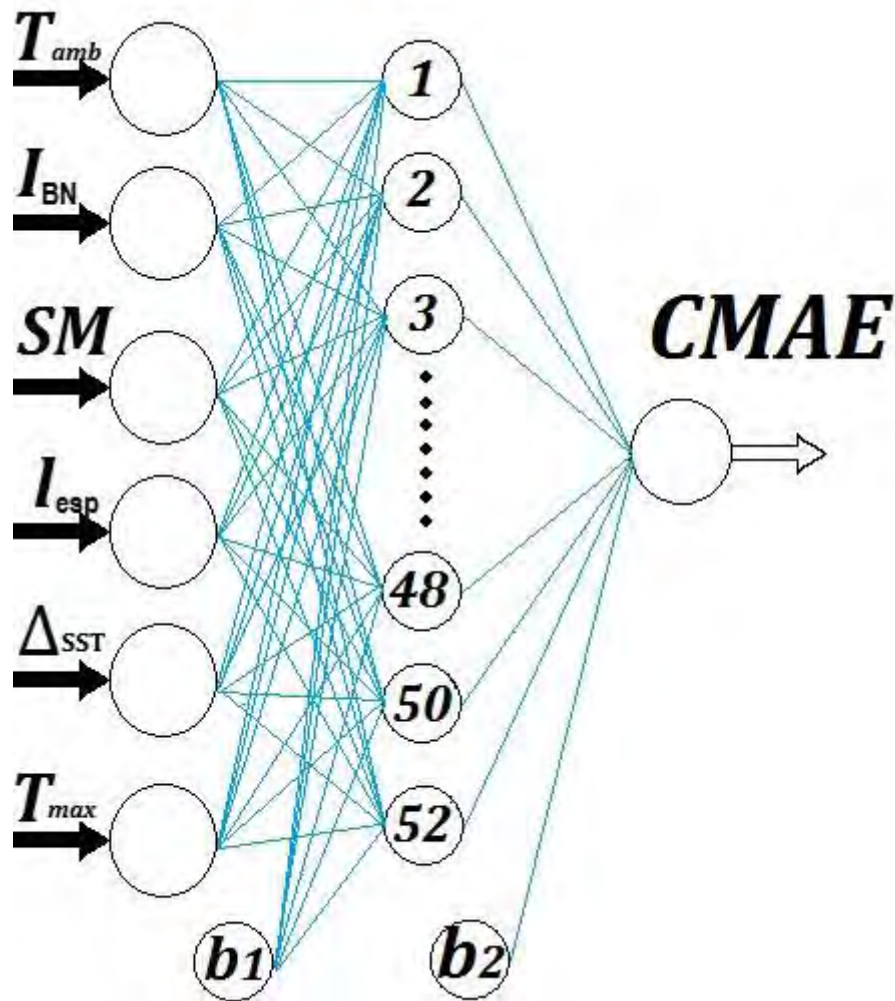


Figure V.2. Architecture de la meilleure topologie de RNA.

En outre, la comparaison des données simulées du CMAE en utilisant le SAM et ceux obtenus par le modèle de RNA montre un excellent accord pour les deux centrales (huile et sel), comme indiqué dans la figure V.3. Le CMAE de ces centrales solaires thermiques varie selon que la conception de chaque centrale change, chaque conception des 2048 correspond à un changement dans la valeur de l'une des cinq entrées de chaque centrale présentées dans cette étude. Comme le CMAE est affecté par la production d'électricité annuelle comme mentionné dans le chapitre IV, le dernier facteur est fortement influencé par les variations des différents paramètres ou bien les données inclus dans l'étude, comme ils affectent aussi les efficacités optiques et thermiques de chaque centrale. Ces variations dans le CMAE allant de valeurs élevées de plus de 21,5 Cents/kWh pour l'installation à huile et plus de 29,0 Cents/kWh pour la configuration à sel fondu, à des valeurs basses de moins de 9,0 Cents/kWh et 8,0 cents/kWh pour les installations à huile et à sel respectivement.

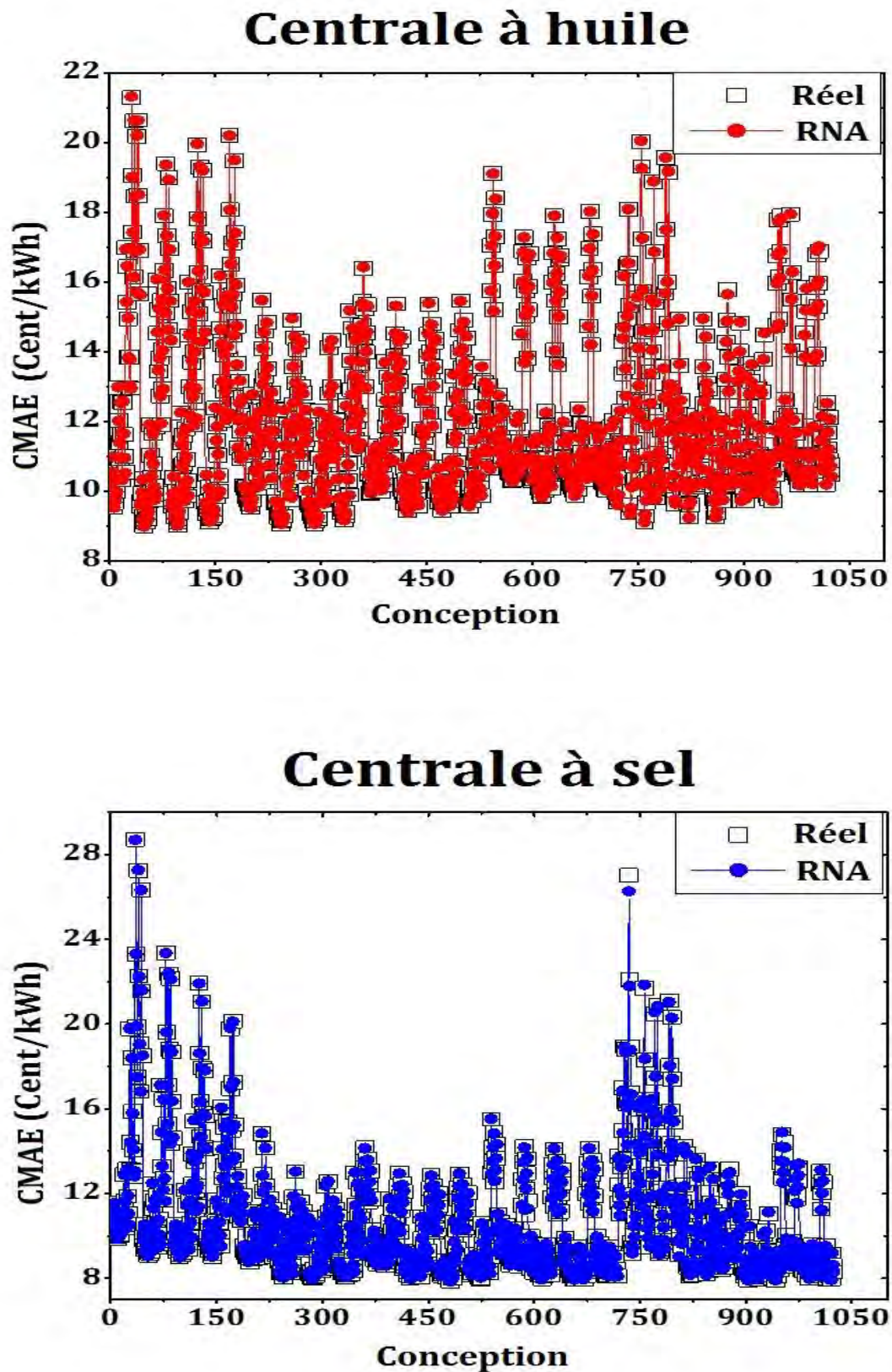


Figure V.3. Comparaison des résultats obtenus avec SAM et prédits avec le modèle de RNA de deux centrales étudiées.

V.2.2. Optimisation des deux centrales

Comme mentionné ci-dessus, cinq paramètres ont été pris en considération pour trouver la conception optimale de deux centrales. Le rayonnement solaire à la conception, le "solar multiple", l'espacement entre les collecteurs parallèles, et le nombre d'heures de pleine charge du système de stockage ont une influence très importante sur la puissance thermique fournie au BP, donc sur le CMAE. De l'autre côté, la température ambiante influe sur le CMAE car il influe sur la section de refroidissement du BP (performance de condenseur).

L'optimisation consiste à trouver la combinaison de ces entrées qui minimisent le CMAE, qui est l'indicateur le plus couramment utilisé pour étudier la faisabilité d'une centrale thermique solaire de puissance comme indiqué auparavant. Dans le processus d'optimisation, les données obtenues à l'aide des poids du meilleur modèle de RNA (52 neurones) ont été utilisées dans l'équation du CMAE. On peut noter à partir de la figure V.3, que les conceptions optimales des deux centrales qui correspondent à la variation des gammes de 32-38°C pour T_{amb} , 17-31 m pour l_{esp} , et 800-1100 W/m² pour I_{BN} , 1-3, tandis que pour les deux autres paramètres (SM , et Δ_{SS7}), ils varient entre 1-3/2-4, et 0-7/5-15 heures pour les deux centrales à huile et à sel, respectivement. Les variations du CMAE pour différents: rayonnement solaire à la conception, "solar multiple", et capacité de stockage, sont présentées dans la figure V.4 pour l'installation à huile et la figure V.5 pour la centrale basée sur le sel fondu. Bien que pour les deux autres paramètres, la température ambiante à la conception et l'espacement entre les collecteurs, les points optimaux ont été calculés en utilisant les poids du modèle de RNA en feuille de calcul Excel, et sont présentés dans le tableau V.3.

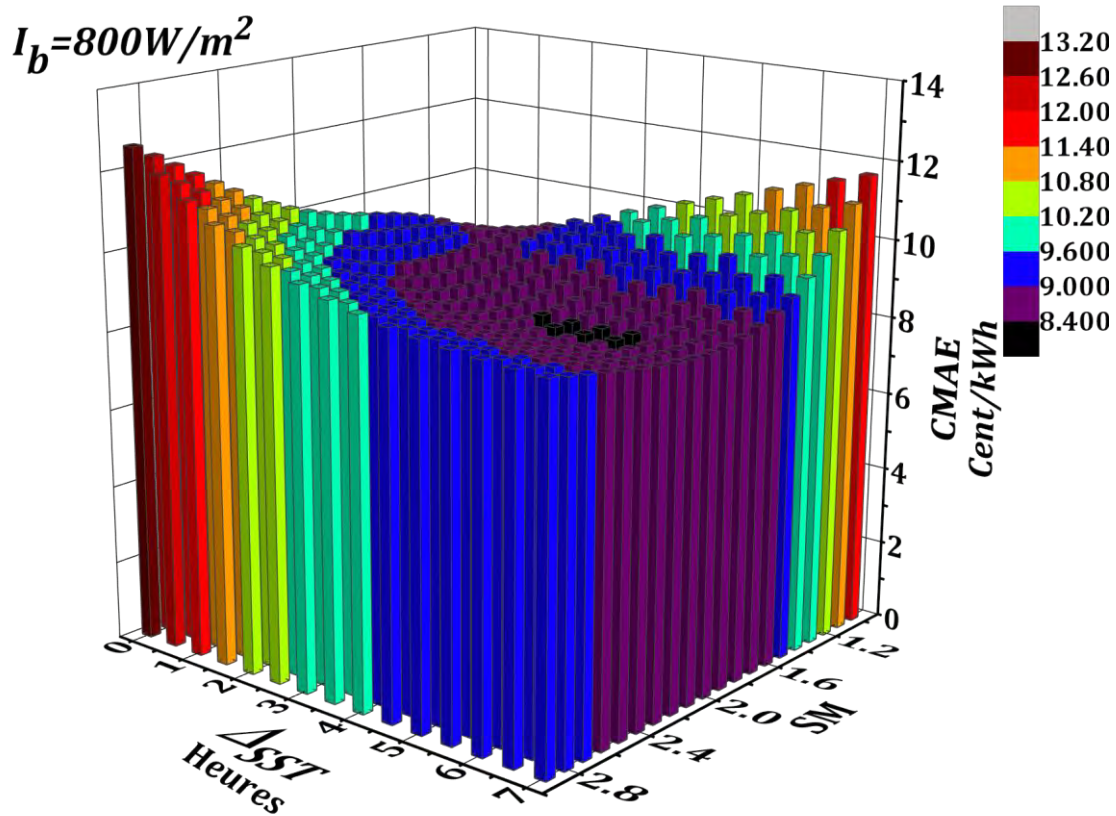
Centrale à huile	$I_{BN}(W/m^2)$	800	900	1000	1100
	$T_{amb} (°C)$	34	33	33	33
	$l_{esp} (m)$	22	20,5	20	20
Centrale à sel	$I_{BN}(W/m^2)$	800	900	1000	1100
	$T_{amb} (°C)$	34	33	33	33
	$l_{esp} (m)$	23	23	21.5	20

