



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication
et de Conversion Photovoltaïque



Thèse de Doctorat

En Electronique

Option : Electricité solaire

Présenté par :

Koussa Mustapha

Magister en Conversion Thermodynamique de l'Energie Solaire de l'HCR

Intitulé

EFFET DE LA POURSUITE SUR LES PERFORMANCES DES SYSTEMES SOLAIRES A CAPTEURS PLANS.

Soutenu publiquement le **17/06/2012** devant le jury composé de :

Président :	M. LARBES Chérif	Professeur E.N.P.
Directeurs :	M. HADDADI Mourad	Professeur E.N.P.
	M. MALEK Ali	Directeur de Recherche C.D.E.R.
Examineurs :	M. BELHAMEL Mayouf	Directeur de Recherche C.D.E.R.
	M. CHERIFI Abderezzak	Professeur UVSQ IUT Mantes la jolie, France
	M. HADJ ARAB Amar	Directeur de Recherche C.D.E.R.
	M. AIT CHEIKH Med Salah	Maitre de conférences E.N.P.

ENP 2012

REMERCIEMENTS

Tout d'abord je tiens à remercier dieu tout puissant qui m'a donné le courage et les forces pour pouvoir terminer ce travail.

Tous mes remerciements et mon profond respect d'adressent à Monsieur Mourad Haddadi et Ali Malek respectivement Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique et Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies renouvelables qui m'ont proposé le sujet de thèse, leur souplesse, compréhension et ouverture d'esprit qui m'ont offert une large marge de liberté qui m'a permis de terminer ce travail.

Je tiens à remercier les membres du jury, qui ont accepté d'évaluer mon travail.

Que mes profonds remerciements soient adressés à Monsieur Chérif Larbes, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, qui me fait l'honneur de présider ce jury et je tiens aussi à le remercier pour son chaleureux soutien et encouragement qu'il à mon égard.

J'ai aussi l'honneur d'avoir parmi les membres de jury Monsieur M. CHERIFI Abderezzak Professeur UVSQ IUT Mantes la jolie, France dont je tiens aussi à remercier vivement pour avoir accepté à participer à ce jury.

Je tiens également à remercier Monsieur Mayouf Belhamel, Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables d'une part d'avoir accepter de faire partie du jury de ma thèse pour ses encouragements, ses conseils et son soutien pour que je puisse mener mon travail dans les meilleures conditions.

Mes remerciements vont aussi à Monsieur M. AIT CHEIKH Mohamed Saleh Maitre de conférences E.N.P. pour avoir accepté d'être parmi les membres de ce jury.

Je remercie enfin vivement Monsieur M. HADJ ARAB Amar Directeur de recherche C.D.E.R. d'avoir aussi accepté de faire partie des membres du jury.

Biensûr, mes plus vifs remerciements vont aussi à mes chers parents, à ma femme et mes enfants pour leur compréhension et patience et de m'avoir compris et soutenu lors des périodes angoissantes, à mes frères et sœur et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à élaborer ce travail.

تأثير نظام تتبع على أنظمة الشمسية ذات الألواح المسطحة

الملخص

هذا العمل هو أولاً تسليط الضوء على تأثير استخدام آليات التتبع على نظم التحويل فوتوضوئى وهكذا على نظم التحويل الديناميكي الحراري للطاقة باستخدام لوحة مسطحة كلاقط وثانياً لاقتراح نظام تتبع يعمل حسب نظام الحساسى الذاتى باستخدام غزات التبريد كمحرك لاسطواناتان تدوير أجهزة التحويل. ولهاذا استعملت تشكيلات عديدة من الأنظمة الكهروضوئية ركبت على مختلف آليات هوائية تقودان الشمسية التتبع ولها الغرض أيضاً تم اختيار اثنين من الأنظمة الثابتة التقليدية. استناداً إلى بيانات قياس متركزة في منطقتين مناخية للتراب الجزائري، وقد تم تقييم مردود هذه النظم تحت ظروف التشغيل المختلفة بحيث استخدم فائض الكسب كمؤشر للمقارنة. و الهدف من هذه الدراسة أيضاً هو تسليط الضوء على إمكانية التحسن التي يمكن التحصل عميها في المجالات الاقتصادية والبيئية من طرف النظم التي تستعمل أجهزة التتبع بالمقارنة مع نظم الإنتاج التقليدية. وتم أيضاً في هذه الدراسة تسليط الضوء على مدا تأثير نظم التتبع على مردود أجهزة التحويل الترمو حراري للطاقة الشمسية. وبالتالي فقد أدى تحليل النتائج المحصل عليها في الأجزاء المختلفة من هذا العمل الاستخلاص أن استخدام نظم تتبع في مجال تطبيقات النظم التحويل ذات اللوحة المسطحة واعدة جداً، وخاصة فيما يتعلق في تطوير زيادة الحصول على الطاقة والحد من الغازات الضارة بالبيئة. في حين أن الدراسة النظرية لنظام التتبع الذاتى المقترح أظهرت جدوى وبساطة تنفيذها ولكن في نفس الوقت مثل أي نظام تتبع يعمل حسب قانون الحساسية تتميز بكثرة التحرك وعدم الاستقرار خلال تناوب البحث على منطقة وجود شمس هذا ما قد يؤثر على مردود جهاز التحويل الطاقة إذا ما قورن مع نفس الجهاز يعمل حسب نفس الطريقة ولكن باستخدام نظام كهربائي بوصفه كعنصر للتحكم **كلمات المفاتيح**: جهاز التتبع، التحويل الكهروضوئى، وتحويل الحراري، ماتلاب، هومر، المردود، وزيادة الطاقة

Résumé

Ce travail consiste à mettre en évidence l'effet d'utilisation des mécanismes de poursuite sur les performances des systèmes de conversion photovoltaïque et thermodynamique de l'énergie solaire qui utilisent des capteurs plans comme collecteurs. D'autre part il propose un système de poursuite autonome travaillant en mode sensible et utilisant comme éléments moteurs deux vérins pneumatiques entraînés par un fluide frigorigène. A cet effet, plusieurs configurations de systèmes photovoltaïques entraînés par des mécanismes de poursuite ainsi que deux systèmes traditionnels fixes ont été retenus. En se basant sur des données mesurées en deux sites situés dans deux zones climatiques algériennes, les performances de ces systèmes ont été évaluées dans diverses conditions de fonctionnement et dont le gain d'énergie électrique est utilisé comme un indicateur de comparaison. Cette étude consiste aussi à mettre en évidence l'amélioration que peuvent apporter ces systèmes en matière économique et environnementale par rapport aux systèmes de production conventionnels. Nous avons élaboré un travail qui consiste aussi à mettre en évidence l'effet de la poursuite sur les performances d'un système de conversion thermodynamique de l'énergie solaire à capteur plan. L'analyse des résultats obtenus dans les diverses parties de ce travail, nous a conduit à constater que l'utilisation des systèmes de poursuite dans les applications de conversion à capteur plan est très prometteuse, en particulier en matière de gain d'énergie et de réduction des gaz nocifs pour l'environnement. Alors que l'étude théorique du système de poursuite autonome proposé, a montré sa faisabilité, la simplicité de sa réalisation et en contre partie, comme tout système de poursuite fonctionnant en mode sensible, il présente comme inconvénient d'être caractérisé par une grande inertie thermique et une instabilité lors de sa rotation azimutale vers la position du soleil. Ce qui pourra affecter son rendement par rapport à un système travaillant en même mode mais utilisant des systèmes électriques comme éléments sensible et de commande.

Mots clés : Poursuite solaire, conversion photovoltaïque, conversion thermodynamique, MATLAB, HOMER, Performances, gain d'énergie.

TRACKING EFFECT ON FLAT PLATE SOLAR SYSTEMS PERFORMANCES

Abstract

This work has two mains objectives, where the first one is to highlight the effect of tracking mechanisms uses on the photovoltaic and thermodynamics solar energy conversion system's performances using a flat plate as collectors. secondly, is to propose a solar tracking system working in sensitive autonomous mode and using as driver two pneumatic cylinders driven by a refrigerant. For this purpose, several configurations of PV systems trained by these tracking mechanisms as well as two traditional fixed systems were selected. Based on data measurement made in two sites located in two Algerian climatic zones. As results, the performances of these systems have been evaluated for various operating conditions and whose solar energy amount gain is used as a comparison indicator. This study is also to highlight the improvement that can make these systems in economic and environmental compared to conventional production systems. We developed a work that is also to highlight the effect of continued performance of a system of thermodynamic conversion of solar energy solar panel. Analysis of the results obtained in various parts of this work has led us to conclude that the use of tracking systems, conversion applications in flat plate is very promising, especially with regard to energy gain and reduction of environmentally harmful gases. While the theoretical study of the proposed autonomous tracking system showed the feasibility of its implementation simplicity and cons party, like any tracking system operated in a sensible, it has the drawback of being characterized by a large thermal inertia and instability during its rotation to the azimuth position of the sun which may affect its performance against a system working in the same way but using an electric system as an element of control.

Keywords: sun tracker, solar photovoltaic conversion, thermodynamic conversion, MATLAB, HOMER, performances, Energy, Gain

SOMMAIRE

SOMMAIRE

	page
Résumé en langue arabe.....	I
Résumé en langue française.....	I
Résumé en langue anglaise.....	I
Sommaire.....	II
Abréviations et symboles.....	XII
Liste des figures.....	XXIII
Liste des tableaux.....	XLI
INTRODUCTION GENERALE.....	1
1. CHAPITRE 1. ETAT DE L'ART.....	7
1.1 Situation énergétique dans le monde.....	8
<i>1.1.1 Développement économique et production d'électricité</i>	<i>8</i>
<i>1.1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable</i>	<i>9</i>
1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable dans l'Afrique du nord	10
1.3 Situation énergétique en Algérie	12
<i>1.3.1 Gisement pétrolier et gazier.....</i>	<i>13</i>
<i>1.3.2 L'électricité en Algérie</i>	<i>14</i>
<i>1.3.3 Situation des énergies renouvelables en Algérie.....</i>	<i>15</i>
<i>1.3.4 Classification des zones climatiques.....</i>	<i>17</i>
<i>1.3.4.1 Méthode de Koppen Geiger</i>	<i>18</i>
1.4 Domaines d'application des systèmes de poursuite solaire.....	20
<i>1.4.1 Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques.....</i>	<i>20</i>
<i>1.4.2 Les centrales à tour</i>	<i>24</i>
<i>1.4.3 Les centrales à capteurs paraboliques.....</i>	<i>28</i>
<i>1.4.4 Système à miroirs de Fresnel.....</i>	<i>32</i>
<i>1.4.5 Systèmes photovoltaïques.....</i>	<i>34</i>
<i>1.4.5.1 Typologies de parcs au sol : Systèmes fixes</i>	<i>34</i>
<i>1.4.5.2 Typologies de parcs au sol : systèmes motorisés.....</i>	<i>35</i>
1.5 Mode de commande et de contrôle d'un système de poursuite.....	39
<i>1.5.1 Contrôle de la poursuite en boucle fermé.....</i>	<i>40</i>
<i>1.5.2 Contrôle en boucle ouverte</i>	<i>48</i>
<i>1.5.3 Système de poursuite passive</i>	<i>60</i>

SOMMAIRE

2. CHAPITRE 2 OUTILS THEORIQUES ET RECONSTITUTION DES DIFFERENTES COMPOSANTES DU RAYONNEMENT AU SOL.....	62
2.1 Paramètres astronomiques	63
2.2 Modélisation des Systèmes de poursuite solaire.....	63
2.2.1 Systèmes de poursuite tournant autour d'un axe de rotation vertical.....	64
2.2.1.1 Azimut de la surface	64
2.2.1.2 Angle d'incidence.....	64
2.2.2 Système de poursuite tournant autour d'un axe de rotation incliné	65
2.2.2.1 Angle d'incidence θ_i	66
2.2.2.2 L'inclinaison instantanée du panneau.....	67
2.2.2.3 Azimut instantanée du panneau	67
2.2.3 Système de poursuite à axe de rotation horizontal.....	69
2.2.3.1 Poursuite à axe de rotation horizontal orienté Est – Ouest.....	69
2.2.3.1.1 Poursuite avec un seul ajustement par jour	70
2.2.3.1.1.1 Angle d'incidence.....	70
2.2.3.1.1.2 Inclinaison de la surface.....	70
2.2.3.1.1.3 Azimut de la surface γ	71
2.2.3.1.2 Ajustement continu.....	71
2.2.3.1.2.2 Inclinaison de la surface	71
2.2.3.1.2.3 Azimut de la surface.....	71
2.2.3.1.3 Poursuite à axe de rotation horizontal orienté Nord – Sud.....	72
2.2.3.1.3.1 Ajustement continu.....	73
2.2.3.1.3.1.1 Angle d'incidence.....	73
2.2.3.1.3.1.2 Inclinaison du collecteur.....	73
2.2.3.1.3.1.3 Azimut du collecteur.....	73
2.2.4 Poursuite polaire	74
2.2.4.1 Angle d'incidence.....	74
2.2.4.2 Inclinaison du collecteur	75
2.2.4.3 Azimut du collecteur	75
2.2.5 Système de poursuite à deux axes	75
2.2.5.1 Inclinaison instantanée.....	75
2.2.5.2 Azimut instantanée	76

SOMMAIRE

2.3 Modélisation des différentes composantes du rayonnement solaire pour différents états de ciel en fonction des différents paramètres météorologiques...	76
2.3.1 Atténuation du rayonnement solaire par la pellicule atmosphérique.....	76
2.3.1.1 La masse d'air m_a	76
2.3.1.2 Absorption du rayonnement solaire par les différents constituants de l'atmosphère.....	78
2.3.1.3 Diffusion du rayonnement solaire par les constituants de l'atmosphère.....	79
2.3.1.3.1 Diffusion moléculaire (Rayleigh)	79
2.3.1.3.2 Diffusion par les aérosols.....	80
2.3.1.3.3 Rayonnement solaire au sol.....	82
2.3.2 Reconstitution du gisement solaire au sol	83
2.3.2.1 Modèle de reconstitution des composantes du rayonnement solaire par ciel clair.....	84
2.3.2.1.1 Modèles retenus.....	84
2.3.2.1.2 Résultats et discussion	84
2.3.2.2 Modélisation des différentes composantes du rayonnement solaire par ciel quelconque.....	86
2.3.2.3 Moyenne mensuelle par jour.....	87
2.3.2.3.1 Irradiation globale.....	87
2.3.2.3.2 Modèles retenus pour la reconstitution de la moyenne mensuelle jour de l'irradiation diffuse.....	87
2.3.2.3.3 Données utilisées.....	87
2.3.2.3.4 Méthode de comparaison statistique.....	88
2.3.2.3.4.1 L'erreur relative moyenne	89
2.3.2.3.4.2 L'écart relatif moyen.....	89
2.3.2.3.4.3 L'écart quadratique moyen.....	89
2.3.2.3.4.4 L'écart relatif normalisé.....	89
2.3.2.3.4.5 L'écart quadratique normalisé.....	89
2.3.2.3.5 Discussion des résultats	89
2.3.2.3.5.1 Irradiation globale.....	90
2.3.2.3.5.2 Irradiation diffuse.....	94
2.3.2.3.6 Conclusion	96

SOMMAIRE

2.2.2.4	<i>Reconstitution des moyennes mensuelles par heure des irradiances diffuse et globale.....</i>	97
2.3.2.4.1	<i>Modèles retenus.....</i>	97
2.3.2.4.2	<i>Discussion des résultats.....</i>	97
2.3.2.4.2.1	<i>Irradiation globale</i>	97
2.3.2.4.2.1	<i>Irradiation diffuse</i>	98
2.4	Calcul de l'éclairement global sur un plan quelconque.....	101
2.4.1	<i>Eclairement du au rayonnement direct.....</i>	101
2.4.2	<i>Eclairement du au rayonnement diffus.....</i>	102
2.4.3	<i>Eclairement réfléchi par le sol.....</i>	103
3	CHAPITRE 3 EFFET DE LA POURSUITE SUR LES PERFORMANCES DES SYSTEMES SOLAIRES A CAPTEUR PLAN	104
3.1	Systèmes photovoltaïques.....	105
3.1.1	Modèle photovoltaïque retenu.....	105
3.1.1.1	<i>Description du modèle photovoltaïque retenu.....</i>	105
3.1.1.2	<i>Détermination de la Puissance maximale délivrée par un module photovoltaïque</i>	108
3.1.1.3	<i>Effet des paramètres climatiques sur les caractéristiques d'un module photovoltaïque.....</i>	110
3.1.1.4	<i>Effet de du montage série/ parallèle des cellules ou des modules photovoltaïque sur les caractéristiques du générateur.....</i>	112
3.1.2	Effet de l'utilisation des mécanismes de poursuite solaire sur les performances des systèmes photovoltaïques sous les divers états de ciel	113
3.1.2.1	<i>Introduction</i>	113
3.1.2.2	<i>La procédure de collecte de données radiométriques et Météorologiques.....</i>	115
3.1.2.3	<i>Modèles utilisés.....</i>	116
3.1.2.4	<i>Résultats et discussion</i>	116
3.1.2.4.1	<i>Site de Bouzaréah.....</i>	118
3.1.2.4.1.1	<i>Ciel clair.....</i>	118
3.1.2.4.1.2	<i>Journées Partiellement claires</i>	125
3.1.2.4.1.3	<i>Journées couvertes.....</i>	129
3.1.2.4.2	<i>Application sur le site de Ghardaïa.....</i>	132

SOMMAIRE

3.1.2.5	Conclusion.....	133
3.1.3	Etude expérimentale de l'effet des systèmes de poursuite sur les performances d'un système photovoltaïque.....	136
3.1.3.1	Présentation des deux systèmes.....	136
3.1.3.2	Commande des deux systèmes.....	137
3.1.3.3	Description du système électromécanique.....	141
3.1.3.4	Montage expérimental.....	142
3.1.3.5	Résultats et discussion.....	145
3.1.4	Performances mensuelles et annuelles.....	148
3.1.4.1	Les données utilisées.....	148
3.1.4.2	Résultats et discussion.....	148
3.1.4.2.1	Résultats journaliers.....	149
3.1.4.2.2	Résultats mensuels.....	149
3.1.4.2.3	Résultats annuels.....	156
3.1.4.3	Conclusion.....	159
3.1.5.	Estimation des performances d'un système Photovoltaïque à long terme en fonction des données météorologiques. Méthode Phi-F- chart.....	160
3.1.5.1	Introduction.....	160
3.1.5.2	Description de la méthode.....	161
3.1.5.2.1	L'énergie électrique excédentaire.....	162
3.1.5.2.2	Energie électrique utilisable.....	162
3.1.5.2.3	Fraction de la charge couverte par le système sans utilisation du système de stockage.....	162
3.1.5.2.4	Moyenne mensuelle par jour des énergies électriques mises en jeux.....	163
3.1.5.2.5	Moyenne mensuelle par jour de la charge couverte par le système (sans système de stockage).....	163
3.1.5.2.6	Moyenne mensuelle par jour de la charge couverte par le système (avec système de stockage).....	163
3.1.5.3	Développement du programme et validation.....	165
3.1.5.3.1	Développement du programme.....	165
3.1.5.4	Performances à long terme des systèmes PV utilisant des systèmes de poursuite.....	166

SOMMAIRE

3.1.5.4.1	<i>Caractéristiques du module photovoltaïque utilisé.....</i>	167
3.1.5.4.2	<i>Reconstitution des moyennes mensuelles par jour des Irradiations globale et diffuse sur un plan incliné.....</i>	167
3.1.5.4.3	<i>Sites retenus.....</i>	167
3.1.5.4.4	<i>Données utilisées.....</i>	167
3.1.5.4.5	<i>Profil de charge électrique.....</i>	169
3.1.5.4.6	<i>Résultats et discussion.....</i>	171
3.1.5.4.6.1	<i>Programme développé.....</i>	171
3.1.5.4.6.2	<i>Performances mensuelles.....</i>	173
3.1.5.4.6.3	<i>Résultats annuels.....</i>	177
3.1.6	<i>Impact environnementaux et économiques des systèmes de poursuite....</i>	179
3.1.6.1	<i>Introduction.....</i>	179
3.1.6.2	<i>Les différents indicateurs environnementaux et économiques.....</i>	180
3.1.6.2.1	<i>L'Emission.....</i>	180
3.1.6.2.2	<i>La fraction des énergies renouvelables.....</i>	180
3.1.6.2.3	<i>Le coût.....</i>	181
3.1.6.3	<i>Description du système et de son fonctionnement.....</i>	181
3.1.6.4	<i>Sites retenus et les ressources énergétiques renouvelables Correspondantes.....</i>	182
3.1.6.5	<i>Profil de la charge électrique.....</i>	182
3.1.6.6	<i>Caractéristiques des composantes du système retenu.....</i>	184
3.1.6.6.1	<i>Le générateur photovoltaïque.....</i>	184
3.1.6.6.2	<i>Le convertisseur de puissance.....</i>	184
3.1.6.6.3	<i>Système de stockage.....</i>	184
3.1.6.7	<i>Configurations des systèmes de poursuites retenus.....</i>	185
3.1.6.8	<i>Résultats et discussion.....</i>	185
3.1.6.9	<i>Conclusion.....</i>	189
3.2	<i>Effet de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe eau solaire.....</i>	192
3.2.1	<i>Introduction.....</i>	192
3.2.2	<i>Description d'un chauffe eau solaire.....</i>	194
3.2.2.1	<i>Eléments constituant le capteur solaire.....</i>	195
3.2.2.2	<i>Le fluide caloporteur.....</i>	196

SOMMAIRE

3.2.2.3	Couverture transparente.....	196
3.2.2.4	L'isolation des parois arrière et latérale.....	197
3.2.2.5	Détermination des caractéristiques optiques du vitrage.....	197
3.2.2.5.1	Réflexion du rayonnement solaire.....	197
3.2.2.5.2	Coefficient de transmission τ_a après absorption de l'onde par la couverture.....	199
3.2.2.5.3	Phénomène de multi-réflexion Absorbeur – Vitrage.....	200
3.2.2.6	Bilan thermique du capteur plan solaire.....	201
3.2.2.6.1	Bilan thermique de la couverture transparente.....	201
3.2.2.6.2	Bilan thermique au niveau de l'absorbeur.....	205
3.2.2.7	Bilan thermique au niveau de la cuve de stockage.....	210
3.2.2.8	Simulation du système chauffe eau solaire.....	220
3.2.2.9	Validation expérimentale du programme développé.....	223
3.2.3	Effet de poursuite du soleil par un changement d'orientation du capteur solaire au cours de la journée.....	228
3.2.3.1	Les mécanismes retenus.....	229
3.2.3.2	Méthodologie adoptée.....	230
3.2.3.3	Résultats et discussion.....	230
3.2.3.3.1	Axe de rotation vertical.....	230
3.2.3.3.2	Axe de rotation incliné.....	232
3.2.3.4	Optimisation des angles d'orientation du collecteur plan.....	235
3.2.4	Effet à long terme de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe solaire.....	238
3.2.4.1	Description des méthodes.....	239
3.2.4.1.1	Méthode d'utilisabilité ϕ_{cu} pour un chauffe eau solaire ...	239
3.2.4.1.2	Méthode f-chart.....	241
3.2.4.1.2.1	Equations de base de la méthode f-chart.....	241
3.2.4.1.2.2	Effet de la capacité de stockage.....	243
3.2.4.1.2.3	Effet des températures T_{bes} et TR	243
3.2.4.1.2.4	Calcul de la charge calorifique mensuelle...	244
3.2.4.1.2.5	La demande en eau chaude Mec.....	244
3.2.4.1.2.6	La température de l'eau du réseau.....	244
3.2.4.1.3	Méthode $\bar{\phi} - f$ Chart.....	245

SOMMAIRE

3.2.5 Comparaison des performances des différents systèmes de poursuite retenus.....	246
3.2.5.1 Validation des résultats obtenus par programme.....	248
3.2.5.2 Caractéristiques des composantes du système utilisé.....	249
3.2.5.3 Résultats et discussions.....	250
3.2.5.4 Application de la méthode aux systèmes de poursuite considérés.....	251
3.2.5.5 Résultats et discussion.....	253
3.2.5.6 Conclusion.....	260
4. SYSTEME DE POURSUITE PROPOSE.....	262
4.1 Présentation du système.....	262
4.2 Calcul des surfaces éclairées	263
4.2.1 Cas limite d'équilibre.....	263
4.2.2 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_2 \leq \theta_i \leq \theta_3$	264
4.2.3 Tranche où l'angle d'incidence $\theta_3 \leq \theta_i \leq \theta_4$	266
4.2.4 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_4 \leq \theta_i \leq \theta_5$	267
4.2.5 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_5 \leq \theta_i \leq \theta_6$	268
4.3 Effet des dimensions des différents éléments constituant le système d'ombrage.....	270
4.4 Inertie thermique du système.....	276
4.4.1 Définition	276
4.4.1.2 Procédure expérimentale.....	277
4.4.3 Calcul de la constante de temps	279
4.5 Bilan thermique du système	280
4.5.1 Bilan thermique de l'enveloppe vitré	281
4.5.2 Bilan thermique au niveau de l'absorbeur	286
4.5.3 Bilan thermique au niveau du fluide	290
4.6 Evaluation des performances du système	290
4.7 Etude du comportement réel du système	301
4.7.1 Modélisation du comportement du système	301
4.7.2 Résultats et discussion	305
4.7.2.1 Effet du diamètre du piston	308

SOMMAIRE

<i>4.7.2.2 Effet de la longueur du Bras de levier</i>	308
<i>5.7.2.3 Effet du coefficient d'amortissement</i>	309
4.8 Conclusion	309
5 CONCLUSION ET PERSPECTIVES	315
REFERENCES	320
ANNEXES	
<i>Annexe A</i> Mouvement apparent du soleil	332
<i>Annexe B</i> Calcul du temps	342
<i>Annexe C</i> Angle d'incidence	344
<i>Annexe D</i> Eclairage et irradiation extraterrestre	349
<i>Annexe E</i> Caractéristiques thermodynamiques de l'air	357
<i>Annexe F</i> Caractéristiques thermodynamiques de l'eau	358
<i>Annexe G1</i> Caractéristiques thermo-physiques du capteur solaire ORASET	359
<i>Annexe G2</i> Caractéristiques thermo-physiques du de la cuve de stockage ORASET	360
<i>Annexe H</i> Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculée pour les différentes configurations retenues et selon un changement d'orientation de trois fois/jour (Système OVS3P).....	361
<i>Annexe I</i> Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculée pour les différentes configurations retenues et selon un changement de l'inclinaison effective à raison de trois fois/jour (Système OIS3P).....	363
PUBLICATIONS	365
...	

a	Facteur d'idéalité du module photovoltaïque sous les conditions de fonctionnement réelles	
A_{ab}	Surface de l'absorbeur du capteur	m^2
A_{la}	Surface latérale du caisson du capteur solaire	m^2
A_{ces}	Surface de capteur plan	m^2
A_m	Coefficient d'amortissement	$N/(m/s)$
A_{pc}	Surface du fond circulaire de la cuve de stockage rapportée au diamètre de la paroi	m^2
a_{ref}	Facteur d'idéalité dans les conditions de références	
A_{ic}	Surface intérieure du tube du capteur plan	m^2
A_v	Surface de couverture transparente	m^2
a_v	Coefficient d'absorption de la couverture vitrée	
A_z	Azimut du soleil	degrés
$B(\beta, \gamma)$	Eclairement du au rayonnement direct incident sur une surface ayant une inclinaison β et une orientation γ	W/m^2
B_n	Eclairement du au rayonnement direct incident sur une surface normale à la direction des rayons solaires	W/m^2
COE	Prix du kWh	Dollars
C_{pair}	Capacité calorifique de l'air	Joules/kg $^\circ$ K
C_{peau}	Capacité calorifique de l'eau	Joules/kg $^\circ$ K
C_{pv}	Capacité calorifique du verre	Joules/kg $^\circ$ K
C_{pa}	Capacité calorifique du collecteur du chauffe eau solaire	Joule/kg $^\circ$ K
$D(\beta, \gamma)$	Eclairement du au rayonnement diffus incident sur une surface ayant une inclinaison β et une orientation γ	W/m^2
D_{eq}	Diamètre équivalent de l'espace annulaire de la cuve de stockage	m
D_{hy}	Diamètre hydraulique	m
D_h	Eclairement du au rayonnement diffus incident sur une surface horizontale	W/m^2
D_L	Durée astronomique du jour	heure
D_{pa}	Diamètre des deux couvercles rapporté au diamètre de la paroi Pa	m
D_{pai}	Diamètre intérieur de l'enveloppe Pa de la cuve de stockage	m
Dr	Coefficient de diffusion de Rayleigh	
D_{ste}	Diamètre extérieur de la cuve de stockage	m

D_{te}	Diamètre extérieur des tubes du radiateur	m
D_{ti}	Diamètre intérieur des tubes du radiateur	m
e_{ab}	Épaisseur de l'absorbeur	m
e_{gap}	Énergie du semi-conducteur de la bande dite interdite (1,12 eV pour le silicium et 1,35 eV pour GAG)	eV
e_{isLa}	Épaisseur de la couche d'isolation fixée sur la face arrière du capteur plan.....	m
	Distance entre l'absorbeur et le vitrage	m
e_v	épaisseur du vitrage	m
F	Éfficacité de l'ailette de l'absorbeur	
f_{ces}	Moyenne mensuelle par jour de fraction de la charge couverte par le système chauffe eau solaire.....	%
f_d	Coefficient de friction de Darcy	
F_{pv}	Fractions d'énergie produite par le système photovoltaïque servant à couvrir la charge avec utilisation d'un système de stockage	%
F_{opv}	Fractions d'énergie produite par le système photovoltaïque servant à couvrir la charge sans utilisation d'un système de stockage	%
f_{opv}	Fraction de la charge horaire couverte par le système PV sans utilisation du système de stockage	%
F_R	Coefficient d'extraction thermique de l'absorbeur	
F'	Éfficacité de l'absorbeur du capteur	
F'_R	Rendement d'échange du capteur	
$G(\beta, \gamma)$	Eclairement du au rayonnement global incident sur une surface ayant une inclinaison β et une orientation γ	W/m ²
g	Accélération de la pesanteur	m/s ²
G_{tc}	Irradiation globale critique	Wh/m ²
G_{loa}	Moyenne mensuelle par jour de l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque utilisée directement pour couvrir la charge.....	kWh
G_h	Eclairement du au rayonnement global incident sur une surface Horizontale	W/m ²
G_{ex}	Moyenne mensuelle par jour de l'énergie électrique excédentaire produite par le système photovoltaïque	kWh
G_{ref}	Eclairement solaire global de référence égal à 1000 W/m ²	
Gr	Nombres de Grashof	

H	Hauteur de la paroi d'ombrage P1	m
h	Hauteur du soleil exprimée en degrés	Degrés
h_{dp}	Coefficient d'échange diphasique entre le fluide frigorigène et la paroi intérieure de l'absorbeur	W/m ² °K
h_{ce}	Coefficient d'échange convectif sensible entre le fluide frigorigène et la paroi interne de l'absorbeur	W/m ² °K
h_{fg}	Chaleur latente de vaporisation du fluide frigorigène	kJ/kg°K
h_{cn}	Coefficient d'échange convectif nucléé entre le fluide frigorigène et la paroi interne de l'absorbeur	W/m ² °K
$h_{cv-ab-f}$	Coefficient d'échange convectif entre la surface intérieur du tube collecteur et le fluide caloporteur	W/m ² °K
$h_{cv-ve-x}$	Coefficient d'échange convectif entre la surface extérieure du vitrage et l'ambiance W/m ² °K	W/m ² °K
$h_{r-Vi-ab}$	Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement électromagnétique entre le l'absorbeur et le vitrage est exprimé	W/m ² °K
$h_{cv-eve-ex}$	Coefficient d'échange convectif entre l'air et les faces extérieures des couvercles de la cuve de stockage	W/m ² °K
$h_{cv-ste-f-r}$	Coefficient d'échange convectif entre la paroi extérieure P_{st} de la cuve de stockage et le fluide caloporteur	W/m ² °K
$h_{cv-f-pai-r}$	Coefficient d'échange convectif entre le fluide caloporteur et la face intérieure de la paroi P_a de la cuve de stockage	W/m ² °K
HR	Humidité relative.....	%
h_{r-ve-s}	Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement de grande longueur d'onde entre la face extérieure du vitrage et la voute céleste	W/m ² °K
I	Courant débité par le générateur photovoltaïque dans les conditions réelles	A
I_L	Photo-courant généré par le générateur photovoltaïque	A
I_0	Courant inverse de saturation de la diode	A
$I_{L,ref}$	Photo-courant délivré par le module photovoltaïque dans les conditions de référence de fonctionnement	A
$I_{o,ref}$	Courant inverse de saturation de la diode dans le cas de fonctionnement dans les conditions de référence	A
$I_{sc,ref}$	Courant de court circuit délivré par le générateur photovoltaïque	

	dans les conditions de référence	A
I_{sc}	Courant de court circuit débité par le générateur photovoltaïque dans les conditions normales de fonctionnement	A
$I_{L,tot}$	Photo-courant: total délivré par le générateur photovoltaïque	A
I_{0tot}	Courant inverse total de saturation de la diode	A
I_{tot}	Courant total débité par le générateur photovoltaïque	A
I_{mp}	Courant débité par le générateur photovoltaïque au point de fonctionnement de puissance maximale.....	A
k	Constante de Boltzmann, $1.381 \cdot 10^{-23} \text{ J/ } ^\circ\text{K}$	
k_{ab}	Coefficient de conduction thermique de l'absorbeur	W/m [°] K
k_{air}	Conductibilité thermique de l'air.....	W/m °K
K_D	Rapport de l'irradiation diffuse mesurée sur une surface horizontale par l'irradiation globale mesurée sur la même surface	
k_e	Coefficient d'extinction du vitrage	W/m [°] K
k_{is}	Coefficient de conduction thermique de l'isolant.....	W/m [°] K
k_s	Coefficient de conduction de la soudure des tubes contre l'absorbeur.....	W/m [°] K
K_T	Indice de clarté ou rapport d'irradiation globale mesuré sur une surface horizontal au sol par celle calculée à la limite de l'atmosphère sur la même surface	
k_T	Moyenne mensuelle par heure de l'indice de clarté	
k_v	Conductibilité thermique du verre	W/m [°] K
\overline{Loa}_h	Charge électrique horaire moyenne	Wh
L_{tc}	Longueur des tubes du radiateur du chauffe eau solaire	m
L_{oat}	Charge thermique totale durant le mois	M.Joules
L_{red}	Longueur réduite du centre de gravité du système proposé.....	m
l	Largeur de paroi d'ombrage P2	m
M_{air}	Masse d'air contenue dans l'élément sensible	kg
m_a	Masse d'air ou trajet optique du rayonnement solaire	
M_{ab}	Masse de l'absorbeur	kg
MBE	Ecart moyen entre les irradiations mesurées et calculées.....	kWh/ m ²
M_{cv}	Masse de la couverture vitrée du capteur solaire	kg
mf	Débit du fluide caloporteur dans chauffe eau solaire	kg/s
M_{fr}	Masse du fluide frigorigène contenue dans l'élément sensible.....	kg
MPE	Ecart relatif moyen entre les valeurs mesurées et calculées.....	%

m_r	Masse d'air réduite	
$NMBE$	Ecart moyen normalisé entre les valeurs mesurées et calculées.....	%
$NMRS$	Ecart quadratique moyen normalisé entre les valeurs mesurées et calcul.....	%
E	Nombre des cellules constituant le module photovoltaïque	
N_s	Température de la cellule photovoltaïque dans les conditions normales de	
$NOCT$	fonctionnement ($T_a = 20^\circ \text{C}$, Eclairement global = 800 W/m^2 et vitesse du vent de 1 m/s)	$^\circ\text{K}$
NS	Nombre de modules montés en série	
NP	Nombre de modules montés en Parallèle	
NPC	Coût net actuel.....	Dollars
n_1	Indices de réfraction de l'air	
n_2	Indices de réfraction du vitrage	
N_u	Nombre de Nusselt	
P_{ph}	Puissance produite par le générateur photovoltaïque dans les conditions réelles de fonctionnement	W
Pa	Pression atmosphérique	Pa
P_{az}	Pression atmosphérique à une altitude z	Pa
P_{a-mer}	Pression atmosphérique au niveau de la mer ($z=0$)	Pa
P_{ph}	Energie électrique horaire délivrée par le générateur photovoltaïque	Wh
$P_{exe,h}$	Moyenne mensuelle par heure de l'énergie électrique excédentaire produite par le système photovoltaïque	Wh
$P_{oad,h}$	Moyenne mensuelle par heure de l'énergie électrique directement pour couvrir la charge	Wh
$P_{loa,j}$	Moyenne mensuelle par jour de l'énergie électrique produite par le système Photovoltaïque et utilisée directement pour couvrir la charge.....	kWh
P_r	Coefficient de Prandtl	
P_{mp}	Puissance délivrée par le générateur photovoltaïque au point de fonctionnement maximum	W
P_{sat}	Pression de saturation du fluide frigorigène	Pa
P_f	Pression du fluide frigorigène à l'intérieur de l'absorbeur	Pa
P_{air}	Pression de l'air à l'intérieur de l'absorbeur	Pa
$P_{c,f}$	Pression critique du fluide frigorigène	Pa

q	Charge d'un électron $1,602 \cdot 10^{-19}$ C	
Q_{sv}	Eclairement solaire absorbée par la vitre	W
Q_b	Capacité énergétique des batteries de stockage	Kwh
$Q_{cv-Ve-ex}$	Puissance échangée par convection entre la surface vitrée et le milieu ambiant.....	W
Q_{r-Ve-s}	Puissance échangée par rayonnement de grande longueur d'onde entre la face extérieure du vitrage et la voute céleste	W
$Q_{cv-Vi-ai}$	Puissance échangée par convection – conduction entre le vitrage et la lame d'air située entre la couverture vitrée et l'absorbeur	W
$Q_{r-Vi-ab}$	Puissance échangée par rayonnement électromagnétique entre le vitrage et la plaque absorbante	W
Q_{s-ab}	Eclairement solaire transmis à travers la couverture transparente et incident sur le collecteur	W
$Q_{cv-ab-ai}$	Puissance échangée par convection entre l'absorbeur et l'air contenu entre le vitrage et l'absorbeur	W
$Q_{r-ab-Vi}$	Puissance échangée par rayonnement électromagnétique entre l'absorbeur et la face intérieure du vitrage	W
$Q_{cd-ab-is}$	Puissance échangée par conduction entre l'absorbeur et le milieu extérieur à travers la couche de l'isolation arrière.....	W
$Q_{cd-ai-isl}$	Puissance échangée entre la surface latérale du capteur et le milieu ambiant extérieur	W
Q_{t-ab-f}	Puissance convective échangée entre la face interne du vitrage et l'air situé dans l'espace annulaire entre la face externe de l'absorbeur et la face interne de l'enveloppe	W
Q_{r-ab-v}	Puissance radiative échangée entre l'absorbeur et le vitrage	W
Q_{ab-f}	Puissance transmise par l'absorbeur vers le fluide enfermé dans le tube	W
$R(\beta, \gamma)$	Eclairement solaire réfléchi par le sol et incident sur une surface ayant une inclinaison β et une orientation γ	W/m ²
R_a	Nombre de Rayleigh	
R_b	Facteur de forme entre une surface normal au rayonnement solaire et une surface horizontale	
$R_{cv-Ve-ex}$	Résistance thermique entre le vitrage et le milieu ambiant	m ² °K/W
$R_{cd-ab-is}$	Résistance thermique équivalente entre l'absorbeur et le milieu	

	Environnant.....	m^2K/W
$R_{cv-ab-f}$	Résistance thermique équivalente du transfert de chaleur entre le fluide caloporteur et la paroi intérieure du tube	m^2K/W
$R_{cv-f-pa-a}$	Résistance thermique équivalente relative au transfert de chaleur entre le fluide et la face intérieure de la paroi Pa.....	m^2K/W
$R_{cv-f-pai}$	Résistance thermique liée au transfert de chaleur par convection dans l'espace annulaire	m^2K/W
$R_{eq-st-ex}$	Résistance équivalent relative à l'échange de chaleur entre le stockage et le milieu extérieur	m^2K/W
\bar{Rb}	Moyenne mensuelle par heure du facteur de forme entre le collecteur et le milieu environnant	m^2K/W
$RMSE$	Ecart quadratique moyen entre les valeurs mesurées et calculées.....	kWh/m^2
R_{r-ve-s}	Résistance équivalente au transfert de chaleur par rayonnement infrarouge entre le vitrage et la voûte céleste	m^2K/W
$R_{r-vi-ab}$	Résistance équivalente de l'échange radiatif entre le vitrage et l'absorbeur	m^2K/W
R_s	Résistance série du circuit électrique équivalent du générateur photovoltaïque	Ohm
$R_{s,tot}$	Résistance série totale du générateur photovoltaïque	Ohm
R_{st}	Rapport de la capacité thermique du stockage standard par unité de surface du collecteur ($350 \text{ kJ/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$) par celle correspondant au volume actuel.	
r_g	Constante des gaz parfaits $287 \text{ Joules/Kg.}^\circ\text{K}$	
R_f	Longueur du bras de levier du mécanisme proposé.....	m
R_r	Constante de gaz (R134a)	$J/kg^\circ\text{K}$
Sc	Surface du panneau photovoltaïque	m^2
T_a	Température du milieu environnant	$^\circ\text{C}$
T_{ai}	Température de l'air contenu dans l'espace annulaire contenu entre l'absorbeur et la couverture transparente.....	$^\circ\text{C}$
T_{bes}	Températures de besoin en eau chaude sanitaire.....	$^\circ\text{C}$
T_c	Température de la cellule photovoltaïque	$^\circ\text{C}$
$T_{c,ref}$	Température de la cellule photovoltaïque sous les conditions de référence (généralement 1000 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$).	$^\circ\text{C}$
T_{ab}	Température de l'absorbeur	$^\circ\text{C}$