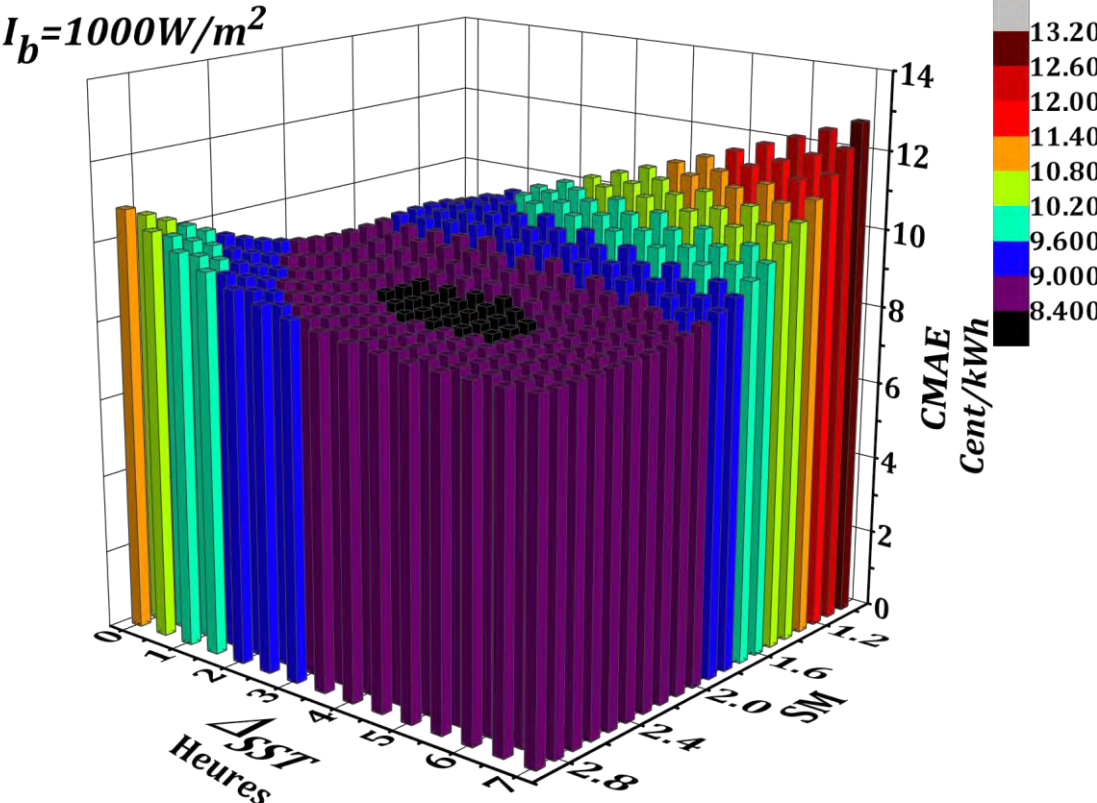
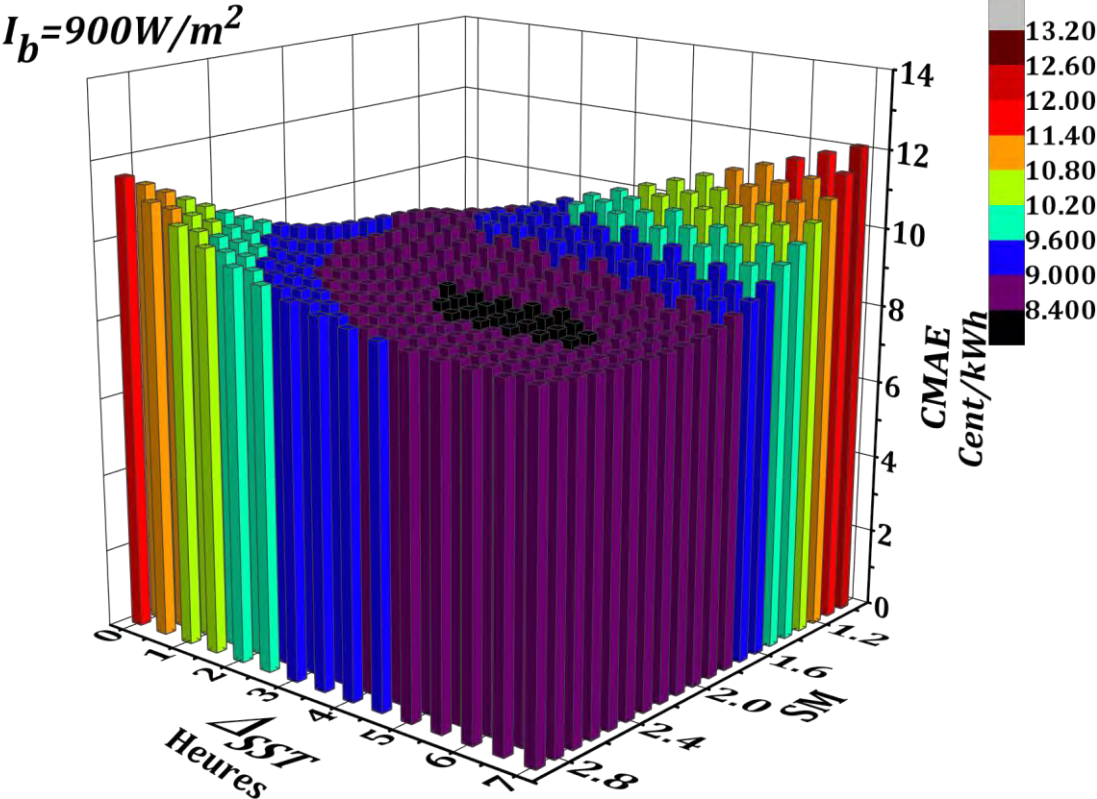
Tableau V.3. Points optimaux de la température ambiante et distance entre les collecteurs pour les différents rayonnements solaires.

On peut constater à partir des résultats obtenus présentés sur les figures V.4 et V.5, que les conceptions optimales de deux centrales sont celles qui peuvent donner des valeurs minimales du CMAE. En prenant en compte les variations actuelles de ces valeurs de sortie, un avantage compris entre 8,3 et 14,0 \$ Cent/kWh pour la configuration à huile et de 7,0 et 9,7 \$ Cent/kWh pour celle qui est basée sur le sel fondu comme fluide de travail. On a ainsi obtenu les solutions optimales pour: 33 °C, 900 W/m², 20,5/23 m, 2.0/3.2 et 4.5/12,5 heures

Chapitre V. Optimisation, sélection et étude de faisabilité des centrales à CCP

pour la température ambiante et le rayonnement solaire à la conception, l'espacement entre les rangés, "solar multiple" et le nombre d'heures pour le SST respectivement, qui donnent des valeurs minimales du CMAE de 8,3 Cent/kWh et 7,0 Cent/kWh pour les configurations du huile/sel. Les erreurs de pourcentage entre les valeurs calculées du CMAE par le modèle de RNA et ceux obtenus par le logiciel SAM de ces conceptions optimales, varie entre 7,78 % pour l'installation à huile et de 11,39 % pour l'installation à sel fondu.





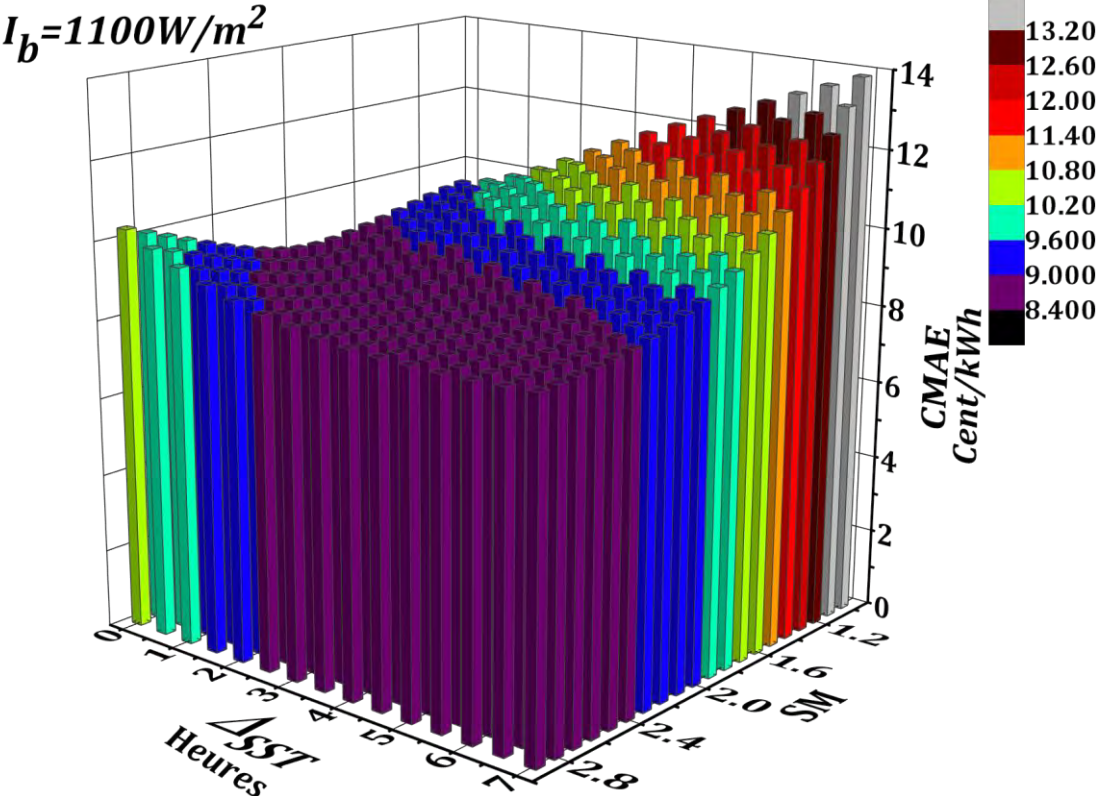
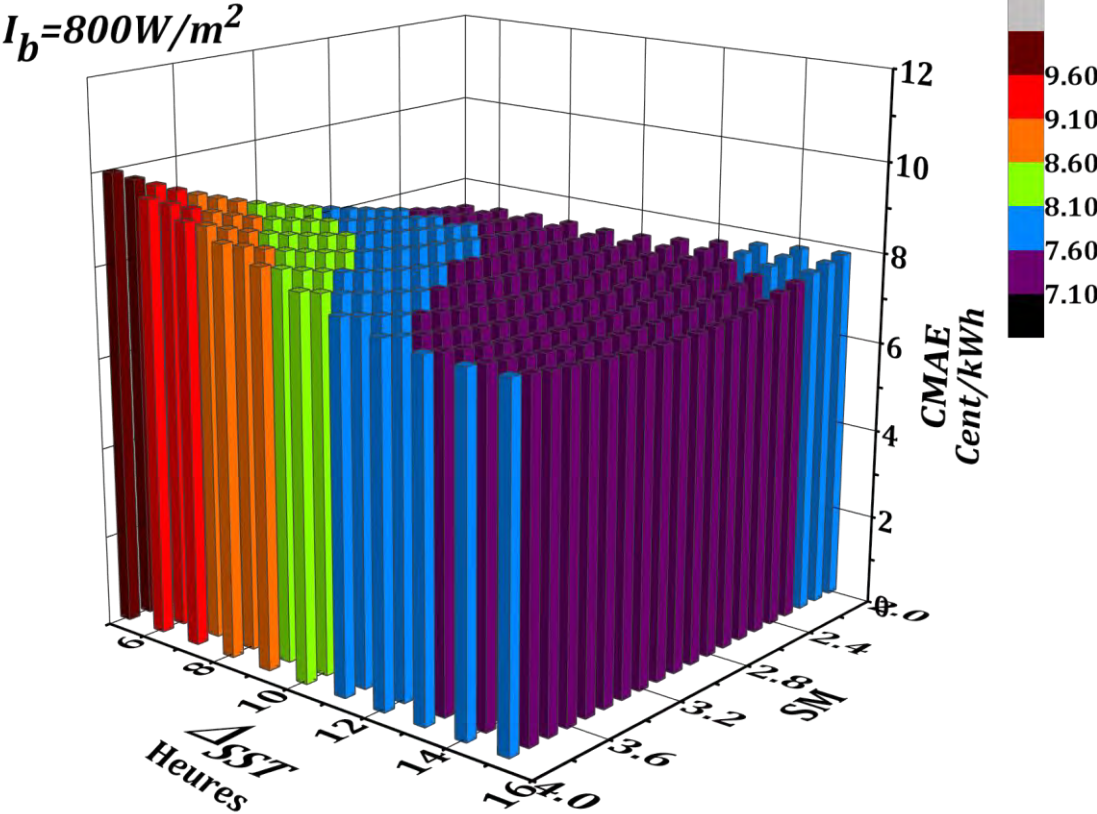
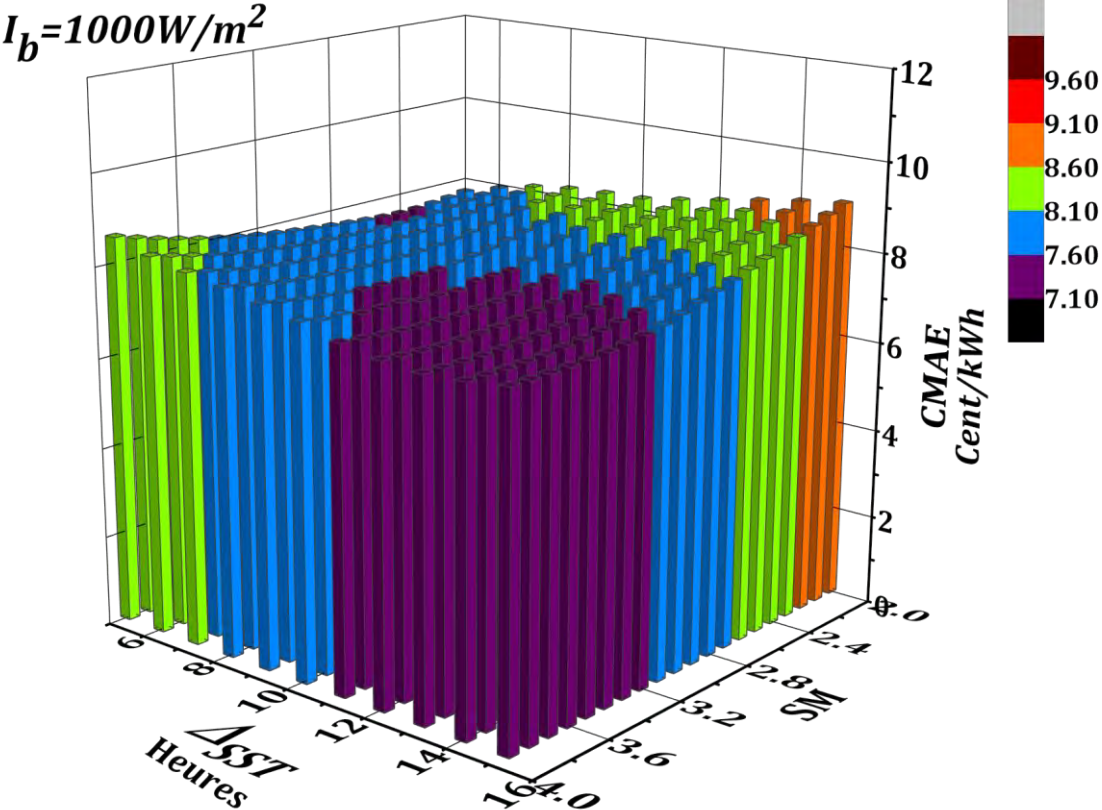
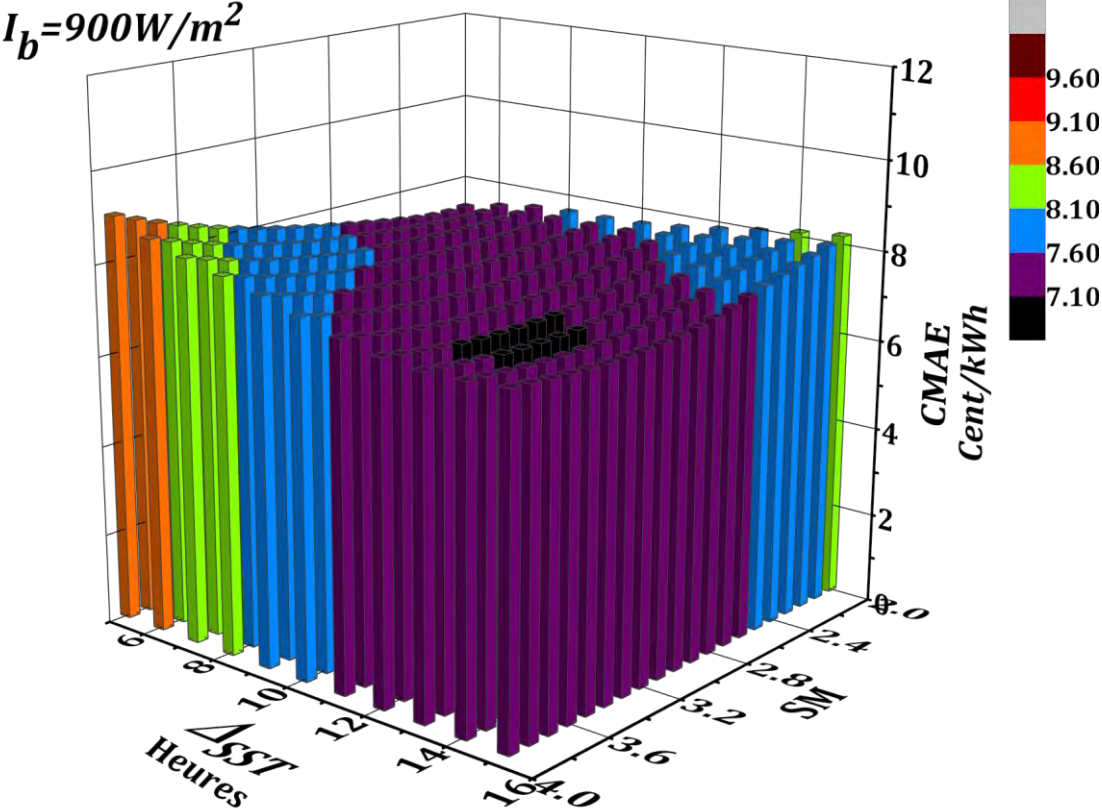


Figure V.4. Variation du CMAE de la centrale à huile pour différents: irradiation, "solar multiple", et nombre d'heures de stockage.





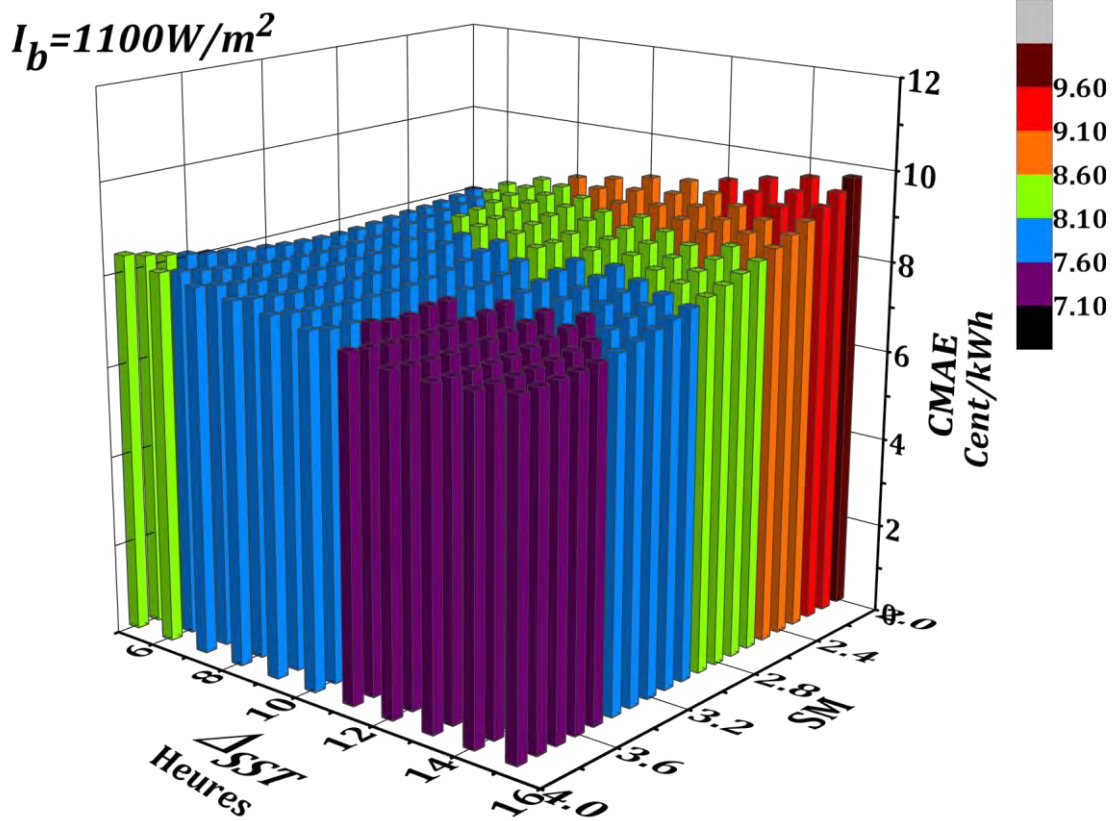


Figure V.5. Variation du CMAE de la centrale à sel pour différents: irradiation, "solar multiple", et nombre d'heures de stockage.

V.3. Comparaison des deux centrales optimisées

Une 4E (énergie-exergie-environnement-économique) étude comparative est effectuée pour les deux centrales optimisées avec la centrale de référence Andasol 1. La centrale Andasol 1 est située à Guadix (Espagne) avec une IND annuelle d'environ 2136 kWh/m^2 . Une centrale avec la même capacité et les mêmes conditions de travail a été considérée à Béchar (Algérie) afin d'avoir une base commune pour la comparaison. Les résultats détaillés de l'étude comparative 4E des deux centrales optimisées et Andasol 1, sont résumés dans le tableau V.4.

Les deux centrales optimisées et Andasol 1 ont la même condition de capacité nette de 50 MWe à des conditions d'irradiation de conception. Toutefois, en raison de la différence dans la conception et l'efficacité, il y a des différences évidentes dans les résultats de conception, du rendement, des paramètres économiques et environnementaux. Ces différences sont présentées dans le tableau V.4.

	<i>Andasol 1</i>	<i>Centrale à huile</i>	<i>Huile-Andasol 1 Diff (%)</i>	<i>Centrale à sel</i>	<i>Sel-Andasol 1 Diff (%)</i>
<i>Surface du CS (m²)</i>	510.120	459.013	-10,0	628.321	23,2
<i>Volume de stockage (m³)</i>	16.108,7	9.665,2	-40,0	8.254,4	-48,8
<i>Capacité de stockage (heures/MWh)</i>	7,5/1107,1	4,5/664,2	-40,0/-40,0	12,5/1672,5	66,7/51,1
<i>Consommation annuelle de fuel (MMBtu)</i>	225.978	270.120	19,5	145.744	-35,5
<i>Énergie pour la congélation-protection (MWh)</i>	238,4	400,8	68,1	18.407,9	7621,4
<i>Efficacité énergétique globale $\eta_{1,0}$</i>	17,25	17,01	-1.4	17,58	1.9
<i>Efficacité exergetique globale $\eta_{II,0}$</i>	23,30	21,16	-9.2	21,24	-8.8
<i>Facteur de capacité (%)</i>	52,1	50,7	-2.7	63,9	22.6
<i>Production annuelle d'énergie (GWh)</i>	226,0	219,8	-2.7	277,0	22.6
<i>Consommation annuelle d'eau (m³)</i>	844,722	675.890	-2.6	749.164	-5.2
<i>Occupation de terre (acres)</i>	529,1	651,0	23.0	944,5	78.5
<i>Émissions annuelles de gaz (CO₂ tonnes)</i>	41.568,6	40.426,8	-2.7	52.158,0	25.5
<i>Coût total (M\$)</i>	420.0	353,9	-15.7	394,2	-6.14
<i>CMAE (¢/kWh)</i>	10,13	9,05	-10.7	7,86	-22.4

Tableau V.4. Analyse comparative des deux centrales optimisées.

Les variations horaires moyennes, durant l'année, des températures de sortie des fluides caloporteurs des champs solaires de l'huile T_{Huile} et du sel T_{Sel} , en plus des débits massiques des fluides dans le champ solaire ($\dot{m}_{CS-Huile}$, \dot{m}_{CS-sel}) et du bloc de puissance ($\dot{m}_{BP-Huile}$, \dot{m}_{BP-Sel}) sont présentées, en fonction du temps de travail de la centrale, dans la figure V.6. Ces variations sont proportionnelles au rayonnement solaire, que les températures et les débits massiques augmentent par l'augmentation d'irradiation solaire recueillie par le champ solaire pour gagner plus d'énergie. Comme la différence majeure entre la conception des trois centrales est la plage de température de travail, les deux centrales avec Therminol VP-1 sont exploitées entre une gamme de température de 293 °C et 393 °C, bien que la centrale utilisant du sel solaire est exploitée entre 286 °C et 550 °C.

La différence entre les débits massiques des FTC entre la centrale à huile et celle à sel est due à la différence dans les caractéristiques de chaque fluide. En particulier, la capacité calorifique de chaque liquide a un effet important sur le débit de travail optimal qui recueille le maximum d'énergie. D'autre part, comme indiqué dans le tableau V.4, selon le "solar multiple" adapté pour satisfaire l'exigence de la capacité de 50 MWe du BP, il y a une variation significative dans la surface d'ouverture du champ solaire qui varie entre 459.013 m² pour l'installation à huile et 628.321 m² pour la configuration à sel, elle représente une

différence de 36,9%. En comparaison avec la centrale Andasol 1, la surface du CS de la centrale à huile est de 10,0% inférieure, et la centrale à sel est de 32,2% supérieure.

Le volume de stockage de la centrale à huile (plus de 9665 m³) est plus grand par rapport à celui de la centrale à sel (moins de 8255 m³), avec une différence de plus de 14,6%, qui représente une différence de 40,0 % et 48,8 % par rapport à Andasol 1 pour les centrales à huile et à sel, respectivement, même si la dernière centrale a une capacité de SST plus élevée de plus de 151,8% par rapport à la première (voir tableau V.4). Cette différence peut être expliquée par la température de travail du sel plus élevée qui rend le processus de stockage plus efficace, en plus du mode de stockage entre l'indirect dans la centrale à huile et le direct dans la centrale basée sur la technologie du sel (voir figure V.1). Un autre point important soulevé dans le même tableau est la consommation annuelle du carburant, en raison de la forte expédition du SST dans la deuxième centrale, la dépendance d'énergie provenant du brûleur diminue. Par conséquent, la centrale à huile consomme plus de carburant avec un pourcentage croissant de 46% par rapport à la centrale à sel.

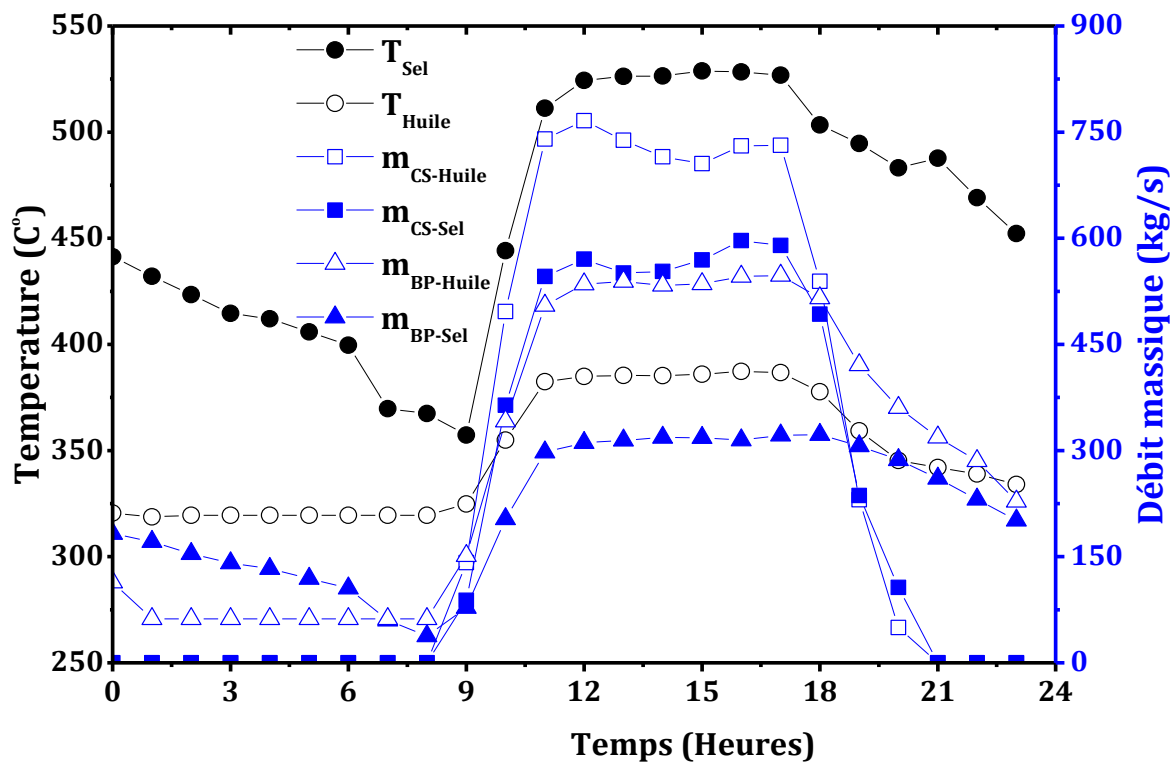


Figure V.6. Variations horaires moyennes durant l'année des températures de sortie du CS (en noir) et des débits massiques de FTC dans le CS et BP (en bleu).

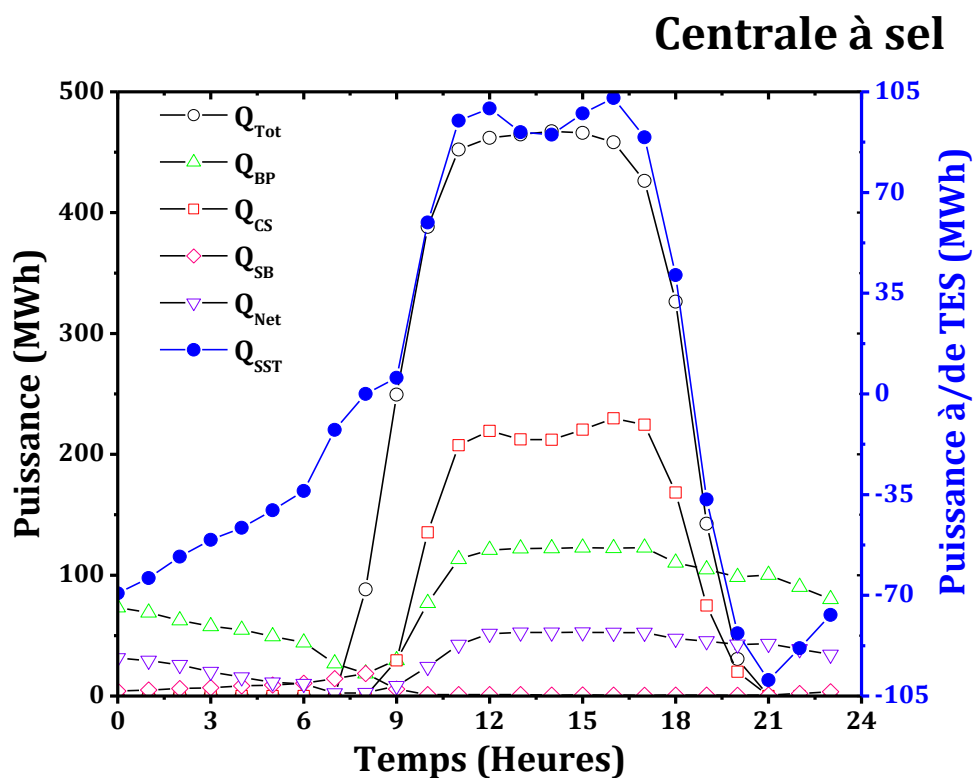
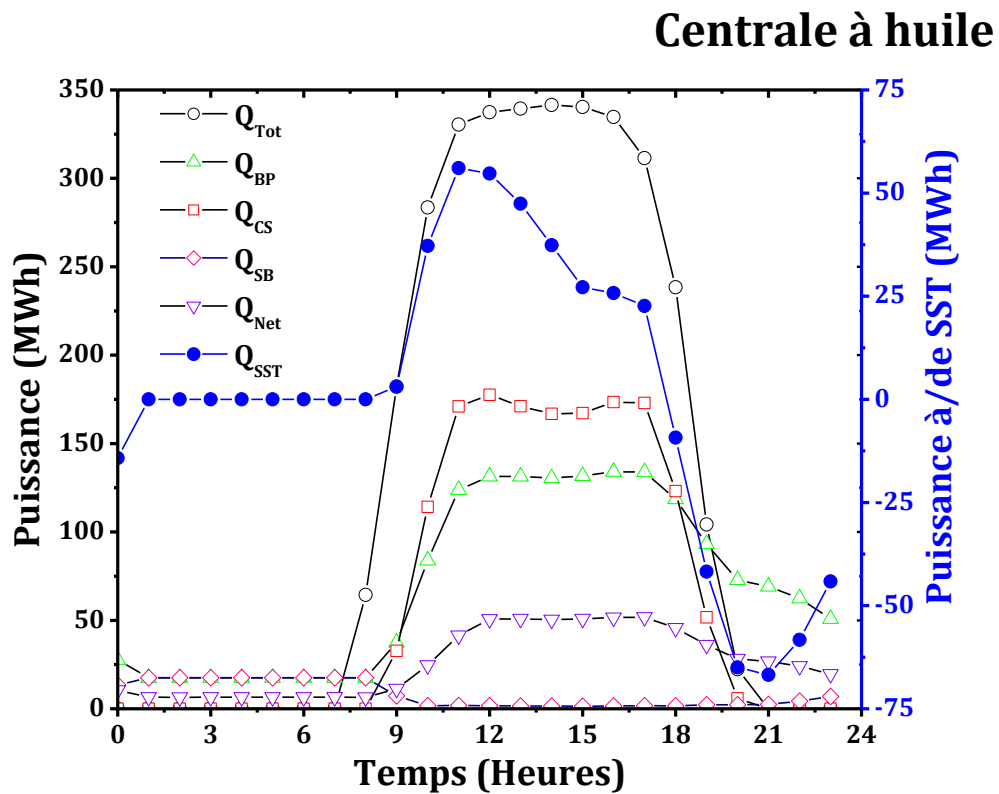


Figure V.7. Comparaison des bilans énergétiques horaires moyens durant l'année de deux centrales optimisées.