T_{abm}	Température moyenne de l'absorbeur	°C
T_{ev}	Température de l'enveloppe externe du réservoir de stockage	°C
T_{fe}	Température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur	
T_s	Température du ciel	°C
T_{st}	Température de l'eau contenue dans le réservoir de stockage	°C
T_{ref}	Température de référence d'eau chaude sanitaire (100°C).	
T_R	Température d'eau de réseau.....	°C
T_v	Température du vitrage du chauffe eau solaire	°C
U_{ar}	Coefficient de perte à travers la surface arrière du caisson du capteur.	W/m ² °K
U_{av}	Coefficient de perte du capteur à travers la couverture transparente	W/m ² °K
U_{ls}	Coefficient de perte à travers la surface latérale du caisson du capteur.....	W/m ² °K
U_{pg}	Coefficient de perte globale du chauffe eau solaire	W/m ² °C
V	Tension aux bornes du générateur photovoltaïque dans les conditions réelles de fonctionnement	V
V_v	Vitesse du vent	m/s
V_0	Volume intérieur de l'absorbeur du système proposé	m ³
V_{ec}	Vitesse d'écoulement du fluide caloporteur dans l'espace annulaire de la cuve de stockage.....	m/s
v_f	Volume spécifique du fluide frigorigène	m ³ /kg
V_{mp}	Tension aux bornes du générateur photovoltaïque au point de fonctionnement en puissance maximum	V
$V_{oc,ref}$	Tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque dans les conditions de référence	V
V_{oc}	Tension aux bornes du générateur PV dans les conditions de circuit ouvert	V
V_{tot}	Tension totale aux bornes du générateur photovoltaïque	V
W	Entre axe entre les tubes du capteur	m
X_c	Irradiation globale critique adimensionnel	
X_g	Moment d'inertie de masse totale des modules photovoltaïques, de la structure porteuse, de la partie sensible du système de poursuite	kgm ²
X_{tt}	Coefficient de Lockhart-Martinelli	

z	Altitude	m
Z_f	Facteur de compressibilité du fluide frigorigène	
LETTRES GRECS		
α_{air}	Diffusivité thermique de l'air	m ² /s
α_{eau}	Diffusivité thermique de l'eau	m ² /s
α_n	Coefficient d'absorption de la plaque sous une incidence normale	
α_p	Coefficient d'absorption de la plaque absorbante	
α_v	Coefficient d'absorption du rayonnement solaire par le vitrage	
β	Inclinaison du collecteur	Degrés
β'	Inclinaison de l'axe de rotation incliné du mécanisme de poursuite mono-axial	Degrés
β_a	Coefficient de trouble atmosphérique d'Angstrom	
β_{air}	Coefficient d'expansion volumétrique de l'air	°K ⁻¹
β_{eau}	Coefficient d'expansion volumétrique de l'eau	°K ⁻¹
δ	Déclinaison apparente du soleil	Degrés
ε_{ab}	Emissivité de l'absorbeur	
ε_v	Emissivité du vitrage	
η_B	Rendement des batteries de stockage utilisées.	
$\overline{\eta}_h$	Rendement horaire du système photovoltaïque	
φ	Latitude du lieu	Degrés
φ_u	Utilisabilité ou la fraction d'énergie produite par le générateur photovoltaïque utilisable	
γ	Azimut du collecteur	Degrés
γ_p	Paramètre empirique et caractéristique module photovoltaïque	
γ'	Orientation de l'axe de rotation incliné du mécanisme de poursuite mono-axial.....	Degrés
λ	Longueur d'onde	μm
ν_{air}	Viscosité cinématique de l'air	m ² /s
ν_{eau}	Viscosité cinématique de l'eau	m ² /s
μ_{air}	Viscosité dynamique de l'air	Pa.s
μ_{eau}	Viscosité dynamique de l'eau.....	Pa.s
μ_{eau_p}	Viscosité dynamique du fluide caloporteur calculée la température moyenne de la paroi	Pa.s

μ_{Isc}	Coefficient de température relatif au courant en court-circuit du Module PVmV/°C
μ_m	Viscosité dynamique du fluide calculée à la température moyenne du fluide et de la paroi..... Pa.s
μ_{Vo}	Coefficient de température relatif à la tension en circuit ouvert du module PVmV/°C
ω_f	Facteur acentrique du fluide frigorigène
ρ_{air}	Masse volumique de l'air kg/m ³
ρ_{eau}	Masse volumique de l'eau kg/m ³
ρ_c	Réflectivité du vitrage
ρ_d	Réflectivité hémisphérique moyenne du vitrage
ρ_g	Albédo du sol
ρ	Coefficient de réflexion du vitrage
$\rho_{//}$	Coefficient de réflexion du virage parallèle
ρ_{\perp}	Coefficient de réflexion du vitrage perpendiculaire
ρ_d	Réflectivité hémisphérique moyenne du vitrage
σ	Constante de Stefan Boltzmann ($\sigma=5.67 \cdot 10^{-8}$ W/m ² °K).
σ_f	Tension de surface du fluide frigorigène Nm
$\theta_{eff-dif}$	Angle d'incidence effectif relatif à l'éclairement du au rayonnement diffus..... Degrés
$\theta_{eff-ref}$	Angle d'incidence effectif relatif à l'éclairement dû au rayonnement réfléchi par le sol Degrés
θ_r	Angle de réflexion du rayonnement solaire par le vitrage.....Degrés
θ_i	Angle d'incidence Degrés
θ_z	Distance zénithaleDegrés
τ	transitivité du vitrage
τ_a	Coefficient de transmission après absorption de l'onde par la couverture transparente
τ_m	Coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion moléculaire
$(\overline{\tau\alpha})$	Moyenne mensuelle du produit transmittance –absorptance
$(\tau\alpha)_n$	Produit transmittance – absorptance pour une incidence normal
$\tau_{//}$	Coefficient de transmission du virage parallèle
τ_{\perp}	Coefficient de transmission du vitrage perpendiculaire

ABREVIATIONS

I-V	Caractéristique courant – Tension du générateur photovoltaïque
FS	Système fixe incliné selon un angle d’inclinaison optimal saisonnier
FY	Système fixe incliné selon un angle d’inclinaison optimal annuel
OIS	Système de poursuite mono – axial pivotant autour d’un axe incliné selon un angle optimal saisonnier
OIS3P	Système de poursuite mono – axial pivotant autour d’un axe incliné selon un optimal saisonnier et auquel on attribue un changement d’orientation de trois fois par jour
OIY	Système de poursuite mono – axial pivotant autour d’un axe incliné selon un optimal annuel et le collecteur est monté en parallèle à l’axe de rotation
OVS	Système de poursuite mono – axial pivotant autour d’un axe vertical et le collecteur est incliné selon un optimal saisonnier
OVS3P	Système de poursuite mono – axial pivotant autour d’un axe vertical et le collecteur est incliné selon un angle optimal saisonnier auquel on attribue un changement d’orientation de trois fois par jour
OVY	Système de poursuite mono – axial pivotant autour d’un axe vertical et le collecteur est incliné selon un angle optimal annuel
P-V	Caractéristique Puissance – Tension du générateur photovoltaïque
PLC	Programmeur de commande logique

LISTE DES FIGURES

		Page
Fig.1.1	Production d'électricité par habitant en 2009 dans les différentes régions du monde (kWh/habitant)	8
Fig.1.2.a	Production d'électricité d'origine Renouvelable 1999-2009 hors hydraulique	11
Fig. 1.2.b	Production d'électricité d'origine Renouvelable 1999-2009.....	11
Fig. 1.3.a	Production d'électricité en Afrique du Nord	12
Fig.1.3.b	Production d'électricité d'origine par divers sources renouvelables (2009) en Afrique du Nord	12
Fig.1.4	Production d'électricité à partir de gaz naturel (% de la production totale)	14
Fig.1.5	Production d'électricité à partir des combustibles fossiles	14
Fig.1.6	Répartition de la production d'énergie électrique par filière	15
Fig. 1.7	Carte solaire mondiale	15
Fig.1.8	Irradiation solaire globale reçue sur un plan horizontal en kWh/m ² (mois de décembre)	16
Fig.1.9	Irradiation solaire globale reçue sur un plan horizontal en kWh/m ² (mois de juillet)	16
Fig. 1.10	Moyenne annuelle de la température ambiante en [°C]	18
Fig. 1.11	Moyenne annuelle de la précipitation en [mm/an]	19
Fig. 1.12	Carte de zonage climatique de l'Algérie selon Koppen Geiger	19
Fig.1.13	Configuration d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques	20
Fig. 1.14	Différentes configurations de poursuite appliquées à un système cylindro-parabolique.....	22
Fig. 1.15	Installation de la centrale solaire cylindro-paraboliques de Kramer Junction en Californie	23
Fig.1.16.a	La centrale solaire cylindro- parabolique Andasol construite par Solar Millenium Au pied de la Sierra Nevada en Espagne	23
Fig.1.16.b	Concentrateurs cylindro-paraboliques utilisés dans la centrale ANDASOL.....	23
Fig.1.17	Schéma fonctionnel de la central de Hassi R'mel	24

LISTE DES FIGURES

Fig.1.18	Champ du système cylindro- parabolique installé sur le site de Hassi R'mel	24
Fig.1.19.a	Schéma fonctionnel d'une centrale à tour	25
Fig.1.19.b	Système de poursuite bi-axial utilisé pour orienter les héliostats d'une centrale à tour.....	26
Fig. 1.20	La centrale Thémis installée sur le site de Carcassonne A 1650 m d'altitude (Pyrénées – Orientales)	26
Fig. 1.21	Centrale solaire à tour CESA 1 sur la plateforme solaire d'Almeria (Espagne)	26
Fig.1.22	Vue d'ensemble de la centrale Solar 2 de 35.5 MW avec 1926 héliostats.....	27
Fig.1.23	Vue d'ensemble d'un héliostat de la centrale Solar 2	27
Fig.1.24	Vue d'ensemble de la centrale PS10	28
Fig.1.25	Vue d'un héliostat utilisé dans la centrale PS10	28
Fig.1.26	Vue d'ensemble du Projet IVANPAH de 400 MW de capacité	28
Fig.1.27	Vue d'héliostats utilisés dans le projet IVANPAH	28
Fig.1.28.a	Poursuite Alt-azimutale	29
Fig.1.28.b	Poursuite polaire.....	29
Fig.1.29	Différents prototypes de systèmes de concentration à paraboloïde.....	30
Fig.1.30	Centrale parabolique Phoenix installée en Arizona (USA avec le modèle Dish Stirling	31
Fig.1.31	Projet solaire 'The Maricopa' réalisé par Stirling Energy System	31
Fig.1.32	Principe de fonctionnement d'un système de concentration à miroirs de Fresnel	32
Fig.1.33	Réflecteurs d'un concentrateur à miroirs de Fresnel : (a) réflecteur de l'étage du bas, (b) réflecteur de l'étage du haut	32
Fig.1.34	Réflecteurs d'un concentrateur linéaire de Fresnel	33
Fig.1.35	Prototype d'un concentrateur cylindro-parabolique à miroirs de Fresnel réalisé par Solarmundo	34
Fig.1.36.a	Système de poursuite mono-axiale avec axe de rotation vertical.....	35
Fig.1.36.b	Système de poursuite mono axial avec axe de rotation incliné.....	35
Fig.1.36.c	Système de poursuite bi-axial.....	36

LISTE DES FIGURES

Fig.1.36.d	Système de poursuite mono axial avec axe de rotation horizontal.....	36
Fig. 1.3.7	Apport énergétique solaire d'un système de poursuite bi-axial par rapport au système traditionnel fixe appliqué sur le territoire des états unis	37
Fig. 1.38	Effet de la durée du jour sur les performances d'un système de poursuite solaire.....	37
Fig.1.39	Irradiation globale collecté sur un plan horizontal et sur des panneaux photovoltaïques entraînés par divers mécanismes de poursuite mono-axial	38
Fig. 1.40	Application des systèmes de poursuite solaire à travers le monde 1995-2007	39
Fig.1.41	Éléments sensibles utilisés pour la commande de poursuite en mode sensible.....	42
Fig. 1.42	Système de poursuite mono-axial utilisant des photo- résistances comme éléments sensibles	43
Fig.1.43	Diagramme block de commande d'un système de poursuite	44
Fig.1.44	Commande en boucle fermée	44
Fig. 1.45	Cadrant à quatre éléments photosensibles utilisés pour contrôler les coordonnées d'un Pyrhéliomètre	45
Fig. 1.46	Fonction de transfert pour les deux axes h : horizontal, e : vertical	46
Fig.1.47.a	Montage de contrôle et de commande d'un système héliostat	46
Fig.1.47.b	Illustration schématique de vision du système de contrôle d'héliostat, (b) photographie des différentes forme de tâche focale reçues au foyer de la tour , (i) ellipse centrée, (ii) et ellipse à l'extérieur du foyer due au défaut de pointage.....	47
Fig. 1.48	Montage de deux cellules photovoltaïque en chapelle utilisé dans un système de contrôle de poursuite travaillant en boucle ouverte.....	47
Fig. 1.49	Montage de deux phototransistors pour une commande travaillant en boucle ouverte	48
Fig.1.50	Division de la durée du jour en quatre tranches	50
Fig. 1.51	Circuit électromécanique pour la commande des deux moteurs : (a)	

	mouvement autour de l'axe horizontal (poursuite altitudinale) et (b)	
	mouvement autour de l'axe vertical (poursuite azimutal).....	50
Fig.1.52.a	Diagramme de commande du système de poursuite mono-axial	51
Fig.1.52.b	Diagramme de commande du système de poursuite bi-axial	51
Fig.1.53	Diagramme de commande du système de poursuite bi-axial	52
Fig. 1.54	Dispositif de poursuite passive à gaz.....	60
Fig. 1.55	Principe de fonctionnement d'une bilame sous l'effet du rayonnement solaire	61
Fig. 2.2.1	Schéma fonctionnel d'un système de poursuite mono-axial tournant autour d'un axe vertical.....	64
Fig.2.2.2.a	Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation vertical (Bouzaréah :Solstice d'hiver).....	65
Fig.2.2.2.b	Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation vertical (Bouzaréah :Solstice d'été).....	65
Fig.2.2.2.c	Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation vertical (Bouzaréah :équinoxe printemps)...	66
Fig. 2.2.3	Système de poursuite à axe de rotation incliné	66
Fig.2.2.4.a	Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation incliné (Ghardaia :Solstice d'hiver).....	68
Fig.2.2.4.b	Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation incliné (Ghardaia :Solstice d'été).....	68
Fig.2.2.4.c	Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation incliné (Ghardaia : Equinoxe printemps)....	69
Fig. 2.2.5	Système de poursuite à axe horizontal orienté Est-Ouest.....	70
Fig.2.2.6	Evolution des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe de rotation horizontal et orienté Est-Ouest avec un ajustement journalier.....	72
Fig.2.2.7	Evolution des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe de rotation horizontal, orienté en Est-Ouest et avec un ajustement continu.....	72
Fig .2.2.8	Poursuite à axe de rotation horizontal orienté Nord-Sud.....	73
Fig.2.2.9	Evolution des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe horizontal, orienté Nord –Sud avec un ajustement	

LISTE DES FIGURES

	continu de l'azimut.....	74
Fig.2.2.10	Poursuite équatorial orienté Est-Ouest.....	74
Fig.2.2.11	Système de poursuite à deux axes.....	76
Fig. 2.3.1	Modes d'atténuation du rayonnement solaire lors de sa traversé de l'atmosphère.....	77
Fig.2.3.2	Transmittance spectrale de l'atmosphère après absorption du rayonnement solaire par ses différents constituants dans la bande de longueurs d'ondes : 0. 400 μm et 2.500 μm	78
Fig.2.3.3	Transmission spectrale du rayonnement solaire après diffusion moléculaire $m_a=2.33$, $m_a=1.32$, $m_a= 1.0$	80
Figs.2.3.4.a	Transmission spectrale du rayonnement solaire après diffusion par les aérosols calculée pour $\beta_a = 0.02$, $\beta_a = 0.1$, et $\beta_a = 0.2$ pour $m_a=1.48$	81
Figs.2.3.4.b	Transmission spectrale du rayonnement solaire après diffusion par les aérosols calculée pour trois valeurs de $\beta_a = 0.02$, $\beta_a = 0.1$, et $\beta_a = 0.2$ et pour $m_a=1.0$	81
Fig. 2.3.5	Distribution spectrale du rayonnement solaire à limite de l'atmosphère et pour $m_a= 1$	82
Fig.2.3.6.a	Distribution spectrale des différentes composantes du rayonnement solaire au sol calculées sur le site de Bouzaréah : Pour le 21 juin à 10 heure où HR=78% et Ta=24°.....	82
Fig.2.3.6.b	Distribution spectrale des différentes composantes du rayonnement solaire au sol calculées sur le site de Bouzaréah : Pour le 21 juin à 12 heure TSV avec HR=62% et Ta=28°C.....	83
Figs. 2.3.7	Evolution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale mesurée et de celle calculée par chacun des modèles retenus (a) et (b) : site de Bouzaréah, (c) et (d) : site de Ghardaïa et (e) et (f) : site d'Adrar.....	92
Figs. 2.3.8	Evolution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation diffuse mesurée et de celle calculée par chacun des modèles retenus (a) et (b) : site de Bouzaréah, (c) et (d) : site de Ghardaïa et (e) et (f) : site d'Adrar.....	95
Fig. 2.3.9	Algorithme du programme MATLAB/SIMULINK de calcul des	

LISTE DES FIGURES

	moyennes mensuelles par heure et par jour des irradiations diffuse et globale.....	100
Fig. 2.3.10	Schéma block du programme MATLAB/SIMULINK de calcul des moyennes mensuelles par heure et par jour des irradiations diffuse et globale incidentes sur une unité de surface horizontale.....	101
Fig.3.1.1	Circuit électrique équivalent sur lequel est basé le modèle à quatre paramètres.....	105
Fig.3.1.2	Variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction de la tension à ses bornes	109
Fig 3.1.4.a	Effet de l'éclairement solaire sur la caractéristique I-V du module Photovoltaïque BP380.....	111
Fig 3.1.4.b	Effet de l'éclairement solaire sur la caractéristique P-V du module Photovoltaïque BP380.....	111
Fig 3.1.4.c	Effet de la température sur la caractéristique I-V du module PV.....	111
Fig 3.1.4.d	Effet de la température sur la caractéristique P-V du module photovoltaïque BP380	111
Fig. 3.1.5.a	Caractéristiques <i>I-V</i> relative à trois combinaisons de montage de 4 modules photovoltaïques BP380.....	113
Fig. 3.1.5.b	Caractéristiques <i>P-V</i> relatives à trois combinaisons de montage de 4 modules photovoltaïques BP380.....	113
Fig. 3.1.2.1	Caractéristique tension- Puissance de 12 modules photovoltaïque BP380 montés sur les structures fixes <i>FY</i> , <i>FS</i> et sur les de systèmes de poursuite solaire <i>OVY</i> , <i>OVS</i> , <i>OIY</i> , <i>OIS</i> et <i>DT</i> obtenue sur le site de Bouzaréah Durant le 17 ^{ème} jour du mois de juillet 2001 (journée claire).	117
Fig. 3.1.2.2	Caractéristique tension- Puissance de 12 modules photovoltaïque BP380 montés sur les structures fixes <i>FY</i> , <i>FS</i> et sur les systèmes de poursuite solaire <i>OVY</i> , <i>OVS</i> , <i>OIY</i> , <i>OIS</i> et <i>DT</i> obtenue sur le site de Bouzaréah durant le 6 ^{ème} jour du mois de janvier 2005 (journée claire).	118
Fig. 3.1.2.3	Cumul journalier de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal pour l'ensemble des	

LISTE DES FIGURES

	journées claires.....	119
Fig. 3.1.2.4	Cumul journalier d'énergie électrique produite par chacun des systèmes durant les différentes journées claires retenues.....	119
Fig. 3.1.2.5	Valeurs du Gain journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite mono-axial par rapport aux systèmes traditionnels fixes et celles du gain obtenu par le système de poursuite à deux axe par rapport aux systèmes mono-axial (journées claires).....	119
Fig.3.1.2.6.a	Puissance électrique produite par les différents systèmes durant le 17 Juillet 2001 (journée claire) sur le site de Bouzaréah.....	123
Fig.3.1.2.6.b	Puissance électrique supplémentaire produite par les panneaux PV motorisés par rapport par rapport à celle fournie par les systèmes fixes durant le 1 juillet 2001 (journée claire) sur le site de Bouzaréah.....	124
Fig. 3.1.2.7	Cumul journalier d'irradiation directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal pour l'ensemble des journées partiellement claires retenues.....	126
Fig. 3.1.2.8	Cumul journalier d'énergie électrique produite par chacun des systèmes durant les différentes journées partiellement claires retenues.....	126
Fig. 3.1.2.9	Valeurs du Gain journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite mono-axial par rapport aux systèmes traditionnels fixes et celles de du gain relatif au système de poursuite à deux axe par rapport aux systèmes mono-axial (journées partiellement claires).....	127
Fig. 3.1.2.10	Cumul journalier d'irradiation directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal pour l'ensemble des journées couvertes retenues.....	130
Fig. 3.1.2.11	Cumul journalier de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes durant les différentes journées couvertes retenues.....	130
Fig. 3.1.2.12	Valeurs du gain journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite mono-axial par rapport aux systèmes traditionnels fixes et celles du système de poursuite à deux axes par	

LISTE DES FIGURES

	rapport aux systèmes mono-axiaux (journées couvertes).	130
Fig. 3.1.3.1	Systèmes de poursuite mono-axial réalisés (a) : axe de rotation vertical ; (b) :axe de rotation à axe de rotation incliné	138
Fig. 3.1.3.2	Diagramme bloc de contrôle de poursuite utilisé.....	138
Fig. 3.1.3.3	Vitesse angulaire du mouvement apparent du soleil en degrés par heure calculée pour le site de Bouzaréah pour chaque tranche horaire du mois.....	140
Fig. 3.1.3.4	Division de la durée du jour en six tranches.....	140
Fig. 3.1.3.5	Montage électromagnétique du système de commande des deux mécanismes de poursuite.....	142
Fig.3.1.3.6	Montage expérimental pour la mesure de l'éclairement global, des températures des faces frontales et inférieures des modules PV et de la température ambiante	143
Fig.3.1.3.7	Montage expérimental pour la mesure des courants I_{sc} débités par chacun des panneaux PV et du système d'acquisition utilisé.....	144
Fig. 3.1.3.8	Evolution de l'éclairement global collecté par chacun des panneaux PV.....	144
Fig. 3.1.3.9	Evolution du gain de l'éclairement global collecté par les deux systèmes de poursuite par rapport à celui collecté par le système fixe...	145
Fig. 3.1.3.10	Evolution du courant I_{sc} débité par chacun des systèmes.....	146
Fig. 3.1.3.11	Evolution de la température de chacun des collecteurs et celle de la température ambiante.....	146
Fig. 3.1.3.12	Evolution de la température de chacun des collecteurs et celle de la température ambiante	147
Fig. 3.1.4.1	Cumul journalier d'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques FY , OVY, OIY et DT durant l'année 2001. (site de Bouzaréah).....	150
Fig. 3.1.4.2	Cumul journalier d'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques FS , OVS, OIS et DT durant l'année 2001. . (site de Bouzaréah).....	150
Fig. 3.1.4.3	Cumul journalier d'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques FY , OVY, OIY et DT durant l'année 2005. (site de Ghardaïa).....	150

LISTE DES FIGURES

Fig. 3.1.4.4	Cumul journalier d'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques FS , OVS, OIS et DT durant l'année 2001. (site de Ghardaïa).....	150
Fig. 3.1.4.5	Cumul mensuel de l'irradiation globale effective collectée par les différents systèmes sur le site de Bouzaréah (année 2001).....	151
Fig. 3.1.4.6	Cumul mensuel de l'irradiation globale effective collectée par les différents systèmes sur le site de Ghardaïa (année 2005).....	151
Fig. 3.1.4.7	Cumul mensuel d'énergie électrique produite par les différents systèmes sur le site de Bouzaréah (année 2001).....	151
Fig. 3.1.4.8	Cumul mensuel d'énergie électrique produite par les différents systèmes sur le site de Ghardaïa (année 2005).....	152
Fig. 3.1.4.9	Valeurs du gain mensuel en [%] de l'énergie électrique produite par les systèmes <i>OVY, OIY, OVS, OIS</i> et <i>DT</i> par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes <i>FY</i> et <i>FS</i> . (site de Bouzaréah année 2001)	152
Fig 3.1.4.10	Valeurs du gain mensuel en [%] d'énergie électrique produite par les systèmes <i>OVY, OIY, OVS, OIS</i> et <i>DT</i> par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes <i>FY</i> et <i>FS</i> . (site de Ghardaïa année 2005)	152
Fig. 3.1.4.11	Valeurs du gain mensuel en [%] de l'énergie électrique produite par le panneau photovoltaïque monté sur le Système <i>DT</i> par rapport à celle produite par chacun des systèmes <i>OVY, OIY, OVS, OIS</i> . (site de Bouzaréah année 2001)	153
Fig. 3.1.4.12	Valeurs du gain mensuel en [%] de l'énergie électrique produite par le panneau photovoltaïque monté sur le Système <i>DT</i> par rapport à celle produite par chacun des systèmes <i>OVY, OIY, OVS, OIS</i> . (site de Ghardaïa année 2005)	153
Fig. 3.1.4.13	Cumul annuel de l'irradiation effective collectée par chacun des systèmes sur le site de Bouzaréah.....	156
Fig. 3.1.4.14	Cumul annuel de l'irradiation effective collectée par chacun des systèmes sur le site de Ghardaïa.....	156
Fig. 3.1.4.15	Cumul annuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes sur le site de Bouzaréah.....	157

LISTE DES FIGURES

Fig. 3.1.4.16	Cumul annuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes sur le site de Ghardaïa.....	157
Fig. 3.1.4.17	Valeurs du Gain annuel d'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixe et de celle produite par le système <i>DT</i> par rapport à chacun des systèmes de poursuite mono-axial : Résultats relatifs au site de Bouzaréah.....	158
Fig. 3.1.4.18	Valeurs du Gain annuel d'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixe et de celle produite par le système <i>DT</i> par rapport à chacun des systèmes de poursuite mono-axial : Résultats relatifs au site de Ghardaïa.....	158
Fig. 3.1.5.1	Configuration de l'installation photovoltaïque proposée pour la détermination à long terme des performances d'un système photovoltaïque.....	166
Figs.3.1.5.2	Evolution annuelle de la durée d'insolation relative au site: (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune	168
Figs.3.1.5.3	Evolution annuelle de la température ambiante et de l'humidité relatives au site: (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.....	169
Figs.3.1.5.4	Heures théoriques du lever et coucher du soleil et celles du lever et Coucher de la famille relative au site (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.....	170
Figs.3.1.5.5	Profile de charge électrique d'un ensemble de 10 maisons individuelles installées sur les sites de : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.....	171
Fig.3.1.5.6	Schéma synoptique du programme MATLAB développé en se basant sur la méthode φ - <i>fchart</i>	172
Fig. 3.1.5.7	Evolution des moyennes mensuelles par jour des irradiances globale et diffuse calculées sur une surface horizontale installée sur les sites de : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.....	173
Fig.3.1.5.8	Evolution du cumul mensuel de l'irradiation globale collectée par chacune des configurations installées sur les sites : (a) Bouzaréah, (b)	

LISTE DES FIGURES

	Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.....	173
Fig.3.1.5.9	Evolution du cumul mensuel de l'énergie électrique produite par chacune des configurations installées sur les sites : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune	174
Fig. 3.1.5.10	Couverture de la charge électrique mensuelle assurée par les différentes configurations et pour chacun des sites considérés: (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune	175
Figs.3.1.5.11	Evolution des valeurs du gain mensuel d'énergie électrique produite par chacun des systèmes et sur chacun des sites:(a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune	176
Figs.3.1.5.12	Valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale et de l'énergie électrique respectivement collectée et produite par chacune des configurations sur les différents sites: (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune	177
Figs.3.1.5.13	Fraction de la charge annuelle couverte par le système PV complet et Par le système de stockage et pour les différents systèmes : (a) Bouzaréah, (b) djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune	178
Fig.3.1.5.14	Valeurs du gain annuel d'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite et pour les différents sites considérés: (a) Bouzaréah, (b) djelfa, (c) Ghardaïa,(d) Timimoune.....	178
Fig .3.1.6.1.a	Synoptique du système hybride PV-Diesel	181
Fig.3.1.6.1.b	Synoptique du système photovoltaïque.....	181
Fig.3.1.6.2.a	Profil annuel de la température ambiante (site de Bouzaréah).....	182
Fig.3.1.6.3.a	Profil annuel de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal (site de Bouzaréah).....	182
Fig.3.1.6.2.b	Profil annuel de la température ambiante (site de Ghardaïa).....	183
Fig.3.1.6.3.b	Profil annuel de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal (site de Ghardaïa).....	183
Fig.3.1.6.2.c	Profil annuel de la température ambiante (site de Tamanrasset).....	183
Fig.3.1.6.3.c	Profil annuel de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal (site de Tamanrasset).....	183
Fig.3.1.6.4.a	Profil annuel de la charge électrique relatif à 40 maisons individuelles	

LISTE DES FIGURES

	installées sur le site de Bouzaréah.....	183
Fig.3.1.6.4.b	Profil annuel de la charge électrique relatif à 40 maisons individuelles installées sur le site de Ghardaïa.....	183
Fig.3.1.6.4.c	Profil annuel de la charge électrique relatif à 40 maisons individuelles installées sur le site de Tamanrasset.....	184
Fig. 3.1.6.5	Systèmes de poursuite disponibles dans le menu du logiciel HOMER.....	185
Fig. 3.2.1.a	Système de chauffe eau solaire avec mécanisme de poursuite à axe de rotation vertical	193
Fig. 3.2.1.b	Système de chauffe eau solaire avec mécanisme de poursuite à axe de rotation incliné.....	193
Fig.3.2.2.a	Chauffe eau solaire à circulation naturelle (thermosiphon)	195
Fig.3.2.2.b	Chauffe eau solaire à circulation forcée.....	195
Fig.3.2.3	Éléments constituant un chauffe eau solaire	196
Fig.3.2.4	Rôle de la couverture transparente	197
Fig.3.2.5	Incidence, réfraction et réflexion d'un rayon lumineux entre deux milieux ayant des indices de réfraction n_1 et n_2	198
Fig.3.2.6	Phénomène de la multi-réflexions et de la Multi – réfraction dans un vitrage.....	198
Fig.3.2.7	Multi-réflexion absorbeur –vitrage.....	200
Fig.3.2.8	Bilan thermique au niveau du chauffe eau solaire.....	202
Fig.3.2.9	Présentation de la cuve de stockage utilisée.....	210
Fig.3.2.10	Configuration de l'enveloppe la cuve de stockage.....	211
Fig.3.2.11	Circuit électrique équivalent du système de stockage durant le jour.....	212
Fig.3.2.12	Circuit électrique équivalent du système de stockage durant la nuit.....	217
Fig.3.2.13.a	Evolution de la Température des différents éléments du chauffe eau solaire durant le 6 Janvier 2005 (journée claire).....	221
Fig.3.2.13.b	Evolution de la température des différents éléments du chauffe eau solaire durant le 1er le juillet 2005 (journée claire).....	221
Fig.3.2.14.a	Evolution des différentes Puissances mises en jeu dans le système chauffe eau solaire durant Le 6 Janvier 2005 (journée claire).....	222

LISTE DES FIGURES

Fig.3.2.14.b	Evolution des différentes puissances mises en jeu dans le système chauffe eau solaire durant le 1 ^{er} juillet 2005 (journée claire).....	222
Fig.3.2.15.a	Evolution du rendement instantané du capteur solaire durant le 6 Janvier 2005 (journée claire)	223
Fig.3.2.15.b	Evolution du rendement instantané du capteur solaire durant le 1er juillet 2005 (journée claire).....	223
Fig.3.2.16.a	Vue d'ensemble du système expérimental	225
Fig. 3.2.16.b	Mesure de la température d'entrée du capteur.....	225
Fig.3.2.16.c	Mesure de la température de sortie du collecteur.....	225
Fig.3.2.16.d	Mesure de la température du vitrage.....	225
Fig.3.2.16.e	Mesure de la température ambiante.....	225
Fig. 3.2.16.f	Mesure de l'éclairement du au rayonnement global incident sur le collecteur.....	225
Fig. 3.2.16.g	Mesure de la température de stockage.....	226
Fig. 3.2.16.h	Mesure du débit du fluide caloporteur.....	226
Fig. 3.2.17.a	Evolution des différentes températures mesurées au niveau du système chauffe eau solaire durant la période du 23 au 28 Août 2011.....	226
Fig.3.2.17.b	Evolution de l'éclairement global mesuré sur le plan du capteur incliné à la latitude (36.8 degrés) durant la période du 23 au 28 Aout 2011.....	226
Fig.3.2.18	Evolution des valeurs des températures du fluide caloporteur mesurées et calculées à l'entrée du collecteur.....	227
Fig.3.2.19	Evolution des valeurs de la température du fluide caloporteur mesurées et calculées à la sortie du collecteur.....	227
Fig.3.2.20	Evolution des valeurs de la température moyenne du fluide caloporteur mesurées et calculées par le programme	227
Fig.3.2.21	Evolution des valeurs de la température du vitrage mesurées et calculées par le programme développé	228
Fig.3.2.22	Diagramme de changement de l'orientation du chauffe eau solaire à raison de trois fois/jour	229
Fig.3.2.23.a	Evolution de l'éclairement global collecté par le chauffe eau solaire avec un changement d'orientation à raison de trois fois/jour : lever - 11h, 11h-13h et 13-coucher durant le 06 Janvier 2005 (axe de rotation vertical).....	231

LISTE DES FIGURES

Fig.3.2.23.a	Evolution de l'éclairement global collecté par le chauffe eau solaire avec un changement d'orientation à raison de 3 fois/jour : lever-11h ; 11h – 13h ; 13h-coucher durant le 01 juillet 2005. (axe de rotation vertical).....	230 232
Fig. 3.2.24	Algorithme relatif au programme d'optimisation des valeurs de l'azimuts d'un collecteur solaire	236
Fig.3.2.25.a	Evolution annuelle de l'angle optimale d'orientation pour un capteur plan pour les quatre sites retenus.....	239
Fig.3.2.25.b	Evolution annuelle de l'azimut du lever du soleil sur les quatre sites retenus.....	239
Fig.3.2.26	Configuration standard d'un système de chauffe sur laquelle est basée la Méthode <i>f-Chart</i>	241
Fig.3.2.27	Configuration standard d'un système de chauffe eau solaire travaillant en boucle fermée et sur laquelle est basée la Méthode ϕ - <i>f-Chart</i>	245
Fig. 3.2.28	Algorithme relatif au programme de calcul des performances à long terme d'un système de chauffe eau sanitaire collectif	247
Fig. 3.2.29	Configuration du système de chauffage retenue et simulé par le logiciel SIMSOL.....	249
Fig.3.2.30	Evolution annuelle des températures du capteur et de la cuve de stockage simulées par le programme SIMSOL.....	251
Fig.3.2.31	Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Bouzaréah.....	252
Fig.3.2.32	Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Ghardaïa.....	252
Fig.3.2.33	Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Timimoune.....	253
Fig.3.2.34	Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Djelfa.....	253
Fig.3.2.35	Valeurs du cumul annuel de l'irradiation global collectée et de l'énergie utile produite par chacun des systèmes . Site de Bouzaréah...	254
Fig.3.2.36	Valeurs du cumul annuel de l'irradiation global collectée et de l'énergie utile produite par chacun des systèmes. Site de Ghardaïa.....	254
Fig.3.2.37	Valeurs du cumul annuel de l'irradiation global collectée et de	

LISTE DES FIGURES

	l'énergie utile produite par chacun des systèmes. Site de d'El Djelfa....	254
Fig.3.2.38	Valeurs du cumul annuel de l'irradiation global collectée et de l'énergie utile produite par chacun des systèmes. Site de Timimoune...	255
Fig.3.2.39	Couverture de la charge assurée par les systèmes d'appoint et solaires. Site de Bouzaréah.....	255
Fig.3.2.40	Couverture de la charge assurée par les systèmes d'appoint et solaires. Site de Ghardaïa.....	255
Fig.3.2.41	Couverture de la charge assurée par les systèmes d'appoint et solaires. Site d'El Djelfa.....	255
Fig.3.2.42	Couverture de la charge assurée par les systèmes d'appoint et solaires. Site de Timimoune.....	255
Fig.3.2.43	Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge couverte par le système solaire. Site de Bouzaréah.....	257
Fig.3.2.44	Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge annuelle couverte par les systèmes solaires. Site d'El Djelfa.....	257
Fig. 3.2.45	Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge annuelle couverte par les systèmes solaires. Site de Ghardaïa.....	257
Fig. 3.2.46	Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge annuelle couverte par les systèmes solaires. Site de Timimoune.....	258
Fig. 3.2.47	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS. Site de Bouzaréah.....	258
Fig. 3.2.48	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS. Site d'El Djelfa.....	259
Fig. 3.2.49	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS. Site de Ghardaïa.....	259
Fig. 3.2.50	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS. Site de	

LISTE DES FIGURES

	Timimoune.....	259
Fig.4.1.1	Schémas descriptifs et fonctionnel du système.....	262
Fig.4.2.1	Cas limite, où les deux tubes ayent des surfaces S1 et S2 éclairées équitablement.....	263
Fig. 4.2.2	Cas ou l'angle d'incidence $\theta_2 \leq \theta_i \leq \theta_3$	265
Fig.4.2.3	Cas ou l'angle d'incidence $\theta_3 \leq \theta_i \leq \theta_4$	266
Fig.4.2.4	Cas où l'angle d'incidence $\theta_4 \leq \theta_i \leq \theta_5$	267
Fig.4.2.5	Cas ou l'angle d'incidence $\theta_5 \leq \theta_i \leq \theta_6$	269
Fig.4.3.1	Dimension des éléments constituant le mécanisme d'ombrage	270
Fig.4.3.2	Effet de la distance A sur les angles limites $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6	272
Fig.4.3.3	Effet de la largeur l de la plaque P2 sur les valeurs des angles limites $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6	272
Fig.4.3.4	Effet de la hauteur H de la Plaque P1 sur les angles limite $\theta_2, \theta_3, \theta_4,$ $\theta_5,$ et θ_6	272
Fig.4.3.5	Effet de l'angle α sur les angles limites $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6	272
Fig 4.3.6	Evolution des surfaces S1 et S2 durant le 25 mai pour un rapport optimum $H/A=1.3$; $l/H=0.19$	273
Fig. 4.3.7	Evolution des surfaces S1 et S2 durant le 25 mai pour un rapport optimum $H/A>1.3$ $l/H=0.19$	274
Fig. 4.3.8	Evolution des surfaces S1 et S2 25 durant le mai pour un rapport optimum $H/A<1.3$; $l/H=0.19$	274
Fig. 4.3.9	Evolution des surfaces S1 et S2 durant le 25 mai pour un rapport optimum $H/A=1.3, l/H>0.19$	275
Fig. 4.3.10	Evolution des surfaces S1 et S2 durant le 25 mai pour un rapport optimum $H/A=1.3, l/H<0.19$	275
Fig. 4.3.11	Configuration du système d'ombrage retenue	276
Fig. 4.4.1	Echauffement des deux tubes au fil du soleil.....	277
Fig. 4.4.2	Mesure de la température de l'absorbeur	277
Fig.4.4.3	Connections des thermocouples par les câbles de compensation.....	277
Fig. 4.4.4	Enregistrement des données sur l'acquisition de donnée (Gelente) à 40 voies.....	277
Fig. 4.4.5	Evolution des températures d'échauffement et de refroidissement des deux tubes	278

LISTE DES FIGURES

Fig.4.4.6	Ajustement de l'équation $\theta_{sys}(t)=f(\theta_{eq},t)$ par une corrélation en vue de la détermination de la constante de temps τ . (cas où l'absorbeur est rempli d'air).....	280
Fig.4.4.7	Ajustement de l'équation $\theta_{sys}(t)=f(\theta_{eq},t)$ par une corrélation en vue de la détermination de la constante de temps τ . (cas où l'absorbeur est vide).....	280
Fig.4.5	Bilan thermique au niveau d'élément sensible	282
Fig.4.6.1	Eclairement direct mesuré sur un plan normal, Diffus et Global mesurés sur un plan horizontal à Ghardaïa durant le 17 juin 2011.....	293
Fig.4.6.2.a	Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, de l'air (m=15g) enfermé à l'intérieur du tube et celle de l'ambiance mesurée. Durant le 17 juin 2011.....	293
Fig.4.6.3.a	Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, du Fréon R134a (m=5g m=25g) enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme et celle de l'ambiance mesurée. Le 17 juin 2011.	293
Fig.4.6.2.b	Evolution de la température de l'air enfermé à l'intérieur du tube durant le 17 juin 2011 et pour différentes charges.....	294
Fig.4.6.3.b	Evolution de la température du Fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube durant le 17 juin 2011 et pour différentes charges.....	294
Fig.4.6.2.c	Evolution de la Pression de l'air enfermé à l'intérieur du tube durant le 17 juin 2011 et pour différentes charges.....	294
Fig.4.6.3.c	Evolution de la Pression du Fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme pou le 17 juin 2011 et pour différentes charges.....	294
Fig.4.6.4	Eclairement direct mesuré sur un plan normal, Diffus et Global mesurée sur un plan horizontal durant le 28 Novembre 2011.....	294
Fig.4.6.5.a	Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, de l'air (m=15g) enfermé à l'intérieur du tube calculé et celle de l'ambiance mesurée durant le 28 Novembre 2011.....	295
Fig. 4.6.6.a	Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, du Fréon R134a (m=5g m=25g) enfermé à l'intérieur du tube et celle de l'ambiance mesurée durant le 28 Novembre 2011.....	295
Fig.4.6.5.b	Evolution de la température de l'air enfermé à l'intérieur du tube	