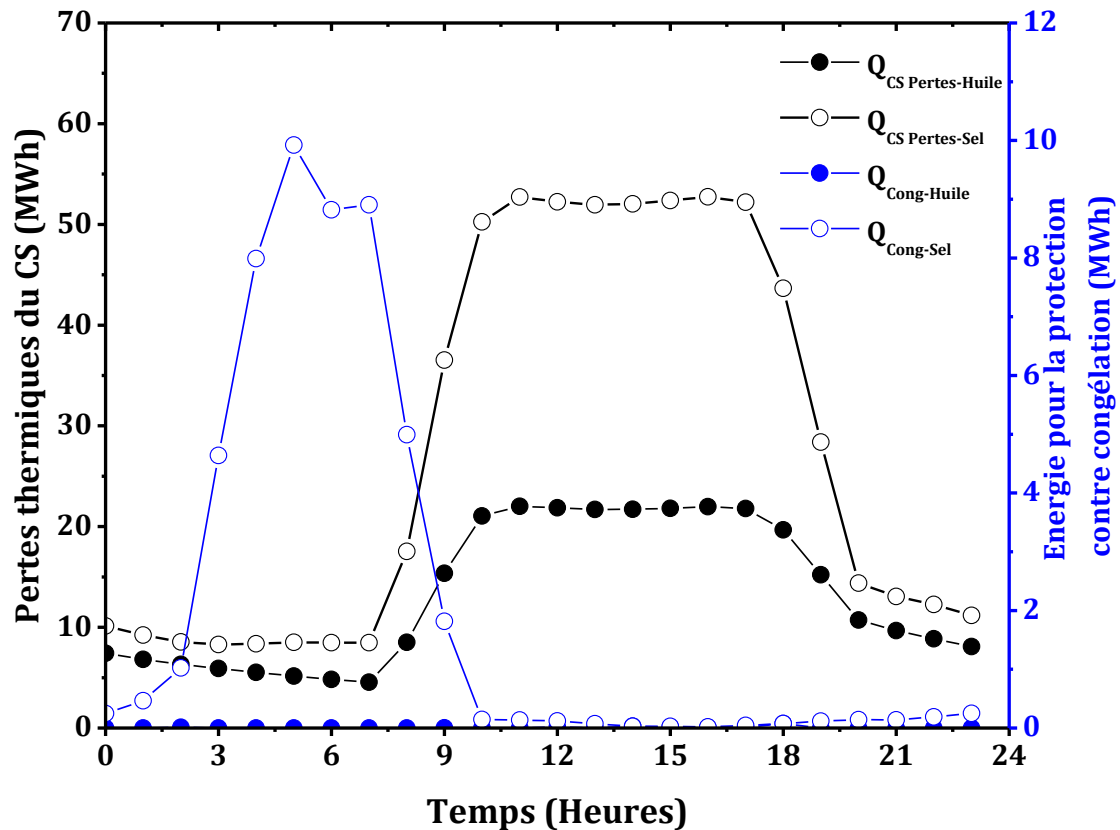


Figure V.8. Comparaison des pertes thermiques horaires moyennes durant l'année de deux centrales optimisées.

La figure V.7 montre la comparaison des bilans énergétiques horaires moyens durant l'année de deux centrales optimisées en termes d'énergie solaire totale recueillie par le champ solaire Q_{Tot} , l'énergie thermique reçue par le bloc de puissance Q_{BP} , la puissance thermique fournie par le champ solaire Q_{CS} , l'énergie thermique fournie par le brûleur Q_{SB} , la puissance nette de la centrale Q_{Net} , et l'énergie thermique du système de stockage thermique Q_{SST} . Bien que la figure V.8 présente la comparaison des pertes de chaleur provenant du champ solaire d'huile $Q_{CS\ Pertes-Huile}$, de sel $Q_{CS\ Pertes-Sel}$, et l'énergie nécessaire pour la protection contre la congélation de huile $Q_{Cong-Huile}$, et de sel $Q_{Cong-Sel}$, les variations de la quantité d'énergie totale interceptée par les deux centrales en plus de la puissance thermique du CS sont principalement dues à la différence dans les surfaces d'ouverture des champs solaires. En outre, les températures de travail du sel fondu supérieures provoquent des pertes thermiques supérieures dans le champ solaire à sel par rapport à celui à l'huile comme on peut le voir dans le tableau V.4 et les figures V.7-8. En conséquence, l'efficacité moyenne du CS du sel est inférieure à celle d'huile de plus de 2,3 %. Mais d'autre part, cette élévation de la température du sel provoque une augmentation de l'efficacité moyenne du bloc de puissance

jusqu'à 5,8 % par rapport d'huile. En conséquence, l'efficacité énergétique moyenne annuelle de la centrale à huile thermique (17.01 %) est inférieure par rapport à la centrale à sel (17,58 %), avec une différence de plus de 3,4 %. Tandis que l'efficacité exergetique de la centrale à sel fondu est plus élevée par rapport à celle à huile avec une petite différence de moins de 0.4 %.

Comme la température de la protection contre la congélation du sel fondu est beaucoup plus élevée par rapport à celle de Therminol VP-1 comme mentionné dans le chapitre IV, la centrale basée sur le sel comme FTC primaire nécessite une énorme quantité d'énergie pour la protection contre la congélation du fluide dans le CS avec près de 46 fois par rapport à l'huile thermique comme l'illustre le tableau V.4 et la figure V.8. Un autre paramètre très important considéré comme facteur décisif dans l'analyse des deux centrales, est le potentiel de charge et de décharge du SST, le potentiel de la centrale à sel est beaucoup plus élevé par rapport au potentiel de la centrale à huile lorsqu'il atteint 102,9 MWh en charge et 99,4 MWh en décharge (courbe bleue dans la figure V.7), cette différence dans le potentiel du processus double charge-décharge est due à la différence dans les capacités du SST avec 4,5 et 12,5 heures dans les installations à huile et à sel, respectivement (voir le tableau V.4). Le dernier point de l'analyse énergétique concerne le facteur de capacité et de la production d'électricité annuelle des deux centrales. La différence dans le nombre d'heures de travail de la centrale de sel affectée par la surface du CS, ainsi que la capacité énorme du SST, mène à une production annuelle d'électricité supérieure et un facteur de capacité plus grand avec une différence de 26% par rapport à la centrale à huile thermique.

En termes de consommation annuelle d'eau, la centrale à sel fondu utilise 749.164 m³ d'eau. Cette consommation par la centrale à sel fondu est de 11.3 % de moins que la centrale typique Andasol 1, tandis que la centrale basée sur l'huile nécessite moins d'eau que la centrale Andasol 1 avec près de 20.0 %. En outre, la centrale basée sur l'huile comme un FTC génère la plus faible quantité d'émissions de gaz CO₂ avec moins de 40,5 kilotonnes, la plus faible émission de gaz CO₂ par cette centrale est due à sa faible production annuelle d'électricité en comparaison avec les deux autres centrales (Andasol 1 et à sel). La centrale de sel fondu occupe plus de terre pour son exploitation en raison de l'augmentation de la taille du champ solaire. En effet, l'occupation de la terre par la centrale à sel fondu est de 78,5 % supérieure à la centrale Andasol 1. Du point de vue économique, le sel fondu semble être la meilleure technologie par rapport aux autres centrales, en raison de son faible coût d'investissement (moins de 395 millions de dollars) et surtout le CMAE le plus bas (7,86 ¢/kWh) (figure V.9).

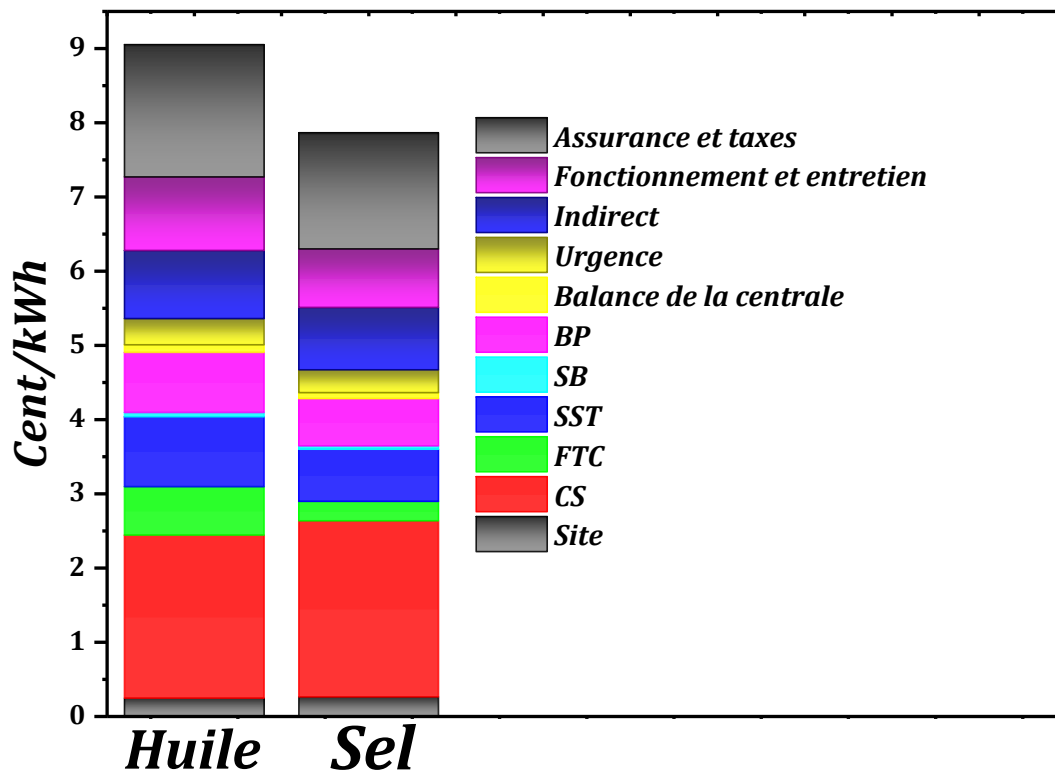


Figure V.9. Comparaison du CMAE des deux centrales.

V.4. Effets de l'utilisation du mode de refroidissement sec

Contrairement aux centrales thermiques conventionnelles, qui sont généralement installées dans les régions côtières, où la disponibilité des ressources en eau n'est pas une limitation critique, les centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques sont normalement installées dans les régions désertiques au climat semi-aride et aride où il y a un manque de ressources en eau. Donc, il est très important d'étudier la compétitivité techno-économique de déploiement du mode de refroidissement par voie sèche dans de tels systèmes. Les débits massiques moyens horaires durant l'année de la consommation d'eau (kg/s), la puissance électrique nette de la centrale (MWh), l'efficacité du BP, en plus de l'analyse comparative annuelle de l'utilisation de modes de refroidissement par voie humide et sèche dans les deux centrales optimisées sont présentés dans les figures V.10 à V.12 et le tableau V.5, respectivement.

On peut noter que l'avantage principal de l'utilisation du refroidissement par voie sèche est de réduire la quantité de consommation annuelle d'eau jusqu'à 93,86 % et 93,52 % dans les centrales à huile et à sel respectivement. L'utilisation de l'eau dans les centrales avec

le refroidissement sec est limitée à la vapeur d'eau pour l'exploitation du cycle de puissance, en plus du nettoyage des miroirs, et exclut l'utilisation de l'eau pour le refroidissement. De l'autre côté, le principal inconvénient de l'utilisation de cette option est l'effet négatif sur les rendements des centrales étudiées; les rendements thermiques globaux des deux centrales sont inférieures de 17,01 % (huile) et 17,58 % (sel) à 15,31 % et 15,93 %, respectivement. Cela représente une différence de près de 10,0 % pour la centrale à huile, et de 9,4 % pour la centrale basée sur la technologie du sel. Cet effet est dû à l'affaîssement de l'efficacité du BP affectées par la diminution des performances de refroidissement des cycles de puissances (figure V.12). Ce décroissement provoque une diminution de la production d'électricité et du facteur de capacité jusqu'à 10 % pour la centrale à huile thermique et jusqu'à 9,2 % pour la configuration basée sur la technologie du sel fondu.

Depuis le CMAE dépend totalement des coûts d'investissement et de la production d'électricité annuelle de la centrale, ce paramètre augmente jusqu'à 10,02 €/kWh et 8,64 €/kWh pour l'huile et le sel, respectivement. Cela signifie une augmentation de 10,7 % (la configuration à huile) et 9,9 % (la configuration à sel).

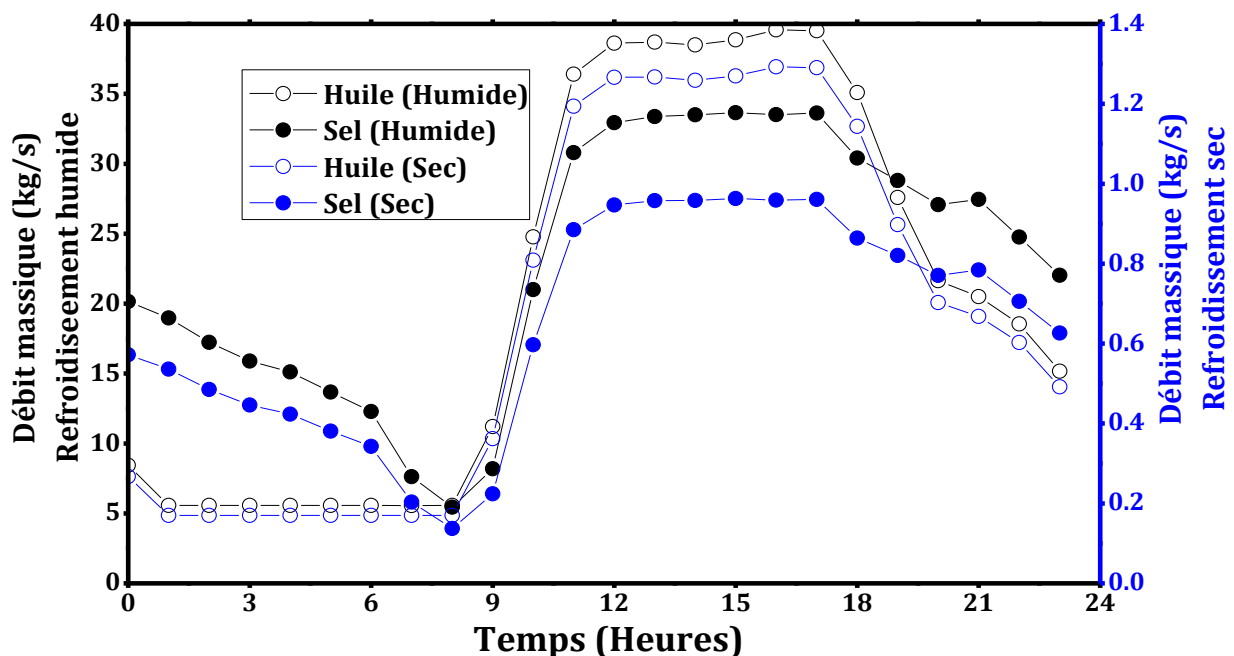


Figure V.10. Consommation d'eau horaire moyenne durant l'année en utilisant les modes de refroidissement humide et sec.

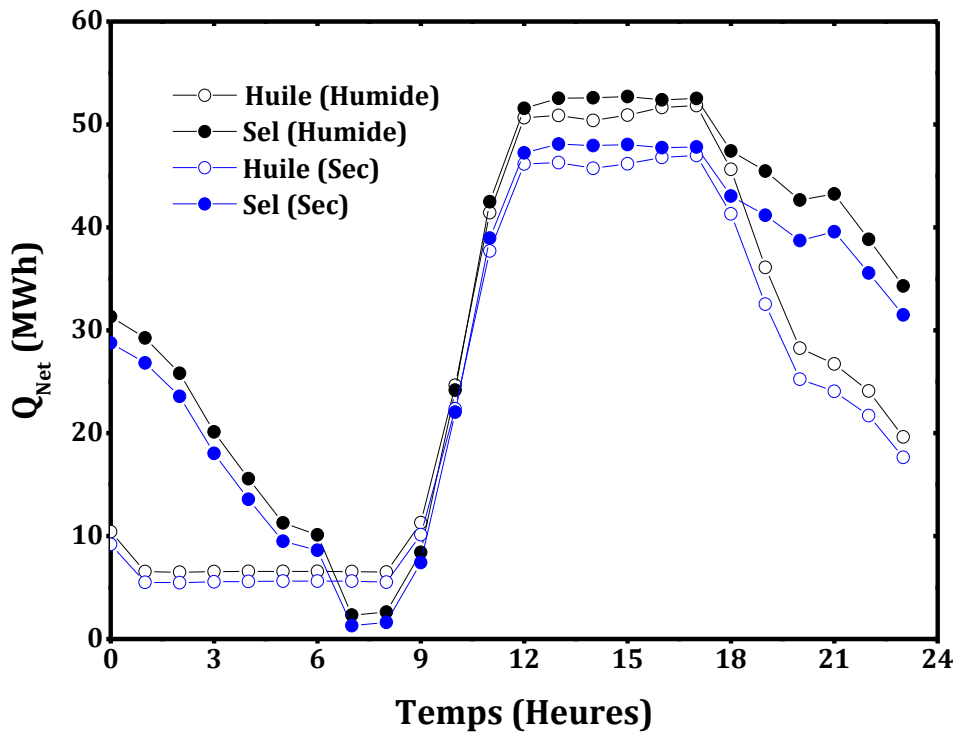


Figure V.11. Production nette d'électricité horaire moyenne durant l'année d'eau en utilisant les modes de refroidissement humide et sec.

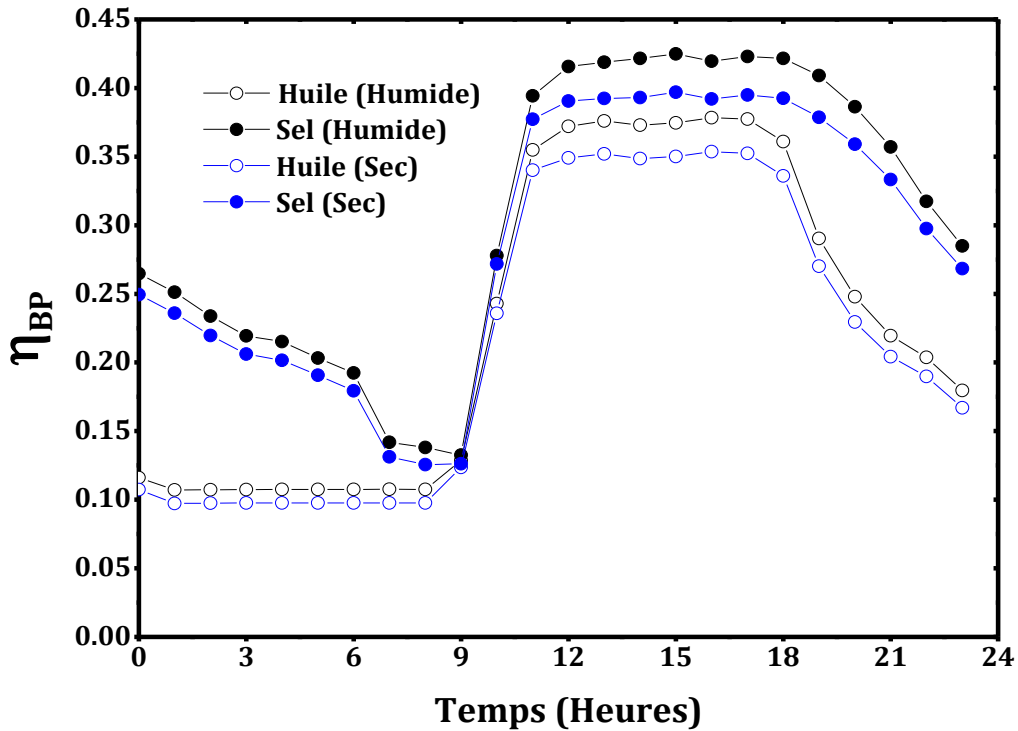


Figure V.12. Efficacité du BP horaire moyenne durant l'année d'eau en utilisant les modes de refroidissement humide et sec

	Centrale à huile		Centrale à sel	
	Humide	Sèche	Humide	Sèche
<i>Efficacité énergétique globale de la centrale $\eta_{1,o}$ (%)</i>	17,01	15,31	17,58	15,93
<i>Facteur de capacité (%)</i>	50,7	45,6	63,9	58
<i>Production annuelle d'énergie (GWh)</i>	219,8	197,9	277,0	251,4
<i>CMAE (Cent/kWh)</i>	9,05	10,02	7,86	8,64
<i>Consommation annuelle de l'eau (m³)</i>	675.890	41.507	749.164	48.557

Tableau V.5. Analyse comparative annuelle de l'intégration des modes de refroidissement humide et sec dans les deux centrales optimisées.

V.5. Étude de la faisabilité de la meilleure centrale

Le processus de la sélection d'une centrale thermique solaire est subordonné à l'identification des sites bien adaptés à la technologie. Les conditions requises pour la faisabilité de la meilleure centrale optimisée basée sur le sel fondu émergent de l'optimisation et l'étude comparative (section V.2-V.4), pour les conditions algériennes peuvent être résumées comme suit:

- ✓ Une moyenne annuelle d'END ≥ 1800 kWh/m² [20].
- ✓ Une topographie plane de la terre occupée.
- ✓ Un accès au réseau électrique (110/220 kV) [21].
- ✓ La disponibilité des ressources d'eau.
- ✓ La disponibilité du carburant (gaz naturel).

Les données météorologiques des sites considérés, tels que la température de l'air, l'humidité relative, la vitesse du vent et la pression ambiante ont été générés en utilisant Meteonorm. Alors que pour les données du rayonnement solaire, ils ont été générés en utilisant la méthodologie présentée dans le Chapitre I.

L'analyse de la faisabilité de la centrale solaire thermique à concentrateurs cylindro-paraboliques basée sur le sel fondu comme FTC, et intégrée avec un système de stockage thermique et un brûleur a été réalisée pour dix sites algériens avec un climat semi-aride ou aride (figure V.13). Ces endroits ont été choisis en raison de la satisfaction des exigences physiques mentionnées ci-dessus.

Comme on peut le voir dans le tableau V.6, la consommation la plus faible du carburant est pour Tamanrasset, avec une valeur de 105.217 MMBtu, et atteint le maximum de 170.411 MMBtu pour Batna. Cette différence dans la consommation du carburant entre les sites est dû à la différence en potentiels de gisements solaires, qui influent sur le fonctionnement de la centrale pendant le temps faible/non-solaire. Le facteur de capacité (72,7 %), et la production d'électricité annuelle de 315,41 MWh les plus élevés sont trouvés

Chapitre V. Optimisation, sélection et étude de faisabilité des centrales à CCP

pour la centrale installée à Tamanrasset, et les plus bas pour celle à Sétif. Ces différences peuvent être attribuées aux variations du nombre d'heures de soleil par jour et intensité d'ensoleillement. Comme illustré dans le tableau V.6, la consommation d'eau varie de la plus faible valeur de 560.448 m³ pour Sétif à la plus haute valeur de 837.280 m³ pour Tamanrasset. En termes d'émissions annuelle de gaz de CO₂, Tamanrasset présente la plus grande quantité d'émissions de CO₂ avec plus de 58.019 tonnes, tandis que Sétif présente la valeur la plus faible d'émission de gaz avec moins de 34.196 tonnes. Les tendances de la consommation d'eau et de l'émission de CO₂ sont prévues en raison des différences dans la production annuelle d'électricité.

L'analyse économique dans la présente étude est basée uniquement sur le CMAE, puisque toutes les centrales dans les dix endroits ont les mêmes coûts d'investissement, la centrale à Tamanrasset présente le CMAE le plus bas (7,14 ¢/kWh), tandis que celui à Sétif présente le plus haut (11,95 ¢/kWh).

	<i>Batna</i>	<i>Sétif</i>	<i>Djelfa</i>	<i>Ghardaia</i>	<i>Hassi R'mel</i>
Consommation annuelle de fuel (MMBtu)	170.411	130.566	136.564	159.011	135.742
Facteur de capacité (%)	43,5	42,9	46,1	54,6	55,2
Production annuelle d'énergie (GWh)	188,5	185,9	200,1	236,8	239,5
Consommation annuelle d'eau (m³)	565.854	560.448	582.409	236.836	239.466
Émissions annuelles de gaz (CO₂ tonnes)	34.682,4	34.195,5	36.801,7	43.565,9	44.049,7
CMAE (¢/kWh)	11,81	11,95	11,13	9,44	9,33

	<i>Adrar</i>	<i>Bechar</i>	<i>Tamanrasset</i>	<i>In Amenas</i>	<i>In Salah</i>
Consommation annuelle de fuel (MMBtu)	120.174	145.744	105.217	121.700	123.994
Facteur de capacité (%)	61,6	63,9	72,7	64,3	67,4
Production annuelle d'énergie (GWh)	249,3	277,0	315,4	281,3	289,0
Consommation annuelle d'eau (m³)	730.260	749.164	837.280	757.381	802.255
Émissions annuelles de gaz (CO₂ tonnes)	48.858,7	52.158,0	58.019,8	51.745,1	53.161,5
CMAE (¢/kWh)	8,63	7,86	7,14	7,71	7,60

Tableau V.6. Analyse de la faisabilité de la centrale optimisée pour les conditions algériennes.

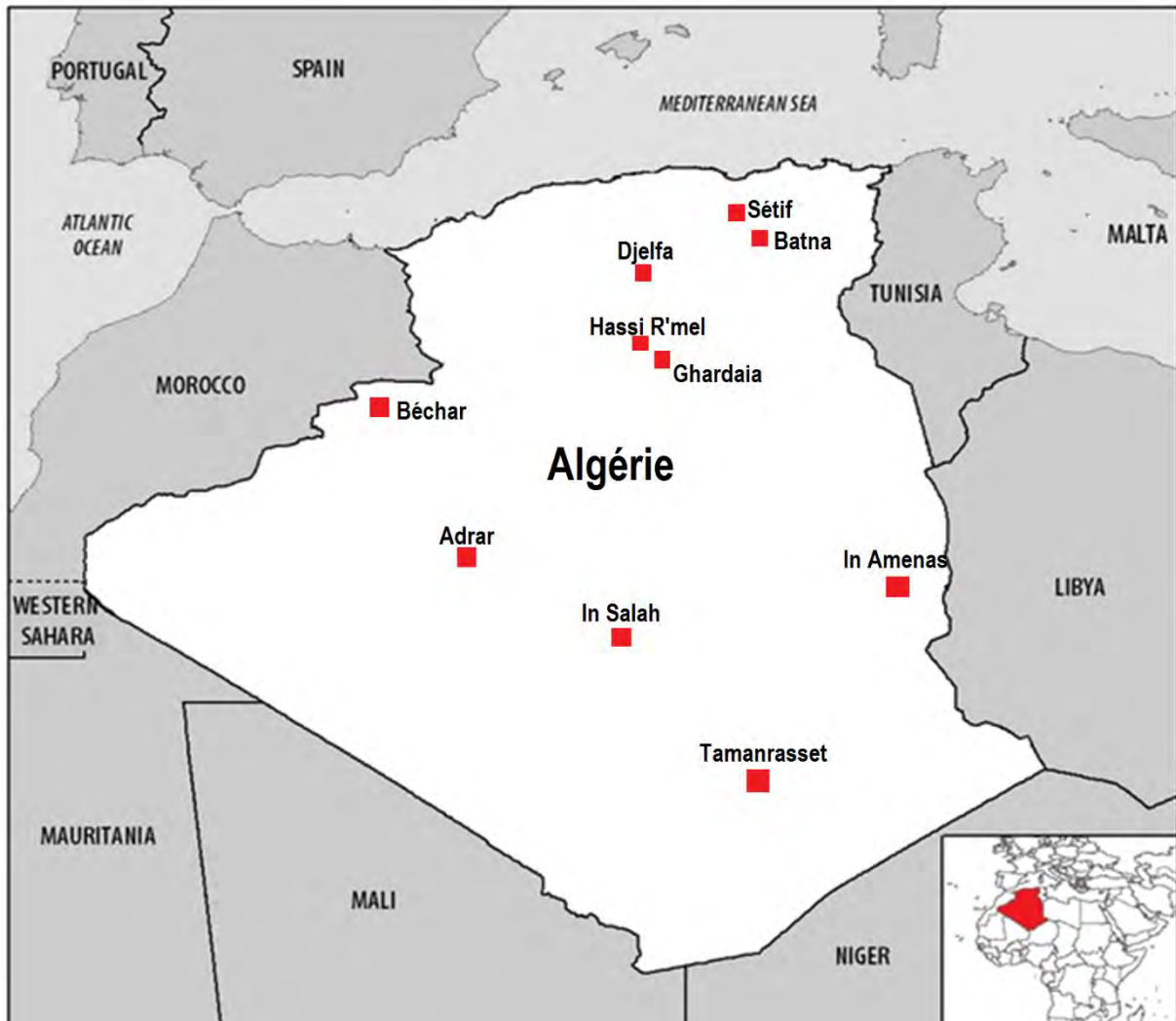


Figure V.13. Emplacements des sites considérés pour l'étude de faisabilité.