LISTE DES FIGURES

	durant le 28 Novembre 2011 et pour différentes charges.....	295
Fig.4.6.6. b	Evolution de la température du Fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube durant le 28 Novembre 2011 et pour différentes charges.....	295
Fig.4.6.5.c	Evolution de la pression de l'air enfermé à l'intérieur du tube durant le 28 Novembre 2011 et pour différentes charges.....	296
Fig.4.6.6.c	Evolution de la pression du fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube durant le 28 Novembre 2011 et pour différentes charges.....	296
Fig. 4.6.7	Remplissage de l'air sous pression	298
Fig. 4.6.8	Pesé de la masse du fluide pressurisé dans les tubes. 'Double pesée'	298
Fig. 4.6.9	Mise en sous vides les tubes	298
Fig. 4.6.10	Remplissage du fréon du Fréon R134 a	298
Fig. 4.6.11	Transmetteur de pression 'Fluke'	298
Fig. 4.6.12	Fixation du Thermocouple du type K sur l'absorbeur	298
Fig. 4.6.13	Lecture de la pression sur le multimètre Fluke.....	299
Fig.4.6.14	Lecture de la température sur data logger Fluke	299
Fig. 4.6.15	Evolution iso-chorique de la pression de l'air en fonction de la température pour différentes charges théoriques et expérimentales.....	300
Fig. 4.6.16	Evolution iso-chorique de la pression en fonction de la température du Fréon R134a pour différentes charges théoriques et expérimentales.....	300
Fig.4.7.1	Principe de fonctionnement du système.....	301
Fig. 4.7.2	Organigramme relatif au programme MATLAB de calcul des performances du système proposé.....	306
Fig.4.7.3	Evolution de la température des deux absorbeurs en mouvement	307
Fig.4.7.4	Evolution de la température du fluide R134a contenu dans les deux absorbeurs en mouvement.....	307
Fig.4.7.5	Evolution de la pression régnante dans les deux absorbeurs en mouvement.....	308
Fig.4.7.6	Effet du diamètre du piston du vérin sur l'évolution de l'azimut du collecteur	309
Fig.4.7.7	Effet du diamètre du piston du vérin sur l'évolution de l'angle d'incidence du rayonnement sur le collecteur.....	310
Fig.4.7.8	Effet du diamètre du piston du vérin sur l'éclairement solaire incident	

LISTE DES FIGURES

	sur le collecteur.....	310
Fig. 4.7.9	Effet de la longueur du bras de levier sur l'évolution de l'azimut du collecteur.....	310
Fig. 4.7.10	Effet de la longueur du bras de levier sur l'évolution de l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur la surface du collecteur.....	311
Fig.4.7.11	Effet de la longueur du bras levier sur l'éclairement solaire incident sur la surface du collecteur.....	311
Fig. 4.7.12	Effet du coefficient d'amortissement sur l'évolution de l'azimut du collecteur.....	311
Fig.4.7.13	Effet du coefficient d'amortissement sur l'évolution de l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur la surface du collecteur	312
Fig. 4.7.14	Effet du coefficient d'amortissement sur l'éclairement solaire incident sur le collecteur.....	312
Fig.4.8	Système de poursuite proposé.....	313

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1.a	Production d'énergie électrique par source	10
Tableau.1.1.b	Structure de la production électrique d'origine renouvelable 1999-2009	11
Tableau 1.2	Production d'électricité par différentes ressources en Afrique du Nord	13
Tableau 1.3	Potentiel énergétique solaire disponible sur chaque zone climatique algérienne	16
Tableau 1.4	Répartition de la Puissance installée par Application	17
Tableau 1.5	Puissance installée par source d'énergie renouvelable	17
Tableau 1.6	Durée astronomique du jour en fonction de la latitude du lieu	38
Tableau 2.3.1	Erreur relative moyenne entre les valeurs mesurées et celles calculées par les modèles M1, M2 et M3 : Site de Bouzaréah.....	85
Tableau 2.3.2	Erreur relative moyenne entre les valeurs mesurées et celles calculées par les modèles M1, M2 et M3 : Site de Ghardaïa.....	85
Tableau 2.3.3	Erreur relative moyenne entre les valeurs mesurées et celles calculées modèles par les de Barbaros et Ashrae Site: Ghardaïa et Bouzaréah.....	86
Tableau 2.3.4	Valeurs d'MPE (%), d'MBE (kWh/m ²)et d'RMSE (kWh/m ²) entre les valeurs de l'irradiation globale mesurées et estimées.....	92
Tableau 2.3.5	Valeurs d'MPE (%), d'MBE (kWh/m ²)et d'RMSE (kWh/m ²) entre les valeurs de l'irradiation diffuse mesurées et estimées.....	95
Tableau 2.3.6	Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation globale : site d'Adrar	99
Tableau 2.3.7	Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation globale : site de Ghardaïa.....	99
Tableau 2.3.8	Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation globale : site de Bouzaréah.....	99
Tableau 2.3.9	Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne	

LISTE DES TABLEAUX

	mensuelle par heure de l'irradiation diffuse : site de Adrar.....	99
Tableau 2.3.10	Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation diffuse : site de de Ghardaïa.....	100
Tableau 2.3.11	Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation diffuse : site de Bouzaréah.....	100
Tableau 3.1.1.1	Caractéristique du module BP380 données par	111
Tableau 3.1.2.1	Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes et valeurs du gain d'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes (cas de journées claires) : site de Ghardaïa.....	134
Table. 3.1.2.2	Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes et valeurs du gain d'énergie électrique produit par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes (Cas de journées partiellement claires) : site de Ghardaïa.....	135
Table. 3.1.2.3	Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes et valeurs du gain d'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes (cas de journées couvertes) : site de Ghardaïa.....	135
Tableau 3.1.3.1	Azimut du soleil à son lever et à son coucher calculé pour les journées représentatives de chaque mois de l'année.....	139
Tableau 3.1.3.2	Heures mensuelles du démarrage et d'arrêt et l'azimut correspondant des systèmes de poursuite	139
Tableau 3.1.3.3	Vitesse angulaire azimutal du soleil par tranche horaire en degrés par minute.....	141
Tableau 3.1.5.1	Comparaison des résultats obtenus par le programme MALAB développé et ceux présenté dans	165
Tableau 3.1.5.2	Coordonnées géographiques et caractéristique climatique des sites	

LISTE DES TABLEAUX

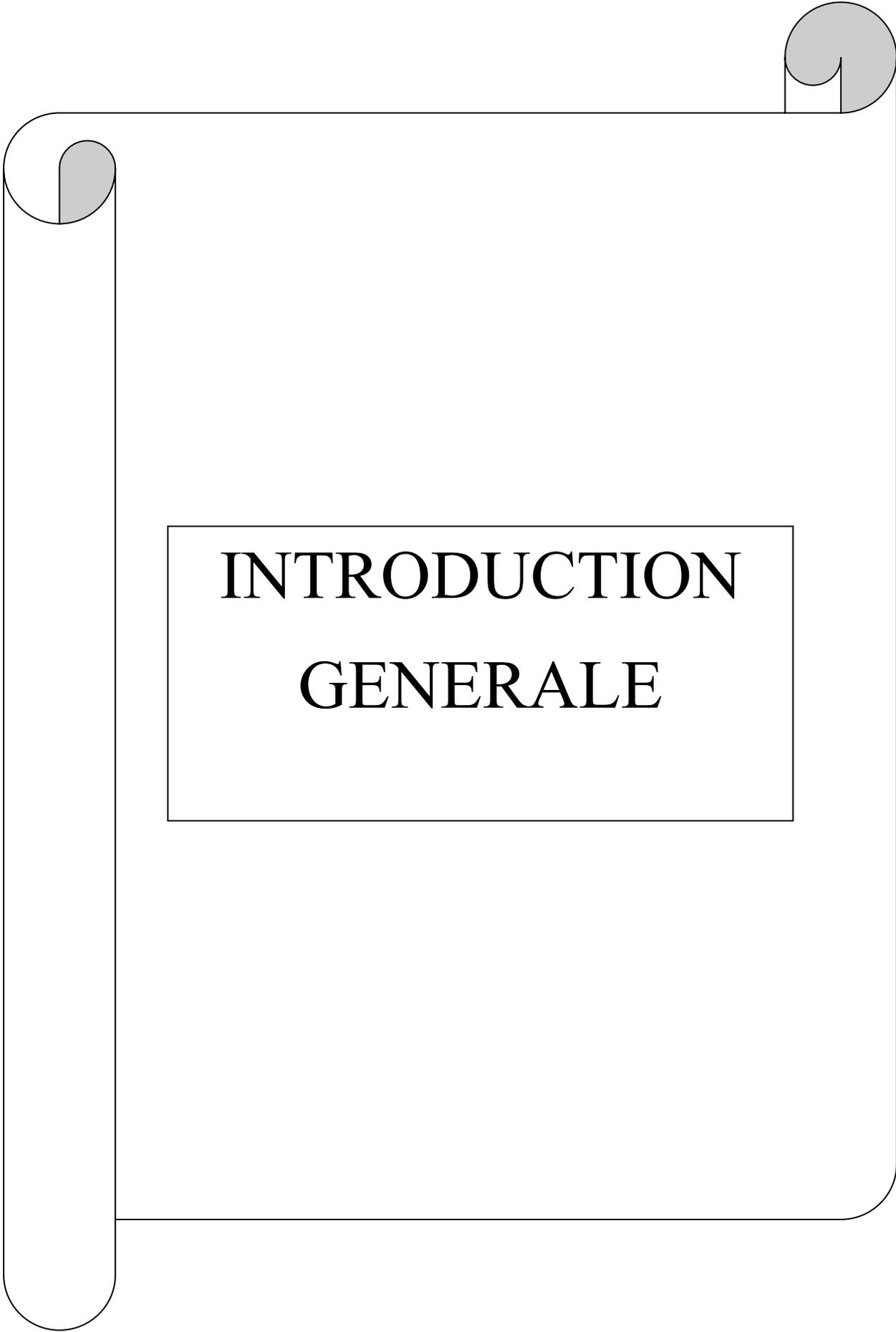
	considérés.....	165
Tableau 3.1.5.3	Equipements électriques utilisés, leur consommation et le nombre d'heure de leur fonctionnement par jour.....	170
Tableau 3.1.6.1	Caractéristiques techniques des différents équipements constituant le système hybride considéré.....	185
Tableau 3.1.6.2	Performances économiques de chacune des configurations calculées par le logiciel HOMER pour le site de : (a) Bouzaréah, (b) Ghardaïa, (c) Tamanrasset.....	188
Tableau 3.1.6.3.a	Quantités des différents gaz émises par chacune des configurations et pour les sites de Bouzaréah.....	189
Tableau 3.1.6.3.b	Quantités des différents gaz émises par chacune des configurations et pour les sites de Tamanrasset.....	189
Tableau 3.1.6.3.c	Quantités des différents gaz émises par chacune des configurations et pour le site de Ghardaïa	190
Tableau 3.2.1	Valeurs des paramètres A_{ev} et n_{ev} utilisés pour le calcul du coefficient convectif hcv-eve-ex.....	215
Tableau 3.2.2	Valeurs de l'azimut γ retenues, heures et tranches horaires de son application. (cas d'un changement d'orientation OVS3P ou de l'inclinaison OIS3P de trois fois par jour).....	230
Tableau 3.2.3	Valeurs de l'inclinaison correspondante à l'azimut du collecteur pivotant autour d'un axe de rotation incliné.....	232
Tableau 3.2.4	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes OIS, OVS, OI3P, OV3P par rapport au système fixe FS durant le 01 janvier 2005 (journée claire).....	233
Tableau 3.2.5	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes OIS, OVS, OI3P, OV3P par rapport au système fixe FS durant le 31 Mars 2005 (journée claire).....	233
Tableau 3.2.6	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes OIS, OVS, OI3P, OV3P par rapport au système fixe FS durant le 01 Juillet 2005 (journée claire).....	233
Tableau 3.2.7	Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes OIS, OVS, OI3P, OV3P par rapport au système fixe FS durant le 06 Aout 2005 (journée claire).....	234

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.2.8	Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculée pour les différentes configurations retenues selon un changement d'orientation de trois fois/jour.....	236
Tableau 3.2.9.a	Valeurs mensuelles de l'azimut optimal calculées pour le site de Bouzaréah et appliquée pour les tranches horaires : lever-11, 11h-13h et 13h –coucher du soleil.....	237
Tableau 3.2.9.b	Angles d'inclinaison effective optimums mensuels retenus pour le cas du système OIS3P (site de Ghardaïa).....	237
Tableau 3.2.10.a	Valeurs mensuelles de l'azimut du collecteur retenu pour chacun des mois et pour chacun des sites retenus (OVS3P).....	238
Tableau 3.2.10.a	Valeurs mensuelles de l'inclinaison équivalente à l'azimut optimal du collecteur pour chacun des sites retenus (OIS3P).....	238
Tableau 3.2.11	Performances mensuelles d'un système de chauffe eau solaire fixe FS calculées par le programme MATLAB développé.....	248
Tableau 3.2.12	Performances mensuelles d'un système de chauffe eau solaire avec un changement de rotation de trois fois par jour OIS3P calculées par le programme MATLAB développé.....	248
Tableau 3.2.13	Moyennes mensuelles par jour de la température extérieure calculée respectivement par les programmes SIMSOL et MATLAB (°C).....	249
Tableau 3.2.14	Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation Globale incidente sur le plan horizontal Calculées par les Programmes SIMSOL et MATLAB (kWh/m ² .jour).....	250
Tableau 3.2.15	Moyennes mensuelles par jour de la Température d'eau du réseau calculées par les programmes SIMSOL et MATLAB (°C).....	250
Tableau 3.2.16	Valeurs mensuelles de la consommation en eau chaude sanitaire de référence estimée pour chaque mois, en litres/jour par les programmes SIMSOL et MATLAB.....	250
Tableau 3.2.17	Performances du système de chauffage collectif d'eau chaude sanitaires calculées par le programme MATLAB pour la configuration fixe FS (site de bouzaréah).....	251
Tableau 3.2.18	Comparaison des résultats obtenus par le Programme SIMSOL et par le programme MATLAB développé.....	252

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1	Coefficient C et m relatifs à l'équation de calcul du nombre du Nusselt pour le cas d'une convection naturelle.....	287
Tableau 4.2	Coefficients de l'équation d'état relatif au fluide R134a.....	291
Tableau 4.3	Caractéristiques mécaniques des différents éléments du système.....	305

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top. The scroll is unrolled, with the top and bottom edges curving inward. The text is centered within a rectangular box in the middle of the scroll.

**INTRODUCTION
GENERALE**

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les performances d'un système de conversion de l'énergie solaire qu'il soit photovoltaïque ou thermodynamique dépendent principalement de la puissance ou de l'énergie solaire qu'il reçoit. Toutefois, pour être en mesure de recueillir le maximum d'énergie solaire, la configuration la plus couramment utilisée dans les applications solaires qui utilise comme élément principal le capteur plan, est celle qui consiste à orienter la surface du collecteur vers l'équateur et à l'incliner selon un angle optimum annuel, saisonnier, mensuel ou journalier [1-10]. En outre, dépendant de l'état du ciel, les capteurs solaires plans traditionnels fixes, absorbent un maximum de rayonnement solaire, notamment au voisinage de midi en temps solaire vrai, là où l'éclairement dû au rayonnement solaire direct prend des valeurs maximales. Afin d'augmenter d'avantage les performances de ce type de capteurs, une autre solution a été proposée par des scientifiques pour plusieurs sites dans le monde. Cette solution réside en l'utilisation de systèmes de poursuite. En effet, elle est nécessairement appliquée aux systèmes solaires à concentration dont la composante directe du rayonnement est utilisée comme composante principale pour être convertie en énergies thermique ou photovoltaïque. Dans ce cas, le coût supplémentaire du système électromécanique, celui des éléments optiques utilisés et le système de commande qui leur est associé sont compensés par l'augmentation des performances du système. Par contre, l'utilisation de systèmes de poursuite solaire dans les applications à capteurs plans, permet automatiquement au collecteur solaire de suivre constamment le soleil avec un angle d'incidence plus petit de celui relatif à un panneau traditionnel fixe, et par conséquent recueillir une quantité d'énergie solaire nettement supérieure durant la journée. La valeur de ce gain dépend également de l'application spécifique et des conditions climatiques locales du lieu de son application. Par conséquent la compensation de l'investissement dépendra de l'apport énergétique supplémentaire qu'apporte le système de poursuite utilisé par rapport au système traditionnel fixe. Il y a essentiellement deux modes de poursuite solaire: le mode de poursuite aveugle et le mode de poursuite sensible. Selon le mode retenu, la poursuite peut être aussi sur un seul ou sur deux axes. Ainsi le fonctionnement de ces systèmes est assuré généralement par l'utilisation soit d'un mécanisme alimenté électriquement dont l'élément sensible est un ensemble de composants photo - sensibles ou un système à dilatation de gaz s'il s'agit d'un mécanisme thermique. Parmi les premiers scientifiques qui ont proposé l'idée d'utiliser le mécanisme de poursuite solaire dans les applications à base de capteurs plans est Morcos [10]. Dans son travail, Morcos [10] a conclu qu'au cours d'une journée, en changeant plusieurs fois

INTRODUCTION GENERALE

l'orientation d'un capteur solaire plan et l'incliner selon un angle optimum, permet d'augmenter de 29,2% la quantité d'énergie solaire globale collectée par rapport à celle reçue par un panneau traditionnel fixe incliné selon un angle égal à la latitude du site considéré. Plusieurs auteurs [11, 12, 13, 14,15, 16, 17, 18, 19], ont montré aussi théoriquement ou expérimentalement que l'utilisation d'un système de poursuite pour entraîner un panneau photovoltaïque permet d'augmenter les performances des systèmes photovoltaïques. Ils ont montré que l'utilisation de ces systèmes permet d'acquérir respectivement un gain annuel supérieur de 25% à 35% par rapport à un système traditionnel fixe et selon le mécanisme utilisé.

Dans cette étude, nous nous sommes intéressés aussi à mettre en évidence l'intérêt d'utiliser un mécanisme de poursuite dans les applications de conversion photovoltaïque ou thermodynamique de l'énergie solaire. A cet effet plusieurs configurations de poursuite ont été retenues, pour lesquelles le comportement et les performances de chacune d'elles ont été mise en évidence et finir par proposer un système de poursuite autonome travaillant en mode sensible et sous un principe thermodynamique, c'est-à-dire sans moteurs d'entraînements.

Ainsi dans une première partie nous décrivons tous les outils théoriques nécessaires pour élaborer ce travail.

Dans une seconde partie, par le fait de la méconnaissance du potentiel énergétique solaire sur le territoire national qui constitue un outil indispensable pour établir ce travail, nous avons eu recours à des modèles théoriques proposés dans la littérature et qui permettent de reconstituer les différentes composantes du rayonnement solaire en fonction de quelques paramètres météorologiques qui pour notre cas sont disponibles auprès de l'Office National de la Météorologie.

Dans une troisième partie, après une description du modèle photovoltaïque retenu ainsi que de la méthodologie adoptée, les performances d'un système photovoltaïque utilisant les différents mécanismes de poursuite ont été déterminés pour différentes conditions météorologiques et pour différents pas de temps à savoir horaire, journalier, mensuel et annuel. Ainsi, pour tenir compte de l'effet du caractère climatique, cette étude a été faite pour deux sites représentant deux zones climatiques algériennes, il s'agit des sites de Bouzaréah et Ghardaïa dont nous disposons de données réellement mesurées. Selon la classification de Koppen [20] les deux sites retenus sont caractérisés respectivement par un climat tempéré avec un été chaud et sec (Csa) et par un climat désertique aride et sec (Gwh). Ainsi, la quantité d'énergie solaire globale effective, celle de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes ont été calculées. Comme paramètre de comparaison des performances des

INTRODUCTION GENERALE

différents systèmes, nous avons retenu le gain d'énergie électrique, qui caractérise la quantité d'énergie supplémentaire produite par les différents systèmes de poursuite comparée à celle obtenue par les panneaux traditionnels fixes. Afin de vérifier aussi expérimentalement l'apport énergétique d'un système de poursuite mono-axial, nous avons conçu et réalisé deux mécanismes de poursuite dont l'un pivotant autour d'un axe vertical et l'autre autour d'un axe incliné. Les deux systèmes fonctionnant en mode de poursuite aveugle sont commandés par un microcontrôleur (Program logic controller) selon une boucle ouverte. Les résultats obtenus confirment ceux obtenus dans la partie théorique.

D'autre part les performances à long terme ont été déterminées et comparées moyennant la méthode combinée utilisabilité et F- chart développée par Clark [21]. Pour tenir compte de l'effet climatique ainsi celui de la latitude, nous avons retenu quatre sites représentant quatre zones climatiques Algériennes, il s'agit de Bouzareah, Djelfa, Ghardaïa et Timimoune qui, selon la classification climatique de Koppen [20], sont caractérisés respectivement par un climat tempéré chaud et sec (Csa), climat sec de steppe sec et chaud (BWk) et BWh (climat désertique, sec et chaud).

Les résultats obtenus montrent d'une part que l'utilisation d'un mécanisme de poursuite conduit à augmenter considérablement les performances d'un système photovoltaïque par rapport à un système traditionnel fixe. D'autre part, les paramètres responsables de la quantité d'énergie électrique produite par chacun des systèmes considérés ont été identifiés ainsi, ont été identifiés aussi ceux qui sont responsables des modifications des gains obtenus d'un système à un autre.

Moyennant le logiciel HOMER [22], une étude économique et environnementale a été élaborée pour voir l'apport en matière de réduction du prix du kWh ainsi que la réduction des gaz nocifs que pourra apporter un mécanisme de poursuite solaire appliqué à un système de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire par rapport à un système traditionnel fixe.

Dans la même partie, nous nous sommes intéressés aussi à l'effet de l'utilisation des systèmes de poursuite sur les performances des systèmes de chauffe eau solaire. Pour le faire, nous avons retenu que les systèmes de poursuite mono-axiale et comme site d'application, nous avons retenu le site de Ghardaïa pour lequel les données sont mesurées avec un pas de temps de cinq minutes. Nous avons alors développé un programme MATLAB qui permet de calculer les performances du système de chauffe eau solaire pour chacune des configurations retenues et qui utilise comme données d'entrées les valeurs des éclairagements directs mesurés sur un plan normal, global et diffus mesurés sur un plan horizontal, la température ambiante et la vitesse du vent.

INTRODUCTION GENERALE

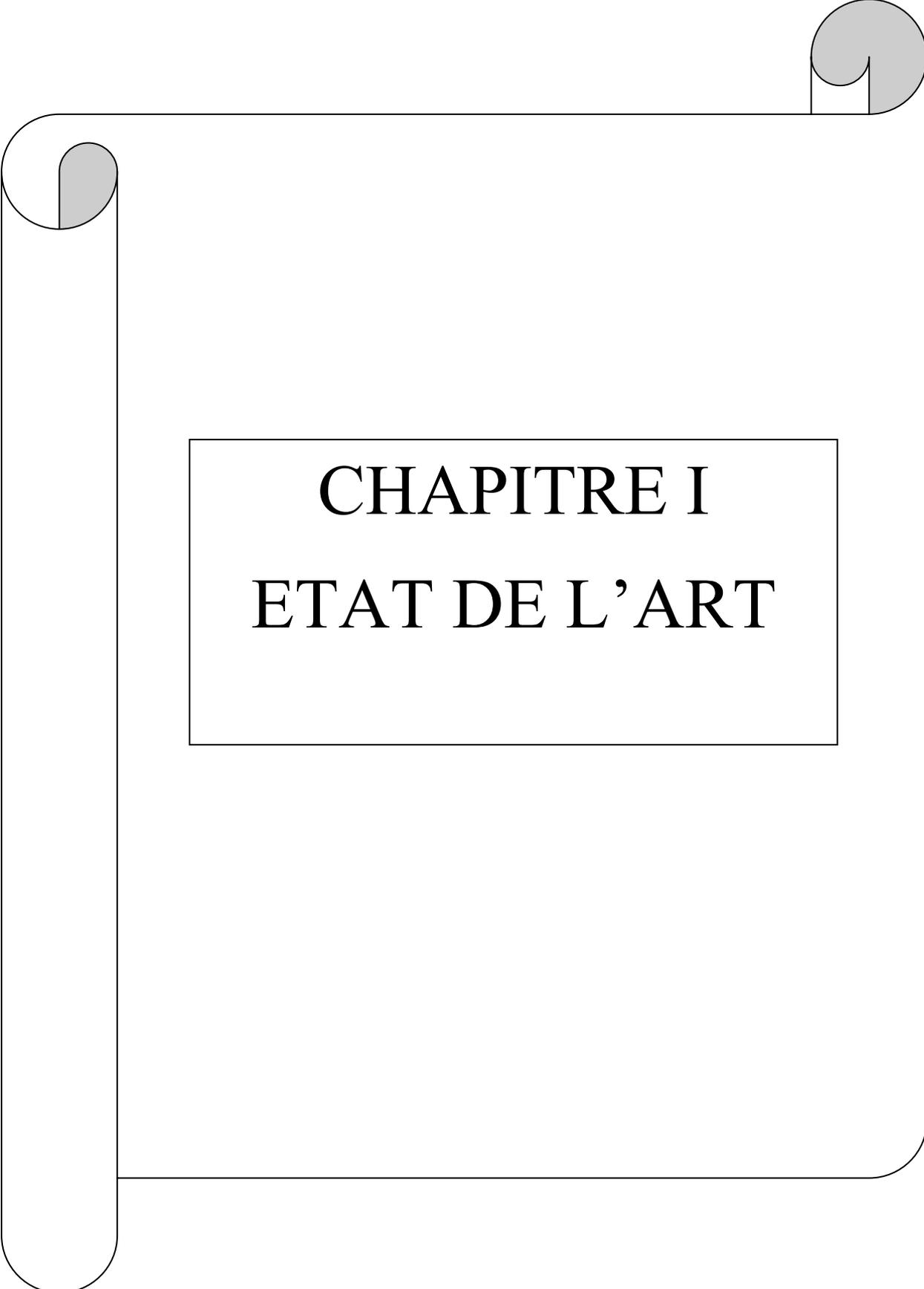
Bien que la solution d'utiliser un système de poursuite continue sur un système photovoltaïque permette d'augmenter considérablement ses performances, cette solution restera limitée pour être appliquée à un système de chauffe eau solaire. Ce qui est lié simplement au fait que le poids du mètre carré du chauffe eau solaire est nettement supérieur à celui du mètre carré d'un panneau photovoltaïque. Ainsi, utiliser un système de poursuite continue pour entraîner un système de chauffe eau solaire nécessite une structure et des équipements qui pourront augmenter considérablement le coût d'investissement initial et par conséquent augmenter considérablement le prix du kWh produit. Dans notre cas, nous nous sommes référés aux résultats présentés par [10] et nous avons proposé une solution qui consiste à concevoir une structure porteuse sur laquelle est installé un système de chauffe eau solaire. Cette structure est conçue de manière à permettre de changer l'inclinaison du collecteur et de pouvoir changer son orientation plusieurs fois par jour, ce qui permet alors de minimiser l'angle d'incidence du rayonnement solaire et par conséquent augmenter d'avantage la quantité d'énergie solaire qu'il reçoit. Les performances de ce système ont été déterminées pour les différents pas de temps et pour différents états de ciel et comparées à celles d'un système traditionnel et à ceux obtenus par des systèmes de poursuite mono-axiale. De même, comme pour le cas d'un système photovoltaïque, une étude de l'effet de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe eau solaire collectif à long terme a été établie. Pour le faire, la méthode combinant les deux processus utilisabilité (φ) et f_{chart} ont été utilisés.

Cependant, jusqu'à nos jours, les systèmes de poursuite utilisés sont des systèmes actifs constitués principalement d'une partie commande et d'un moteur. Ce qui conduit à augmenter considérablement le coût de l'installation en particulier pour notre pays qui compte parmi ceux qui ne détiennent ni la technologie de fabrication ni les techniques d'entretiens de ces systèmes. D'autant plus que pour son fonctionnement, il consomme une quantité d'énergie électrique substituée à celle produite par le système et par conséquent, diminue les performances globales de ce dernier. Ceci nous a conduits à concevoir un système autonome fonctionnant en mode sensible et utilisant comme élément moteur une paire de vérins pneumatiques entraînés par un gaz qui se dilate ou se contracte selon la quantité d'énergie solaire qu'il reçoit. C'est le travail que nous avons développé et présenté dans la quatrième partie de cette étude.

Enfin, une conclusion regroupant les différents résultats obtenus dans chacune des parties constituant ce travail est présenté ainsi que les perspectives retenues.

INTRODUCTION GENERALE

Dans ce qui suit nous donnons un bref aperçu sur la situation énergétique dans le monde en particulier en Algérie, sur l'intérêt apporté par les différentes applications des énergies renouvelables existantes.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both ending in rounded, shaded ends.

CHAPITRE I
ETAT DE L'ART

1.1 Situation énergétique dans le monde

1.1.1 Développement économique et production d'électricité [23]

L'électricité est indispensable au développement économique et ce dans tous les pays. Son importance relative s'accroît avec le progrès technique, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité ramenée au nombre d'habitants constitue donc un bon indicateur qui permet de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde. L'Amérique du nord est sans surprise la région où l'on produit le plus d'électricité (13948 kWh/hab.). C'est deux fois plus qu'en Europe de l'Ouest (6536 kWh/hab.), cinq fois plus qu'en Asie de l'Est et du Sud Est (2785 kWh/hab.), presque dix fois plus en Afrique du Nord (1481 kWh/hab.) et trente cinq fois plus qu'en Afrique Subsaharienne (396kWh/hab.).

Cet indicateur nécessite toutefois des précautions d'usage. Cela n'aurait pas de sens de s'en servir pour mesurer arithmétiquement le niveau de développement. Dans certaines régions par tête plus élevé ne signifie pas un niveau de développement plus supérieur. , Par exemple, la production d'électricité par habitant de la CEI (communauté des états indépendants) est deux fois plus importantes qu'en Amérique du Sud alors que le revenu par habitant dans ces deux régions est proche (voir figure 1.1).

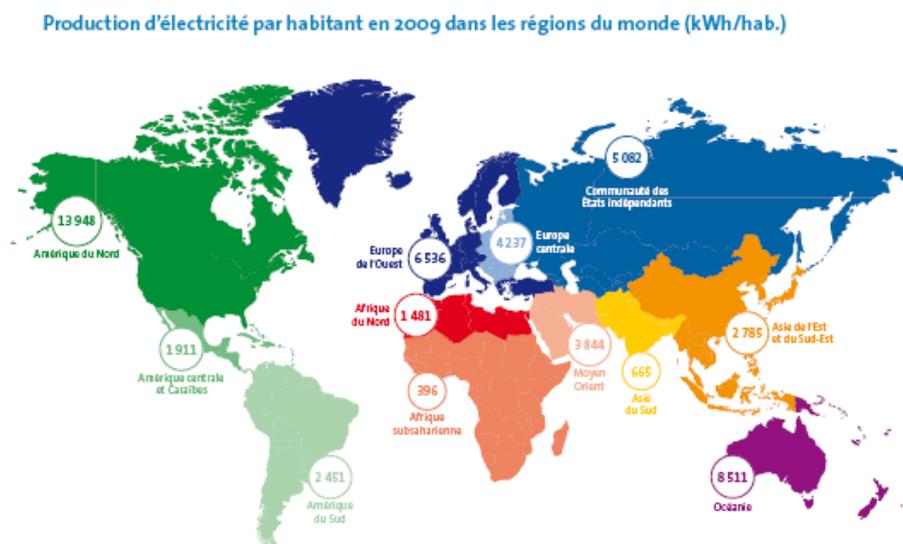


Fig.1.1 Production d'électricité par habitant en 2009 dans les différentes régions du monde (kWh/habitant) [23]

Il faut savoir que les écarts liés à la production d'électricité par habitant ne reflètent pas uniquement des disparités en matière de revenu. Ils tiennent aussi à des différences au niveau

du contenu électrique, de la croissance économique. En raison de dotation plus riche en énergie primaire, d'une géographie ou d'une histoire particulière, de la qualité des infrastructures mises en place, de l'extension du réseau ou encore sur une économie basée sur des secteurs ou des technologies qui requièrent plus au moins d'électricité, la production d'électricité peut suivre des trajectoires distinctes à niveaux économiques comparables. Le prix d'électricité entre aussi en ligne de compte. Il varie notamment selon la dotation du pays en combustibles fossiles (Moyens orientés, Afrique du Nord, Russie, Australie, Chine), le potentiel hydraulique (Brésil, Canada, Norvège, Suède) ou l'importance de la filière nucléaire (France).

1.1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable [23]

La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (incluant les centrales de pompes-turbinages) a atteint 3810.6 TWh en 2009 soit 19.1% de la production d'électricité mondiale. Cette part reste supérieure à la production d'origine nucléaire (13.5% en 2009), mais largement inférieure à l'électricité produite par l'énergie fossile (67.2%).

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes. L'hydroélectricité est la principale d'entre elles avec 84.3 % du total renouvelable. L'énergie éolienne est devenue la seconde en 2009 source d'énergie renouvelable pour la production d'électricité (7% du total). Elle devance aujourd'hui la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide et la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (6.3%) suivent la géothermie (1.7%) et le solaire (0.6%) qui rassemble les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques (Héliodynamiques) et les énergies marines (0.01 %) (voir Figure 1.1.a et 1.1.b).

Si l'on excepte l'année 2007, qui est une année de croissance record de la production de l'électricité issue des combustibles fossiles (+6.4% en une année), la part de l'électricité renouvelable est globalement en augmentation depuis 2004. Cette dernière a également bénéficié en 2009 de la diminution de production conventionnelle (-1.6% par rapport à 2008), plus durement touchée par la mauvaise conjoncture économique.

Cette augmentation s'explique par une contribution plus importante de l'hydroélectricité à partir de 2004 (plus de 528.7 TWh entre 2003 et 2009), mais également par la montée en puissance des autres filières renouvelables.

La croissance de ces filières renouvelables devrait rester soutenue. Leurs parts devraient donc continuer à augmenter dans la production d'électricité mondiale. Cette prévision s'appuie sur la dynamique industrielle qui est en cours, non seulement dans la plus part des grands pays industrialisés mais également dans les pays dites à croissance rapide telle que la Chine et

l'Inde. La Chine est déjà le premier producteur mondial de cellules photovoltaïques et également très bien avancé dans la technologie de fabrication des éoliennes. L'Inde est également un acteur important du marché éolien.

La croissance de la production d'électricité renouvelable sans l'hydraulique, serait de 11,6% par an en moyenne depuis 1999. Ce qui signifie que la part des filiales sans hydraulique a plus que doublé dans la production mondiale d'électricité, passant de 1.4% du total en 1999 à 3% du total en 2009 (voir Figure 1.2.a et 1.2.b).

L'analyse détaillée par filiale montre que ce sont les productions d'électricité d'origine solaire et éolienne qui ont connu les croissances les plus importantes sur la période avec respectivement 36% et 28.9% par an en moyenne de 1999 à 2009. Alors que la filiale biomasse dans son ensemble a également connue une croissance supérieure à celle des filiales conventionnelles et qui présente un taux de croissance de 6.7% par an en moyenne et durant la même période (voir Figure 1.2.a et 1.2.b).

Tableau 1.1.a Production d'énergie électrique par source [23]

TWh	1999	2006	2007	2008	2009	TCAM 99/09	TC 08/09
Géothermie	49.8	59.7	62.9	65.6	65.0	2.7 %	-0.9 %
Eolien	21.2	131.2	171.8	219.7	268.2	28.9 %	22.1 %
Biomasse	126.2	202.6	218.7	231.3	241.2	6.7 %	4.3 %
dont biomasse solide	97.4	145.5	155.8	165.7	171.4	5.8 %	3.4 %
dont biogaz	10.6	25.0	29.2	31.4	36.3	13.1 %	15.4 %
dont biomasse liquide		3.7	3.3	3.4	4.3	102.8 %*	24.9 %
dont déchets municipaux	18.3	28.4	30.4	30.7	29.2	4.8 %	-4.8 %
Déchets non renouvelables	32.5	39.6	39.4	39.5	39.3	1.9 %	-0.5 %
dont déchets industriels	14.7	13.5	12.3	12.2	13.4	-0.9 %	9.3 %
dont déchets municipaux	17.8	26.1	27.0	27.3	25.9	3.8 %	-5.0 %
Solaire	1.0	6.1	8.0	12.8	21.4	36.0 %	68.0 %
dont photovoltaïque	0.500	5.5	7.3	11.9	20.5	45.0 %	72.9 %
dont thermodynamique	0.492	0.551	0.685	0.899	0.920	6.5 %	2.3 %
Hydraulique	2610.7	3080.5	3122.9	3244.1	3213.9	2.1 %	-0.9 %
dont turbinage-pompage	73.2	86.4	84.7	80.2	76.3	0.4 %	-4.8 %
Energies marines	0.612	0.550	0.549	0.546	0.524	-1.5 %	-4.0 %
Nucléaire	2531.1	2791.5	2719.1	2731.8	2695.7	0.6 %	-1.3 %
Fossile	9338.6	12655.1	13461.8	13633.5	13413.5	3.7 %	-1.6 %
Total renouvelable	2809.6	3480.7	3584.8	3773.9	3810.3	3.1 %	1.0 %
Total conventionnel	11902.2	15486.2	16220.2	16404.8	16148.3	3.1 %	-1.6 %
Total production	14711.8	18966.9	19805.0	20178.7	19958.6	3.1 %	-1.1 %
Part renouvelable	19.1 %	18.4 %	18.1 %	18.7 %	19.1 %		

1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable dans l'Afrique du nord [24]

L'Afrique du nord, en l'absence de filière nucléaire est d'un important potentiel hydraulique, tire des combustibles fossiles l'essentiel de sa production d'électricité.

(91,7% du total en 2009), L'hydroélectricité, 6,5% de l'électricité régionale, provient principalement du Maroc. Ce pays ainsi que la Tunisie sont également impliqués dans le développement d'une filière éolienne (0.7 % du total régional en 2009). La filière solaire Photovoltaïque recensée est essentiellement le reflet de la production marocaine (20GWh)

développé dans le cadre de l'électrification rurale décentralisée. Les 4 GWh supplémentaires sont assurés par la production Algériennes, recensées depuis 2008.

Les figures 1.3.a et b montrent respectivement la structure de la production d'électricité en 2009 et la structure de la production électrique d'origine renouvelable en Afrique du nord en 2009.

Tableau.1.1.b Structure de la production électrique d'origine renouvelable 1999-2009 [23]

Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2009		
SOURCE	TWh EN 2009	% 2009
Hydraulique	3 213,9	84,3 %
Eolien	268,2	7,0 %
Biomasse	241,2	6,3 %
Géothermie	65,0	1,7 %
Solaire	21,4	0,6 %
Energies marines	0,524	0,01 %
Total	3 810,3	100,0 %

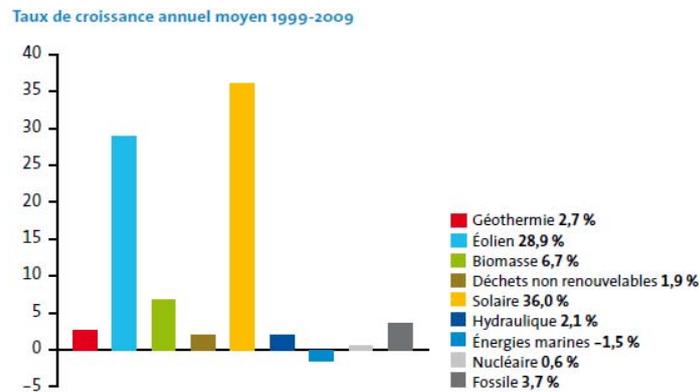


Fig.1.2.a Taux de croissance annuel de production d'énergie d'origine Renouvelable hors hydraulique [23]

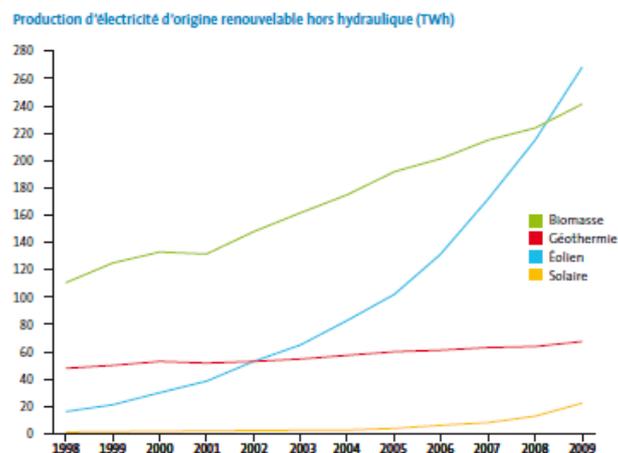


Fig. 1.2.b production d'électricité d'origine Renouvelable 1999-2009 [23]

L'Afrique du Nord a connu sur la période 1999-2009 une croissance rapide de sa production d'électricité (+6.6 % par an en moyenne depuis 1999). Elle représente désormais 43% de l'électricité produite par le continent Africain. Le Tableau 1.3 montre clairement la production d'électricité par différentes sources en Afrique du Nord sur la période 1999-2009.