V.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons utilisé l'algorithme d'apprentissage à propagation arrière du réseau de neurones artificiels avec la variante Levenberge Marguardt (LM), pour trouver la meilleure approche pour la prévision et l'optimisation technico-économique de la centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques intégrée avec un système de stockage et un brûleur avec toujours deux fluides caloporteurs (huile thermique et sel fondu). Dans ce cas, les entrées de ce modèle sont: la température ambiante et le rayonnement solaire à la conception, le "solar multiple", l'espacement entre les collecteurs parallèles, et le nombre d'heures de pleine charge du système de stockage (capacité de stockage). De plus, afin d'aider le modèle de RNA à reconnaître la différence du comportement technico-économique présenté par le CMAE de chaque centrale, une sixième entrée (la température maximale du fluide de travail dans chaque centrale) a été incluse. Les paramètres statistiques obtenus ont

montré que l'algorithme de LM avec 52 neurones dans une couche cachée unique se présente comme le meilleur modèle pour la prédiction du coût moyen actualisé de l'électricité des deux centrales présentées. Les poids et les préjugés de la meilleure topologie du réseau de neurones obtenus ont été utilisés dans l'analyse de CMAE pour déterminer les conceptions optimales des deux centrales. Il est donc possible d'obtenir des CMAEs minimales de 9,0 et de 7,9 Cent/kWh à partir des nouvelles installations optimisées d'huile et de sel fondu respectivement.

La dernière partie de notre étude de ce chapitre, une 4E (Energie-Exergie-Economique-Environnement) étude comparative des deux centrales optimisées a été menée, afin de choisir la meilleure technologie à adapter pour l'analyse de la viabilité pour les endroits algériens. En outre, comme la plupart des centrales peuvent être installées dans des sites avec un manque de ressources d'eau, cette étude présente également les effets de deux modes de refroidissement, par voie sèche et humide, sur les performances horaires et annuelles des deux centrales optimisées. L'étude de la faisabilité propose Tamanrasset, comme le meilleur endroit pour l'érection d'une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques avec un faible CMAE, et une haute génération annuelle d'électricité. En général, selon la même analyse, les endroits algériens semi-arides et arides sont appropriés pour la réalisation de centrales solaires intégrées avec un système de stockage et de brûleur.

Références

- [1] Maze DG, Miller SA. Transient Modelling Of Solar Trough Power Stations. Chemeca 2010: Engineering at the Edge, 2010, Adelaide, Australie.
- [2] De Luca F, Ferraro V, Marinelli V. On the performance of CSP oil-cooled plants, with and without heat storage in tanks of molten salts. *Energy* 2015; **83**: 230-9.
- [3] Avila-Marin AL, Fernandez-Reche J, Tellez FM. Evaluation of the potential of central receiver solar power plants: Configuration, optimization and trends. *Appl Energy* 2013; **112**: 274-88.
- [4] Spelling J, Favrat D, Martin A, Augsburger G. Thermo-economic optimization of a combined-cycle solar tower power plant. *Energy* 2012; **41** (1): 113-20.
- [5] Desai, NB, Bandyopadhyay S. Optimization of concentrating solar thermal power plant based on parabolic trough collector. *J Clean Prod* 2015; **89**: 262-71.
- [6] Cabello JM, Cejudo JM, Luque M, Ruiz F, Deb K, Tewari R. Optimization of the size of a solar thermal electricity plant by means of genetic algorithms. *Renew Energy* 2011; **36** (11): 3146-53.
- [7] Bekat T, Erdogan M, Inal F, Genc A. Prediction of the bottom ash formed in a coal-fired power plant using artificial neural networks. *Energy* 2012; **45** (1): 882-7.
- [8] Kalogirou SA. Applications of artificial neural-networks for energy systems. *Appl Energy* 2000; **67** (1): 17-35.
- [9] Kalogirou SA, Bojic M. Artificial neural networks for the prediction of the energy consumption of a passive solar building. *Energy* 2000; **25** (5): 479-91.
- [10] Kalogirou SA. Optimization of solar systems using artificial neural-networks and genetic algorithms. *Appl Energy* 2004; **77**: 383-405.
- [11] Arslan O. Power generation from medium temperature geothermal resources: ANN-based optimization of Kalina cycle system-34. *Energy* 2011; **36** (5): 2528-34.
- [12] Arslan O, Yetik O. ANN based optimization of supercritical ORC-Binary geothermal power plant: Simav case study. *Appl Therm Eng* 2011; **31** (17): 3922-8.
- [13] Poullikkas A. Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region-a case study for the island of Cyprus. *Renew Sust Energ Rev* 2009; **13** (9): 2474-84.
- [14] Larraín T, Escobar R, Vergara J. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. *Renew Energy* 2010; **35** (8): 1632-43.

- [15] Abbas M, Belgroun Z, Aburidah H, Merzouk NK. Assessment of a solar parabolic trough power plant for electricity generation under Mediterranean and arid climate conditions in Algeria. *Energy Procedia* 2013; **42**: 93–102.
- [16] Giostri A, et al. Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology. *Sol Energy* 2012; **86 (5)**: 1208-21.
- [17] Martín L, Martín M. Optimal year-round operation of a concentrated solar energy plant in the south of Europe. *Appl Therm Eng* 2013; **59 (1)**: 627-33
- [18] Montes MJ, Abánades A, Martinez-Val JM, Valdés M. Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. *Sol Energy* 2009; **83 (12)**: 2165-76.
- [19] Reddy KS, Kumar KR. Solar collector field design and viability analysis of stand-alone parabolic trough power plants for Indian conditions. *Energ Sustain Dev* 2012; **16 (4)**: 456-70.
- [20] Cohen G, et al. Solar hermal parabolic trough electric power plants for electric utilities in California PIER final project report. California Energy Commission. www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-500-2005-175/CEC-500-2005-175.pdf.
- [21] Zhao M, Liu Z, Zhang Q. Feasibility analysis of constructing parabolic trough solar thermal power plant in inner Mongolia of China. Power and Energy Engineering Conference, 2009, Wuhan, Chine.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion et recommandations

Conclusion et recommandations

La centrale thermique solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques est l'une des technologies attrayantes pour la production de l'électricité à partir d'énergie solaire thermique. L'objectif principal de cette thèse s'inscrit donc dans le cadre de la simulation des performances d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique intégré dans une centrale solaire thermique.

L'utilisation des concentrateurs solaires thermiques implique que ces systèmes fonctionnent seulement avec l'irradiation directe normale (IDN). Il est donc nécessaire de connaître les données d'IDN afin d'estimer l'énergie qui sera produite par le système, et d'effectuer une analyse économique. Lorsqu'on a appliqué la nouvelle méthodologie proposée dans la première partie de notre travail pour le calcul d'IDN en présence ou en absence du rayonnement global et diffus pour les trois stations Algériennes (Alger, Ghardaïa et Tamanrasset), nous avons obtenu de meilleures performances que celles des cinq données spatiales, notamment pour les valeurs mensuelles d'IDN.

Dans la deuxième partie de notre thèse, nous avons simulé les performances optiques et thermiques d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique avec un réflecteur de type Solargenix LS-2 et un tube récepteur de type Schott PTR 2008, en utilisant deux fluides caloporteurs différents: l'huile thermique de type Therminol VP1 et le sel fondu. La confrontation des résultats de simulation aux mesures expérimentales du concentrateur solaire de même type montre que notre modèle est bien adapté pour la modélisation et la simulation des performances optique et thermique du concentrateur cylindro-parabolique. D'après les résultats de la simulation, il est évident que le système de poursuite avec l'axe du collecteur N-S, et poursuite E-O (Axe horizontal) est le plus rentable du point de vue technico-économique, parce qu'il est moins cher par rapport au mode à deux axes, et minimise l'effet d'ombre, ce qui se passe dans les premières et dernières heures du jour. En outre, le concentrateur solaire avec l'huile thermique montre une meilleure performance que l'autre utilisant le sel.

La troisième partie de notre thèse a été consacrée à la simulation de deux cycles de puissance de Rankine avec régénération d'une capacité de 50 MWe en régime statique, le premier utilise l'huile thermique (Therminol VP-1) comme fluide caloporteur primaire, tandis que le deuxième est basé sur le sel fondu solaire comme FTC. Ces simulations ont montré que la limite de la température d'huile thermique inférieure 400 °C possède une limitation et une réduction de la performance thermique du cycle. D'autre part, et à cause de la température de

Conclusion et recommandations

fonctionnement élevée du sel fondu, la performance du cycle en utilisant ce fluide est supérieure à elle du premier cycle. Dans cette étude, nous avons obtenu un rendement du BP avec le sel d'environ 11% plus élevé que le rendement du CP avec Therminol VP-1.

Dans la quatrième partie de notre travail, une étude comparative détaillée 4E (Énergétique-Exergétique-Économique-Environnementale) entre huit configurations de centrales solaires thermiques à concentrateurs cylindro-paraboliques avec et sans systèmes auxiliaires intégrés (système de stockage et brûleur) a été présenté. Les résultats indiquent des différences pertinentes; l'efficacité énergétique globale de la centrale à sel solaire intégré avec le stockage d'énergie thermique et le brûleur est la plus élevée par rapport aux autres configurations, tandis que la configuration à huile a la plus haute efficacité globale exergétique, le facteur de capacité et la production annuelle d'énergie. En plus, par l'intégration du système de stockage et du brûleur ensemble, les centrales semblent être plus technico-économiques et efficaces que les autres centrales, mais du point de vue environnemental, ces premières centrales sont moins efficaces.

Dans la dernière partie de cette thèse, nous avons appliqué l'algorithme du réseau de neurones artificiels, pour trouver la meilleure approche pour la prévision et l'optimisation technico-économique de la centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques avec toujours les deux fluides caloporteurs (huile thermique et sel fondu). Cette application a permis d'obtenir des CMAEs minimales de 9,0 et de 7,9 Cents/kWh à partir des nouvelles installations optimisées à huile et à sel fondu respectivement. De plus, une 4E étude comparative des deux centrales optimisées a été menée, afin de choisir la meilleure technologie à adapter pour l'analyse de la viabilité pour les endroits algériens. En outre, comme la plupart des centrales peuvent être installées dans des sites avec un manque de ressources d'eau, cette étude a été enrichie également par les effets de deux modes de refroidissement, par voie sèche et humide, sur les performances horaires et annuelles des deux centrales optimisées. L'étude de faisabilité propose Tamanrasset, comme le meilleur endroit pour l'érection d'une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques avec un faible CMAE, et une haute génération annuelle d'électricité. En général, selon la même analyse, les endroits algériens semi-arides et arides sont appropriés pour la réalisation des centrales solaires intégrées avec un système de stockage et brûleur.

Les recommandations suivantes doivent être envisagées pour autres recherches dans ce sujet:

Conclusion et recommandations

- ✓ Les recherches futures devraient traiter avec une validation supplémentaire des quatre modèles généralisés proposés pour la simulation des rayonnements solaires global et diffus pour d'autres endroits en Algérie.
- ✓ Comme certaines de ces données sont très anciennes pour estimer le rayonnement solaire (il y a plus de 20 ans) il est recommandé d'envisager d'ajouter un facteur de poids pour ces données de sorte que les modèles peuvent mieux performer dans la prédiction de ces données.
- ✓ En outre, il est nécessaire de comparer et de générer ces données avec des méthodes modernes comme les réseaux de neurones artificiels.
- ✓ D'autres combinaisons différentes comme « bottoming cycles » du cycle de puissance devraient être étudiées pour maximiser la puissance nette de sortie.
- ✓ L'optimisation de notre étude peut tenir bon, en utilisant ce nombre de conceptions. Néanmoins, une étude rigoureuse, y compris un nombre de conceptions plus grand peut améliorer la précision des résultats obtenus par les RNAs.
- ✓ En outre, comme partie de travaux futurs, il est conseillé d'utiliser une méthodologie d'optimisation multi-objective avec le couplage de RNA et l'algorithme génétique pour le concentrateur cylindro-parabolique étudié, le cycle de puissance et la centrale complète pour déterminer le maximum de bénéfice 4E (Énergétique-Exergétique-Environnementale-Économique) de ces centrales.

ANNEXES

Annexe I. Paramètres d'évaluation statistique des erreurs

Dans cette thèse, sept indicateurs ou paramètres d'évaluation statistique ont été utilisés pour les comparaisons et validations, à savoir: le coefficient de détermination (R^2), l'erreur moyenne en pourcentage (MPE), l'erreur absolue moyenne en pourcentage ($MAPE$), le biais d'erreur moyenne (MBE), le biais absolu d'erreur moyenne ($MABE$), la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne ($RMSE$), le test statistique t_{sta} , et la covariance (COV).

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_{i,o} - Y_{i,c})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_{i,o} - \bar{Y}_{i,o})^2} \quad (A1.1)$$

$$MPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y_{i,o} - Y_{i,c}}{Y_{i,o}} \right) \times 100 \quad (A1.2)$$

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{Y_{i,o} - Y_{i,c}}{Y_{i,o}} \right| \right) \times 100 \quad (A1.3)$$

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_{i,o} - Y_{i,c}) \quad (A1.4)$$

$$MABE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (|Y_{i,o} - Y_{i,c}|) \quad (A1.5)$$

$$RMSE = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_{i,o} - Y_{i,c})^2} \quad (A1.6)$$

$$t_{sta} = \sqrt{\frac{(n-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2}} \quad (A1.7)$$

$$COV = \frac{\sum_{i=1}^n (y_{i,c} - \bar{y}_{i,c})(y_{i,o} - \bar{y}_{i,o})}{n} \times 100 \quad (A1.8)$$

Avec $Y_{i,m}$, $Y_{i,c}$, $\bar{Y}_{i,m}$ et n les valeurs observées, calculées, la moyenne des valeurs observées et le nombre d'observation, respectivement.

Annexe II. Propriétés thermo-physiques des fluides de transfert de chaleur

La masse volumique ρ (kg/m^3) est définie par:

$$\rho = \sum_{i=0}^N a_i T^i \quad (A2.1)$$

Avec T en ($^{\circ}C$), et a_i les coefficients des corrélations (tableau A2.1)

FTC	a_0	a_1	a_2	a_3
<i>Therminol VP-1</i> [1]	1083,22	-0,902	$7,369 \cdot 10^{-4}$	$-2,287 \cdot 10^{-6}$
<i>Sel Fondu</i> [2]	2090,18	-0,640	0	0

Tableau A2.1. Coefficients des corrélations de densité.

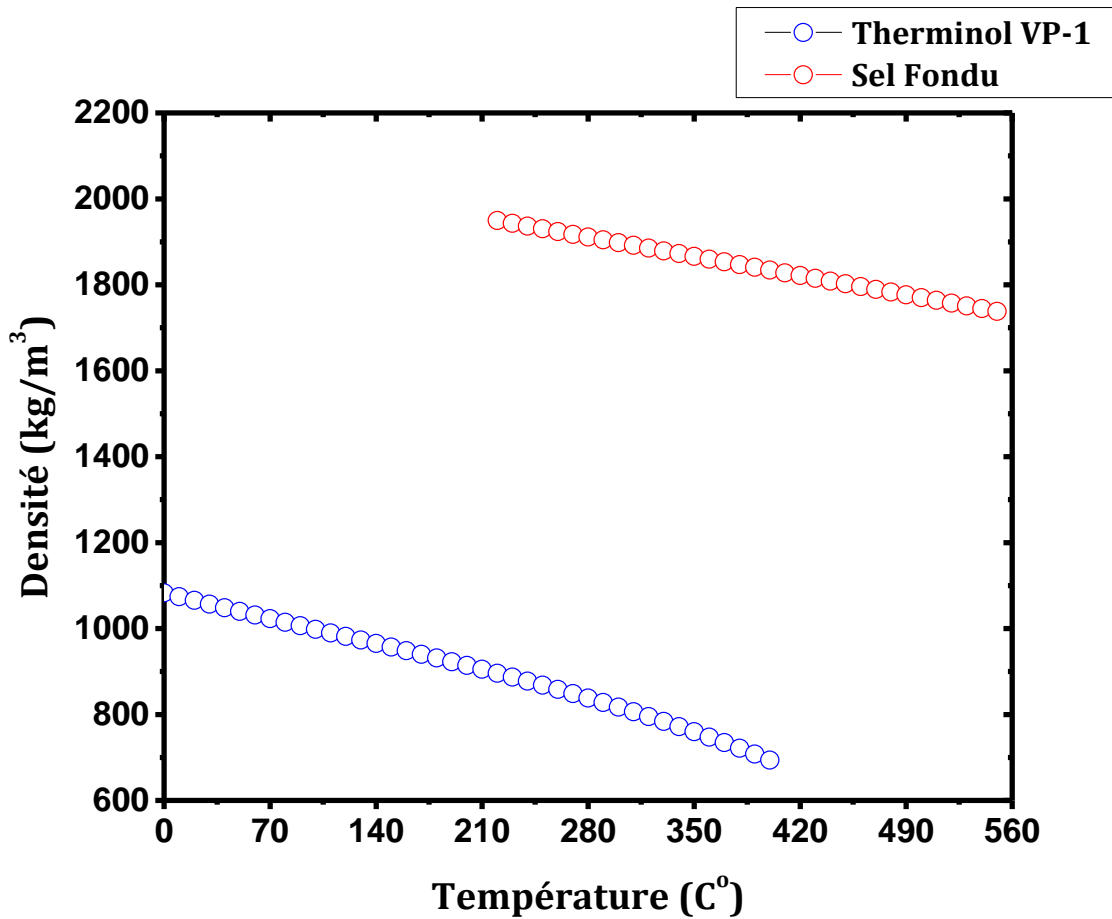


Figure A2.1. Corrélations de densité de deux fluides.

Annexe II. Propriétés thermos-physiques des fluides de transfert de chaleur

La capacité thermique à pression constante (kJ/kg.K) est donnée par:

$$C_p = \sum_{i=0}^N b_i T^i \quad (A2.2)$$

Avec T en (°C), et b_i les coefficients des corrélations (tableau A2.2)

FTC	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4
<i>Therminol VP-1</i> [1]	1,471	$3,497.10^{-3}$	$-4,817.10^{-6}$	$8,400.10^{-9}$	0
<i>Sel Fondu</i> [2]	1,093	$3,755.10^{-3}$	$-1,322.10^{-5}$	$2,112.10^{-8}$	$-1,2.10^{-11}$

Tableau A2.2. Coefficients des corrélations de capacité thermique.

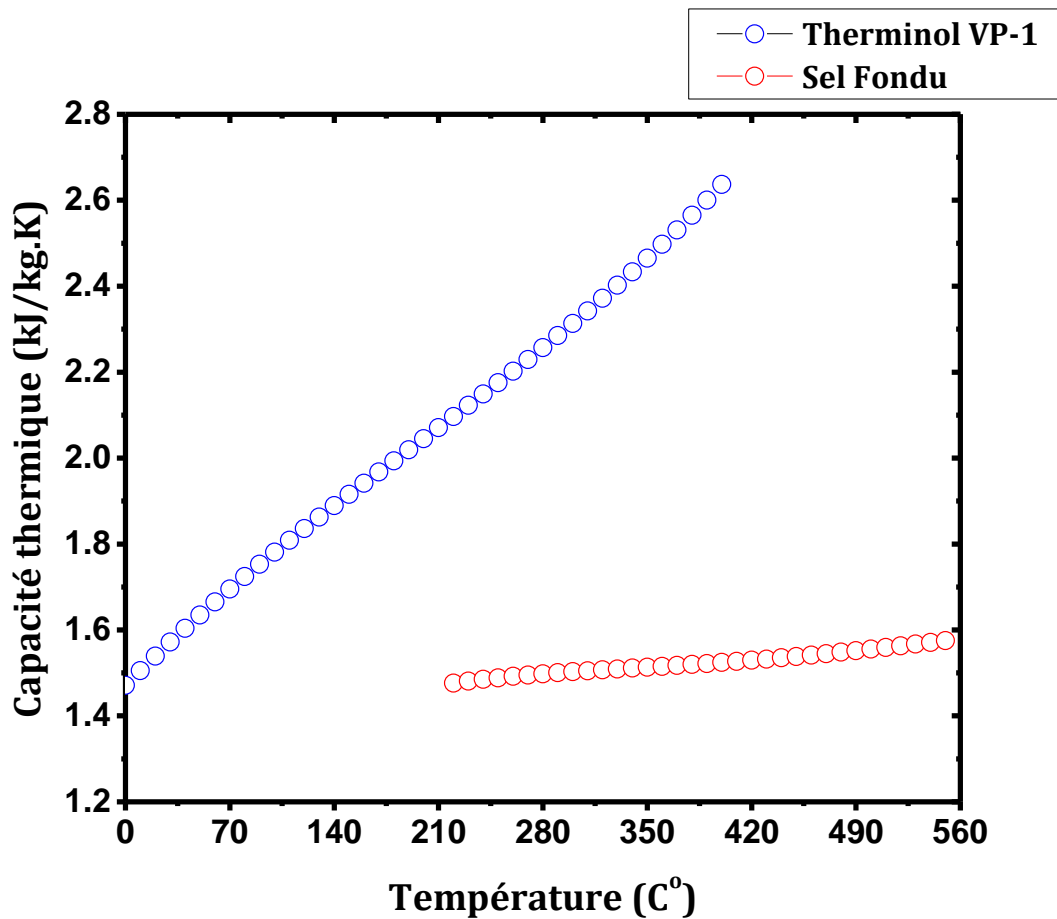


Figure A2.2. Corrélations de capacité thermique de deux fluides.

Annexe II. Propriétés thermos-physiques des fluides de transfert de chaleur

L'enthalpie spécifique (kJ/kg) est donnée par:

$$h = \sum_{i=0}^N c_i T^i \quad (A2.3)$$

Avec T en (°C), et c_i les coefficients des corrélations (tableau A2.3)

FTC	c_0	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5
<i>Therminol VP-1</i> [1]	-18,977	1,513	$1,2908 \cdot 10^{-3}$	$1,201 \cdot 10^{-7}$	0	0
<i>Sel Fondu</i> [2]	-354,845	1,092	$1,877 \cdot 10^{-3}$	$-4,409 \cdot 10^{-6}$	$5,282 \cdot 10^{-9}$	$-2,4 \cdot 10^{-12}$

Tableau A2.3. Coefficients des corrélations d'enthalpie spécifique.

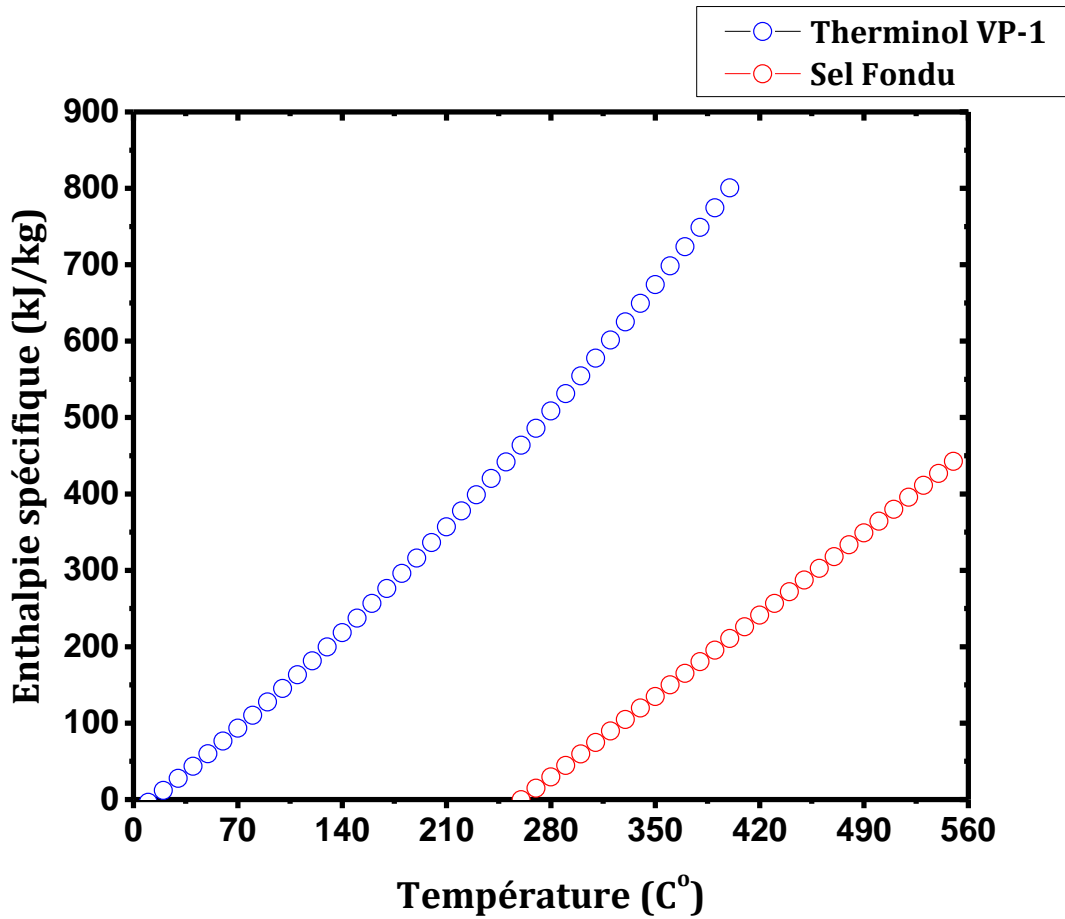


Figure A2.3. Corrélations d'enthalpie spécifique de deux fluides.

Annexe II. Propriétés thermos-physiques des fluides de transfert de chaleur

La conductivité thermique (W/m.K) est présentée par:

$$k = \sum_{i=0}^N d_i T^i \quad (A2.4)$$

Avec T en (°C), et d_i les coefficients des corrélations (tableau A2.4)

FTC	d_0	d_1	d_2
<i>Therminol VP-1</i> [1]	0,138	$-8,738.10^{-5}$	$-1,720.10^{-7}$
<i>Sel Fondu</i> [2]	0,441	$1,953.10^{-4}$	0

Tableau A2.4. Coefficients des corrélations de conductivité thermique.

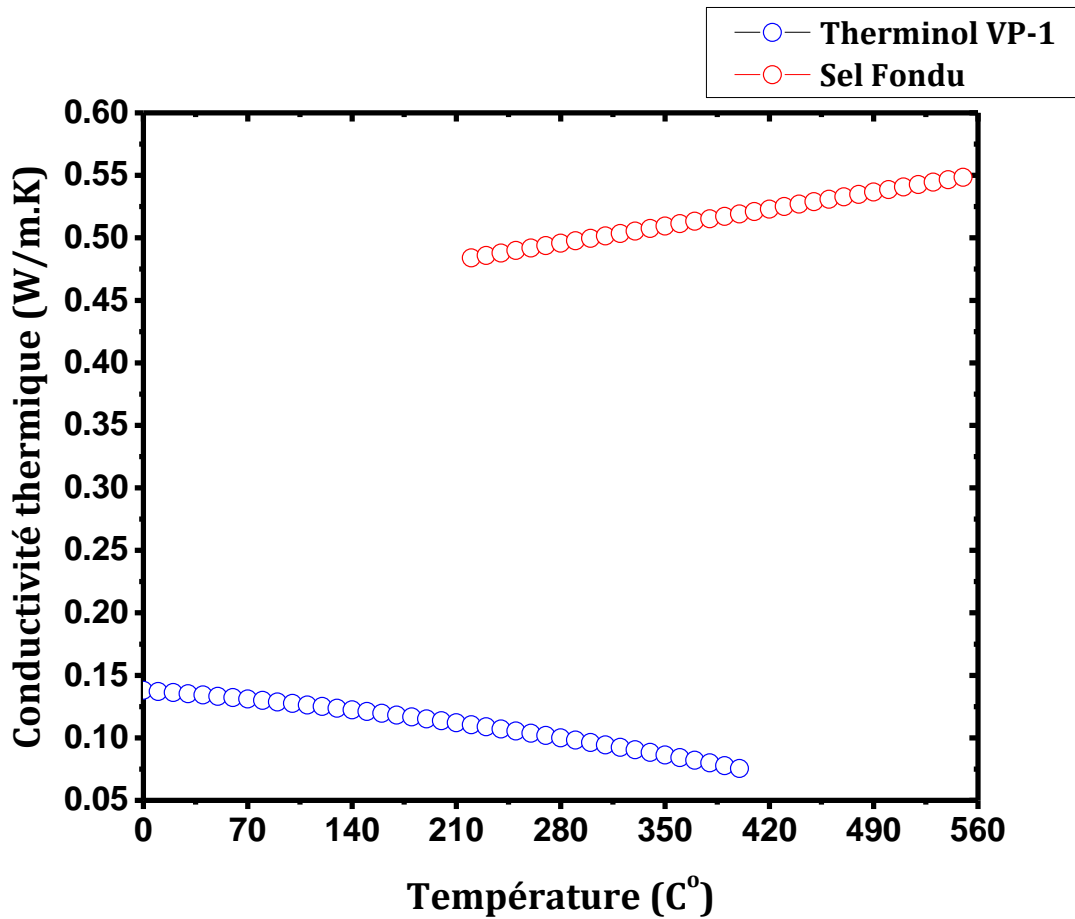


Figure A2.4. Corrélations de conductivité thermique de deux fluides.

Annexe II. Propriétés thermos-physiques des fluides de transfert de chaleur

La viscosité dynamique (mPa.s) est présentée pour l'huile Therminol VP-1 comme suit:

$$\ln \mu = \sum_{i=0}^N e_i T^i \quad (A2.5)$$

Et pour le sel fondu comme suit:

$$\mu = \sum_{i=0}^N e_i T^i \quad (A2.6)$$

Avec T en (°C), et e_i les coefficients des corrélations (tableau A2.5)

FTC	e_0	e_1	e_2	e_3	e_4
<i>Therminol VP-1</i> [1]	2,008	$-2,989.10^{-2}$	$1,207.10^{-4}$	$-2,714.10^{-7}$	$2,370. 10^{-10}$
<i>Sel Fondu</i> [2]	22,713	$-1,200.10^{-1}$	$2,281.10^{-4}$	$-1,474.10^{-7}$	0

Tableau A2.5. Coefficients des corrélations de viscosité dynamique.