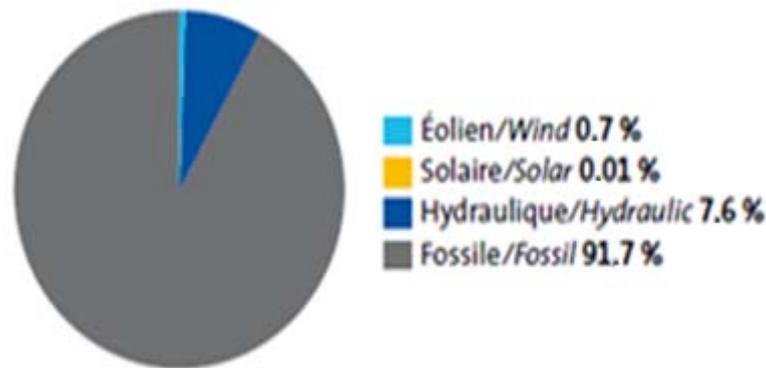


Fig. 1.3.a Production d'électricité en Afrique du nord [24]

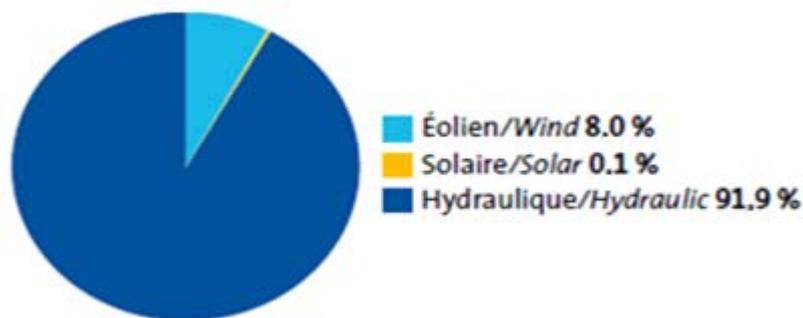


Fig.1.3.b Production d'électricité en Afrique du nord d'origine par diverses sources renouvelables (2009) [24]

1.3 Situation énergétique en Algérie

Au vue des importantes réserves pétrolière et gazière, la production d'électricité en Algérie se fait essentiellement à partir des combustibles fossiles. Bien que le gisement de ce type de combustibles soit très large, il est néanmoins limité. De plus, leur renouvellement n'est pas observable à l'échelle temporelle de l'homme. Enfin l'impact environnemental de ces modes de production d'électricité est notable, comme la production des gaz à effet de serre.

A l'instar des autres pays du monde, l'Algérie commence à prendre conscience de l'effet de la consommation de ces sources sur l'environnement. La substitution des sources d'énergies conventionnelles par d'autres sources telles que les énergies renouvelables est devenue envisageable du moins sous certaines conditions et leur promotion constitue un des grands axes de la politique énergétique et environnementale du pays.

Tableau 1.2 Production d'électricité par différentes ressources en Afrique du nord [24]

Hydraulique/Hydraulic	15.8	14,8	17.1	16.4	18.7	1.7 %	14.2 %
dont turbinage-pompage/pump storage share	-	0,510	0,370	0,403	0,354	119,1 %	-12,2 %
Energies marines/Marine energies	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire/Nuclear	-	-	-	-	-	-	-
Fossile/Fossil	114.8	194.1	205.3	218.8	225.9	7,0 %	3,3 %
Tot. renouvelable/renewable	15.8	15.5	17.9	17.4	20.4	2,6 %	16,8 %
Tot. conventionnelle/conventional	114.8	194.1	205.3	218.8	225.9	7,0 %	3,3 %
Total production	130.5	209,6	223.3	236.2	246,3	6,6 %	4,3 %
Part renouvelable/Renewable share	12.1 %	7.4 %	8,0 %	7,4 %	8,3 %		

Hydraulique/Hydraulic	15.8	14,8	17.1	16.4	18.7	1.7 %	14.2 %
dont turbine -pompage	-	0,510	0,370	0,403	0,354	119,1 %	-12,2 %
Energies Marines	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Fossile	114.8	194.1	205.3	218.8	225.9	7,0 %	3,3 %
Tot. renouvelable	15.8	15.5	17.9	17,4	20.4	2,6 %	16,8 %
Tot. conventionnelle	114.8	194.1	205.3	218,8	225.9	7,0 %	3,3 %
Production totale	130.5	209,6	223.3	236.2	246,3	6,6 %	4,3 %
Part renouvelable	12.1 %	7.4 %	8,0 %	7,4 %	8,3 %		

1.3.1 Gisement pétrolier et gazier [25]

L'Algérie contenait 12.3 milliards de barils environ de réserves de pétrole estimées avant janvier 2007, ce qui en fait le troisième plus grand en Afrique (derrière la Libye et le Nigéria). Les réserves estimées de l'Algérie sont principalement situées dans la moitié orientale du pays. Le bassin de Hassi Messaoud contient 70 % de toutes les réserves du pays, alors que des réserves additionnelles sont situées en bassin de Berkine. Bien que l'Algérie ait produit le pétrole depuis 1956, les analystes industriels considèrent le pays est sous exploré, avec de grands potentiels de découvertes d'hydrocarbures. Pour ce qui est du gaz naturel, l'Algérie possède des réserves estimées à 161.7 Trillions pieds cubes (Tcf), ce qui en fait le huitième plus grand au monde. Le plus grand gisement du gaz de l'Algérie est celui Hassi R'Mel, découvert en 1956 et contenant des réserves estimées à 85 Tcf, contribuant ainsi à 25% de la production du gaz sec naturel en Algérie. Le reste des réserves situe au Sud et au Sud-Est du pays à coté des champs pétroliers. Le site Rhourde Nouss en est un exemple concret avec des réserves de 13 Tcf, en plus des sites : Fouye Tabankort (5.1 Tcf), Alrar (4.7 Tcf), Ouan Dimeta et Oued Noumer. D'autres sites avec moins de réserves se trouvent à la région d'AIN SALAH.

1.3.2 L'électricité en Algérie [26]

La demande en électricité a atteint 33.8 TWh en 2009 (hausse de 3.8 % par rapport à 2008). La production a quand à elle atteint 42.8 TWh (9190 MW de puissance) en 2009, soit 7 % de plus qu'en 2008.

L'électricité produite à partir du gaz naturel (énergie fossile) représenterait : 97.2 % (Source : Banque Mondiale 2006) de la production globale de l'Algérie.

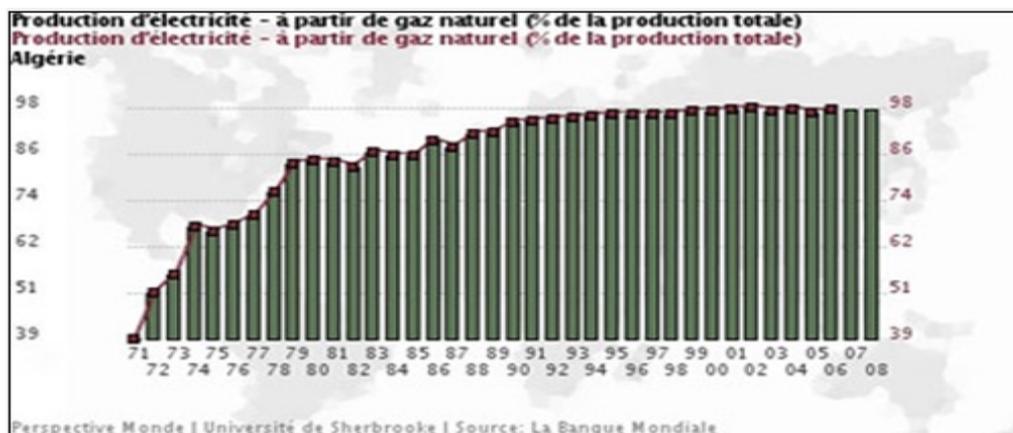


Fig.1.4 Production d'électricité à partir de gaz naturel (% de la production totale) [26]

Cette tendance d'avoir recours aux combustibles fossiles se confirme chez les pays producteurs (Algérie, Australie, Afrique du Sud, Chine, Inde), qui utilisent ces ressources dans la production d'électricité dans des proportions allant de 80 à 100 % (voir Figure 1.5).

D'autres parts plus de 46 % de la production d'électricité en Algérie est issues de centrales à turbines à gaz Figure 1.6.

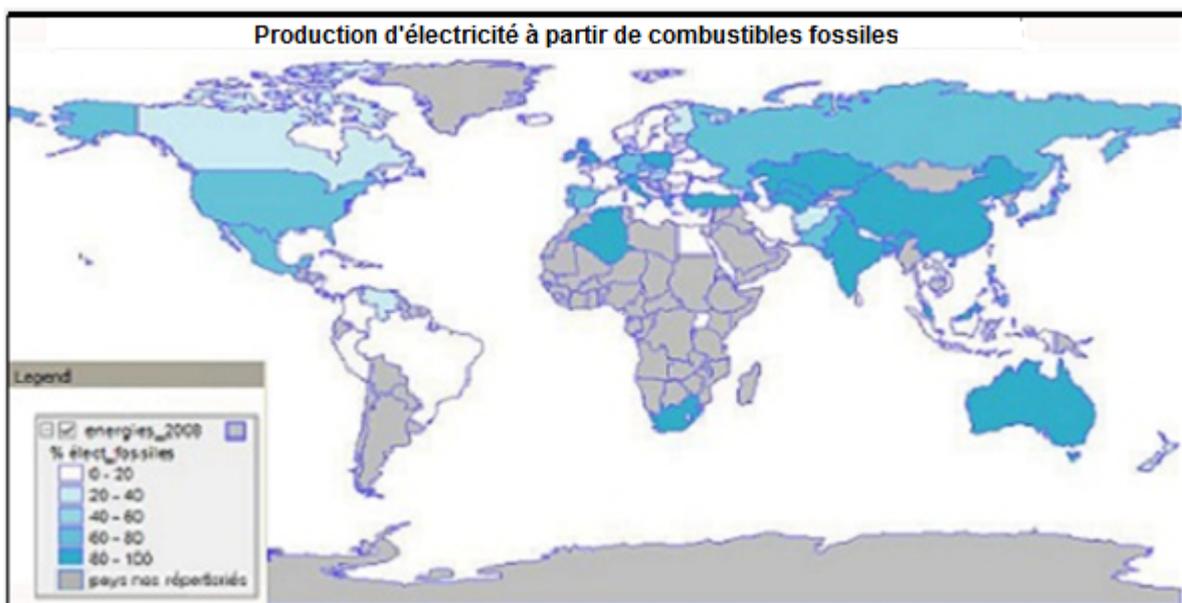


Fig.1.5 Production d'électricité à partir de combustibles fossiles [26]

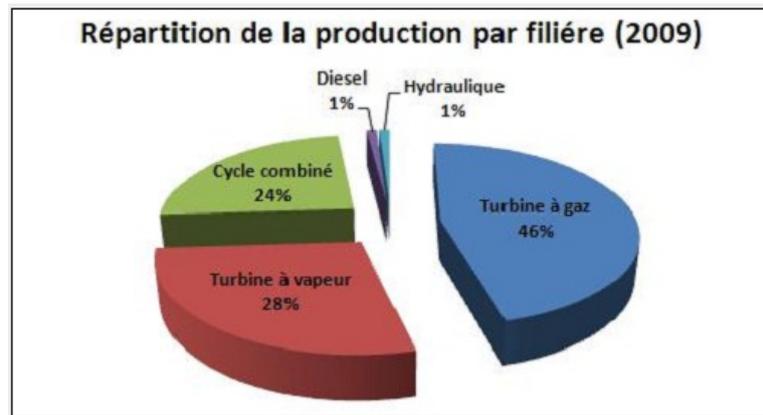
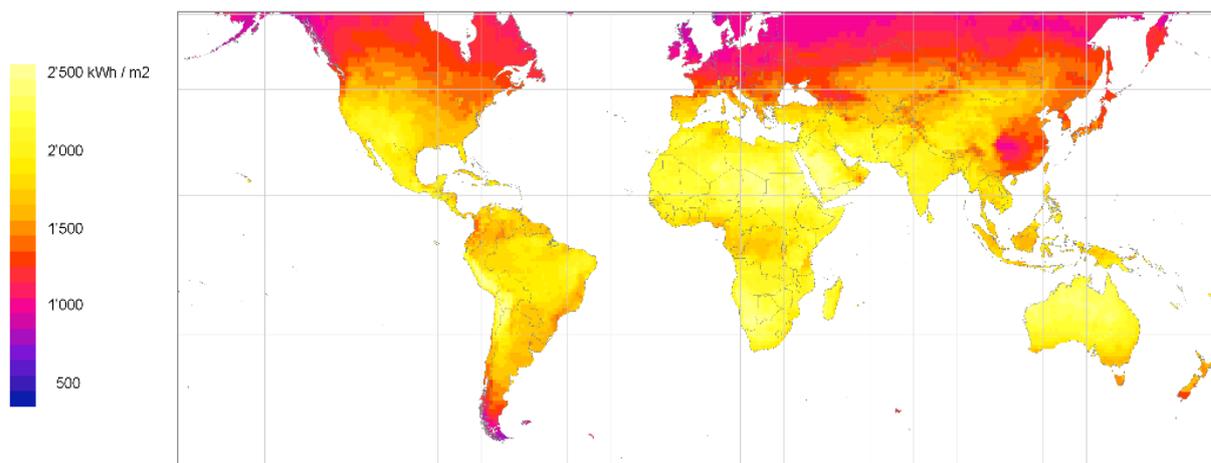


Fig.1.6 Répartition de la production d'énergie électrique par filière [26]

1.3.3 Situation des énergies renouvelables en Algérie [25]

Vue de sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires le plus élevé au monde en particulier dans sa partie Sud, celle caractérisée par le climat désert, aride et sec et qui constitue environ 86% de sa superficie. En effet, la quasi-totalité du territoire national présente une durée d'insolation dépassant les 2000 heures par année et qui pourra atteindre les 4000 heures par année si les conditions climatiques sont réunies. Dépendant de la saison, des conditions climatiques et de la zone considérée l'irradiation globale quotidienne reçue sur une surface horizontale varie de 2 à 9 kWh/m² jour, ce qui constitue environ près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an sur les hauts plateaux et de 3000 kWh/m²/an au Sud voir figure 1.7).

Yearly sum of global irradiance



Source: Meeonorm 6.0 (www.meeonorm.com); uncertainty 10%
Period: 1981 - 2000; grid cell size: 1°

June 2008 

Fig. 1.7 carte solaire mondiale d'après [27]

Ainsi, à titre indicatif, nous présentons sur le Tableau 1.3 le nombre d'heures d'ensoleillement ainsi que la valeur de l'irradiation moyenne par année caractérisant chacune des régions de l'Algérie [28]

Tableau 1.3 Potentiel énergétique solaire disponible sur chaque zone climatique algérienne [28]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie en %	4	10	86
Durée d'insolation moyenne (heure/an)	2650	3000	3500
Irradiation moyenne reçue sur un plan horizontal kWh/m ² /an	1700	1900	2650

Dépendant de la zone climatique dans laquelle est situé le site considéré ainsi que de la saison considérée, l'irradiation solaire globale collectée par une surface horizontale varie comme le montre les Figures 1.8 et 1.9 [29].

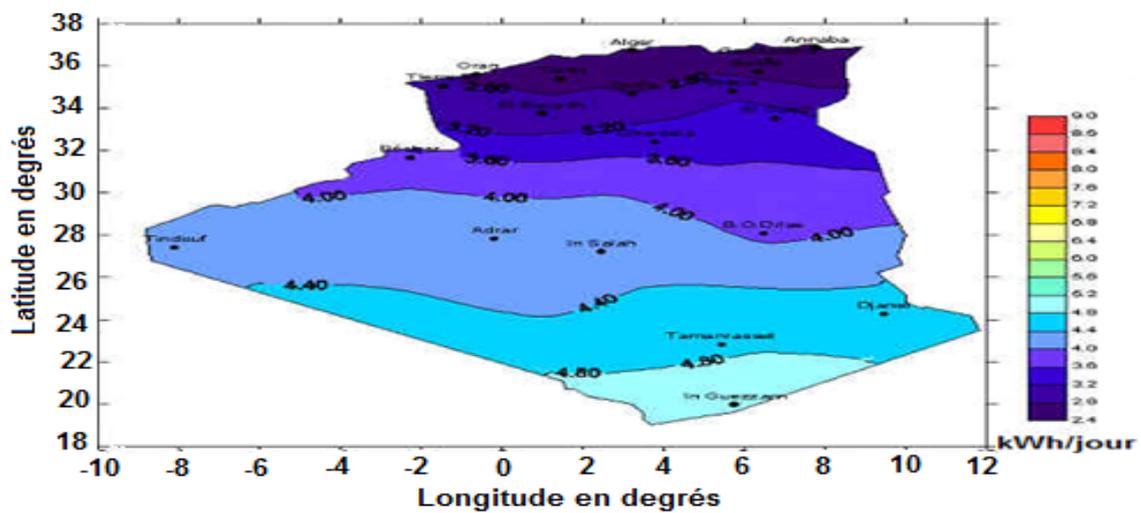


Fig.1.8 Irradiation solaire globale reçue sur un plan horizontal en kWh/m² (mois de décembre) [29]

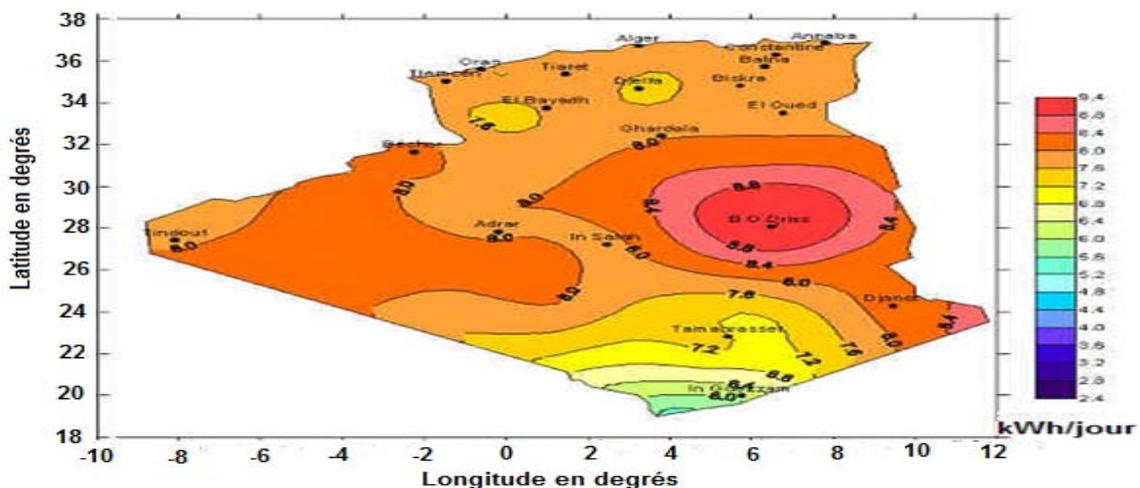


Fig.1.9 Irradiation solaire globale reçue sur un plan horizontal en kWh/m² (mois de juillet) [29]

Bien que les applications solaires soient très nombreuses à travers le territoire Algérien, elles demeurent aussi petites si on tiendra compte de leur puissance. Ces installations concernent généralement les sites isolés en particulier situés dans le sud du pays. En effet si nous considérons la puissance totale installée, sa valeur restera relativement très réduite par rapport à celle installée dans les pays industrialisés. Le bilan de réalisation de différentes installations solaires est donné comme.

- Sur le Tableau 1.4 est présentée la répartition de puissance installée par application ;
- Sur le Tableau 1.5 sont présentées les valeurs de la puissance installée par ressource d'énergie renouvelable;

Tableau 1.4 Répartition de la Puissance installée par Application [30]

Applications	Puissance Installée (Watt)
Electrification	1352800
Pompage	288400
Eclairage public	48430
Télécommunication	498000
Autres	165630
TOTAL	2353260

Ainsi, à partir de ces informations nous constatons que les applications d'électrification rurale présentent la part la plus importante suivies par celles de télécommunications. Et à partir du Tableau 1.5 on constate que la puissance éolienne installée est négligeable devant celle relative aux systèmes photovoltaïques.

Tableau 1.5 Puissance installée par source d'énergie renouvelable [30]

RESSOURCE	Puissance Installée (Watt)	
SOLAIRE	2279960	97%
EOLIEN	73300	3%
TOTAL	2353260	

1.3.4 Classification des zones climatiques

La classification d'une zone climatique quelconque se fait par de nombreuses combinaisons de variables climatiques et obéissants à de nombreux critères [20], dépendants des buts et du domaine pour lesquels cette classification sera utile. Du point de vue application solaire le concept est différent selon les conditions où l'on se trouve en particulier en matière de température, humidité, insolation et pluviométrie, ce qui constitue une distinction fondamentale de la classification. Cependant, ces derniers paramètres constituent les critères les plus déterminants qui concourent dans la détermination du type de climat. Parmi les méthodes de classification climatique, on cite dans ce qui suit, la plus usuelle dans le monde.

1.3.4.1 Méthode de Koppen Geiger présentée par [20]

C'est la plus courante des classifications climatiques. Elle est fondée sur l'utilisation des températures (voir Figure 1.10) et de la précipitation (voir Figure 1.11) et comme principaux paramètres de classification et elle est généralement utilisée principalement dans le domaine de l'hydrologie, de l'agriculture et de la climatologie. Cette méthode présente l'inconvénient d'être grossière puisque la classification et le découpage en régions n'est pas détaillé (voir Figure 1.12). Dans cette méthode, le climat est repéré par un code composé de trois à quatre lettres dont la première décrit le type, et les deux autres décrivent respectivement le régime pluviométrique et la variation de la température. Selon les données fournies par l'Office National de la Météorologie, selon les critères de classification, le climat de l'Algérie est décomposé en cinq zones climatiques voir figure (voir Figure 1.12).

La zone climatique Csa, tempéré avec un été sec et chaud, est celle qui regroupe tous les sites de la côte méditerranéenne et les sites avoisinants tels que ceux de la Mitidja et quelques parties de l'atlas tellien.

La zone climatique Bsk, climat de steppe sec et froid, qui regroupe les régions en haute altitude tels que les hauts plateaux et les régions les plus élevées de l'atlas tellien.

La zone climatique Bsh, climat de steppe sec et chaud, zone située à l'Est du pays et à l'extrême nord du Sahara.

La zone climatique Bwh qui est caractérisée par un climat désertique aride sec et chaud, zone regroupant tout le désert du territoire Algérien.

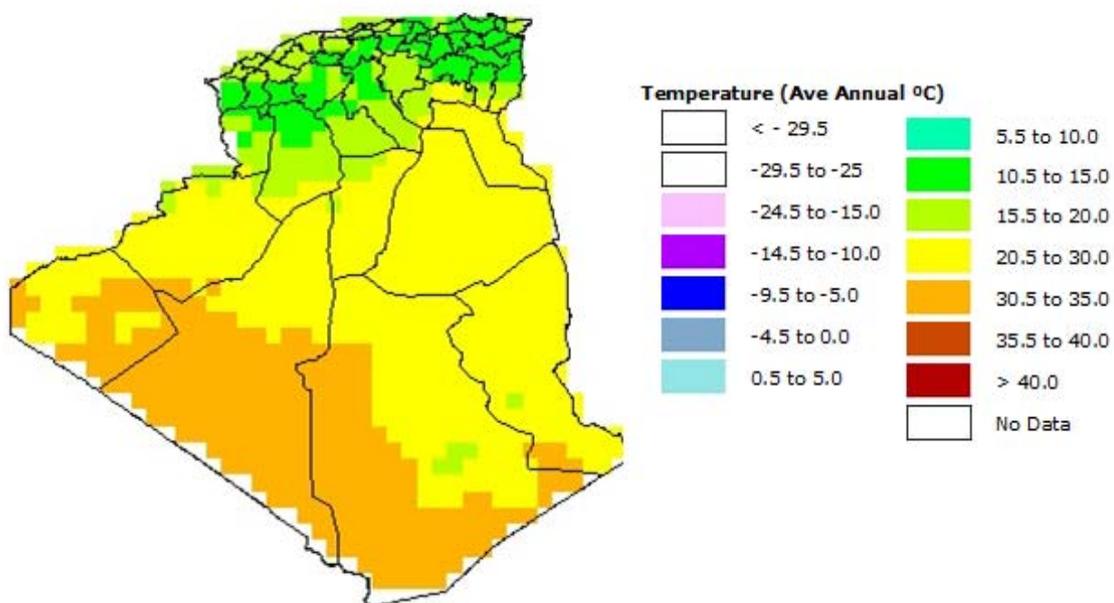


Fig. 1.10 Moyenne annuelle de Température ambiante [°C] [31]

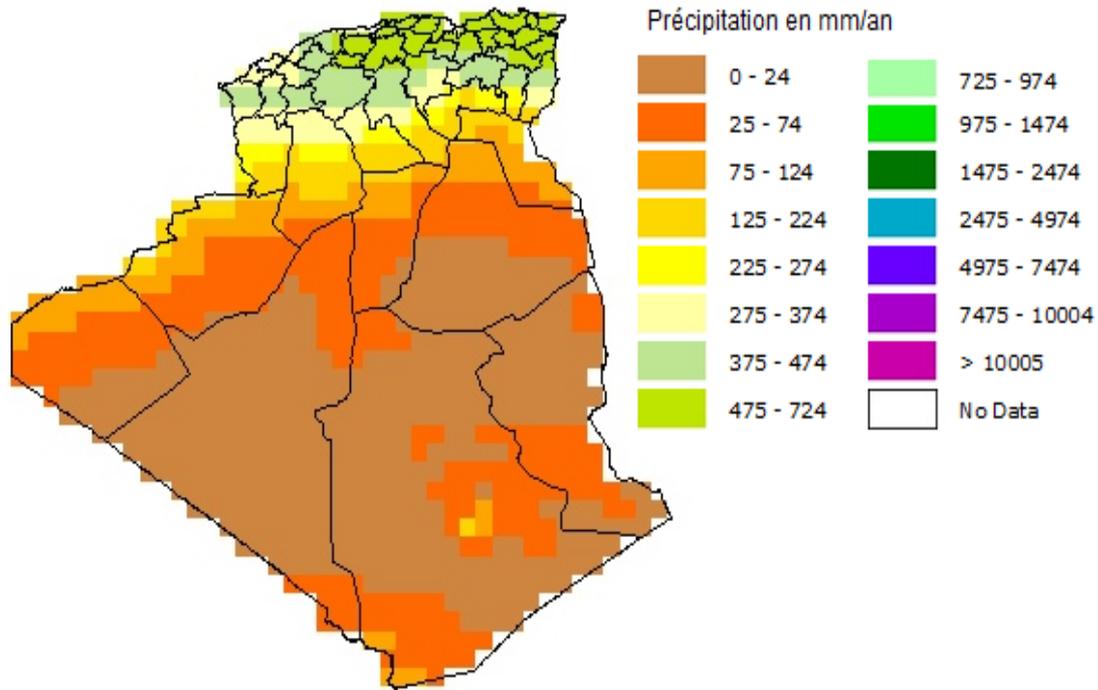


Fig. 1.11 Moyenne annuelle de la Précipitation mm/an [31]

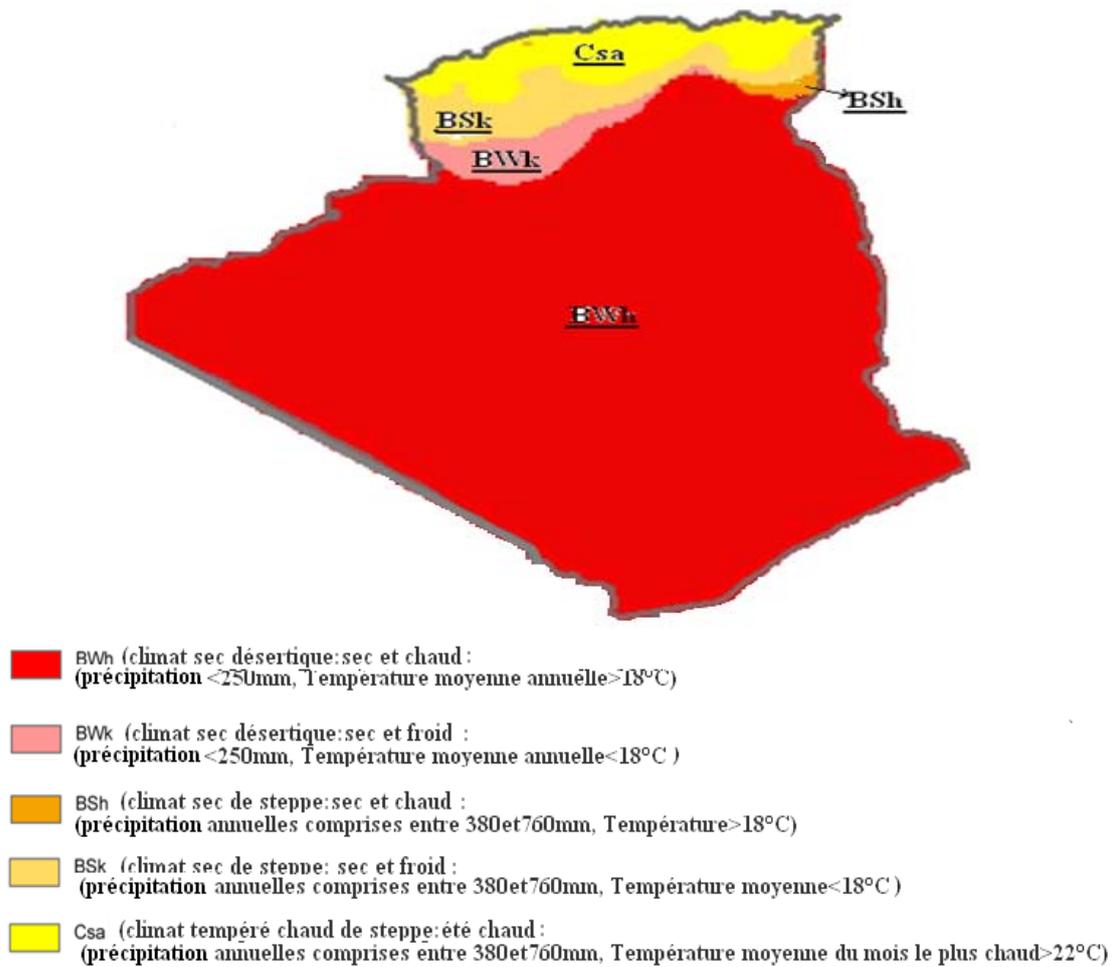


Fig. 1.12 Carte de zonage climatique de l'Algérie selon Koppen Geiger [20].

1.4 Domaines d'application des systèmes de poursuite solaire

Les systèmes de poursuite solaire sont utilisés principalement dans les applications de conversion d'énergie solaire à concentration. Selon le système retenu et selon son application, ces mécanismes pourront conduire à atteindre des niveaux de température de quelque centaine de degrés Celsius. Pour que ces systèmes atteignent cet ordre de grandeur de puissance ou de température, ils devraient être basés sur des équipements, des miroirs en générale, ayant de différentes formes et leur fonction commune c'est la focalisation du rayonnement solaire direct reçu sur leur foyer. Ainsi, l'orientation de ces miroirs devrait être effectuée avec une très grande précision pour qu'elles puissent focaliser le rayonnement solaire qu'ils reçoivent vers leurs foyers avec précision et avec un taux de concentration le plus élevé que possible. A cet effet, selon l'application, ces systèmes permettent à ce que les surfaces réfléchissantes soient constamment orientées vers le disque solaire et de telle manière que l'angle d'incidence soit nul, minimal ou optimal. Dans ce qui suit nous citons les différentes applications qui utilisent de tels mécanismes.

1.4.1 Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est celle qui est actuellement la plus éprouvée parmi les autres techniques de concentration solaire. Généralement une installation typique à concentrateurs cylindro-paraboliques est constituée de trois principaux éléments dont:

- Le champ de capteur solaire ;
- le système de transfert de chaleurs vers le système de conversion ;
- Le système de génération électrique.

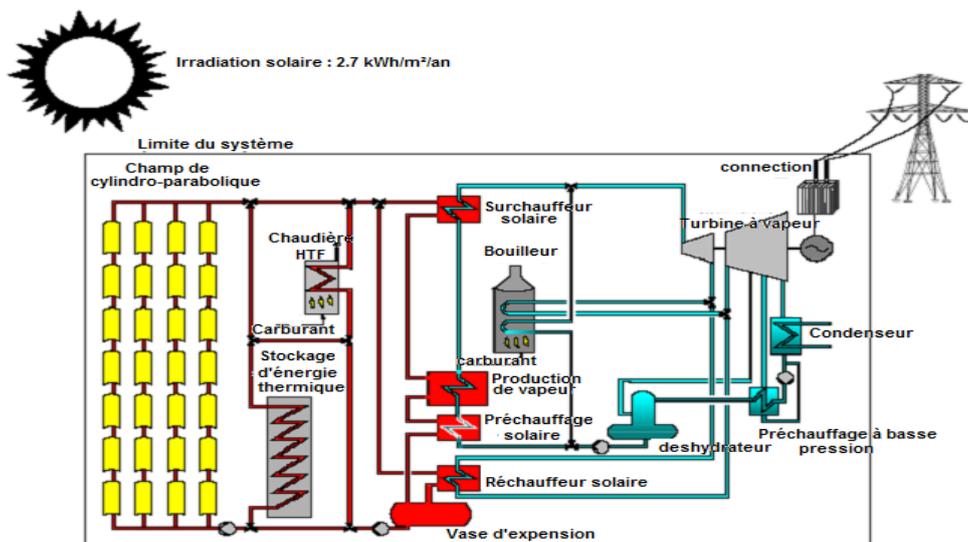


Fig. 1.13 Configuration d'une centrale à collecteurs cylindro-paraboliques [32]

Le système SEGS utilise de nombreuses rangées de capteurs cylindro-paraboliques. Ces derniers sont munis d'un miroir réfléchissant le rayonnement solaire de manière qu'il soit concentré en sa tache focale là où se situe le collecteur solaire sous forme de tube cylindrique. Ils sont posés en rangées dont la longueur est d'une centaine de mètres (voir Figure 1.13).

En tournant autour d'un axe horizontal (voir Figure 1.14.a), ce dernier est généralement orienté d'Est en Ouest (voir Figure 1.14.d) ou par fois autour d'un axe horizontal orienté Nord – Sud (voir Figure 1.14.b) ou pour des applications spécifiques il pivote autour d'un axe parallèle à l'axe du monde (voir Figure 1.14.c), l'ouverture du cylindro parabolique suit respectivement le mouvement apparent du soleil dans le sens de sa hauteur ou de son azimut et concentrent le rayonnement solaire de 30 à 100 fois (facteur de concentration). Généralement, au point focal du miroir cylindro-parabolique le concentrateur présente un facteur de concentration avoisinant la valeur 80.

Ainsi le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que l'éclairement solaire direct incident soit toujours perpendiculaire à l'ouverture du réflecteur de cette manière, le rayonnement solaire est focalisé au foyer du système au niveau duquel est placé un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur.

L'énergie solaire reçue au point focal est absorbée par le collecteur métallique. Pour protéger ce dernier des intempéries et limiter les déperditions thermiques du collecteur vers le milieu environnant, ce dernier est couvert par un tube en verre et dans un but de limiter d'avantage ces déperditions, un vide est créé dans l'espace annulaire résultant. Par conséquent Le fluide caloporteur (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à environ 400°C, qui est ensuite pompé à travers des échangeurs de chaleurs conventionnels pour chauffer le fluide moteur (généralement de l'eau) pour produire de la vapeur surchauffée qui sera détendue dans une turbine. Cette dernière entraîne une génératrice électrique. Après la détente, le fluide moteur est refroidi et condensé, est réinjecté dans le circuit de la boucle thermodynamique pour repasser dans le circuit d'échange avec le fluide caloporteur qui circule aussi en boucle fermée qui passe à travers les collecteurs.

Cette technologie est utilisée dans la plus grande centrale thermique solaire au monde à Kramer Junction en Californie, où cinq "SEGS" (Solar electric generating systems) de 30 MW, soit 150 MW de capacité électrique solaire sont raccordées au réseau californien. Les centrales thermiques solaires en Californie ont une puissance totale de 354 MW.

Cette centrale est conçue pour fonctionner avec l'énergie solaire uniquement. Cependant, un appoint gaz est utilisé pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une

production contractuelle. La production électrique est raccordée directement au réseau du distributeur (Southern California Edison) voir Figures 1.15.a, b et c.

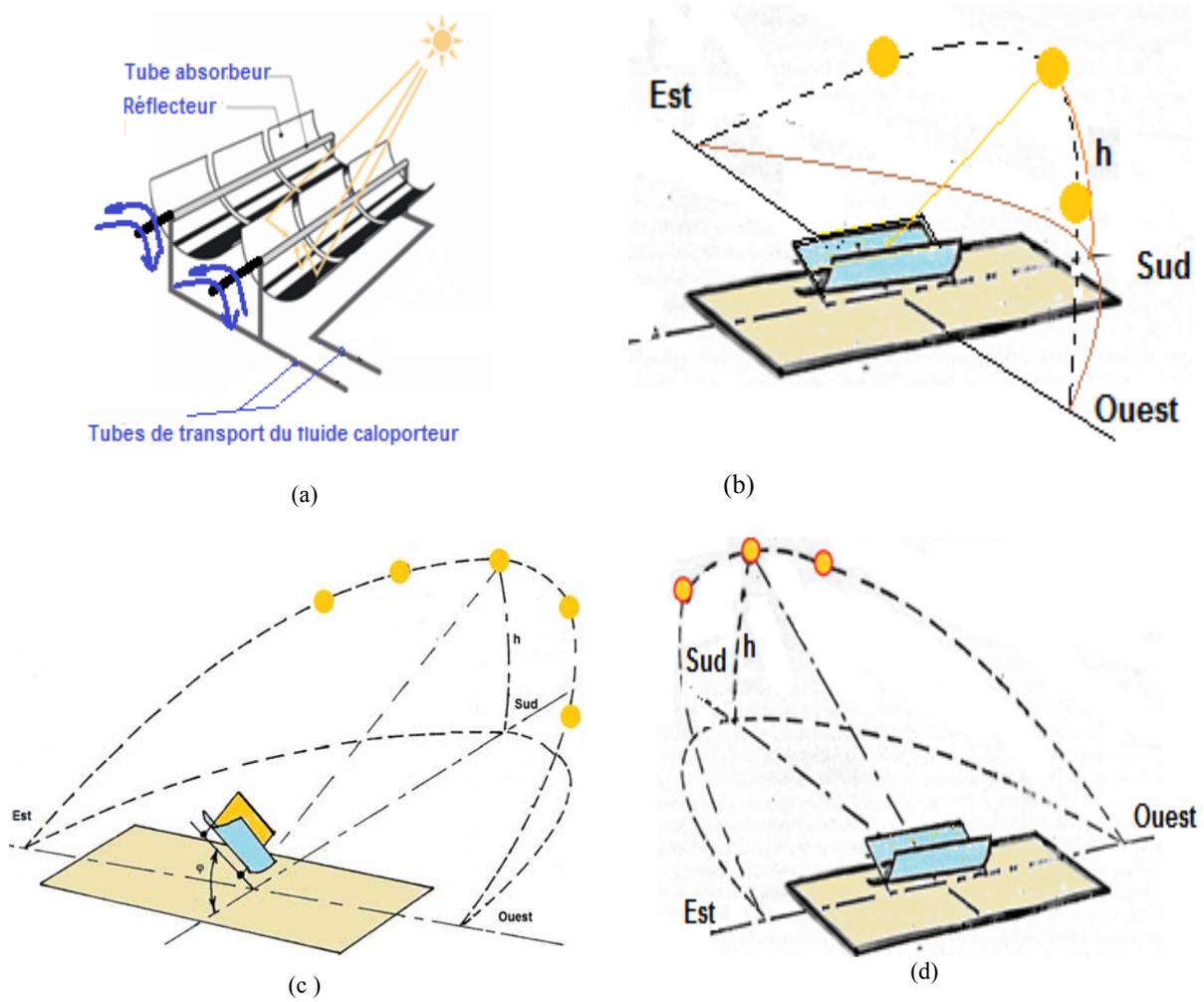


Fig.1.14 Différentes configurations de poursuite appliquée à un système cylindro-parabolique



(a)



(b)



(c)

Fig.1.15 Installation de la centrale solaire cylindro-paraboliques de Kramer Junction en Californie [33]

Une centrale solaire SEGS d'une capacité de 64 MW est construite au Nevada (En USA) est raccordée directement au réseau électrique en 2007 pour satisfaire les besoins d'environ 40 000 familles. Dans cette centrale, 19300 capteurs cylindro-paraboliques sont utilisés.

L'entreprise allemande Solar Millenium s'est lancée depuis 2006, dans la construction de grandes centrales solaires en Espagne (Andasol) (voir Figure 1.16) et prépare des projets importants ailleurs dans le monde. La centrale solaire cylindro-parabolique ANDASOL, construit par Solar Millenium au pied de la Sierra Nevada en Espagne, est capable de produire de l'électricité en continue, jour et nuit, grâce à un système de stockage de la chaleur. Le champ de capteurs solaires à concentration chauffe un fluide caloporteur à environ 400°C, la chaleur est stockée dans une masse de sel fondu contenu dans des réservoirs (en brique pleine rouge). La chaleur est ensuite récupérée pour une production thermoélectrique conventionnelle, suivant les besoins. D'autres projets prévisionnels sont en cours de construction. Il s'agit de la construction de quatre centrales solaires à Blyth en Californie. Le projet qui devrait être raccordé au réseau en 2014 a été développé par l'entreprise Solar Millenium. La capacité électrique totale sera de 1000 MW avec une production annuelle de 2,2 TWh.

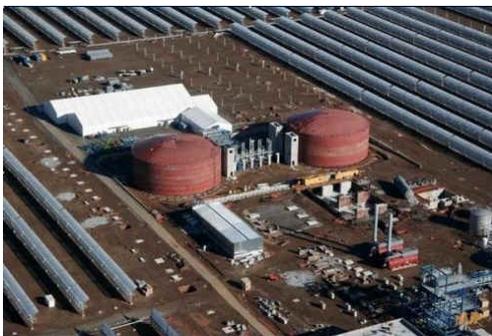


Fig. 1.16.a La centrale solaire cylindro-parabolique Andasol construite par Solar Millenium Au pied de la Sierra Nevada en Espagne [34]



Fig.1.16.b Concentrateurs cylindro-paraboliques utilisés dans la centrale ANDASOL

L'Algérie, en partenariat avec l'Allemagne ont réalisés et mis en service depuis le mois de Février 2011 une centrale électrique hybride gaz/solaire dans la région de Hassi R'mel (Laghouat) et dont le schéma fonctionnel est présenté sur la Figure 1.17. L'objectif de ce projet est d'intégrer la technologie de conversion thermodynamique de l'énergie solaire à un système de production d'énergie électrique conventionnelle. L'utilisation de cette combinaison permet de réduire le coût de production d'énergie et permettra à contribuer à la réduction d'émission des gaz à effet de serre et des polluants. Cette centrale électrique consiste en une combinaison de miroirs paraboliques concentrant la puissance solaire de 25 MW étalés sur une surface de 180 000 m² (voir Figure 1.18) en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 130 MW. Le champ solaire est composé de 216 collecteurs montés selon 54 boucles dont les températures d'entrée et de sortie du fluide caloporteur sont respectivement 350 °C et 425 °C.

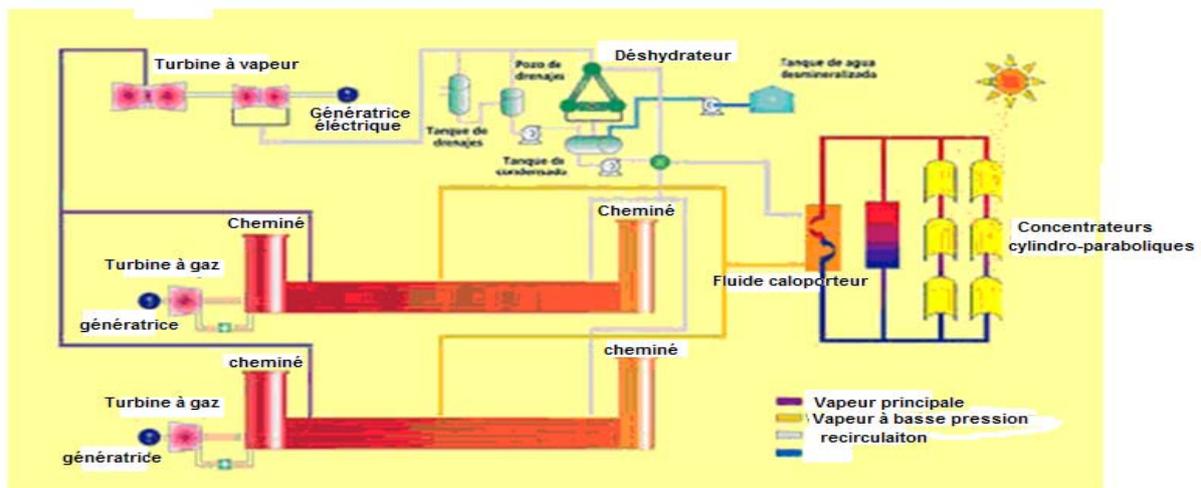


Fig.1.17 Schéma fonctionnel de la central de Hassi R'mel [33]



Fig.1.18 Champ du système cylindro- parabolique installé sur le site de Hassi R'mel [34]

1.4.2 Les centrales à tour

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs (voir Figure 1.19.a) focalisant les rayons solaires vers un foyer situé au sommet d'une tour et dans lequel se trouve une chaudière dans laquelle circule le fluide caloporteur. L'avantage de la tour solaire par rapport

aux capteurs cylindro-paraboliques est que lors du transfert d'énergie, les pertes d'énergie à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée au milieu environnement est limitée.

Dans ce type de centrales, les miroirs sont uniformément répartis autour de la tour. Chaque héliostat suit le soleil Individuellement selon le mode de poursuite à deux axes (voir Figure 1.19.b) et devra réfléchir et orienter le rayonnement solaire en direction de la chaudière avec une très grande précision. Le facteur de concentration pour ce type de centrale varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C. Ainsi la chaleur produite est transportée par un fluide moteur qui se détend au niveau d'une turbine ou un fluide caloporteur dans le cas de la centrale à sels fondus, dont une partie sera utilisée pour évaporer un fluide moteur dans un circuit secondaire pour entraîner la turbine et la seconde partie sera stockée pour être restituée la nuit ou lors des périodes de passage nuageux.

La première expérience a commencé en 1976, au laboratoire de Sandia à Albuquerque aux états unis. La centrale avait une tour de 63 mètres de hauteur entourée par 222 héliostats contrôlés par ordinateur a permis de délivrer une puissance de 5 MW. Ce qui a été suivi par de nombreuses recherches au Etats Unis et élargie dans quelques pays Européens dont la France et l'Espagne avec une participation active de plusieurs laboratoires Allemand.

L'expérience française dans ce domaine a été initiée en 1975 par une équipe mixte EDF-CNRS pour la réalisation de la centrale à tour Thémis (voir Figure 1.20) de production d'électricité. En 1983, la centrale a été délivrée pour des essais d'exploitation et abandonnée en 1986.

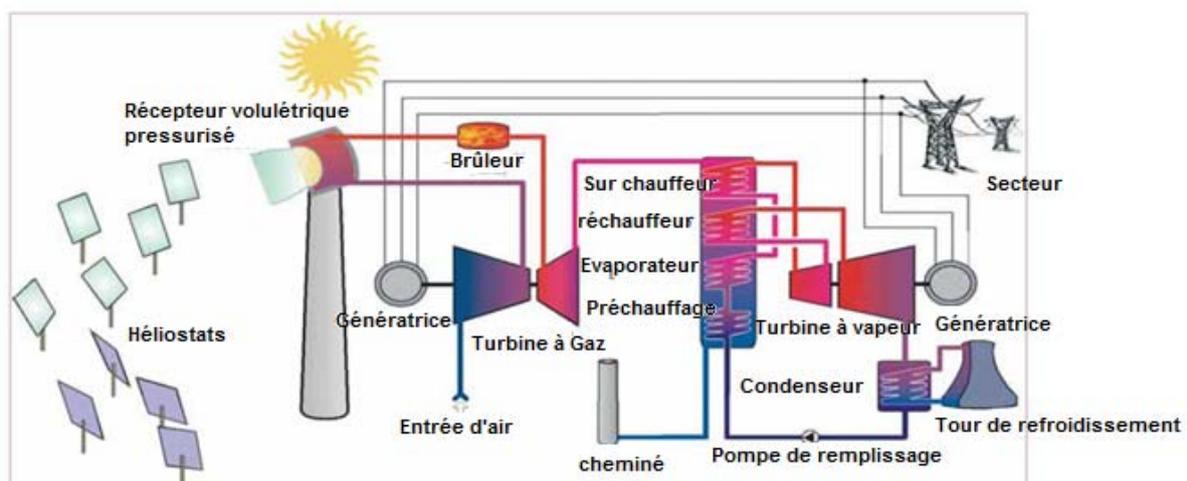


Fig.1.19.a Schéma fonctionnel d'une centrale à tour [36]

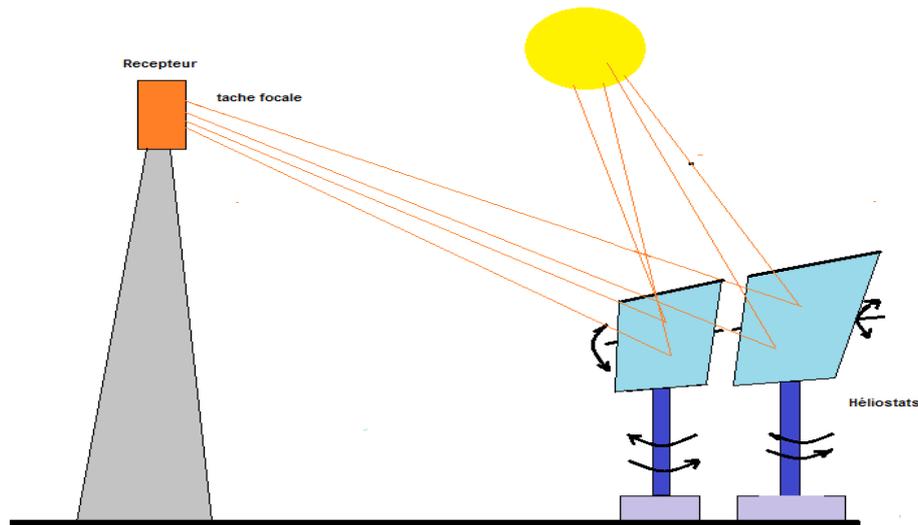


Fig. 1.19.b Système de poursuite bi-axial utilisé pour orienter les héliostats d'une centrale à tour.

Sur le même site et en 2006 un nouveau projet a vu le jour, une centrale constituée de 201 héliostats a été réalisée dont la moitié sont constitués de panneaux photovoltaïques pour la production d'électricité. Le reste constituera le projet 'Pégase' mené par le laboratoire Promes du CNRS. Il s'agit d'une nouvelle technologie qui consiste à réchauffer l'air comprimé (10 bars). Cet air sera ensuite utilisé comme fluide moteur et sera détendu selon le principe des turbines à gaz. Ce projet ne sera livré qu'à partir de l'an 2013 et pourra constituer une centrale solaire une nouvelle fois.

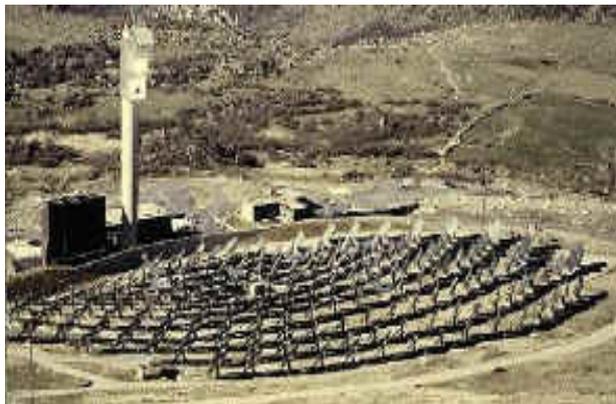


Fig. 1.20 La centrale Thémis sur le site de Carcassonne A 1650 m d'altitude (Pyrénées – Orientales) [37]



Fig. 1.21 Centrale solaire à tour CESA 1 sur la plateforme solaire d'Almeria (Espagne) [37]

La centrale Solar 1 est une centrale qui a été construite Barstow en Californie et opérationnelle de 1982-1988. La centrale Solar 2 (voir Figure 1.22 et 1.23) est le résultat d'une rénovation complète de solar 1. Dans cette nouvelle centrale, l'eau transformée directement dans la chaudière en vapeur est remplacée par un fluide caloporteur dont pour une

première fois la technologie des sels fondus a été utilisée. Cette centrale expérimentale prise en charge par le Département d'Énergie et de l'entreprise Edison de Californie était en état fonctionnel en 1996. Ainsi une partie d'énergie stockée est utilisée pour produire de l'électricité pendant les périodes nuageuses ou durant la nuit.



Fig.1.22 Vue d'ensemble de la centrale Solar 2 de 35.5 MW avec 1926 héliostats [37]



Fig.1.23 Vue d'ensemble d'un héliostat de la centrale Solar 2 [37]

Un projet espagnol qui sera réalisé en partenariat avec les industriels américains et allemands, suite aux expériences menées à Solar 2 et à la centrale d'Almeria. Dans cette centrale est prévue l'utilisation de la technologie des sels fondus, utilisée comme fluide caloporteur et de stockage pour une durée de 16 heures et qui permettra à une turbine de 15 MW à fonctionner Jusqu'à 24 heures par jour.

L'Espagne a démarré la production d'un grand complexe de centrales solaires thermoélectriques d'Europe sur le site de Sanlúcar La Mayor, près de Séville. Il s'agit de la centrale PS 10 construite par la société Abengoa (voir Figure 1.24). Elle est présentée sous la forme d'un vaste champ de près de 70 hectares, sur lequel sont plantés 624 héliostats (miroirs orientables), d'une surface de 121 mètres carrés chacun, fixés sur des piliers de métal et disposés au pied d'une tour de 115 mètres.

Ces miroirs permettent de concentrer le rayonnement du soleil sur une chaudière en haut de la tour, ce qui permet d'obtenir une température variant entre 600°C et 1 000°C. Ce qui permet par conséquent de chauffer le fluide caloporteur et de produire de la vapeur qui actionne un système de turbines générant de l'électricité.

La première centrale d'une capacité de 11 MW a été inaugurée en mars 2007, elle doit produire 23 GWh d'électricité par an. Mais d'ici 2013, il est prévu de construire huit centrales



Fig.1.24 Vue d'ensemble de la centrale PS10 [37]

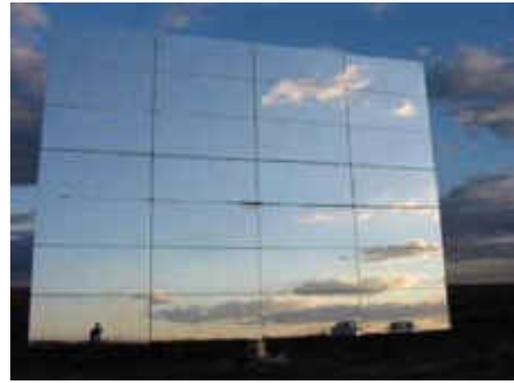


Fig.1.25 Vue d'un héliostat utilisé dans la centrale PS10 [37]

à Sanlúcar La Mayor, pour porter la capacité du complexe à 302 MW. A terme, cet ensemble sera capable d'approvisionner en électricité 180 000 foyers, l'équivalent d'une ville comme Séville.

En 2010, trois centrales thermiques solaires dans le désert du Mojave sous le nom de IVANPAH sont réalisées par La compagnie californienne Bright Source Energy (voir Figure 1.26 et 1.27). Ayant une capacité solaire d'environ 400 MW, Ces projets ont été réalisés dont les héliostats seront montés sur des socles individuels enterrés directement dans le sol.

Le projet de la société Cobra Energy qui consiste à installer un ensemble de centrales solaires à tour dont la capacité totale soit de 250MW. La moitié de cette capacité est assurée par des panneaux solaires photovoltaïques et l'autre moitié est une technologie solaire thermique avec stockage aux sels fondus pour permettre à la turbine de fonctionner la nuit.



Fig.1.26 Vue d'ensemble du Projet IVANPAH de 400 MW de capacité [37]



Fig.1.27 Vue d'héliostats utilisés dans le projet IVANPAH [37]

1.4.3 Les centrales à capteurs paraboliques

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Le concentrateur solaire est composé d'une surface réfléchissante en verre ou en plastique et concentre le rayonnement solaire direct incident sur son foyer. Sa taille dépend évidemment de la puissance solaire requise et Comme ordre de grandeur, ce type de concentrateur présentent un rapport de

concentration qui peut être souvent supérieur à 2000, une température de 750°C et à titre d'exemple, un concentrateur de 10 m de diamètre peut fournir jusqu'à 25 KW d'électricité sous un éclairage solaire direct de 1000 W/m² d'intensité.

Afin de pouvoir atteindre ces meilleures performances, l'ouverture du paraboloïde devrait être constamment orientée vers le soleil et avec une grande précision et par conséquent, le concentrateur devrait posséder deux degrés de liberté. Alors elle se fait soit d'une manière alt-azimutale (voir Figure 1.28.a) soit selon une poursuite en mode polaire (voir Figure 1.28.b) et pour laquelle l'axe de rotation d'Est en Ouest devrait être incliné parallèlement à l'axe de rotation de la terre ce qui nécessite un ajustement quotidien selon la valeur de la déclinaison.

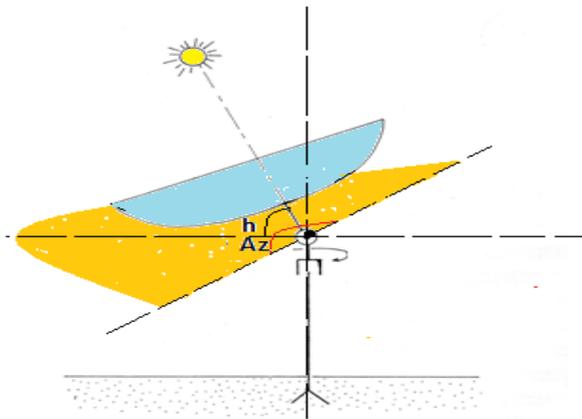


Fig.1.28.a Poursuite Alt-azimutale

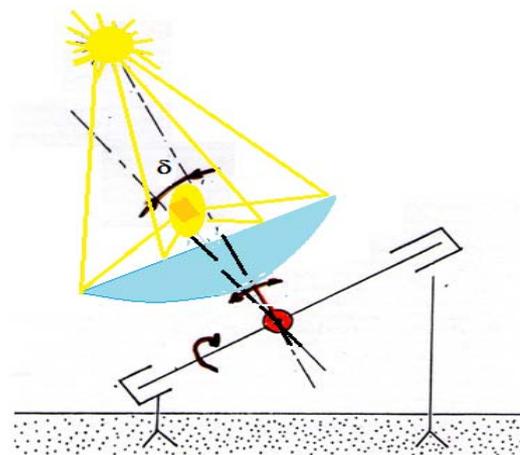


Fig.1.28.b Poursuite polaire

Pour ce type de système, chaque concentrateur est considéré comme une mini-centrale qui produit de l'électricité et l'association de plusieurs unités conduit à augmenter la puissance produite.

Dans l'objectif d'augmenter les performances des concentrateurs paraboliques et de diminuer les coûts, plusieurs prototypes sont réalisés dont nous présentons sur les Figures (1.29.a-c) les configurations les plus reconnues qui sont réalisées par plusieurs équipes de recherches à travers le monde.

Dans le foyer du concentrateur parabolique se trouve le récepteur qui reçoit le rayonnement solaire réfléchi par le réflecteur, l'absorbe le converti en énergie thermique pour finalement la transférée au fluide moteur du cycle de puissance. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur.



(a)



(b)



(c)



(d)

Fig.1.29 Différents prototypes d'un système de concentration à paraboloïde [38]

Généralement, Pour produire de l'électricité ces systèmes utilisent des moteurs de conversion thermodynamique qui fonctionnent selon deux types de cycles thermodynamiques : le cycle de Stirling ou celui de Brayton.

Dans le cas du moteur Stirling, le flux de chaleur transmis est intermittent, ce qui pose des problèmes de fatigue par dilatation thermique. Pour répondre à ce problème, un fluide intermédiaire (le plus souvent du sodium) est parfois utilisé entre le récepteur et le moteur Stirling. L'efficacité du transfert de chaleur atteint 90%.

Dans le cas où le moteur fonctionnant selon le cycle de Brayton, semblable à celui utilisé dans la technologie de fonctionnement des centrales à tour. Le rayonnement solaire est absorbé par une substance poreuse, qui réchauffe l'air, qui à son tour se détend dans le cylindre du moteur. Cette méthode offre un rendement de 80%.

Parmi les centrales utilisant des capteurs paraboliques, nous citons celle de CES installée à Phoenix en Arizona (USA) qui est le fruit de 25 années de recherches et de développements. Elle est basée sur le modèle de Dish-Stirling, développé par la compagnie Stirling Energy Systems (SES) (voir Figure 1.30). La capacité de cette centrale est évaluée à 25 kW.

En 2005, l'entreprise "San Diego Gas & Electric (SDG&E)" a sollicité SES pour la réalisation d'une centrale de 300 à 900 MW dans le sud de la Californie dans laquelle sont utilisés 12.000 à 36.000 concentrateurs paraboliques.

SES a été aussi sollicitée par "Southern California Edison" en prévision de la construction d'une centrale solaire de 500 MW (avec option d'augmentation à 850 MW) sur un terrain de 1850 hectares, à 110 km au Nord-Est de Los Angeles.

En février 2008, un de ces capteurs de SES a battu le record mondial en matière de rendement énergétique obtenu par un moteur Stirling alimenté par de l'énergie solaire, soit 31,25%.



Fig.1.30 Centrale parabolique Phoenix installée en Arizona (USA)
Avec le modèle Dish Stirling [38]

Une autre centrale à concentration parabolique appelée le Maricopa Solar Project (voir Figure 1.31) constituée de 60 capteurs paraboliques (modèle SunCatcher) a été réalisée par SES en 2010, formant une centrale solaire d'une puissance nominale de 1.5 MW. La chaleur captée par les moteurs Stirling sert comme énergie pour chauffer un volume d'hydrogène qui se dilate et se contracte pour entraîner le générateur électrique.



Fig.1.31 Projet solaire 'The Maricopa' réalisé par Stirling Energy System [38]

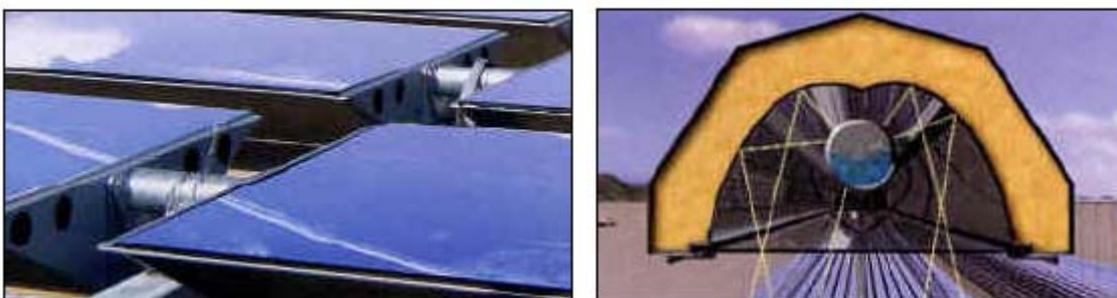
1.4.4 Système à miroirs de Fresnel

Dans la réalisation des systèmes de concentration cylindro-parabolique, tenir compte du facteur de coût qui constitue un paramètre très important dans le développement de la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques en particulier dans celle de la mise en forme du verre. Ainsi, afin de minimiser ce coût, plusieurs groupes de chercheurs travaillent sur des prototypes de réflecteurs de Fresnel à focalisation linéaire et système le plus performant réalisé à nos jours consiste à approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans (voir Figure 1.32).



Fig.1.32 Principe de fonctionnement d'un système de concentration à miroirs de Fresnel [39]

Ce type de système est constitué d'un premier étage de réflecteurs installés sur le sol (voir Figure 1.33.a). Ces derniers réfléchissent le rayonnement vers le foyer du système qui constitue un deuxième étage de réflecteurs (voir Figure 1.33.b) qui redirigent le rayonnement vers le tube récepteur.



(a)

(b)

Fig.1.33 Réflecteurs d'un concentrateur à miroirs de Fresnel : (a) réflecteur de l'étage du bas, (b) réflecteur de l'étage du haut [40]

Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant du tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure. La partie inférieure est quant à elle isolée par une vitre.

Ainsi, chacun des miroirs devrait être orienté individuellement et focalisant le rayonnement solaire vers le second étage du système. Chaque réflecteur tourne autour d'un axe horizontal ayant une orientation soit d'Est en Ouest et par conséquent suivent le soleil selon sa hauteur ou Nord –Sud et dans ce cas, les réflecteurs suivent le soleil selon son azimut (voir Figure 1.34).

Les principaux avantages que présente cette technologie par rapport aux concentrateurs traditionnels sont :

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

Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo (voir Figure 1.35).

Selon l'expérience de Solarmundo (voir Figure 1.35), cette technologie permet de réduire à moitié le coût de fabrication par rapport à celui de la fabrication des réflecteurs traditionnels. Alors, plusieurs études ont été réalisées par plusieurs instituts allemands en 2002 dont l'objectif est de mettre en évidence les avantages d'un tel système. Le projet étudié était l'implémentation d'un système à miroirs de Fresnel sur le site de Hurguada en Egypte. Les résultats ont montré que les performances thermiques des collecteurs de Fresnel sont inférieures de 30% comparés à celles des systèmes classiques, par contre le coût de production obtenu est relativement inférieur (0.075 \$ /kWh) contre 0.0845\$/kWh obtenu par l'utilisation des concentrateurs classiques.



Fig. 1.34 Réflecteurs d'un concentrateur linéaire de Fresnel [40]



Fig.1.35 Prototype d'un concentrateur cylindro-parabolique à miroirs de Fresnel réalisé par Solarmundo [40]

1.4.5 Systèmes photovoltaïques

1.4.5.1 Typologies de parcs au sol : Systèmes fixes

Le tout premier parc photovoltaïque au sol raccordé au réseau est mis en service par la compagnie électrique municipale de Sacramento en Californie (SMUD) en 1993. Il s'agissait d'une installation de 2 MWc (près de 20 000 m² de panneaux photovoltaïques) et étendue à 3.9 MWc en 2000. Cette centrale occupe une plateforme de 800 hectares de terrain au près de la centrale nucléaire de Rancho Seco qui, après avoir connu de nombreux incidents durant ces 17 années de fonctionnement, avait été mise en hors état de service en 1989.

Le premier parc photovoltaïque européen, d'une puissance de 3.3 MWc (30 000 m² de panneaux) fut mis en service en 1994 par ENEL (l'équivalent italien d'EDF) à Serre, dans la région de Naples. Elle fut suivie la même année par la centrale espagnole de Tolède (1.1 MWc) puis, en 2001, par celle de Marktstetten/Oberpfalz (2 MWc) en Bavière.

C'est surtout à partir de l'année 2002 que les parcs photovoltaïques fixes ont connu un développement important, d'abord en Allemagne, où sont apparues les premières installations de grandes puissances, avec notamment la réalisation en 2006 du Solar park Pocking (10 MWc) et du Solarpark Gut Erlasee (12 MWc), toutes les deux situées en Bavière considéré comme le Land le plus ensoleillé en Allemagne.

Alors que c'est l'Espagne qui a concentré une très grande majorité des investissements mondiaux et en forte augmentation du fait de la conjonction d'un très bon taux d'ensoleillement et de l'instauration en 2006 d'un tarif d'achat très favorable aux parcs photovoltaïques au sol.

Quant à la France, son marché n'a commencé qu'après juillet 2006. De plus en plus de projets de parcs au sol sont en cours de développement et certains sont déjà connectés au réseau.

1.4.5.2 Typologies de parcs au sol : systèmes motorisés

Les parcs photovoltaïques sont constitués de simples alignements de panneaux standards montés sur des châssis, qui peuvent être en bois ou en métal. Le fait que les systèmes soient posés sur le sol permet, en s'affranchissant des contraintes techniques et esthétiques liées au bâtiment ou à l'environnement urbain, d'optimiser de différentes manières la production et donc la rentabilité de l'investissement.

Un autre avantage des parcs photovoltaïques au sol, dans l'optique d'amélioration des performances et de réduction des coûts, est d'autoriser l'utilisation de systèmes de poursuite solaire du soleil qui permettent d'augmenter, à puissance équivalente, la production d'électricité notamment dans les régions qui présente une proportion de rayonnement direct la plus importante.

Différents systèmes de poursuite qui peuvent être utilisés dans l'application photovoltaïques et celui tournant autour d'un axe vertical (voir Figure 1.36.a), autour d'un axe incliné (voir Figure 1.36.b) et suivant le soleil d'Est en Ouest, celui tournant autour d'un axe horizontal et suivant le soleil selon sa trajectoire en hauteur (voir Figure 1.36.d), celui tournant autour de deux axes et suivant le soleil selon sa hauteur et son azimut (voir Figure 1.36.c). Dans ces types d'application, le gain annuel d'énergie électrique produit par ce système par rapport aux systèmes traditionnels peut atteindre des valeurs variant 20 à 40%.

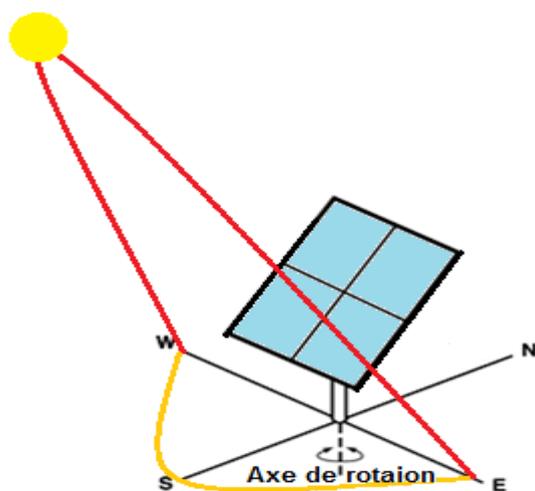


Fig.1.36.a Système de poursuite mono-axial avec axe de rotation vertical

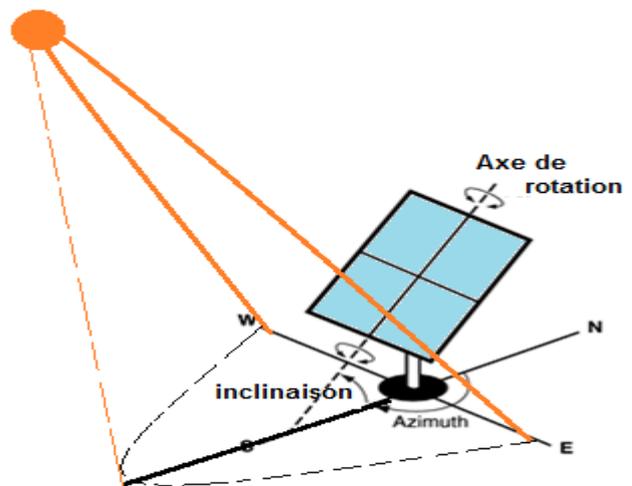


Fig.1.36.b Système de poursuite mono axial avec axe de rotation incliné

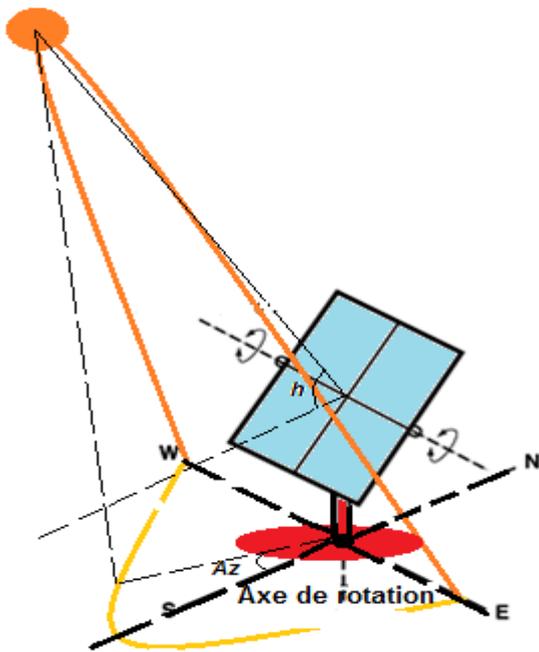
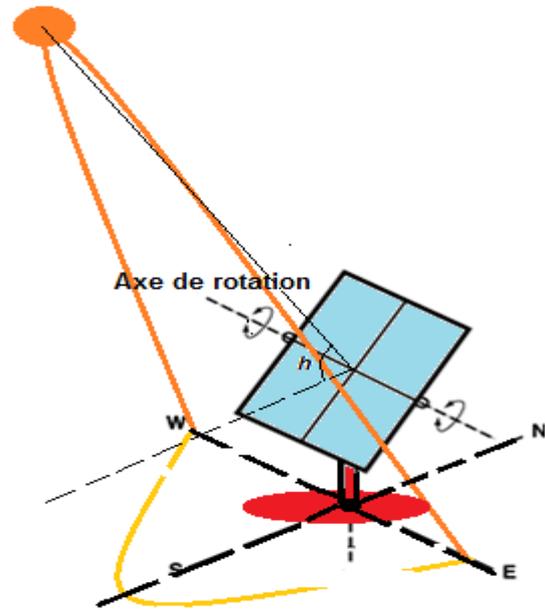


Fig.1.36.c Système de poursuite bi-axial

Fig.1.36.d Système de poursuite mono axial
avec axe de rotation horizontal

Par ailleurs, le coût initial ainsi que celui d'entretiens et de fonctionnement des installations photovoltaïques utilisant des mécanismes de poursuite sont évidemment plus élevés que ceux liés aux systèmes traditionnels fixes. Par conséquent, le choix du mécanisme se fait en fonction des paramètres locaux du site telle que la latitude, la proportion entre rayonnement direct et le rayonnement diffus et le niveau de rémunération attendu de l'électricité produite.

Ce qui est important c'est de savoir que les systèmes de poursuite conduisent à orienter le collecteur solaire constamment vers le soleil, par conséquent minimiser l'angle d'incidence du rayonnement solaire par rapport à la surface réceptrice. Ce qui permet d'augmenter la quantité d'énergie solaire collectée et par conséquent l'énergie électrique produite par le système considéré par rapport au système fixe. Ce gain dépend principalement du système de poursuite considéré et il est de l'ordre de 17 à 22% pour le cas d'un système de poursuite mono-axial et de 30-40 % pour le cas où un système de poursuite bi-axial est utilisé.

A titre d'exemple de l'effet de la poursuite sur les performances des systèmes photovoltaïques, nous présentons sur les figures 1.37 a et b, l'effet de l'utilisation d'un système de poursuite bi-axial sur les quantités d'énergies solaires collectées par unité de surface par rapport à celle reçue par un système traditionnel fixe, durant le mois de Juin et à travers le territoire des états unis d'Amérique (voir Figures 1.37).

Champ fixe

Panneau utilisant un système de

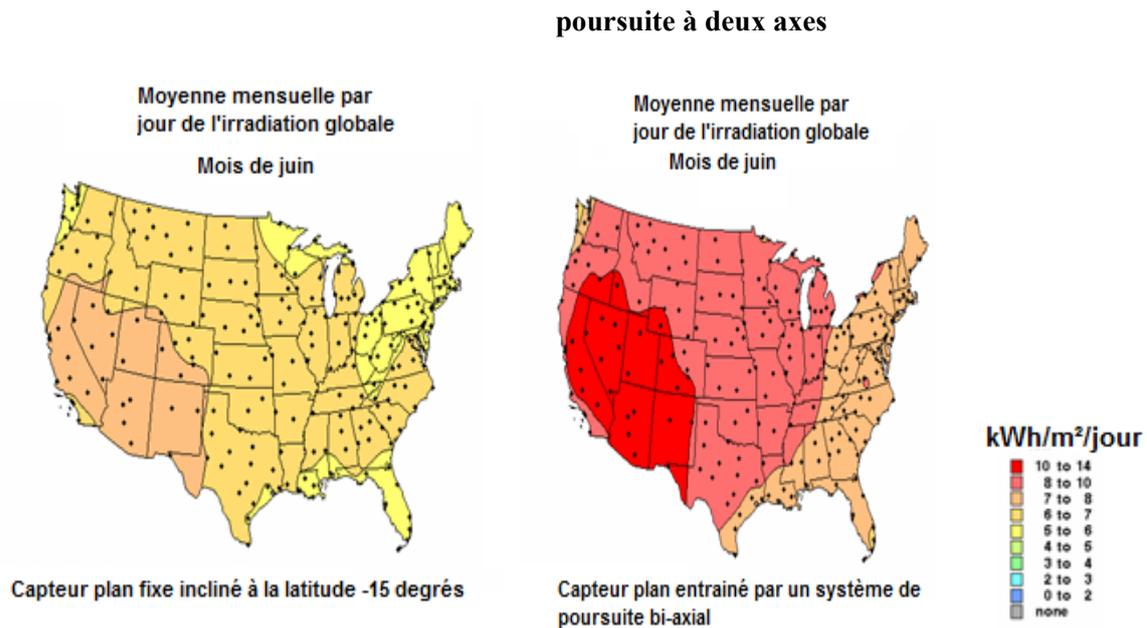


Fig. 1.37 Apport énergétique solaire d'un système de poursuite bi-axial
Par rapport au système traditionnel fixe appliqué sur le territoire des états unis [41]

Parmi les principaux paramètres qui influent aussi sur le gain d'énergie électrique produit par les systèmes de poursuite, il y a l'effet de la variation saisonnière de la durée du jour. En effet, le système traditionnel fixe perd beaucoup d'heure d'ensoleillement et par conséquent de quantité d'énergie par rapport aux systèmes motorisés en particulier durant la période estivale voir Tableau 1.8 où l'angle horaire du levée du soleil dépassant les 90 degrés (voir figure 1.38).

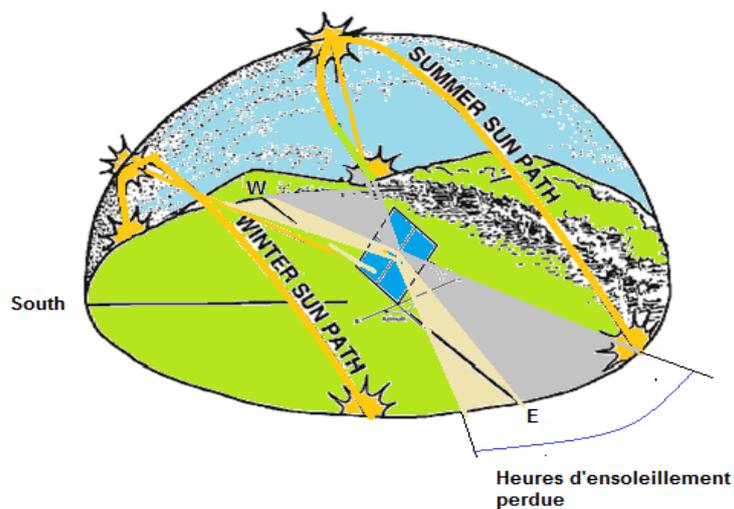


Fig. 1.38 Effet de la durée du jour sur les performances d'un système de poursuite solaire.

Tableau 1.6 Durée astronomique du jour en fonction de la latitude du lieu

Latitude (degree)	10	15	20	25	30	35	40	45
Heures d'été	12.71	13.02	13.34	13.70	14.08	14.52	15.02	15.62
Heures d'hiver	11.54	11.24	10.92	10.58	10.21	9.80	9.33	8.76

De même pour le continent européen, sur la Figure 1.39 sont présentés aussi le gain en matière d'irradiation globale collectée par un système photovoltaïque entraînés par des mécanismes de poursuite mono-axial par rapport à un plan horizontal [42]. Dans leur travail, R.Farenda et al. [42] ont mis en évidence l'effet de l'utilisation des différents mécanismes de poursuite mono-axial sur les performances d'un système photovoltaïque à travers l'Europe. Comme le montre la Figure 1.39, il s'agit des systèmes suivant:

- ❖ Système à axes de rotation horizontal orienté Est-Ouest et le panneau solaire suit le soleil selon son mouvement en hauteur ;
- ❖ Système à axes de rotation horizontal orienté Nord-Sud et le panneau solaire suit le soleil selon son mouvement azimutal;
- ❖ Système à axe de rotation vertical et dont le collecteur est incliné selon un angle optimal (latitude du lieu);
- ❖ Système à axe de rotation incliné et dont le collecteur est incliné selon un angle optimal (latitude du lieu) ;

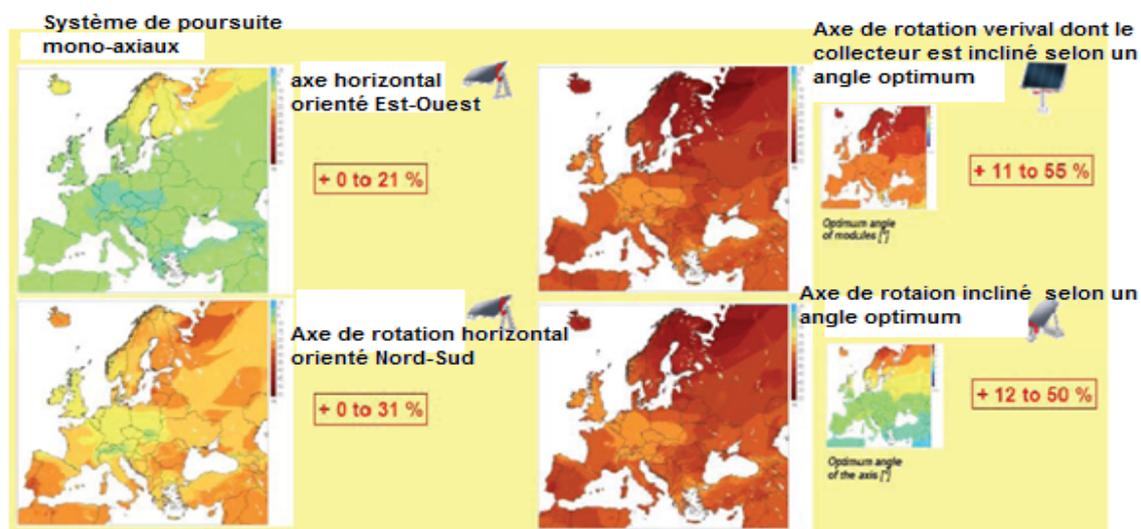


Fig. 1.39 : Irradiation globale collectée par un plan horizontal et sur des panneaux photovoltaïques entraînés par divers mécanismes de poursuite mono-axial [42]

Ainsi l'utilisation des systèmes de poursuite solaire dans les centrales de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire ne cesse d'être élargie à travers le monde et selon le rapport diffuse par (The PV Services Program and Energy Practice at Navigate Consulting),

durant la période 1995 -2007, l'utilisation de systèmes de poursuite dans les applications photovoltaïques à travers le monde a suivi une évolution exponentielle pour atteindre les 27% en 2007 (voir Figure 1.40). Ce qui atteindra les 87% en 2012 selon les perspectives relatives aux applications des systèmes de poursuites solaire à travers le monde.