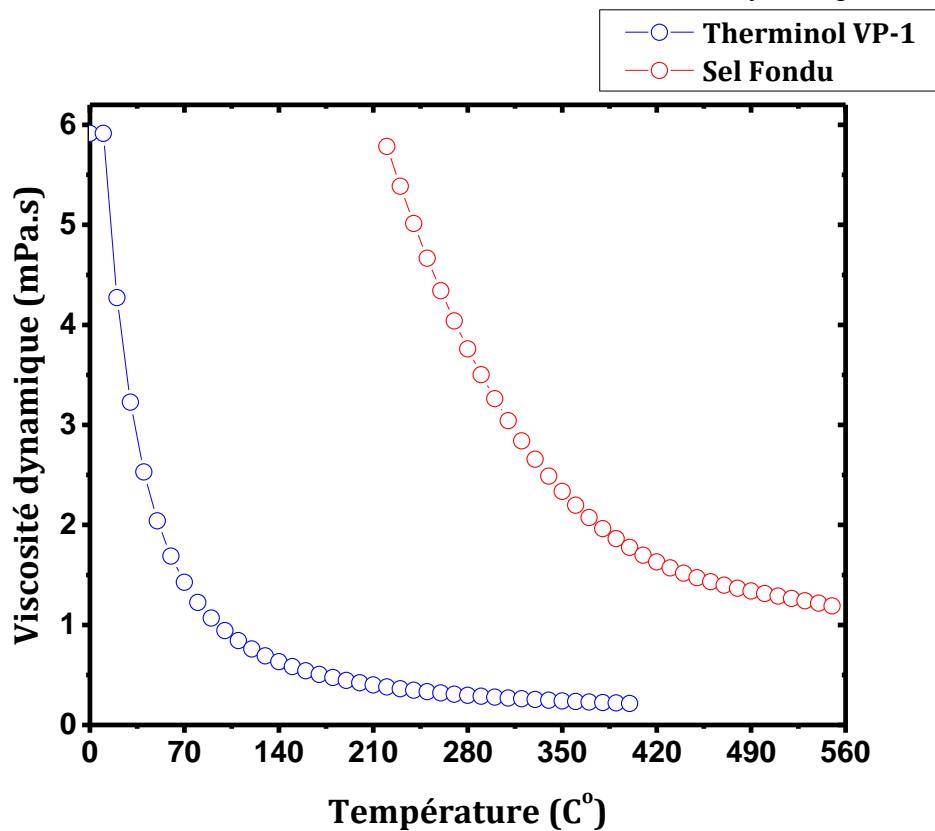


Figure A2.5. Corrélations de viscosité dynamique de deux fluides.

Références

- [1] Solutia Inc. Therminol vp-1, vapor phase/liquid phase heat transfer fluid 54 °f to 750 °f. Technical bulletin 7239115c, 2008.
- [2] Zavoico, AB. Solar Power Tower Design Basis Document. Tech. rep, Sandia National Laboratories, SAND2001-2100, 2001.

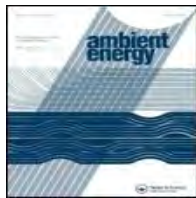
Annexe III. Liste des publications scientifiques

Annexe III. Liste des publications scientifiques

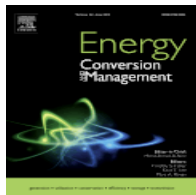
A.III.1. Liste des publications internationales



Boukelia T.E, Mecibah M.S. Parabolic trough solar thermal power plant: potential, and projects development in Algeria. ***Renewable & Sustainable Energy Reviews***, Volume 21, May 2013, Pages 288-297.



Boukelia T.E, Mecibah M.S. Estimation of direct solar irradiance intercepted by solar concentrator in different modes of tracking (Case study: Algeria). ***International Journal of Ambient Energy***, in press. Doi:10.1080/01430750.2013.864587



Boukelia T.E, Mecibah M.S, Meriche I.E. A general model for estimation of monthly mean daily diffuse solar radiation over Algeria. ***Energy Conversion and Management***, Volume 81 (3), 2014, Pages 211-219.

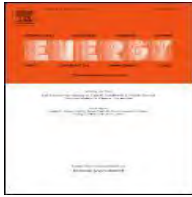


Mecibah M.S, Boukelia T.E, Tahtah R, Gairaa K. Introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on horizontal surface over six locations in Algeria. ***Renewable & Sustainable Energy Reviews***, Volume 36, 2014, Pages 194-202.



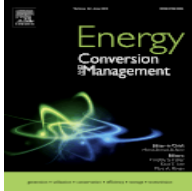
Mecibah M.S, Boukelia T.E, Benyahia N.E. Methodology for management and exploitation of DNI resources for CSP and CVP application (Case study: Algeria). ***International Journal of Energy and Environmental Engineering***. Volume 6(1), 2014, Pages 65-73.

Annexe III. Liste des publications scientifiques



Boukelia T.E, Mecibah M.S, Kumar B.N, Reddy K.S. Investigation of solar parabolic trough power plants with and without integrated TES and FBS using thermic oil and solar salt. **Energy**. Volume 88, 2015, pages 292–303.

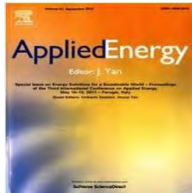
1.



Boukelia T.E, Mecibah M.S, Kumar B.N, Reddy K.S. Optimization, selection and feasibility study of parabolic trough solar thermal power plants under Algerian conditions. **Energy Conversion and Management**, Volume 101, 2015, pages 450–459.



Boukelia T.E, Arslan O, Mecibah M.S. ANN-based optimization of a parabolic trough solar thermal power plant. **Energy**. Under review (revised version).



Boukelia T.E, Arslan O, Mecibah M.S. Potential assessment of using molten salt in parabolic trough solar plant using ANN approach and considering hourly analysis. **Applied Energy**. Under review.

Annexe III. Liste des publications scientifiques

A.III.2. Liste des communications internationales

Boukelia T.E, Mecibah M.S. Sunshine based models for estimation monthly mean daily global solar radiation (Case studies of two southwestern locations in Algeria). Présentée à "**the 5th edition of the International Conference on Electrical Engineering**", Béchar (Algérie).

Boukelia T.E, Mecibah M.S. Simulation of solar radiation intercepted by solar concentrator in different modes of tracking installed in three different Algerian locations. Présentée à "**the International Conference on Electrical Engineering and Automatic**", Sétif (Algérie).

Boukelia T.E, Mecibah M.S. Estimating monthly mean daily global and diffuse solar radiation (Case study: Constantine). Présentée à "**Les Premières Journées Internationales de la physique**", Constantine (Algérie).

Boukelia T.E, Mecibah M.S, Meriche I.E. Design, optimization and feasibility study of parabolic trough solar thermal power plant with integrated TES and BS for Algerian conditions. Présentée à "**the 3rd International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications**," Paris (France).

Boukelia T.E, Mecibah M.S. Estimation the DNI from global and diffuse horizontal irradiance for Algeria. Présentée à "**the 3rd International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications**", Paris (France).

Boukelia T.E, Mecibah M.S. 4E Comparative study of parabolic trough power plant using molten salt as HTF with and without integrated TES and FBS. Présentée à "**the 2nd International Conference on Applied Energetics and Pollution**", Constantine (Algérie).

Boukelia T.E, Mecibah M.S. Comparative study of parabolic trough power plant with integrated TES and FBS using synthetic oil and molten salt. Présentée à "**the 3rd International Conference on Control, Engineering and Information Technology**", Tlemcen (Algérie).

Boukelia T.E, Mecibah M.S, Arslan O, Arat H. Prediction of the levelized cost of electricity of parabolic trough solar thermal power plant using artificial neural networks. Présentée à "**the 1st International Conference on Solar Energy**", Bordj Bou Arreridj (Algérie).

Résumé

Dans la première partie de cette thèse, nous avons commencé par l'estimation du gisement solaire en Algérie. L'utilisation des concentrateurs cylindro-paraboliques solaires implique que les systèmes à concentration fonctionnent seulement avec l'irradiation normale directe (IND). À ce propos, une méthodologie pour estimer l'IND en présence ou en absence des données mesurées de l'éclairement globale et diffuse a été présentée. Lors de l'application de la méthodologie proposée, nous avons obtenu de meilleures performances que ceux des cinq bases de données spatiales. De plus, dans la deuxième partie, une analyse des performances optiques et thermiques du concentrateur cylindro-parabolique a été présentée. Le rayonnement solaire intercepté par le concentrateur dans les différents modes de poursuite, le modificateur de l'angle d'incidence, le facteur d'ombrage et la perte d'extrémité, en plus de la perte thermique et l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique à tout moment peuvent être calculés avec le modèle développé dans cette étude.

La troisième partie présente la conception du cycle de puissance typique avec le cycle de Rankine avec régénération de capacité de 50 MW, pour les installations solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques avec deux fluides caloporteurs différents: huile thermique et sel fondu. Les résultats montrent qu'en raison de la différence dans les paramètres principaux de travail des deux blocs de puissance, on peut constater que le rendement thermique du cycle avec le sel fondu est plus élevé que de celui de Therminol VP-1. La quatrième partie de notre étude est basée sur le développement, l'évaluation et la comparaison de huit configurations différentes (avec le sel fondu et huile thermique comme fluides caloporteurs, avec et sans systèmes de stockage thermique et de brûleur) dans leurs conceptions, leurs rendements (énergétique et exergétique), et leurs facteurs économiques et impacts environnementaux. Les résultats indiquent que par l'intégration du système de stockage et du brûleur ensemble, les centrales semblent être plus technico-économiques, mais du point de vue environnemental, ces premières centrales sont moins efficaces.

Dans la dernière partie, nous avons optimisé les deux centrales avec la méthode de réseau de neurones artificiels. Il est donc indispensable d'obtenir des CMAEs minimales de 9,0 et de 7,9 Cent/kWh à partir des nouvelles installations optimisées d'huile et de sel fondu respectivement. En outre, une étude 4E (Énergétique-Exergétique-Environnementale-Économique) comparative des deux centrales optimisées est présentée, afin de choisir la meilleure technologie à adapter pour l'analyse de la viabilité pour les endroits algériens. L'étude conclut que les endroits algériens semi-arides et arides sont appropriés pour la réalisation des centrales solaires à concentrateurs cylindro-paraboliques intégrées avec système de stockage et brûleur.

Mots clés: Cylindro-parabolique; Centrale; Optimisation; Performance; Rayonnement solaire; Simulation

Abstract

In the first part of thesis, we had started by the estimation of the Algerian solar radiation potential. Because the use of parabolic trough solar collectors implies that these systems only work with the direct normal irradiance (DNI). For this purpose, a proposed methodology for estimating the DNI in the presence or the absence of measured global and diffuse irradiances. When applying the proposed methodology for the calculation of DNI for three Algerian ground stations, we obtained better performances than those of five spatial databases data. Furthermore, an analysis of optical and thermal performances of a parabolic trough solar collector has been presented. The solar radiation intercepted by the solar collector in different modes of tracking, the incidence angle modifier, the row shadowing and the end loss, in addition to the thermal losses and the conversion efficiency in every moment can be calculated using the developed model in this study.

The third part presents the design of the power block with a steam regenerative 50 MW Rankine cycle, for solar installations with parabolic trough solar concentrators, and using two different fluids: thermic oil and molten salt. Due to the difference in the main stream parameters of the two power blocks, we can note that the power cycle efficiency at the assumed nominal conditions of the solar salt plant is higher than Therminol VP-1. While the fourth part of our study is based on evaluation and comparison of eight different configurations of these plants (with molten salt and thermic oil, with and without thermal storage system and backup system) in terms of their design, thermodynamic yield (energetic and exergetic), economic factors and the environmental impacts. The results indicate that the configurations with integrated thermal energy storage and fossil fuel backup system are found to be more techno-economical, but on the other hand, they are less environment friendly.

In the last part, we optimized the two plants using the artificial neural network method. The results show that it is possible to get minimum values of LCOE of 8,3 and 7,0 cent \$/kWh for oil and salt configurations, respectively. Moreover, a 4E (energy–exergy–environment–economic) comparison of the optimized plants is studied, in order to choose the best technology to be adapted in the viability study for Algerian locations. According to the feasibility analysis, the semi-arid and arid Algerian sites are suitable for realization of parabolic trough power plants with integrated thermal energy storage and fuel backup system.

Keywords: Optimization; Parabolic trough; Performance; Plant; Solar radiation; Simulation.

ملخص

في الجزء الأول من هذه الأطروحة, بدأنا بتحديد امكانات الجزائر من الأشعة الشمسية. لأن اللواقط الشمسية المقعرة ذات القطع المكافئ لا تمتص الا الأشعة الشمسية المباشرة, لذلك وضعنا منهجية لحساب هذه النوعية من الأشعة في حالة وجود البيانات المقاسة للأشعة الكلية و المنتشرة أو عددها. عند تطبيق هذه المنهجية على ثلاث محطات جوية لقياس حالة الطقس, تحصلنا على أداءات أفضل من تلك المتحصل عليها من خلال خمس قواعد فضائية بيانية لقياس الأشعة الشمسية. بالإضافة الى ذلك, تحليل الأداء البصري و الحراري لهذا اللاقط الشمسي ذو القطع المكافئ قد تم تقديمه. كمية الأشعة المعترضة في مختلف التوجيهات, معدل زاوية السقوط, درجة التظليل و الضياع الحدي, بالإضافة الى الضياعات الحرارية و درجة الكفاءة في كل لحظة ممكن حسابها باستعمال هذا النموذج المطور.

الجزء الثالث يقدم تصميم الجزء الطاقوي للمحطة باستطاعة تقدر ب 50 ميغاواط الواجب الحاقه بالمنشآت الشمسية المتكونة من هذه النوعية من اللواقط, وباستعمال نوعين من الموائع الحرارية الناقلة للطاقة: الزيت الحراري و الملح المصهور. بسبب الفرق في معالم التيارات الطاقوية لكلا النظامين, نستطيع أن نلاحظ أن أداء المنشأة المرتكزة على الملح المصهور في الظروف القياسية أحسن من ذلك في المنشأة المرتكزة على الزيت الحراري. بينما الجزء الرابع من دراستنا يركز على تقييم و مقارنة ثنائي تشكيلات من هذه المحطات (باستعمال الملح و الزيت ووجود نظامي التخزين الحراري و المساندة أو عددها), من حيث تصميمها, انتاجيتها (الطاقوية و الجهدية), العوامل الاقتصادية و التأثيرات البيئية. النتائج المحصل عليها بينت أن التشكيلات الملحقة بأنظمة التخزين و المساندة أحسن أداء تقني-اقتصادي, لكنها أقل صداقة للبيئة.

في الجزء الأخير, قمنا بتحسين هذه المحطات باستعمال الشبكات العصبية الاصطناعية. النتائج أظهرت امكانية التحصل على كلفة دنيا تقدر ب 8.3 سنتات لكل كيلوواط في المحطة المرتكزة على الزيت كإنتاج العمل, و 7 سنتات لكل كيلوواط في الأخرى المرتكزة على الملح المصهور. بالإضافة لذلك, دراسة مقارنة (طاقوية-جمدية-بيئية-اقتصادية) لهته المحطتين المحسنين قد تم تقديمها لاختيار أحسن تكنولوجيا لدراسة الجدوى (الطاقوية-اقتصادية) في أماكن مختلفة في الجزائر. من خلال هذه الدراسة و جدنا أن معظم المناطق القارية و الصحراوية لها القابلية لاستيعاب هذه المحطات الحرارية الشمسية المرتكزة على اللواقط المقعرة ذات القطع المكافئ.

الكلمات المفتاحية: أشعة شمسية ; أداء ; تحسين ; لاقط مقعر ذو قطع مكافئ ; محاكاة ; محطة.