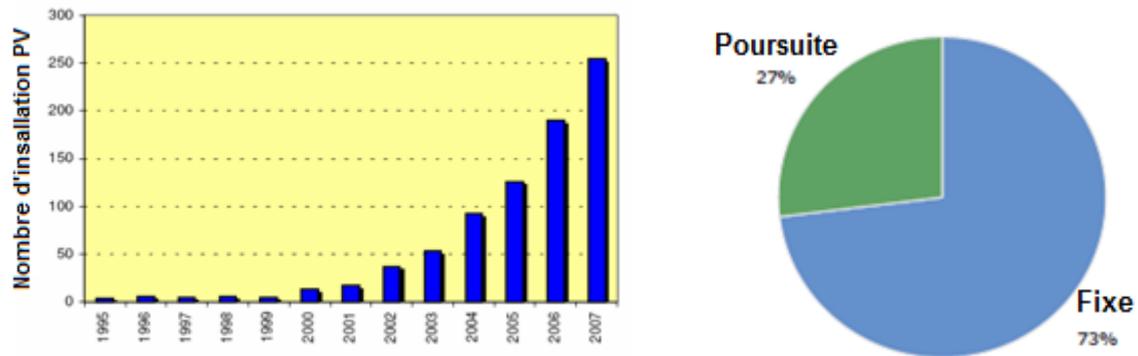


Fig. 1.40 : Application des systèmes de poursuite solaire à travers le monde 1995-2007 [43]

1.5 Mode de commande et de contrôle d'un système de poursuite

Les systèmes de poursuite solaire sont principalement classés soit selon le mode de fonctionnement soit selon leur mode de commande et de contrôle.

Si on considère leur classement selon leur mode de fonctionnement, ces systèmes sont répertoriés selon leur mouvement rotatif par rapport à l'axe porteur et selon l'orientation de ce dernier. Selon ce type de classification Plusieurs systèmes sont envisagés dont :

- Le système de poursuite à deux axes ;
- Le système de poursuite mono-axial qui peut tourner autour d'un axe vertical incliné ou horizontal. Pour ce dernier cas, deux configurations peuvent se présenter :
 - Celle tournant autour d'un axe de rotation horizontal orienté Est-Ouest ;
 - Celle tournant autour d'un axe de rotation horizontal orienté Nord-Sud.

Par contre si on considère leur classement selon le mode de leur commande, deux configurations peuvent être envisagées :

- Système commandé en boucle fermée dite aussi, système de poursuite sensible ;
- Système commandé en boucle ouverte ou appelé aussi, système de poursuite aveugle;

Généralement dans les systèmes proposés, en particulier ceux contrôlés selon une boucle fermée, l'élément détecteur peut être constitué par un ensemble de composants électroniques sensibles au rayonnement solaire qui, en contact avec ce dernier une des caractéristiques de l'élément sensible change. Dans ce type d'application, les éléments sensibles utilisés sont généralement des composants électroniques tels que les phototransistors, des photorésistances,

des photodiodes, des photocellules en sulfure de cadmium (Cds), des cellules photovoltaïques ou des microcontacts en mercure.

Comme systèmes d'entraînements, dans les mécanismes d'entraînements, sont utilisés généralement des moteurs pas à pas ou des moteurs électriques DC munis d'un réducteur de vitesse ou des moteurs asynchrones munis d'un variateur de vitesse à fréquence variable destinés pour des systèmes nécessitant une grande puissance.

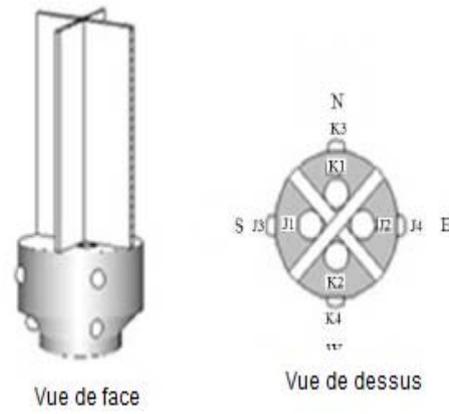
Les moteurs pas à pas sont les plus couramment utilisés pour un contrôle de positionnement de précision. Tous les moteurs pas à pas possèdent cinq caractéristiques communes qui les rendent idéal pour ce type d'application à savoir, ils sont dépourvus de ballais, indépendant de la charge, présentent la capacité de positionnement en boucle ouverte, ils présentent aussi un important couple de maintien ainsi qu'une excellente réponse.

Il y a trois types de moteurs pas à pas dont celui à aimant permanent, à reluctance variable et combiné. Le principal facteur distinguant les trois types de moteur est l'agencement des enroulements du stator.

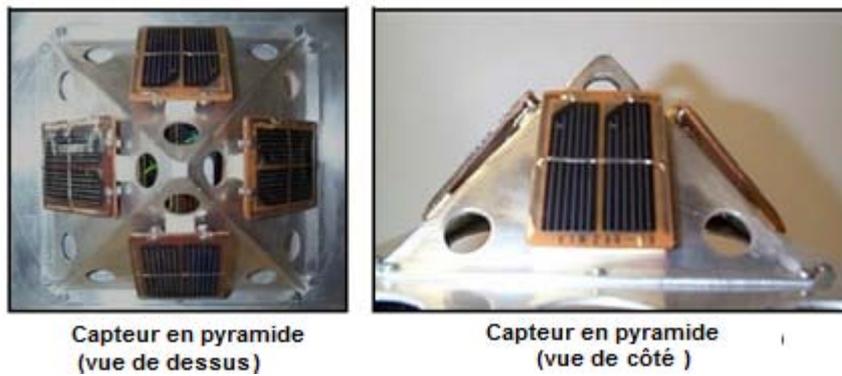
Selon le mode de fonctionnement, pour un système de poursuite à un seul ou à deux axes, sont respectivement utilisés un ou deux couples de composants électriques sensibles, montés soit d'une manière séparés et installés symétriquement par rapport à l'axe de rotation du collecteur soit sur chacune des parties d'un quadrant et séparés par des éléments d'ombrage. Ainsi dès qu'il y est un déséquilibre d'éclairage entre les éléments photosensibles, ces derniers génèrent un signal qui sera à son tour envoyé vers le système de contrôle. Ce dernier envoi un signal vers le système de commande qui, à son tour transmet un signal vers le moteur correspondant qui se met en mouvement dans le sens de l'élément le plus éclairé et ne s'arrêtera que si l'équilibre en matière d'éclairage solaire entre les éléments photosensibles soit établi équitablement.

1.5.1 Contrôle de la poursuite en boucle fermé

C'est le mode de contrôle le plus utilisé en particulier dans le cas de poursuite nécessitant une grande précision en particulier dans les systèmes à concentration. Dans ce type de contrôle, le système utilisé est basé sur une boucle de retour des informations de la commande. Une fois la position du soleil détectée, les valeurs d'éclairement solaire reçues et quantifiées par chacun des éléments sensibles permettent de générer des signaux qui sont ré-envoyés vers le système de contrôle. Ce dernier permet à son tour de corriger le positionnement du collecteur selon les exigences préalablement fixées. Par conséquent, le système est en permanence orienté vers le disque solaire avec précision.



(a) Quatre phototransistors montés sur un quadran avec un système d'ombrage [44]



(b) quadran à quatre cellules photovoltaïques montées en pyramide [45]

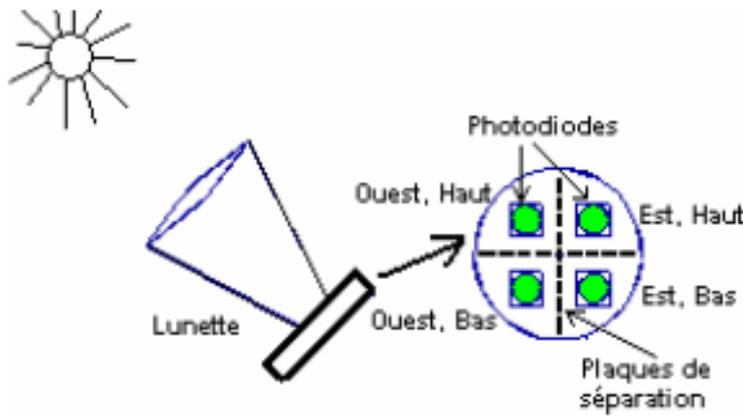
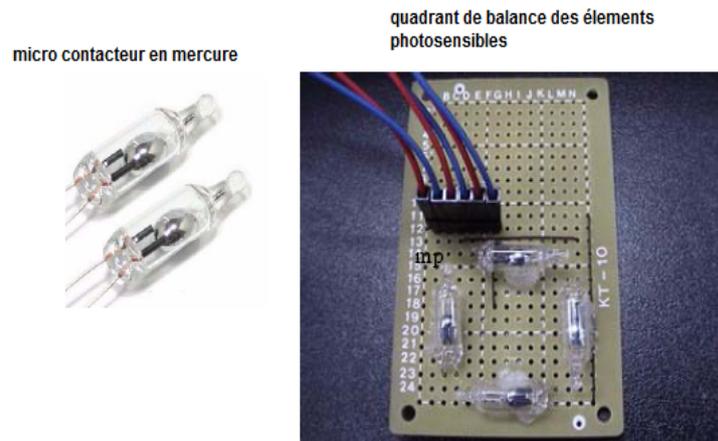


Fig. 3: Schéma de la lunette

(c) quadran à quatre photodiodes montés dans un tube avec un système d'ombrage [46]



(d) quadran à quatre mico-contact en mercure [45]

Fig.1.41 Eléments sensibles utilisés pour la commande de poursuite en mode sensible

En 1986, Akhmed dyarov e al [47] sont les premiers à pouvoir améliorer la puissance de sortie d'un système photovoltaïque installé au Kazakhstan de 357W à 500W par une intégration de systèmes de poursuite solaire. Plusieurs années plus tard, Maich [48] a développé un système de contrôle qui assure le suivi du soleil le jour, d'orienter le collecteur vers sa position de départ en fin de journée, de stocker les informations pour un cas d'urgence, d'assurer la communication et des fonctions de commande manuelle. Afin d'améliorer les performances et la fiabilité du système, l'algorithme de contrôle réalisé, utilise une routine à six degrés d'auto alignement et un réglage automatique du temps d'auto ajustement d'actionnement du moteur. les résultats expérimentaux ont montré que le système de contrôle développé a permis d'atteindre une précision de pointage le long de la journée qui est de l'ordre de $- / +0,1$.

Agarwal [49], a présenté un système de poursuite à deux axes utilisé pour entraîner un concentrateur d'énergie solaire. Ce système est composé d'un motoréducteur DC à vis sans fin et pour faciliter la mise au point précise de la position des réflecteurs, il a prévu un mécanisme muni de liaison cinématique de quatre barres.

Brown et al [50] ont développé un système de poursuite destiné aux systèmes solaires à concentration dans lequel la théorie des réseaux de neurones a été appliquée à un modèle d'erreur. La méthodologie utilisée consistait à compenser les erreurs engendrées par le système de poursuite. Les résultats obtenus ont montré que le système résultant était capable de réduire cette erreur à une valeur inférieure à $0,01^\circ$.

Kalogirou [51] a présenté un système de poursuite mono-axial utilisant trois photorésistances (LDRs). La première LDR détecte l'état du foyer du capteur, tandis que la deuxième et la troisième sont utilisées pour détecter la présence ou l'absence de la couverture nuageuse et d'assurer une distinction entre le jour et la nuit. Les signaux de sorties des trois LDRs sont transmis à un système de contrôle et qui génère des signaux de commandes pour actionner un moteur DC12V à faible vitesse de telle manière à faire tourner le collecteur et soit maintenu dans une position perpendiculaire au rayonnement solaire (voir figure 1.42).

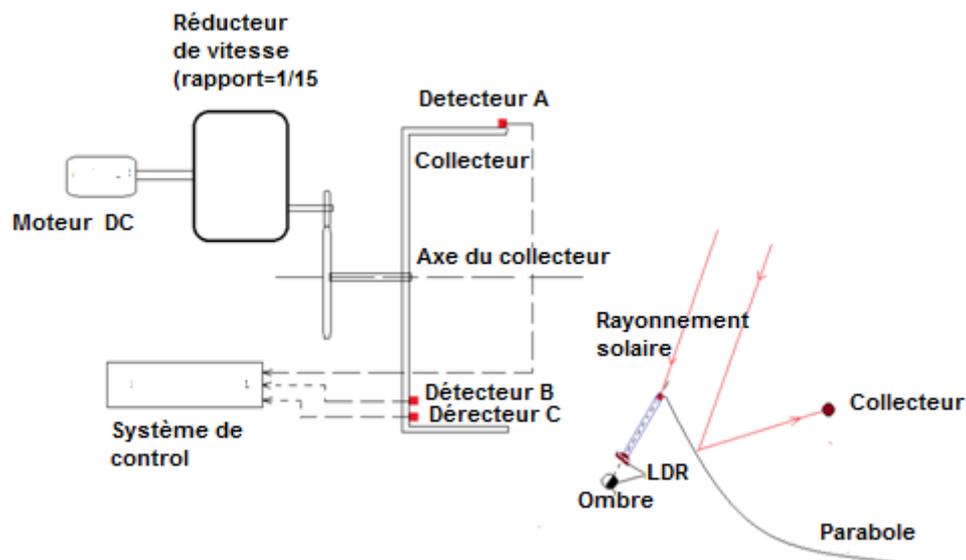


Fig. 1.42 système de poursuite mono-axial utilisant des photo-résistances comme éléments sensibles [51].

En 1998 Khalifa [52] a développé un système de poursuite à deux axes pour améliorer les performances d'un concentrateur parabolique. Le système a été conçu pour suivre la position du soleil toute les trois à quatre minutes selon le plan horizontal et toutes les quatre à cinq minutes selon le plan vertical. Le système de poursuite est composé de deux sous-systèmes identiques dont chacun commande un axe et dont l'élément sensible relatif à chaque système est composé de deux phototransistors adjacents séparés par une cloison ayant une hauteur pré-calculée (voir Figure 1.43). Durant l'opération de poursuite, la différence entre la tension délivrée respectivement par chacun des deux phototransistors est utilisée comme un signal de commande qui actionne le moteur et permet au collecteur de pivoter autour de l'axe correspondant. Le mouvement rotatif du collecteur ne s'arrêtera que si la différence de tension est réduite à zéro, indiquant que le rayonnement solaire est une fois de plus normal à la surface du collecteur. Le système de poursuite développé par Khalifa [52] consomme seulement 0,5 Wh et a permis une amélioration des performances du concentrateur d'environ

75% en matière l'énergie solaire captée et comparée à celle reçue par un système traditionnel de dimensions équivalentes.

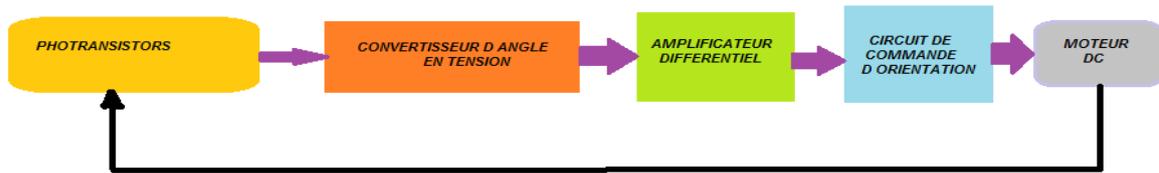


Fig.1.43 Diagramme bloc de commande d'un système de poursuite [52]

Dans son travail Haddadi [46] a développé un mécanisme de poursuite solaire basé sur l'équilibre d'un ensemble de quatre phototransistors montés sur un quadrant appelé balance désigné par lunette (voir Figure 1.44). Le signal produit par chacun des quatre éléments sensibles est transmis vers un circuit de traitement de signal, qui transmet les informations résultantes à un microcontrôleur. Dans son cas, comme microcontrôleur, Haddadi [46] a utilisé la PIC16F84A dans laquelle, il a écrit le programme de commandes des mouvements des deux moteurs relatifs au système de poursuite à deux axes.

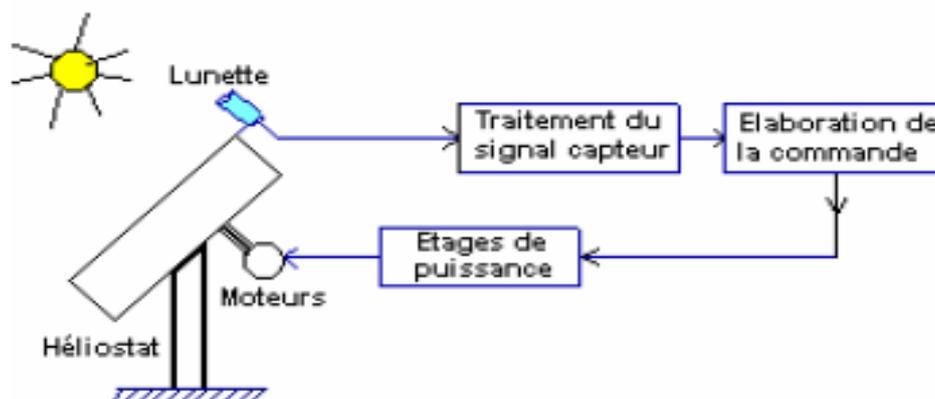


Fig.1.44 commande en boucle fermée [46]

Youcef [53] a développé un système dans lequel le principe le contrôle dynamique non linéaire est appliqué pour contrôler l'orientation d'un mécanisme de poursuite. Ce qui consiste à utiliser un algorithme de contrôle logique Fuzzy mis en œuvre sur un PC. A ce dernier sont reliées des interfaces composées d'une fonction d'acquisition de données transmises par les capteurs, celle du circuit de commande d'entraînement du moteur, celle des circuits de conditionnement des signaux de commande et d'un système de communication série.

Urbano et al [54] ont présenté un système PV munit d'un système de poursuite ayant une capacité de 2.6 kW. Le système de poursuite utilisé est conçu pour suivre la trajectoire du soleil selon les directions de l'altitude et de l'azimut d'une manière autonome. L'entraînement

du système est assuré par deux moteurs DC12V dont chacun consomme une puissance de 36W et leur alimentation est assurée par une batterie chargée par un module photovoltaïque.

Jiang et al [55] ont construit un système de poursuite appelé «sunflower» basé sur un système constitué de 4 composants photosensibles. Ce dernier est conçu de manière à ce que quand le rayonnement solaire soit aligné selon une position normale à la surface du quadrant détecteur et les photo-courants traduits par l'éclairement incidents sur chaque quadrant soient égaux. Cependant, n'importe quel changement dans la position produira un changement différentiel entre les signaux de sorties. Ce qui est transmis vers le système de contrôle qui génère à son tour un signal de commande pour orienter le collecteur et dont le mouvement rotatif ne cessera qu'au moment où les quatre éléments photosensibles soient éclairés équitablement et par conséquent la différence de potentiel entre les signaux de sortie des détecteurs soit une nouvelle fois égale à zéro.

Luque-Heredia et al [56] ont présenté un système de poursuite destiné à entraîner un micro-concentrateur avec une précision inférieure à un degré. Le système de poursuite solaire présenté est composé d'une structure légère conçue d'une manière à résister et à rester stable même pour des vitesses du vent élevées et permet aussi au concentrateur de collecter 95% de l'éclairement du rayonnement solaire direct disponibles. Ce mécanisme est géré par une unité de contrôle électronique basé sur un algorithme adapté pour absorber les différentes erreurs imprévues en particulier celles liées au temps aux moments du calibrage automatique des capteurs photosensibles en fonction de la puissance de sortie.

En 2004 Roth et al [57] ont conçu et réalisé un système de poursuite dans lequel un pyréliomètre est utilisé pour mesurer l'éclairement du rayonnement direct. Le système est contrôlé par un servo-système relié à un cadran constitué de quatre éléments photosensibles (voir Figure 1.45) qui détectent la position du soleil et de deux petits moteurs qui entraînent la plateforme de l'instrument dans un sens correspondant à une position centrée de l'image du soleil sur le quadrant du détecteur pour chaque instant.

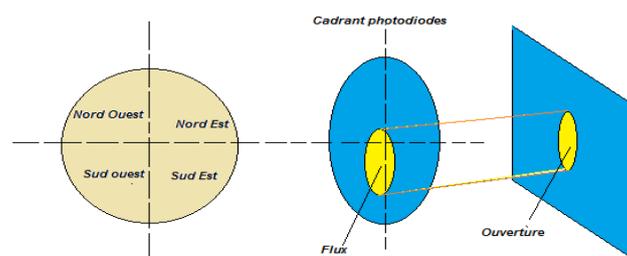


Fig. 1.45 Cadrant à quatre éléments photosensibles utilisés pour contrôler la position d'un Pyréliomètre [57]

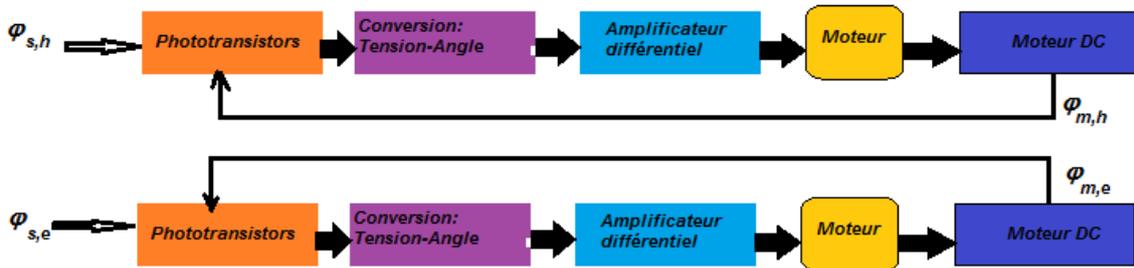


Fig. 1.46 Fonction de transfert pour les deux axes h : horizontal, e : vertical [57]

Citons aussi le système de contrôle automatique de décalage d'héliostats qui a été présenté par Berenguel et al [58] et qui est basé sur la technique de vision artificielle et de dispositifs de couplage de charge commune (voir Figure 1.47.b). Dans l'approche proposée, une caméra B/W CCD capte les images de la tache focale solaire projetée par l'ensemble d'héliostat avec une résolution de 640x380 ou de 768x576 voir (Figure 1.47.a) qui transmet les images captées en temps réel vers un ordinateur à travers un bus PCI à un capteur d'image.

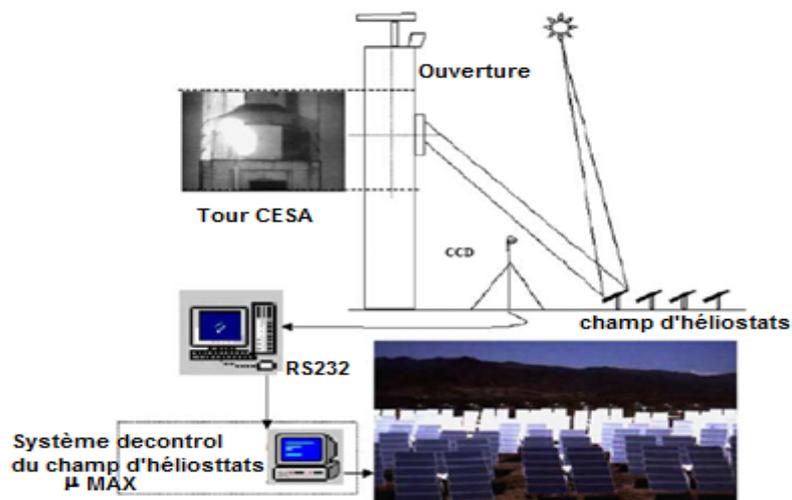


Fig.1.47.a Montage de contrôle et de commande d'un système héliostat

Cette dernière sera comparée en la superposant avec une image de référence. La différence entre les deux images est utilisée pour développer un signal de commande, qui sera à son tour transmis vers le système de contrôle de l'héliostat et qui permet donc d'actionner les servomoteurs et dans ce sens la surface de l'héliostat est réorientée de telle manière qu'elle focalise le faisceau du rayonnement solaire vers le foyer avec une grande précision.

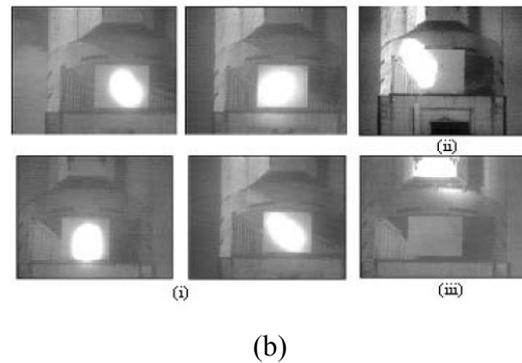


Fig.1.47.b Illustration schématique de vision du système de contrôle d'héliostatphotographie des différentes forme de tâche focale reçues au foyer de la tour , (i) ellipse centrée, (ii) et ellipse à l'extérieur du foyer due au défaut de pointage.

Ce type de commande peut être aussi utilisé pour contrôler le mécanisme de poursuite mono-axial et de ce cas, la partie photosensible peut être constituée principalement de deux composantes. C'est ce qui a été proposé par J.Rikze et al [59] qui a utilisé deux cellules photovoltaïques montées en chapelle comme présenté sur la figure 1.48.

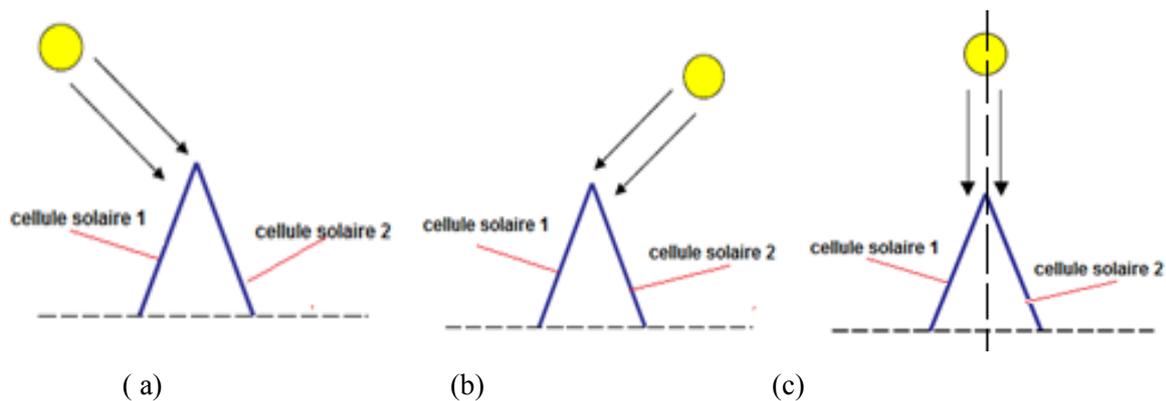


Fig. 1.48 Montage de deux cellules photovoltaïques en chapelle utilisé dans un système de contrôle de poursuite travaillant en boucle ouverte

Selon les figures 1.48.a et b, en matière d'éclairage solaire, l'équilibre n'aura pas lieu et par conséquent le moteur restera en mouvement dans le sens de la cellule la plus éclairée. Ce dernier ne s'arrêtera qu'au moment où le vecteur directionnel du soleil soit parallèle à l'axe de symétrie de la chapelle c'est le cas de la figure 1.48.c.

Par ailleurs, dans son prototype Damm [60] a utilisé comme éléments sensibles deux phototransistors montés symétriquement sur un quadrant et occultés par une plaque pour créer de l'ombrage comme le montre la figure 1.49:

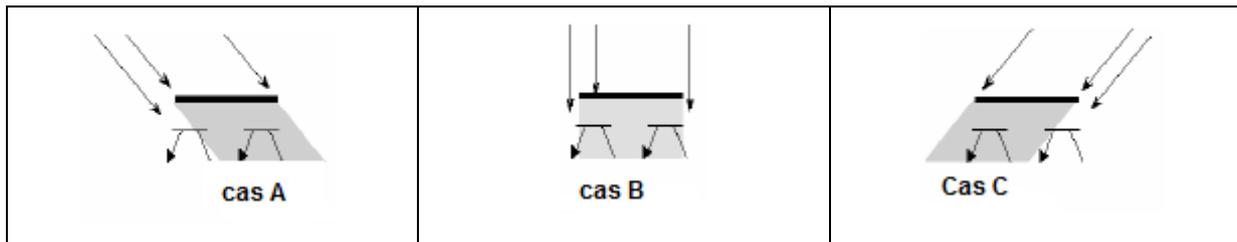


Fig. 1.49 Montage de deux phototransistors pour une commande travaillant en boucle ouverte [60]

Pour ce système, pour les cas A et C, les deux phototransistors ne sont pas éclairés de la même manière et par conséquent ils génèrent des signaux électriques différents. Une fois transmis vers le circuit de traitement de signal, le système de commande ordonne au moteur d'orienter le collecteur dans le sens du phototransistor le plus éclairé. Ce dernier ne s'arrêtera que si les signaux générés par les deux phototransistors soient égales. Par conséquent, le système ne se stabilisera (cas A ou C) que dans le cas où la position du soleil soit perpendiculaire à la plaque occultante (cas B).

Aiuchi et al [61] ont présenté un simple système de poursuite basé aussi sur des éléments photosensibles pour assurer une direction constante du rayonnement réfléchis par le réflecteur d'un concentrateur solaire. Dans le dispositif proposé, deux photocellules sont placées l'une à côté de l'autre au fond d'une boîte muni d'une ouverture. Quand le rayonnement solaire passe à travers l'ouverture, les photocellules sont partiellement éclairées et génèrent un courant électrique dont la valeur est proportionnelle à la surface éclairée. Dès que les valeurs des deux signaux se rapprochent, la position du collecteur est maintenue en position quasi-fixe et sera suivie d'un ajustement tout en contrôlant les signaux délivrés par chacune des deux cellules jusqu'à obtenir une égalisation des ces derniers et à ce moment, le système sera immobilisé tant que cette égalité soit maintenue.

1.5.2 Contrôle en boucle ouverte

Appelé aussi poursuite en mode aveugle, cette forme de poursuite consiste à utiliser un algorithme qui permet de calculer la position du soleil pour chaque période de temps. Ce qui permet au système de contrôler et de transmettre des impulsions selon le type de poursuite :

- Au moteur s'il s'agit d'une poursuite mono-axial ;
- aux deux moteurs s'il s'agit d'une poursuite à deux axes.

La précision de ce mode de poursuite dépend fortement de l'algorithme utiliser pour calculer les coordonnées du soleil, du type de moteur utilisé et du mécanisme de transmission. Il présente l'avantage d'être nettement plus simple et moins coûteux qu'un système dont le contrôle soit en boucle fermée. Mais comme inconvénients le mécanisme de poursuite devrait

être alimenté en permanence et les corrections de positionnement sont faites au détriment du fonctionnement du système. Il présente aussi l'inconvénient de ne pas permettre de contrôler la position de la surface par rapport à la position du soleil et par conséquent, ce type de système ne permet pas d'adopter une correction sur l'orientation du système et perdra sa qualité de précision.

Généralement dans ce mode de contrôle, la poursuite est assurée par un microcontrôleur programmé selon des algorithmes décrivant la trajectoire du soleil par rapport à la surface considérée.

In 1983 Al Naima et al [62] ont développé un système de poursuite munit de deux montures équatoriales et un microprocesseur, dans lequel l'opération de poursuite est basée sur les coordonnées astronomiques du soleil. Les résultats expérimentaux ont démontré que le système proposé conduit le système à acquérir de meilleures performances comparativement à celles d'un système traditionnel fixe. Des années plus tard Lorenz [63] a proposé un ensemble de directives pour la conception d'un ouvrant en verre qui permet de laisser et d'empêcher les rayons solaires d'entrer dans une enceinte durant respectivement la période hivernale et estivale.

Blanco et al [64] ont confirmé que les systèmes de poursuites, dans lesquels est utilisé un système de contrôle en boucle ouverte pour déterminer la direction du vecteur solaire, doivent être à la fois très précis (en vue d'améliorer le rendement d'un système de concentration) et présentant un simple calcul (pour minimiser le prix du système de poursuite). Ayant revu les algorithmes de prédiction des coordonnées du vecteur solaire, les auteurs ont développé un nouveau algorithme pour prédire le vecteur directionnel du soleil en fonction du temps (donné en date et en temps universel), le lieu (représenté par sa latitude et sa longitude). Les performances de l'algorithme proposé sont vérifiées par l'évaluation expérimentale du vecteur directionnel du soleil. Il a été démontré que cet algorithme permet d'obtenir la direction du vecteur solaire avec une erreur inférieure à un arc de 0.5 minute. Les coordonnées du vecteur solaire générées par l'algorithme qu'il a proposé ont été comparées à ceux proposés en 1988 par Michalsky [65]. Les résultats obtenus ont montré que les estimations des angles d'azimut et de distance zénithale du soleil obtenues à partir de l'algorithme proposé sont approximativement de 15% à 22% plus meilleurs de ceux obtenus moyennant l'algorithme présenté dans [65].

En 2004 Salah Abdellah [66] qui a conçu et réalisé un système de poursuite solaire à deux axes travaillant en boucle ouverte et commandé par un système de programme de commande

logique. Afin de suivre le soleil selon sa trajectoire azimutale et altitudinale, le panneau est entraîné verticalement et d'Est en Ouest par deux réducteurs de vitesse à vice sans fin, couplés respectivement à deux moteurs M1 et M2 et alimentés en DC12, 24, 36 ou 48V. Pour établir le programme de poursuite horizontale, Salah Abdelah [66] a décomposé la durée du jour en quatre tranches (voir Figure 1.50) et pour chacune d'elles, la vitesse de rotation de l'axe vertical est optimisée et par conséquent, selon la tranche horaire, le moteur est actionné chaque 5 à dix minutes d'intervalle. Par contre, celui entraînant verticalement le panneau solaire, il est actionné une fois chaque 15 à 35 minute d'intervalle selon la tranche horaire considérée.

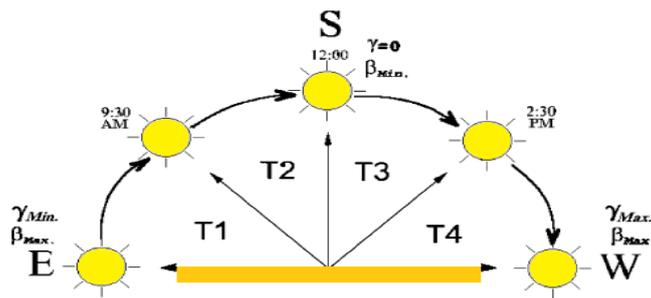


Fig.1.50 Division de la durée du jour en quatre tranches [67]

Ainsi les montages de commande électromécanique respectifs des moteurs M1 et M2 sont présentés sur les figures 1.51.a et 1.51.b.

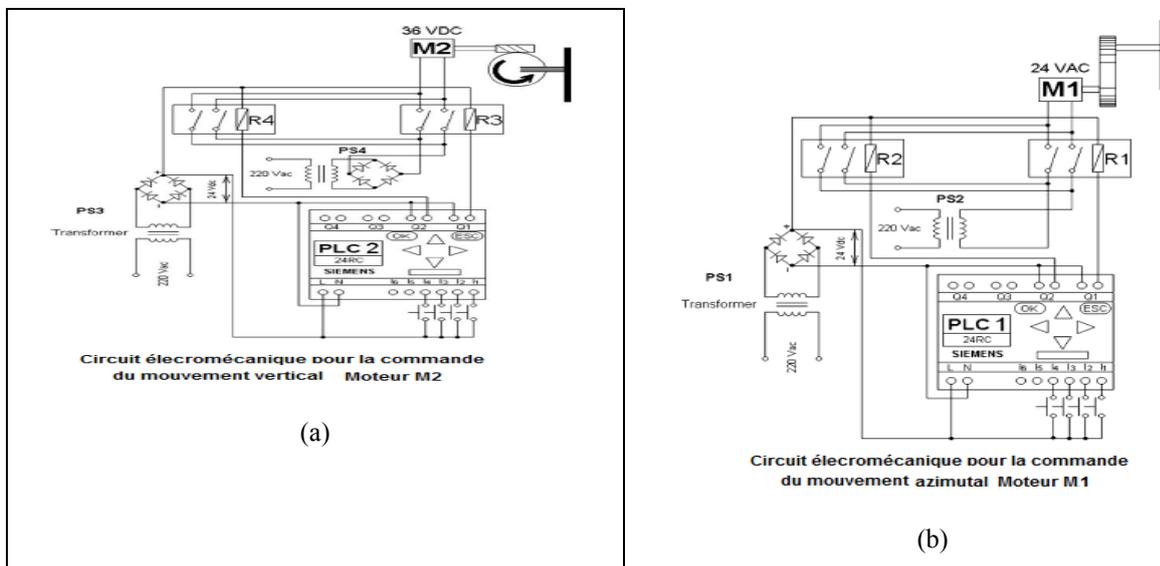


Fig. 1.51 Circuit électromécanique pour la commande des deux moteurs [67]: (a) mouvement autour de l'axe horizontal (poursuite altitudinale) et (b) mouvement autour de l'axe vertical (poursuite azimutal).

Dans un second travail, pour établir une étude comparative des performances des systèmes de poursuite, Sallah abdellah et al [67] ont développé un système de poursuite mono-axial

poursuivant le soleil d'Est en Ouest. Les performances de ce dernier ont été comparées à ceux d'un système de poursuite bi-axial. Les commandes relatives à ces systèmes sont conçues selon le mode fonctionnant en boucle ouverte et sont présentés respectivement sur les Figures 1.52.a et 1.52.b.

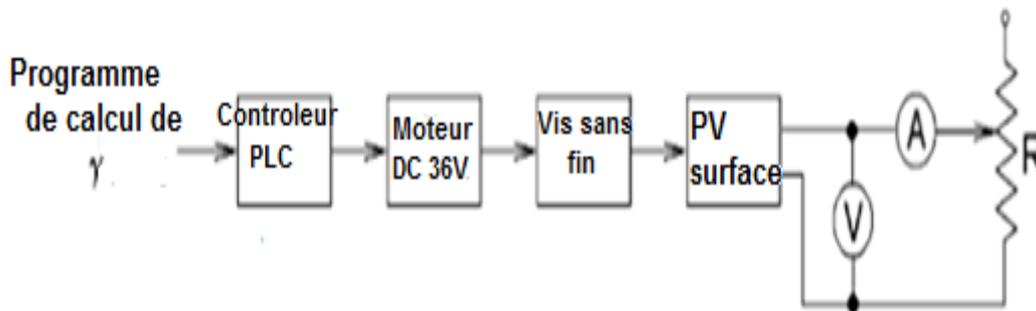


Fig.1.52.a Diagramme de commande du système de poursuite mono-axial [67]

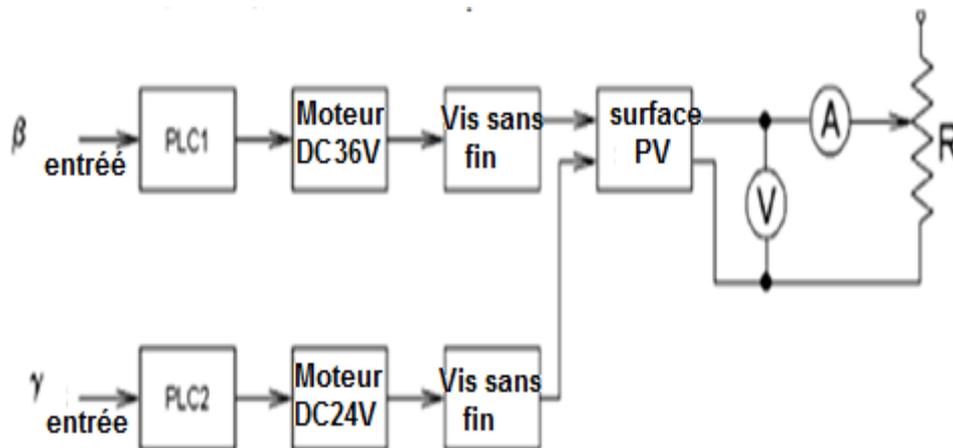


Fig.1.52.b Diagramme de commande du système de poursuite bi-axial [67]

L. Samuel et al [68] ont conçu et construit un système photovoltaïque d'une capacité de 0.9 kW dont les panneaux sont entraînés par un système de poursuite. La commande du mécanisme de poursuite solaire est assurée par un circuit de contrôle digital programmable CPLD travaillant en boucle ouverte dont l'élément sensible utilisé étant une photodiode (Light Emitting diode LED). La poursuite du soleil est assurée moyennant des motoréducteurs commandés par un microcontrôleur, le CPLD XILINX 95108 qui permet d'ajuster la position du système photovoltaïque pour qu'il puisse collecter le maximum d'éclairement solaire. Le programme logique utilisé est réalisé avec une certaine souplesse qui permet d'accommoder la position de la monture photovoltaïque selon la variation saisonnière des coordonnées du soleil. Le schéma fonctionnel de la commande est présenté sur la Figure 1.53.

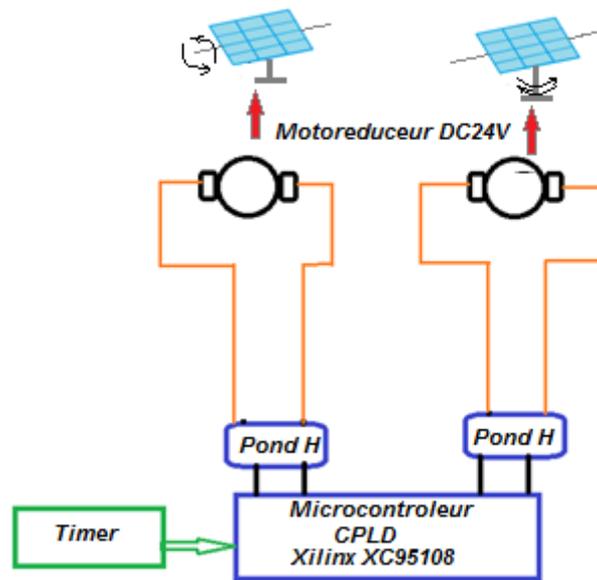


Fig.1.53 Diagramme de commande du système de poursuite bi-axial [67]

Dans la même année Reda et al [69] ont présenté une simple méthode de poursuite appelée 'step by step' avec laquelle ils ont développé un algorithme pour la détermination de la position du soleil. Dans l'algorithme proposé, les coordonnées horizontales du soleil ainsi que l'angle d'incidence sont obtenus en utilisant les principaux paramètres dont : la longitude et la latitude de l'écliptique pour une date moyenne d'équinoxe, l'altitude droite et la déclinaison apparente, la nutation de l'obliquité, l'obliquité de l'écliptique des distances géométriques réelles. Les résultats ont montré que la distance zénithale et l'azimut du soleil principe optique analogique de compensation non linéaire des mesures.

En 2009, Chong et al [70, 71] ont présenté une formulation générale utilisées dans les systèmes de poursuite solaire contrôlés en boucles ouverte. Ce qui a permis de résoudre tous les problèmes relatifs à une orientation arbitraire des axes d'un système de poursuite.

Par ailleurs plusieurs travaux ont été établis pour mettre en évidence l'effet de la poursuite sur les performances des systèmes solaires.

Ainsi, Huang et al [72] ont proposé un système de poursuite mono – axial appliqué sur un module photovoltaïque, dont l'axe de rotation étant vertical alors que l'orientation est ajustée trois fois par jour, le matin, à midi en temps solaire vrai et l'après-midi. Les résultats théoriques basés sur des données relatives à un état de ciel clair ont montré que l'angle d'orientation optimale lors de la matinée ou l'après-midi est d'environ 50 degrés par rapport à la position plein Sud et indépendant de la latitude du site. Les résultats ont montré aussi que la puissance supplémentaire produite par le système considéré a été évaluée à 24.5 pour cent par rapport à celle obtenue par un module PV fixe et incliné selon la latitude du lieu.

Al –Mohamed [73] a utilisé un contrôleur logique programmable pour contrôler le mouvement d'un collecteur photovoltaïque lors de sa poursuite de la trajectoire du soleil. Les résultats ont montré qu'en collectant et stockant des valeurs de l'irradiation globale collectée et en utilisant cette information pour contrôler le module photovoltaïque, le cumul journalier de la puissance délivrée par ce système est augmenté de 20% par rapport à celle obtenue par un système ayant les mêmes dimensions et placé dans les mêmes conditions.

S.Abdullah [66] a effectué une étude expérimentale pour étudier l'effet de l'utilisation de différents types de systèmes de poursuite sur la production d'énergie électrique. Comparé aux systèmes traditionnels fixes, il a constaté que les gains d'énergie électrique obtenus respectivement par les systèmes de poursuite à deux axes, mono-axial dont l'axe de rotation est vertical, mono-axial à axe de rotation horizontal orienté en Est – Ouest et celui dont l'axe de rotation orienté en Nord-Sud, sont évalués à 43.87, 37.53, et 34.43.

Li et al [11,12], ont effectué une même analyse théorique pour calculer la puissance produite par un module photovoltaïque munit d'un système de poursuite mono-axiale à axe de rotation incliné, orienté Nord –Sud et poursuivant le soleil d'Est en Ouest. Les résultats obtenus ont montré que l'irradiation maximale annuelle reçue sur le panneau PV monté sur l'édite système a été évaluée à environ 97-98% comparée à celle produite par le même panneau monté sur un système de poursuite à deux axes. Alors que par rapport au même panneau installé selon la méthode traditionnelle et incliné selon une même inclinaison optimale, le gain annuel obtenu par ce système est évalué à 30% et à 20% dans des zones caractérisées respectivement par une abondance et faible potentiel énergétique solaire.

Kacira et al. [13] ont étudié l'effet d'utilisation d'un système de poursuite solaire à deux axes par rapport à un panneau traditionnellement fixe et installé en Turquie. Ils ont remarqué que les gains obtenus respectivement en matière d'irradiation solaire collectée et d'énergie électrique produite par rapport à un système fixe sont très prometteurs et ont été évaluées respectivement à 34.6% et 29.3%.

Dans son premier travail, Chang [14] a théoriquement analysé le gain d'énergie solaire d'un panneau solaire monté sur un axe de rotation horizontal et suivant le soleil d'Est en Ouest. Basé sur le rayonnement extraterrestre pour différentes périodes et latitudes, Chang [15] a constaté que le rapport annuel de l'irradiation globale collectée par ce système par rapport à celle collectée par un panneau traditionnel fixe était de près de 1.5 pour les zones ayant une latitude supérieure à 65 degrés et augmente progressivement jusqu'à présenté avec un maximum de 1.8 dans la zone arctique.

Une autre étude théorique par Chang [74] a indiqué que :

le cumul annuel de l'irradiation globale collectée par un système de poursuite à axe horizontale orienté Est - Ouest est nettement inférieure à celle collectée par un même système pivotant autour d'un axe horizontal orienté Nord-Sud ;

Que les systèmes de poursuite peuvent présenter des configurations où la surface du collecteur solaire peut ne pas être perpendiculaire au faisceau solaire. En effet, être orienté à environ 10 degrés par rapport à un système de poursuite idéale suffira pour que la quantité d'énergie produite par une telle configuration reste égale à environ 98 % par rapport à celle produite par une surface perpendiculaire aux rayons solaires ;

Dans les régions tempérées et les régions brumeuses, là où le potentiel énergétique solaire étant considéré comme faible, la production excédentaire d'un système de poursuite ne dépasse pas les 20% par rapport à un système de mêmes dimensions mais fixe. Mais en général dans une zone où le potentiel énergétique est important l'apport annuel supplémentaire en matière de production électrique que peut apporter un système de poursuite par rapport à un système fixe peut varier entre 30% à 40%. Ainsi au cours d'une année, l'apport quotidien peut varier de 0 à des valeurs proches de 100%.

Bione et al [75] ont comparé les performances de trois systèmes de pompage solaire alimentés respectivement par deux générateurs photovoltaïques. L'un de ces derniers est constitué de modules plats et monté sur une structure traditionnelle fixe, le second est aussi constitué d'un ensemble de modules plan monté sur un mécanisme de poursuite alors que le troisième est constitué d'un panneau de modules à concentration et monté aussi sur un système de poursuite. Le panneau photovoltaïque à concentration utilisé est constitué par un ensemble de deux modules photovoltaïque et de quatre cavités en forme de V montés sur un système de poursuite à axe de rotation incliné à 20 degrés, orienté Nord – Sud et suivant la trajectoire du soleil d'Est en Ouest. Les performances des trois systèmes ont été évaluées et comparées par une simulation théorique et expérimentalement. Ainsi en analysant les caractéristiques journalières de chacun des systèmes, les résultats ont montré que pour un éclairement solaire donné, le débit d'eau pompé était différent d'un système à un autre. Ainsi le système traditionnel fixe, le panneau photovoltaïque entraîné par le système de poursuite mono – axial et celui à concentration produisent respectivement 4.9, 7.4 et 12.6 m³/jour.

Tomson [76] a analysé les performances d'un système à concentration autonome munit d'un contrôleur de position. Le collecteur solaire est monté sur un axe de rotation incliné et tournant deux fois par jour selon bien sûr des angles prédéfinis. L'effet de variation de l'angle d'inclinaison et d'azimut sur le gain du système considéré a été évalué à l'échelle journalière

et saisonnière. La comparaison des résultats obtenus par simulation et par expérimentation a montré que par l'utilisation d'un simple système de poursuite consommant une faible énergie, et permet d'améliorer les performances du système considéré d'environ de 10 à 20% en matière de gain énergétique solaire par rapport à un système traditionnel fixe orienté plein Sud et incliné à la latitude du lieu.

Agee et al [77] ont examiné l'évolution du marché et du domaine d'application des technologies des systèmes de poursuites, les coûts qui leur sont associés, les besoins en matière de maintenance ainsi que leur effet sur l'amélioration des performances des systèmes solaires. Dans leur étude, ils ont inclus les systèmes de poursuite mono - axial ou bi – axial ou à axe polaire dont la commande est assurée soit hydrauliquement ou électroniquement. Alors ils ont recommandé que le système commandé hydrauliquement doive être utilisé dans des installations à faible puissance, ils ont constaté aussi que le système de poursuite polaire conduit à des résultats similaires à ceux obtenus par un système de poursuite à deux axes et avec un prix similaire à celui d'un système de poursuite mono-axial.

Dans leur travaux Ai et al [78] ont proposé un système de poursuite à trois positions dont le contrôle est assuré selon l'azimut et l'angle horaire du soleil. Ainsi, ils ont divisé la durée du jour en trois tranches et pour chacune d'elles l'angle d'inclinaison du collecteur est ajusté. Les quantités d'éclairement solaire direct, diffuse et réfléchi par le sol et incidents sur le capteur ont été mesurées pour chaque pas de temps. Ces derniers ont été utilisés pour développer une relation mathématique permettant d'estimer l'irradiation journalière collectée par un plan considéré en fonction de l'inclinaison et de l'orientation du capteur. Ainsi à partir des résultats obtenus, ils ont trouvé que durant l'année, la quantité d'énergie solaire additionnelle collectée par le système à trois positions incliné selon un angle optimisé et celle relative au système de poursuite à deux axes était respectivement de 30.2% et 72% par rapport à celle obtenue sur une surface horizontale. Par contre, ils ont trouvé qu'il n'y avait pas une différence significative entre les quantités d'énergies reçues par le système de poursuite à trois positions azimutale et celle reçue sur le même système mais avec les trois positions selon l'angle horaire.

Michaelides et al [79] ont vérifié et comparé les performances et le prix de l'efficacité d'un système de chauffe eau solaire à circulation naturelle selon quatre différentes configurations dont celle : d'un collecteur incliné à 40 degrés par rapport à l'horizontal, de celui monté sur un système de poursuite mono -axial à axe de rotation vertical ayant une inclinaison fixe et ayant une inclinaison optimale saisonnière. Ainsi pour analyser les performances des différents systèmes, ils ont utilisé le programme de simulation 'TRNSYS' et comme

configuration, celle correspondant à un système de chauffe eau solaire à circulation naturelle. Les résultats de simulation obtenus ont montré que le système de poursuite mono – axial présente les meilleures performances. Ainsi à Nicosie (Grèce), la fraction de la charge couverte par ce dernier système, par celui ayant la configuration saisonnière et par le système traditionnel fixe était respectivement de 87.6%, 81.6% et de 79.7%. Alors que celles obtenues sur le site d'Athènes étaient de 81.4%, 76.2% et 74.4% respectivement. Mais du point de vue économique, la configuration traditionnelle fixe présente les meilleures performances.

Lorenzo et al [80], ont conçu et évalué les performances d'un système de poursuite azimutal dont la rotation se fait autour d'un axe vertical appliqué dans une centrale photovoltaïque en Espagne. Chacun des 400 mécanismes de poursuite est motorisé par des Moteurs standard AC d'une puissance de 185 W et pour chacun d'eux, l'angle d'inclinaison du panneau photovoltaïque est maintenu constant. Comme résultats, ils ont mentionné que l'énergie collectée par un tel système était d'environ 40% supérieure à celle obtenue par un système traditionnel fixe incliné selon une inclinaison optimale et de 10% par rapport à un système de poursuite à axe de rotation horizontale. Par ailleurs ils ont calculé la surface occultée par l'ombre créé entre deux panneaux adjacents selon les côtés E-W et N-S et durant les périodes matinale et de la fin de l'après-midi. Ils recommandèrent alors, que lors de ces périodes, l'effet de l'ombre au-delà des bornes limites du panneau adjacent peut être évité en décalant l'angle d'azimut du capteur par rapport à sa valeur idéale. La comparaison a montré aussi que la poursuite azimutale permet d'obtenir un gain d'énergie électrique de 40% par rapport à celle obtenue par un panneau traditionnel fixe et le coût de l'énergie correspondante peut être significativement réduit.

Mumba [81] a mis au point un système de poursuite manuel entraînant un panneau photovoltaïque qui alimente un extracteur d'un séchoir fonctionnant selon deux positions.

L'extracteur, placé à l'entrée de l'air est munit d'un moteur DC 12V, 0.42 A. Pour déterminer les performances du module photovoltaïque munit du système de poursuite du soleil selon sa hauteur a été considéré. Ce qui consistait à faire varier l'angle d'inclinaison entre -30° par rapport à l'horizontale. Mumba [81] a déterminé les performances du système selon quatre modes de fonctionnement dont : Ventilateur et système de poursuite en état d'arrêt, ventilateur en marche et le système PV sans poursuite, ventilateur en état d'arrêt et mécanisme de poursuite actionné et finalement, le ventilateur avec le système de poursuite en état de marche. Dans les cas de poursuite solaire l'orientation du module photovoltaïque est changé manuellement vers l'Est à 8 heures et à l'Ouest à 14 heures alors que son

inclinaison est maintenue à 15 degrés par rapport à l'horizontal. Ainsi il a été conclu que pour une température ambiante uniforme, les cas où les systèmes de poursuite et l'extracteur sont en état de marche présentent les meilleures performances dont la température atteinte au niveau du séchoir était supérieure à 60 ° C. Du point de vue du gain énergétique, les modes de fonctionnement de poursuite présentaient aussi de meilleures performances par rapport à ceux obtenus par le même système mais en un état statique. Il a été conclu alors qu'un système de capteur à air utilisant un module photovoltaïque pour alimenter son extracteur avec un suivi manuel du soleil peut améliorer l'efficacité thermique jusqu'à 80%.

Pavel et al. [82] ont analysé théoriquement et expérimentalement l'énergie collectée respectivement par deux panneaux photovoltaïques dont l'un étant du type bifacial et l'autre mono-facial et dont chacun est monté respectivement sur un système de poursuite et un système fixe. Les résultats théoriques et expérimentaux ont montré que par rapport à un système fixe, un système de poursuite permet d'augmenter l'énergie collectée de 30 à 40 % sur un système PV bifaciales alors que si la face inférieure est éclairée par un réflecteur permet d'améliorer les performances du système de 50 à 60 % durant une même période.

Pour évaluer la puissance consommée par les systèmes de poursuite ainsi que l'effet de cette dernière sur le rendement du système photovoltaïque, Helwa et al [83] ont considéré et comparé un système photovoltaïque stationnaire avec celui monté sur différents systèmes de poursuite en utilisant le temps, la date et les caractéristiques géographiques du site comme paramètres de contrôle. Les systèmes considérés sont: un système traditionnel incliné à 40 degrés par rapport à l'horizontal, un panneau monté sur un système de poursuite à axe vertical, celui monté sur un système de poursuite mono – axial dont l'axe de rotation parallèle est orienté Nord – Sud ainsi qu'un système de poursuite bi - axial. Ces trois systèmes de poursuite sont commandés électroniquement. La comparaison des résultats obtenus ont montré que les systèmes de poursuite bi – axial, à axe vertical et celui à axe incliné permettent d'augmenter les performances d'un système solaire en matière de quantité de l'énergie solaire annuelle respectivement de 30, 18 et 11%. Alors que la consommation électrique par le microprocesseur et les moteurs d'entraînement des systèmes de poursuite étaient de 50 et 22 Wh/jour alors que l'erreur liée à la poursuite était de +/-0.56 et +/-10 degrés.

Oladiran [84] a évalué la quantité de l'irradiation globale moyenne collectée par une surface inclinée deux fois par année à la latitude du lieu -10 degrés, à la latitude du lieu et à la latitude du lieu + 10 degrés et durant une journée, il changea la direction azimutale du collecteur de 0 à 75 degrés avec un pas angulaire de 15 degrés. Ce travail a été fait sur trois zones de Nigeria. L'éclairement solaire global collecté par trois configurations d'inclinaisons

combinées aux six azimuts considérés est calculé théoriquement par un programme. Pour une présentation graphique, des fichiers de données correspondants à chacune des configurations sont créés pour chaque exécution. Les valeurs des moyennes mensuelles par jour et celle par année de l'irradiation globale ont été évaluées pour les trois zones climatiques considérées. Oladiran [84] a conclu que pour tous les azimuts considérés, le collecteur incliné à la latitude du lieu conduit à de meilleures performances.

Nann [85] a évalué le potentiel énergétique produit par un système PV munit d'un système de poursuite solaire par rapport à celui produit par un système traditionnel fixe et incliné à 40 degrés. Comme résultats, il a mentionné que bien que la fraction de l'éclairement dû au rayonnement direct collecté par une surface normale au vecteur directionnel du soleil soit 54% supérieure à celle collectée par le plan fixe, les gains d'irradiation globale collectée par chacune des surfaces munies respectivement d'un système de poursuite d'un seul et à deux axes soient de 34 et 38%. Alors que par rapport au coût actuel du module photovoltaïque, utiliser un système de poursuite du soleil peut améliorer la rentabilité d'une installation photovoltaïque d'une valeur supérieure à 20%. La comparaison entre trois systèmes dont celui fixe, celui munit d'un mécanisme de poursuite à un seul et à deux axes a montré que la quantité d'irradiation collectée par un système de poursuite mono axial est presque égale à celle collectée par une même surface entraînée par un mécanisme à deux axes, par contre son coût constitue la moitié comparé à celui de ce dernier.

Dickinson [86] a évalué à long terme, la moyenne annuelle de la quantité d'irradiation solaire collectée par un capteur solaire plan ayant plusieurs configurations et installé sur plusieurs sites. Il s'agit d'un système de poursuite solaire mono-axial et un autre munit d'un système de poursuite à deux axes. Il a conclu alors: qu'un système fixe incliné selon une inclinaison optimum égale à latitude du lieu -5 degrés n'augmente que de 10% le gain annuel du système par rapport à celle collectée par une surface horizontale. Le système de poursuite à axe de rotation horizontal orienté Nord-Sud présente un gain annuel de 15% par rapport à celui munit d'un système de poursuite à axe horizontal Est-Ouest. En hiver, le système de poursuite à axe de rotation Est-Ouest collecte 20% d'énergie solaire supplémentaire que celui munit d'un système de poursuite à axe de rotation Nord -Sud. Un panneau photovoltaïque munit d'un système de poursuite à axe polaire présente un gain annuel moyen d'environ de 10% de plus que celui d'un axe horizontal Nord-Sud et ne présente que quelques pour cent de moins d'énergie solaire collectée par rapport à celle obtenue par un système de poursuite bi-axial.

1.5.3 Systèmes de poursuite passive

Les systèmes de poursuite solaire passive sont généralement basés sur l'expansion thermique d'un gaz (généralement le fréon) ou sur la déformation des métaux. Habituellement dans ce type de système un couple de matériaux est utilisé dont l'un est collé à l'autre et dont chacun se dilate selon ces caractéristiques thermo-physiques et aussi selon la quantité d'éclairement solaire qu'il reçoit. Ainsi la différence entre les quantités d'énergie solaire reçues par chacun des éléments permet de créer des forces liées à la dilatation des gaz ou des matériaux. Ce qui permet d'orienter la surface collectrice du capteur dans la direction du soleil et ne s'arrêtera que si les deux matériaux soient éclairés d'une manière équitable. Les systèmes de poursuite passive, comparés aux systèmes travaillant en mode de poursuite active, sont moins complexes mais présentent un rendement moindre et cessent de fonctionner pour de faibles températures. Par ailleurs, les tests expérimentaux ont montré que bien que les systèmes de poursuite passive présentent des performances relativement faibles par rapport à celles des systèmes actifs, leur prix reste toujours nettement réduit.

Avec toutes ces considérations, ces systèmes ne sont pas encore totalement acceptés par les consommateurs. Mais, jusqu'à présent, ils ne sont pas utilisés et considérés autant que les systèmes actifs. Ainsi dans cette étude, nous présentons uniquement les deux principales techniques utilisées pour développer ce type de système.

Parmi les systèmes développés, le plus reconnu est celui conçu et réalisé par Zomework Ltd [87] et présenté sur la Figure 1.54. Il s'agit d'un système constitué de deux tubes cylindriques (voir Figure 1.54), remplis d'un fluide et placé sur chacun des côtés du panneau considéré selon une distance égale par rapport à l'axe central de rotation. Par l'utilisation d'un système d'ombrage placé sur chacun des deux tubes, un déséquilibre en matière d'éclairement des surfaces des deux tubes étant créé tant que la surface du collecteur ne soit orientée vers le disque solaire. Ainsi selon la quantité d'éclairement solaire reçue par chacun des tubes, le fluide chauffe et s'évapore et crée à son tour une pression à l'intérieur de chacun des tubes. Ce qui se traduit par un déplacement du fluide du tube le plus éclairé vers celui le moins éclairé. La différence de poids résultante entre les deux tubes conduit le panneau à s'orienter vers la position du soleil. Par ailleurs, afin d'éviter le mouvement rapide du système, une paire d'amortisseurs est utilisée. Ce simple système peut être réalisé avec un coût très réduit sans l'utilisation d'une source d'énergie électrique. Cependant il commence chaque jour par une position quelconque et dès qu'il y est apparition du disque solaire, il commence à se repositionner vers la direction escomptée. Dans la méthode la plus usuelle, le transfert du fluide (liquide) d'un tube à un autre est assuré généralement par un fluide frigorigène.

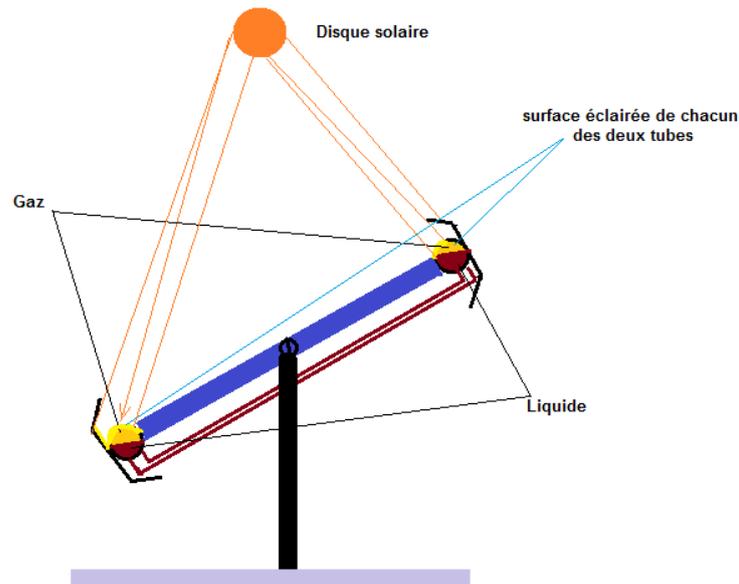


Fig. 1.54 Dispositif de poursuite passive à gaz

Chifford et al. [88] ont présenté un système de poursuite solaire passive simulé par ordinateur. Ils ont mentionné que malgré que la dilatation des métaux présente de faibles flexions mais les forces correspondantes sont importantes. Dans la conception de ce système de poursuite, deux lames bimétabliques constituée chacune par une lame d'aluminium et d'une autre en acier (voir Figure 1.55), fixées sur un cadre en bois et positionnées symétriquement de part et d'autre de l'axe de rotation horizontal. Les bilames sont ombragés de manière que si une des bandes métallique absorbe le rayonnement solaire, l'autre bande demeure ombragée. Ce qui permet à mettre en mouvement le collecteur solaire et le mouvement du collecteur ne s'arrêtera de bouger que si les deux bilames ne soient éclairés d'une manière équitable. Pour empêcher l'oscillation rapide ou lent face, un système d'amortissement est additionné au système de poursuite.

Ils ont comparé alors les résultats théoriques simulé par ordinateur et ceux obtenus expérimentalement et parmi lesquels l'effet du rayonnement thermique sur la flexion de la bilame (en mm) et le temps mis par le mécanisme de poursuite pour se changer d'orientation (en s) a été mis en évidence. Ainsi, à partir des résultats obtenus, ils ont mentionné que les valeurs théoriques et expérimentales sont très proches les une aux autres et le système proposé permet d'accroître l'efficacité d'un panneau solaires jusqu'à 23%.

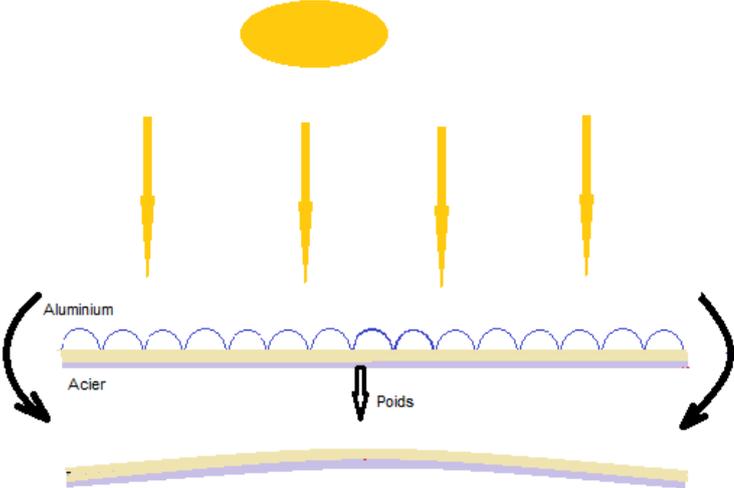
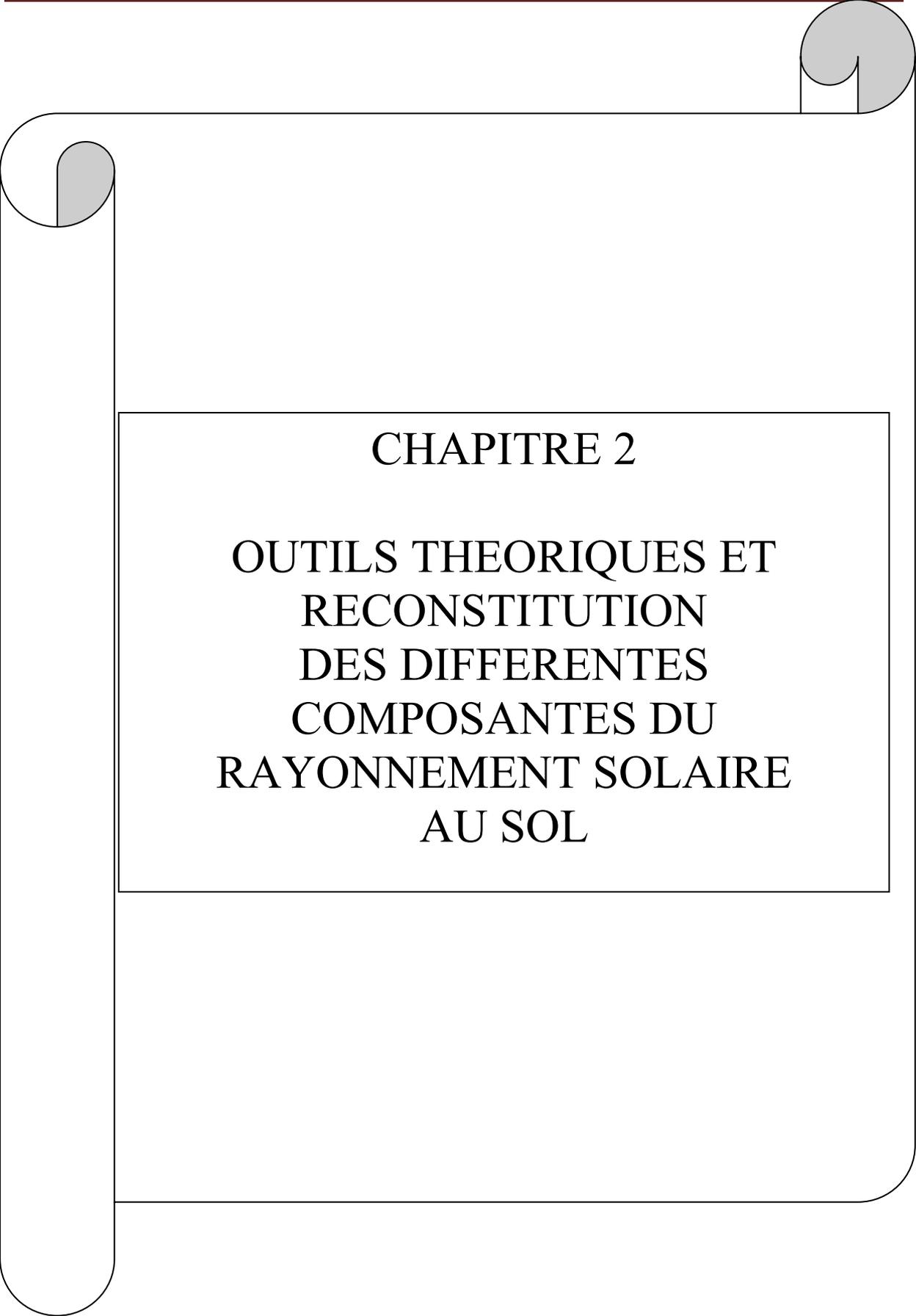


Fig. 1.55 Principe de fonctionnement d'un bilame sous l'effet du rayonnement solaire

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top, both featuring rounded ends and a grey shaded area. The main content is enclosed in a rectangular frame with rounded corners.

CHAPITRE 2

OUTILS THEORIQUES ET
RECONSTITUTION
DES DIFFERENTES
COMPOSANTES DU
RAYONNEMENT SOLAIRE
AU SOL

2.1 Paramètres astronomiques

Connaitre les équations régissant le mouvement apparent du soleil par rapport à un plan ayant une configuration quelconque et situé sur la surface de la terre, constitue un outil indispensable pour une étude de valorisation des performances de n'importe quelle application solaire. Car il permet de projeter les différentes composantes du rayonnement solaire sur n'importe quelle surface collectrice. Ce qui constitue l'un des objectifs de notre travail.

Pour repérer la position du soleil par rapport à un point situé sur la surface de la terre, revient à définir toutes les équations relatives au mouvement apparent du soleil. Pour aboutir à ces équations, il est nécessaire de définir quelques notions d'astronomie ainsi que de considérer les différents repères de base qui constituent des outils nécessaires et utiles pour cet objectif. Il s'agit en premier lieu de définir la sphère céleste (voir annexe A.1) qui constitue la notion de base pour définir :

- Les coordonnées d'un point situé sur la surface de la terre (voir annexe A.2) ;
- Les coordonnées du soleil sur le repère horizontal (voir annexe A.3) ;
- Les coordonnées du soleil sur le repère équatorial (voir annexe A.4) ;
- Le passage du repère équatorial vers le repère horizontal qui est assuré par de simple translation et rotation et permet d'écrire les équations fondamentales définissant la position instantanée du soleil dans chacun des deux repères et c'est ce qui est présenté en annexe A1.5. Ces équations, permettent aussi de déduire les principales caractéristiques théoriques du site considéré dont :
 - La hauteur maximale du soleil pour une journée quelconque de l'année, ce qui est présentée en annexe A.6.2 ;
 - L'heure du lever et du coucher du soleil ainsi de la durée astronomique du jour qui sont présentés en annexe A.6.3

2.2 Modélisation des Systèmes de poursuite solaire

Selon leur mode de fonctionnement, les systèmes de poursuite solaire sont classés par leur mouvement rotatif ainsi que par le nombre d'axes qui leur sont associés. En effet la rotation d'un système considéré peut être autour d'un seul ou de deux axes.

Dans ce qui suit nous décrivons les différents systèmes de poursuite utilisés dans les applications solaires.

2.2.1 Système de poursuite tournant autour d'un axe de rotation vertical

Dans ce cas, le panneau est monté sur un axe de rotation vertical, sa surface est inclinée selon un angle pré-calculé et suit le soleil d'Est en Ouest. Ainsi, sur la Figure 2.2.1 est présenté le schéma fonctionnel de ce système.

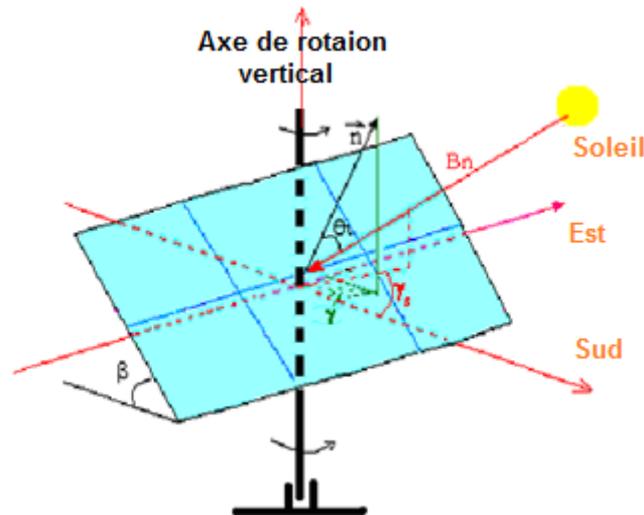


Fig. 2.2.1 Schéma fonctionnel d'un système de poursuite mono-axial tournant autour d'un axe vertical.

Dans ce système, selon Braun et al. [89], le faisceau du rayonnement solaire reçu par la surface du panneau prend sa valeur maximale lorsque la dérivation de l'angle d'incidence par rapport à l'azimut du collecteur est évaluée à zéro. Ce qui se traduit par l'expression suivante :

$$\frac{d(\cos(\theta_i))}{d\gamma} = 0 \quad (2.2.1)$$

Cette condition n'est satisfaite que si les égalités suivantes sont obtenues :

2.2.1.1 Azimut de la surface collectrice

$$\gamma = A_z \quad (2.2.2)$$

2.2.1.2 Angle d'incidence

Pour cette configuration, l'expression relative à l'angle d'incidence est réduite à l'équation suivante :

$$\theta_i = \cos^{-1}(\cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_z)\sin(\beta)) \quad (2.2.3)$$

Avec θ_i , β et θ_z sont respectivement l'angle d'incidence (voir Annexe C), l'inclinaison du panneau solaire et la distance zénithale définies respectivement par les relations (A.14).

Nous donnons sur les Figures 2.2.2.a-c l'évolution de l'angle d'incidence calculé pour le site de Bouzaréah durant les trois journées particulières de l'année dont, les solstices d'hiver et d'été ainsi que les équinoxes

2.2.2 Système de poursuite tournant autour d'un axe de rotation incliné

La seconde configuration prise en compte dans ce travail est celle relative à un mécanisme de poursuite solaire mono – axial dont l'axe de rotation est incliné et la surface du panneau lui est toujours parallèle. Le schéma fonctionnel de ce mécanisme est présenté sur la Figure 2.2.3.

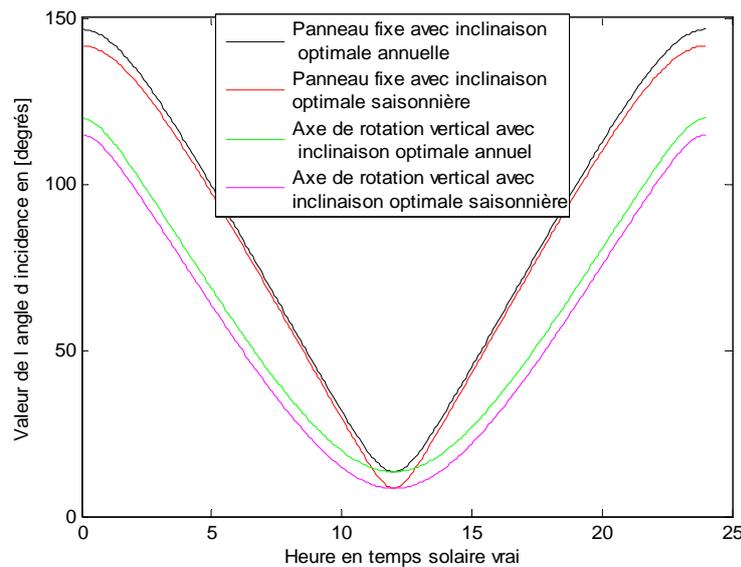


Fig.2.2.2.a Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation vertical Bouzareah : solstice d'hiver (21 décembre)

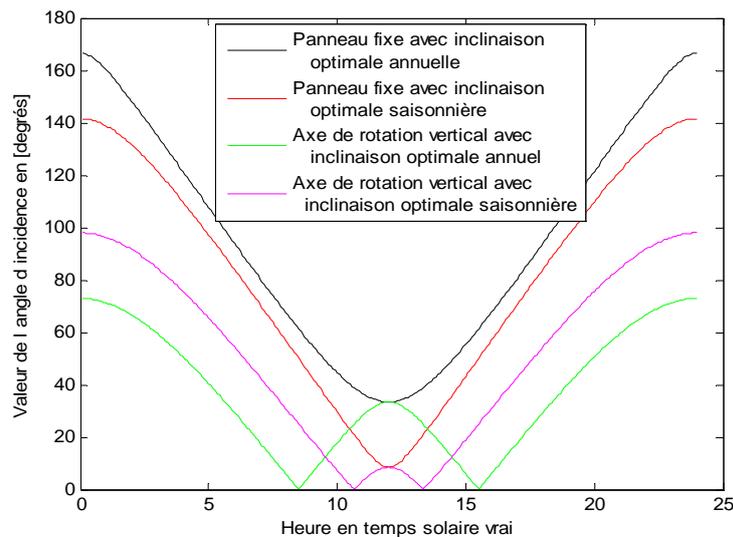


Fig.2.2.2.b Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation vertical Bouzaréah : solstice d'été (21 juin)

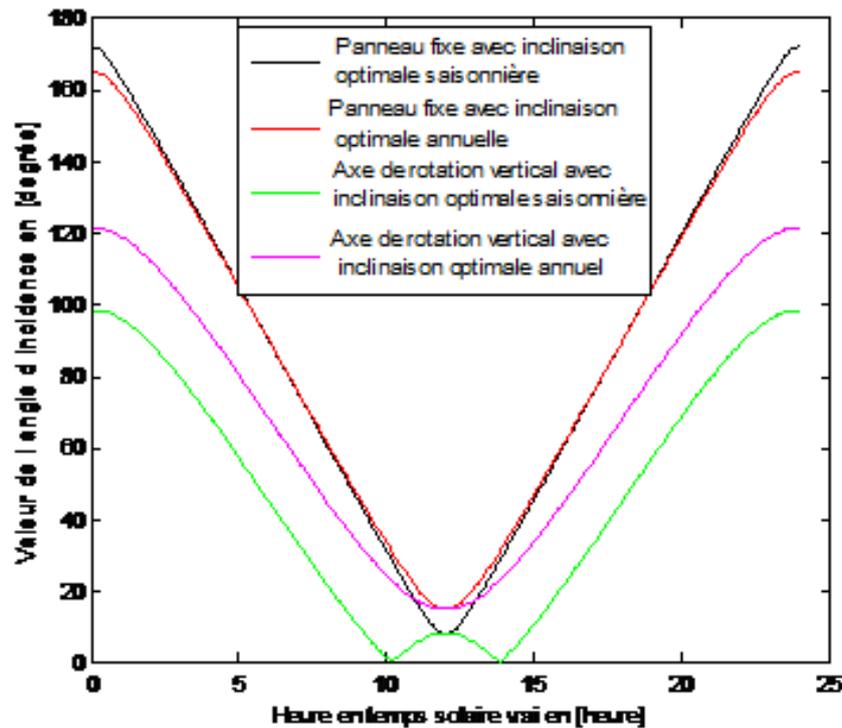


Fig.2.2.2.c Evolution des valeurs de l’angle d’incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation vertical Bouzareah : Equinoxes printemps (le 21 mars)

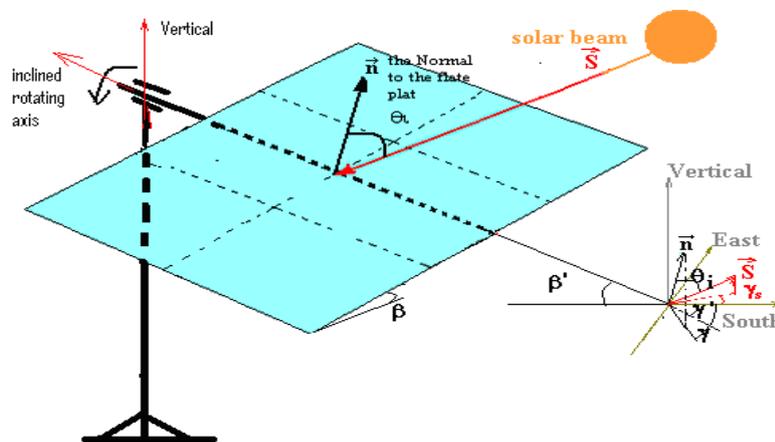


Fig. 2.2.3 Système de poursuite à axe de rotation incliné

Pour résoudre ce problème, Braun et al [89] ont utilisé la méthode des triangles sphériques et appliqué la loi du cosinus pour exprimer alors les différentes équations qui permettent de calculer les angles θ_i , γ et β décrivant le mouvement du système lors de sa poursuite de la trajectoire du soleil. Les relations correspondantes obtenues sont données comme suite :

2.2.2.1 Angle d'incidence θ_i

$$\theta_i = \cos^{-1} \left[\left(\frac{\cos(\beta)}{\cos(\beta')} \right) \left[\cos(\beta) \cos(\theta_z) + \sin(\beta) \sin(\theta_z) \cos(A_z - \gamma) \right] \right] \quad (2.2.4)$$

Avec, θ_z et A_z sont respectivement les valeurs instantanées de la distance zénithal et de azimuth du soleil exprimés par les équations (A.13.a et c), β et γ sont les valeurs instantanées de l'inclinaison et de l'azimut du panneau considéré, ces deux angles sont calculés comme suite :

2.2.2.2 L'inclinaison instantanée du panneau

L'inclinaison instantanée de la surface est exprimée par l'équation suivante

$$\beta = \beta'_o + 180 \cdot \sigma_{\beta'} \quad (2.2.5)$$

Avec:

$$\beta'_o = \tan^{-1} \left[\frac{\tan(\beta')}{\cos(\gamma - \gamma')} \right] \quad (2.2.6)$$

et

$$\sigma_{\beta'} = \begin{cases} 0 & \text{if } \beta'_o \geq 0 \\ 1 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2.2.7)$$

β' correspond à l'inclinaison de l'axe de rotation du système de poursuite γ' est son azimuth qui est généralement pris égal à zéro.

2.2.2.3 Azimut instantané du panneau

L'azimut du panneau solaire est calculé comme suit:

$$\gamma = \gamma'_o + 180 \cdot \sigma_{\gamma 1} \cdot \sigma_{\gamma 2} \quad (2.2.8)$$

avec:

$$\gamma'_o = \gamma' + \tan^{-1} \left[\frac{\sin(\theta_z) \sin(A_z - \gamma')}{\cos(\theta') \sin(\beta')} \right] \quad (2.2.9)$$

$$\sigma_{\gamma 1} = \begin{cases} 0 & \text{if } (\gamma'_o - \gamma') (A_z - \gamma') \geq 0 \\ 1 & \text{if otherwise} \end{cases} \quad (2.2.10)$$

$$\sigma_{\gamma 2} = \begin{cases} 1 & \text{if } (A_z - \gamma') \geq 0 \\ 0 & \text{if otherwise} \end{cases} \quad (2.2.11)$$

De même pour cette configuration, pour le site de Ghardaïa, l'angle d'incidence est calculé pour les trois journées particulières de l'année à savoir : les solstices d'hiver et d'été ainsi que les deux équinoxes. Les résultats obtenus sont présentés sur les Figures 2.2.4.a-c

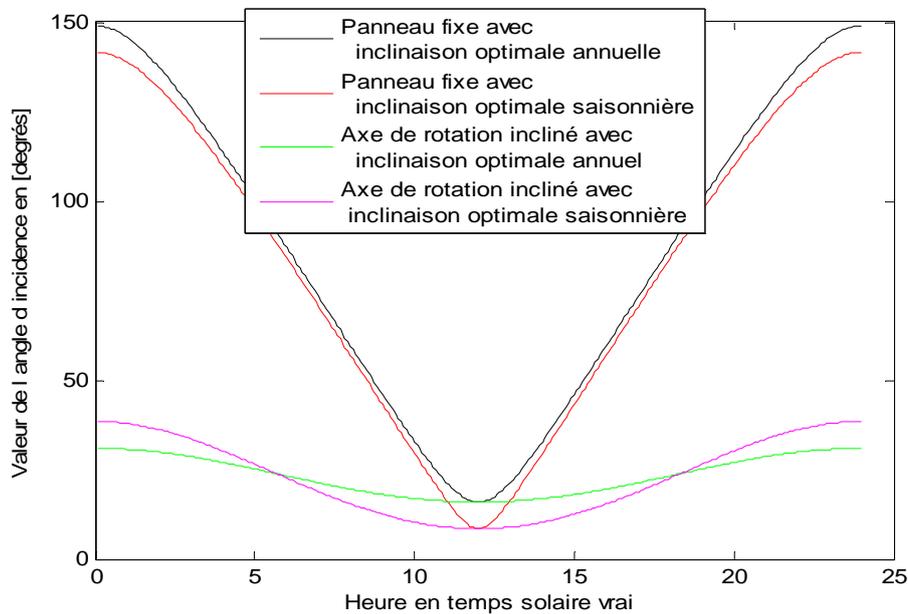


Fig.2.2.4.a Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation incliné .Ghardaïa : Solstice d'hiver (21 Décembre)

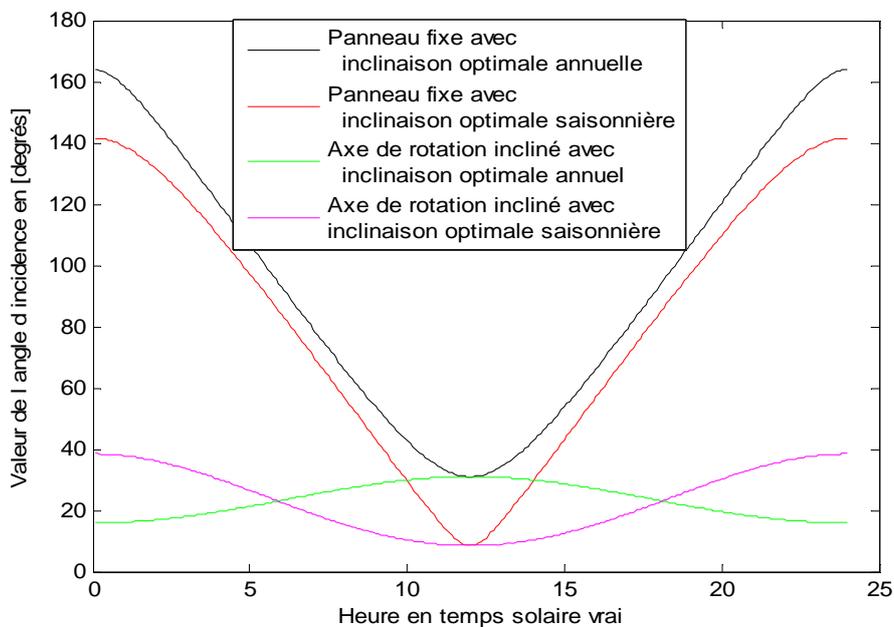


Fig.2.2.4.b Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation incliné .Ghardaïa : Solstice d'été (21 juin)

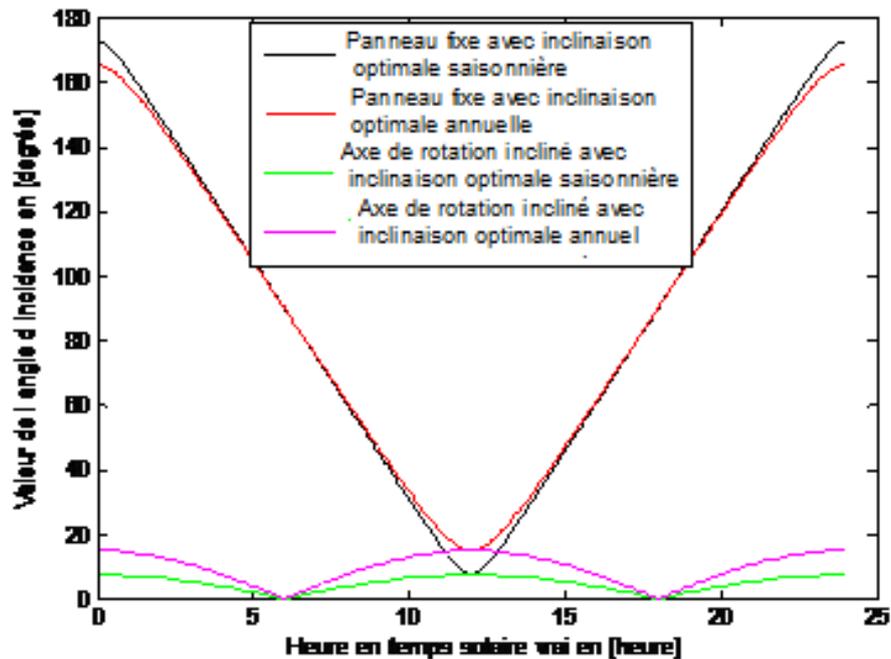


Fig.2.2.4 .c Evolution des valeurs de l'angle d'incidence relatif à un système de poursuite à axe de rotation incliné .Ghardaïa : Equinoxes printemps et automne (21 mars)

2.2.3 Système de poursuite à axe de rotation horizontal

Ce cas de figure est généralement appliqué aux systèmes de conversion de l'énergie solaire à concentration et spécialement ceux utilisant le cylindro-parabolique comme système et par fois appliqué au système de conversion photovoltaïque à capteur plan. Ainsi pour ce type de mécanisme, Deux cas de configurations peuvent se présenter dont :

- Celle ayant son axe de rotation orienté selon la direction Est-Ouest ;
- Celle ayant son axe de rotation orienté selon la direction Nord - Sud ;

Dans ce qui suit nous décrivons chacun des systèmes.

2.2.3.1 Poursuite à axe de rotation horizontal orienté Est – Ouest

Dans ce cas, la surface du récepteur est parallèle à l'axe de rotation du système. Alors comme le montre le schéma fonctionnel du système présenté sur la figure 2.2.5, apparaît que la poursuite du soleil se fait du Nord au Sud et vice versa, selon la hauteur du soleil et l'ajustement est assuré par le système de poursuite. Ce dernier devrait ajuster la position de la surface du collecteur de manière à ce qu'elle reçoive l'éclairement solaire direct avec un angle d'incidence minimal le long de la journée en particulier durant la période avoisinant midi en temps solaire vrai.

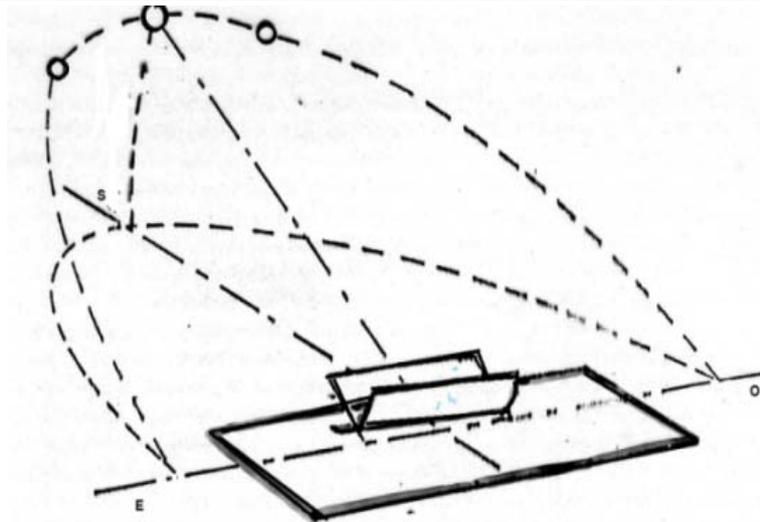


Fig. 2.2.5 : Système de poursuite à axe horizontal orienté Est-Ouest

Ainsi Pour ce mode de poursuite, l'ajustement de la position de la surface réceptrice peut être fait selon deux manières :

2.2.3.1.1 Poursuite avec un seul ajustement par jour:

L'ajustement de la surface réceptrice est assuré une fois par jour de manière à ce que l'éclairement du au rayonnement direct soit perpendiculaire à la surface collectrice à midi en temps solaire vrai. Dans ce cas les équations décrivant le mouvement du système de poursuite sont données comme suit :

2.2.3.1.1.1 L'angle d'incidence

Pour ce cas de configuration, la valeur de l'angle d'incidence est évaluée par la relation suivante [90]:

$$\theta_i = \cos^{-1} \left[\sin^2(\delta) + \cos^2(\delta) \cos(\omega) \right] \quad (2.2.12)$$

Et pour assurer cette égalité, l'inclinaison et l'azimut du capteur devraient être ajustés selon les considérations suivantes :

2.2.3.1.1.2 Inclinaison de la surface

L'ajustement quotidien de l'inclinaison de la surface réceptrice devrait être effectué selon la relation suivante :

$$\beta = |\varphi - \delta| \quad (2.2.13)$$

φ et δ sont respectivement la latitude du lieu et la déclinaison apparente du soleil exprimée par la relation (A1)

Alors que l'ajustement quotidien de l'azimut de la surface du collecteur considéré devrait être égal à 0 ou à 180 degrés dépendamment de la latitude du site et de la valeur de la déclinaison du soleil ainsi :

2.2.3.1.1.3 L'azimut de la surface γ

Dans ce cas de configuration, l'azimut du collecteur prend la valeur :

$$\gamma = \begin{cases} 0^\circ & \text{si } (\varphi - \delta) > 0 \\ 180^\circ & \text{si } (\varphi - \delta) \leq 0 \end{cases} \quad (2.2.14)$$

2.2.3.1.2 Ajustement continu

Pour une surface réceptrice qui poursuit la position soleil selon son altitude, d'une manière continue et ayant un axe de rotation orienté Est-Ouest, l'ajustement de la position de la surface devrait être fait de manière à ce que l'angle d'incidence soit minimal. Ce qui correspond à la forme suivante [90] :

$$\theta_i = \cos^{-1} \left[1 - \cos^2(\delta) \cos^2(\omega) \right]^{0.5} \quad (2.2.15)$$

Ainsi pour que cette relation soit respectée, l'inclinaison et l'azimut de la surface du collecteur devraient être à leur tour ajustés comme suit :

2.2.3.1.2.1 Inclinaison de la surface du collecteur :

$$\beta = \tan^{-1} \left[(\tan g(\theta_z)) \cos(A_z) \right] \quad (2.2.16)$$

Avec θ_z et A_z sont respectivement la distance zénithale et l'azimut du soleil et sont calculés respectivement par les relations A.14 et A.13.a.

2.2.3.1.2.2 Azimut de la surface

Pour ce mode de poursuite, selon l'azimut A_z du soleil, l'orientation γ de la surface collectrice devrait être égale à 0 ou à 180 degrés selon les conditions exprimées ci dessous:

$$\begin{aligned} \gamma &= 0 & \text{si } |A_z| < 90 \text{ degrés} \\ \gamma &= 180 & \text{si } |A_z| > 90 \text{ degrés} \end{aligned} \quad (2.2.17)$$

Sur les Figures 2.2.6 et 2.2.7 sont présentées les évolutions des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe de rotation horizontal et orienté Est-Ouest avec respectivement un ajustement journalier et continu.

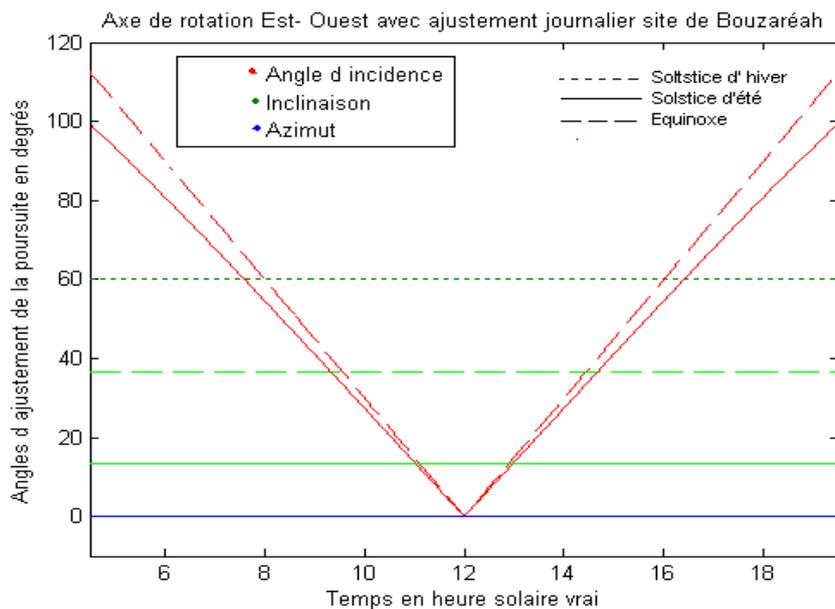


Fig.2.2.6 Evolution des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe de rotation horizontal et orienté Est-Ouest avec un ajustement journalier.

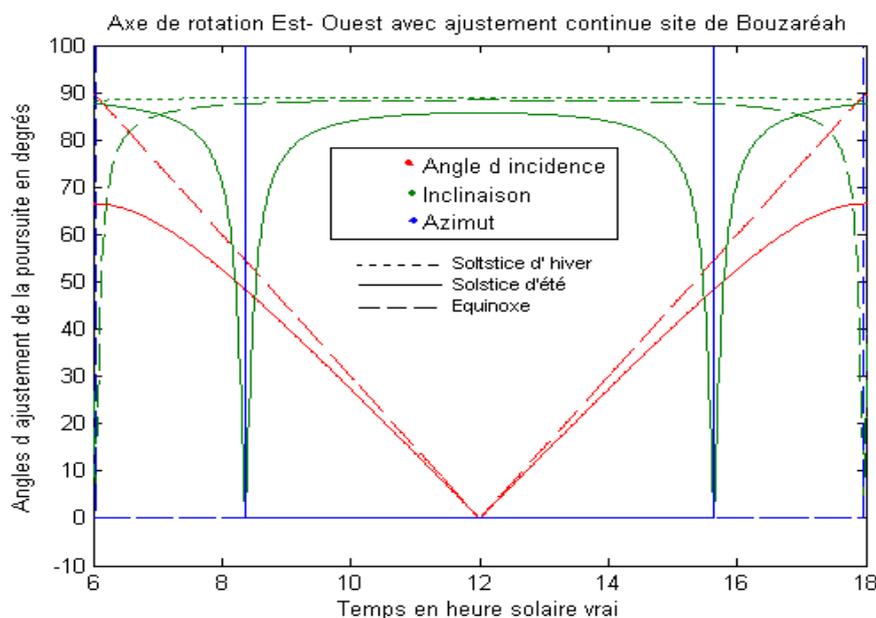


Fig.2.2.7 Evolution des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe de rotation horizontal, orienté en Est-Ouest et avec un ajustement continu.

2.2.3.1.3 Poursuite à axe de rotation horizontal orienté Nord – Sud

Dans ce cas aussi, la surface du récepteur est parallèle à l'axe de rotation du système. Alors selon le schéma fonctionnel présenté sur la Figure 2.2.8, le système poursuit le soleil d'Est en Ouest et vice versa selon sa trajectoire azimutale. L'ajustement assuré par le système de poursuite devrait se faire de manière à ce que le collecteur reçoit l'éclairement du au rayonnement solaire direct selon un angle d'incidence minimal le long de la journée.

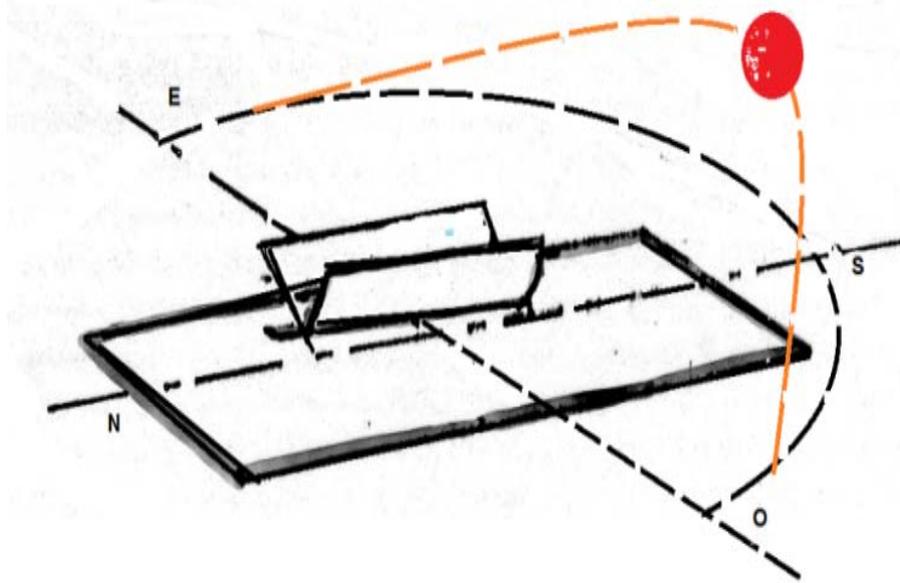


Fig .2.2.8 Poursuite à axe de rotation horizontal orienté Nord-Sud

De même, dans ce cas de configuration, l'ajustement de la surface réceptrice peut se faire suivant deux manières différentes :

2.2.3.1.3.1 Ajustement continu

Dans ce cas, le collecteur solaire reçoit l'éclairement selon un angle d'incidence calculé comme suit :

2.2.3.1.3.1.1 Angle d'incidence

$$\theta_i = \cos^{-1} \left[\cos^2(\theta_z) + \cos^2(\delta) \sin^2(\omega) \right]^2 \quad (2.1.18)$$

Pour assurer cette incidence, l'inclinaison de la surface du collecteur devrait être à chaque instant de la journée égalisée à la valeur :

2.2.3.1.3.1.2 Inclinaison du collecteur

$$\beta = \tan g^{-1} \left[\tan g(\theta_z) \cos(\gamma - A_z) \right] \quad (2.2.19)$$

2.2.3.1.3.1.3 Azimut du collecteur :

Alors dépendamment de l'azimut du soleil, celui de la surface du collecteur prendra la valeur de 90 degrés ou -90 degrés et selon les conditions suivantes:

$$\begin{aligned} \gamma &= 90 \quad \text{si } A_z > 0 \\ \gamma &= -90 \quad \text{si } A_z \leq 0 \end{aligned} \quad (2.2.20)$$

Ainsi, sur la Figure 2.2.9 est présenté l'évolution de chacun des angles régissant le mouvement du mécanisme de poursuite ainsi que celle des valeurs résultantes de l'angle d'incidence.

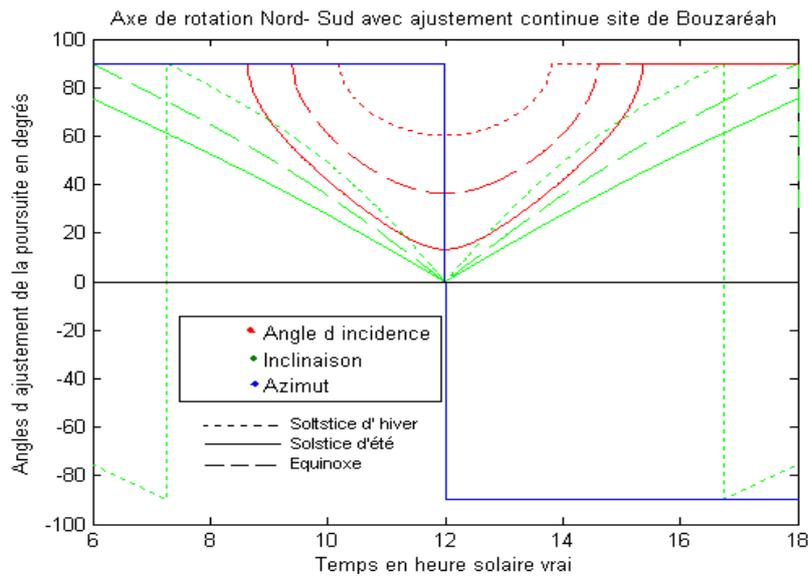


Fig.2.2.9 Evolution des valeurs des angles décrivant le mouvement du système de poursuite à axe horizontal, orienté Nord –Sud avec un ajustement continu de l’azimut.

2.2.4 Poursuite polaire

Dans le cas ou un collecteur est monté sur un système de poursuite où l’axe de rotation est orienté selon l’orientation Nord – Sud et parallèle à l’axe de rotation de la terre (voir Figure 2.2.10).

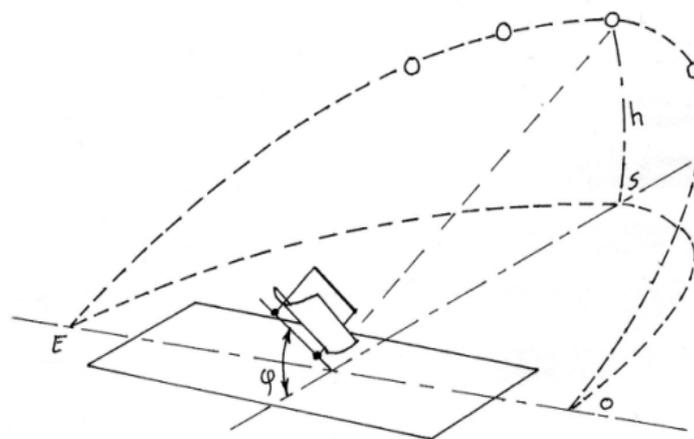


Fig. 2.2.10 : Système de poursuite équatorial orienté Est-Ouest

Pour assurer de bonnes performances de cette configuration, l’ajustement de sa position devrait être fait pour que l’angle d’incidence puisse prendre la valeur suivante :

2.2.4 .1 Angle d’incidence

$$\theta_i = \cos^{-1}(\delta) \tag{2.2.21}$$

Pour assurer cette égalité, il faut que l’inclinaison et l’azimut du collecteur soient ajustés comme suite :

2.2.4 .2 Inclinaison du collecteur :

$$\beta = \frac{\tan g^{-1}(\varphi)}{\cos(\gamma)} \quad (2.2.22)$$

2.2.4 .3 L'azimut du collecteur :

$$\gamma = \tan g^{-1} \frac{\sin(\theta_z) \sin(A_z)}{\cos(\theta') \sin(\varphi)} + 180 C1 C2 \quad (2.2.23)$$

Avec :

$$\cos(\theta') = \cos(\theta_z) \cos(\varphi) + \sin(\theta_z) \sin(\varphi) \quad (2.2.24)$$

$$C1 = \begin{cases} 0 & \text{si } \left[\tan g^{-1} \frac{\sin(\theta_z) \sin(A_z)}{\cos(\theta') \sin(\varphi)} + A_z \right] = 0 \\ 1 & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (2.2.25)$$

$$C2 = \begin{cases} 1 & \text{si } A_z \geq 0 \\ -1 & \text{si } A_z < 0 \end{cases} \quad (2.2.26)$$

2.2.5 Système de poursuite à deux axes

La description fonctionnelle du mécanisme est présentée sur la Figure 2.2.11. Dans ce système, l'orientation de la surface réceptrice est ajustée de telle manière à assurer une perpendicularité entre le vecteur directionnel du faisceau solaire et la surface réceptrice. Ce qui permet au panneau solaire de collecter un maximum d'éclairement à n'importe quel instant de la journée. Ainsi l'angle d'incidence devrait être optimisé selon les deux coordonnées angulaires du récepteur ce qui se traduit par les deux égalités suivantes :

$$\frac{\partial(\cos(\theta_i))}{\partial\beta} = 0 \quad (2.2.27)$$

$$\frac{\partial(\cos(\theta_i))}{\partial\gamma} = 0 \quad (2.2.28)$$

Et ces deux dernières conditions ne seront satisfaites que si les deux égalités suivantes sont réalisées :

2.2.5.1 Inclinaison instantanée

L'inclinaison instantanée de la surface du panneau du système de poursuite à deux axes est égalisée à la distance zénithale du soleil ainsi:

$$\beta = \theta_z \quad (2.2.29)$$

2.2.5.2 Azimut instantanée

L'Azimut de la surface du panneau considéré est égalisé à celui du soleil ainsi:

$$\gamma = A_z \quad (2.2.30)$$

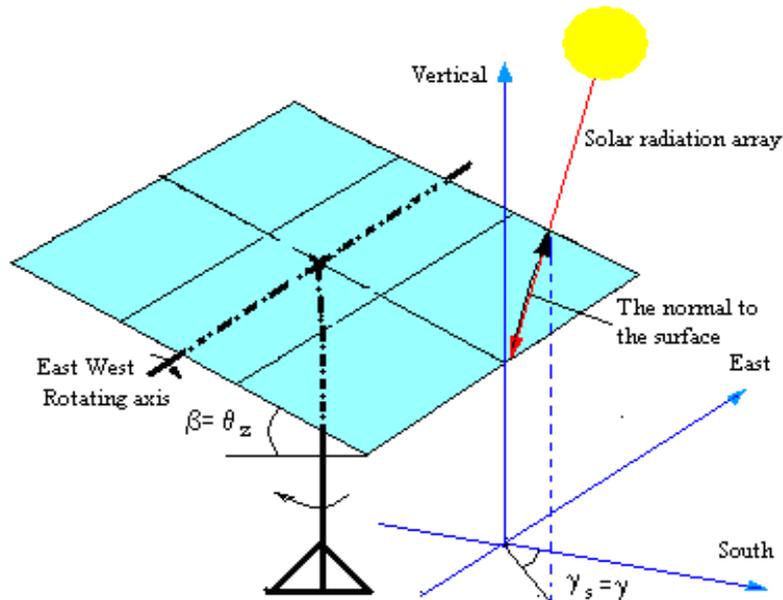


Fig. 2.2.11 Système de poursuite à deux axes

2.3 Modélisation des différentes composantes du rayonnement solaire pour différents états de ciel en fonction des différents paramètres météorologiques

2.3.1 Atténuation du rayonnement solaire par la pellicule atmosphérique :

Lors de son trajet optique à travers la pellicule atmosphérique, le rayonnement solaire subit plusieurs types d'atténuation (voir Figure 2.3.1) provoqué par les différents constituants de l'atmosphère. D'une part, l'ozone, la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, l'oxygène sont les principaux paramètres qui interviennent dans le phénomène d'absorption du rayonnement solaire. D'autre part, les différentes particules solides ainsi que les molécules gazeuses en suspension dans l'atmosphère interviennent quant à elles dans le phénomène de sa diffusion. Ainsi, l'atténuation du rayonnement solaire est produite simultanément par les deux phénomènes. Nous décrivons dans ce qui suit les principaux paramètres et mécanismes qui interviennent dans chacun d'eux.

2.3.1.1 La masse d'air m_a :

La masse d'air est le trajet optique parcouru par les particules énergétiques solaires lors de leur traversé de la couche atmosphérique. Le trajet unité ($m_a = 1$) correspond à une traversée verticale de l'atmosphère ce qui correspond aussi à la position du soleil au zénith d'un lieu situé au niveau de la mer.

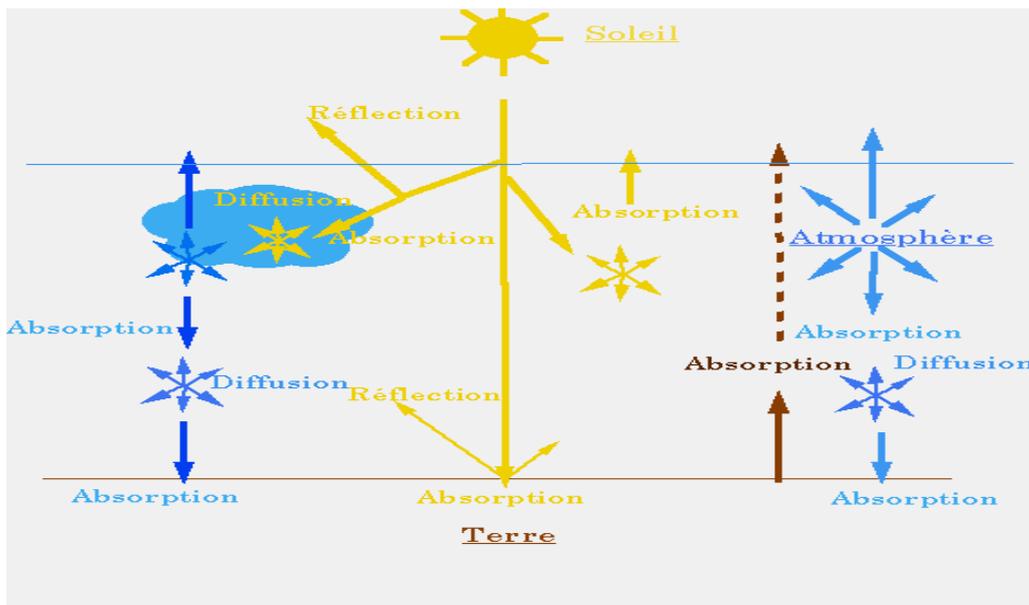


Fig. 2.3.1 Modes d'atténuation du rayonnement solaire lors de sa traversé de l'atmosphère
En supposant que l'atmosphère est représentée par un empilement de couches horizontales et homogènes (c.a.d, en négligeant la courbure de l'écorce terrestre), la masse d'air ne dépend que de la hauteur du soleil h au-dessus de l'horizon, soit:

$$ma = \frac{1}{\sin(h)} \quad (2.3.1)$$

Avec :

h est la hauteur du soleil exprimée en degrés

Lorsque le lieu considéré n'est pas situé au niveau de la mer, il y a lieu d'apporter une correction. En effet, en supposant que la pression diminue de 10 % tous les 100, alors pour un site situé à une altitude z , la correction apportée sur l'équation (2.3.1) conduit à écrire l'équation suivante:

$$ma = m_r \left(\frac{P}{1013.25} \right) \quad (2.3.2)$$

Avec m_r est la masse d'air réduite définie par Kasten [91], soit :

$$m_r = \left[\cos(\theta_z) + 0.15(93.885 - \theta_z)^{1.253} \right]^{-1} \quad (2.3.3)$$

Mais l'expression (2.3.3) manque aussi quelque peu de rigueur car la pression atmosphérique dépend aussi de la température et de la densité de l'air environnant du lieu considéré, ce qui peut être pris en compte encore par l'expression suivante :

$$ma = \frac{P_{az}}{P_{a-mer} \sin(h)} \tag{2.3.4}$$

Où P_{az} est la pression atmosphérique à une altitude z et P_{a-mer} la pression atmosphérique au niveau de la mer.

Il est à noter que l'expression (2.3.4) n'est valable que pour une hauteur du soleil supérieure à 20 degrés. Pour des hauteurs du soleil plus faibles, on peut utiliser l'expression suivante (d'après [92])

$$ma = \frac{P_{az}}{P_{a-mer} \cdot \left(\sin(h) + 0.15 (h + 3.885)^{-1.253} \right)} \tag{2.3.5}$$

2.3.1.2 Absorption du rayonnement solaire par les différents constituants de l'atmosphère:

L'atmosphère gazeuse est composée principalement d'azote, d'oxygène et de divers autres composants dont le gaz carbonique, les gaz rares, la vapeur d'eau (H₂O), l'ozone (O₃) et les aérosols (particules en suspension).

Chaque constituant a des propriétés absorbantes plus ou moins prononcées et qui dépendent de la longueur d'onde du rayon lumineux (voir figure 2.3.2).

La couche d'ozone est située dans les hautes altitudes de l'atmosphère. Ramenée au niveau du sol, elle représente en moyenne une couche d'environ deux à cinq millimètres d'épaisseur.

Cette couche absorbe en totalité le rayonnement solaire de longueur d'onde inférieure à 0.3 μm (l'Ultra - Violet) et elle présente des faibles bandes d'absorption pour des longueurs d'ondes comprises entre 0.3 μm et 0.7 μm (Visible). Nous donnons dans la figure 2.3.2, l'évolution du coefficient de transmission après absorption par les différents constituants de l'atmosphère.

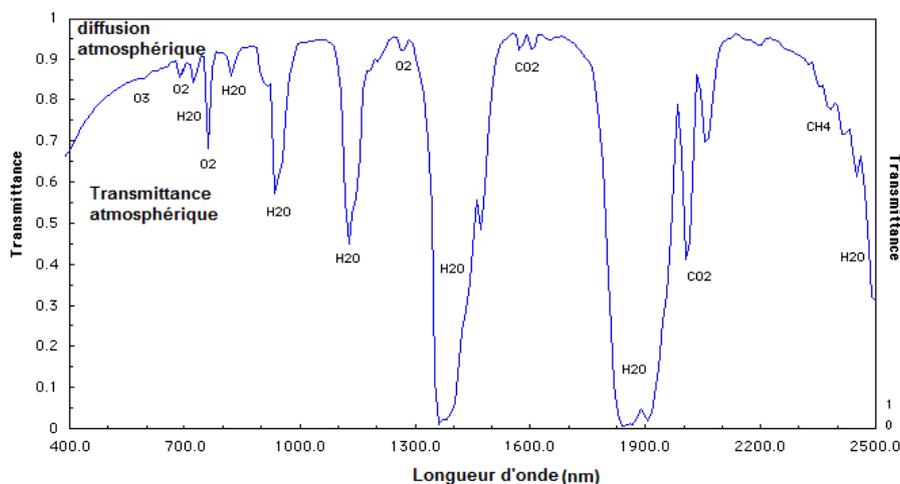


Fig.2.3.2 Transmittance spectrale de l'atmosphère après absorption du rayonnement solaire par ses différents constituants dans la bande de longueurs d'ondes : 0. 400 μm et 2.500 μm

La quantité d'eau contenue dans l'atmosphère est caractérisée par la hauteur d'eau condensable définie comme étant l'épaisseur de la couche d'eau liquide qui se formerait après condensation de toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère située au-dessus du lieu considéré.

La vapeur présente plusieurs bandes d'absorption (voir figure 2.3.2) qui sont plus ou moins prononcées en particulier dans la bande de longueurs d'ondes correspondant au rayonnement infrarouge proche où dans certains cas elle absorbe la totalité du spectre du rayonnement solaire (entre 1.35 μm et 1.40 μm et entre 1.85 μm et 1.90 μm).

L'oxygène et le gaz carbonique possèdent des bandes d'absorption étroites réparties à travers la quasi-totalité du spectre solaire. Pour l'oxygène, ces étroites bandes sont centrées à 0.69 μm alors que le gaz carbonique représente des bandes d'absorption situées dans les grandes longueurs d'ondes. Les bandes faibles et étroites sont centrées à 1.4 μm et 2 μm , alors que celles centrées sur 2.75 μm sont assez fortes et bien marquées (voir Figure 2.3.2).

2.3.1.3 Diffusion du rayonnement solaire par les constituants de l'atmosphère :

La diffusion du rayonnement solaire est due à la diffraction, la réfraction et la réflexion du rayonnement solaire par les molécules gazeuses et les aérosols rencontrés dans leur trajet optique vers la surface de la terre.

Le rayonnement solaire est ainsi diffusé est dispersé pour être redistribué dans toutes les directions de l'espace, et ne disparaît pas en totalité comme c'est le cas pour la partie absorbée par les molécules gazeuses.

2.3.1.3.1 Diffusion moléculaire (Rayleigh) :

La diffusion du rayonnement électromagnétique par les molécules gazeuses. Selon la longueur d'onde, la taille et les caractéristiques thermo physiques des particules gazeuses, le rayonnement solaire est plus ou moins diffusé.

Le coefficient d'extinction $D_r(\lambda)$ du rayonnement solaire par diffusion moléculaire peut être calculé par la relation suivante proposée par Penndorf [93].

$$D_r(\lambda) = 0.085\lambda^{-4.09} \quad (2.3.6)$$

Et selon sa définition [94], le coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion moléculaire s'écrit comme suite.

$$\tau_m(\lambda) = \exp(-D_R(\lambda) m_a) \quad (2.3.7)$$

Cette loi implique une extinction du rayonnement solaire plus forte dans les courtes longueurs d'ondes que dans les grandes longueurs d'ondes, ce qui peut être apprécié sur la

Figure 2.3.3, par l'évolution du coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion moléculaire en fonction de la longueur d'onde.

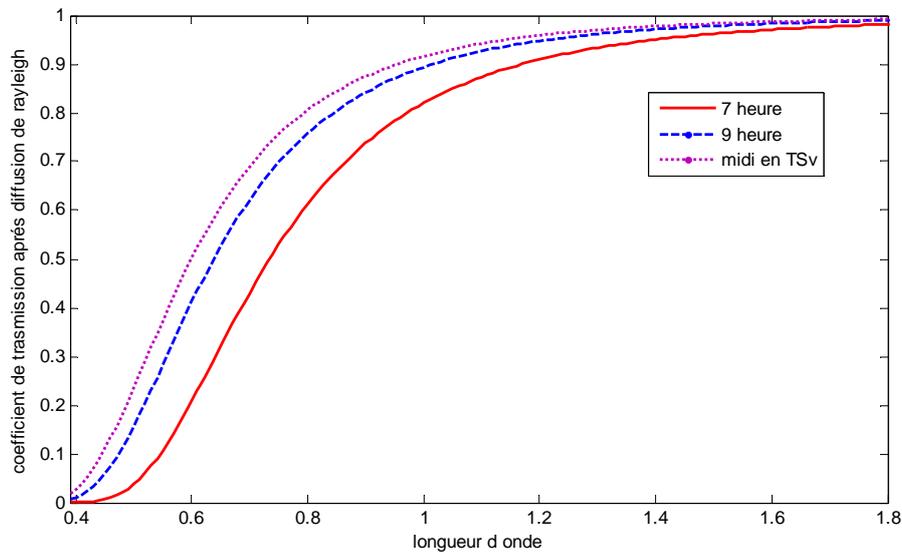


Fig.2.3.3 Transmission spectrale du rayonnement solaire après diffusion moléculaire

$$m_a=2.33, m_a=1.32, m_a= 1.0$$

2.3.1.3.2 Diffusion par les aérosols :

Autre que les molécules gazeuses, l'atmosphère comporte des particules solides en suspension tels que des grains de sable, des grains de pollen, les poussières de cheminées des usines industrielles, des débris de météorites, etc ... leurs dimensions sont sensiblement supérieures à celles des molécules, et varient de quelques microns à quelques dixièmes de millimètres.

Le coefficient d'extinction dû à la diffusion par les aérosols a été défini par Angström [95] et exprimé par l'équation (2.2.7) :

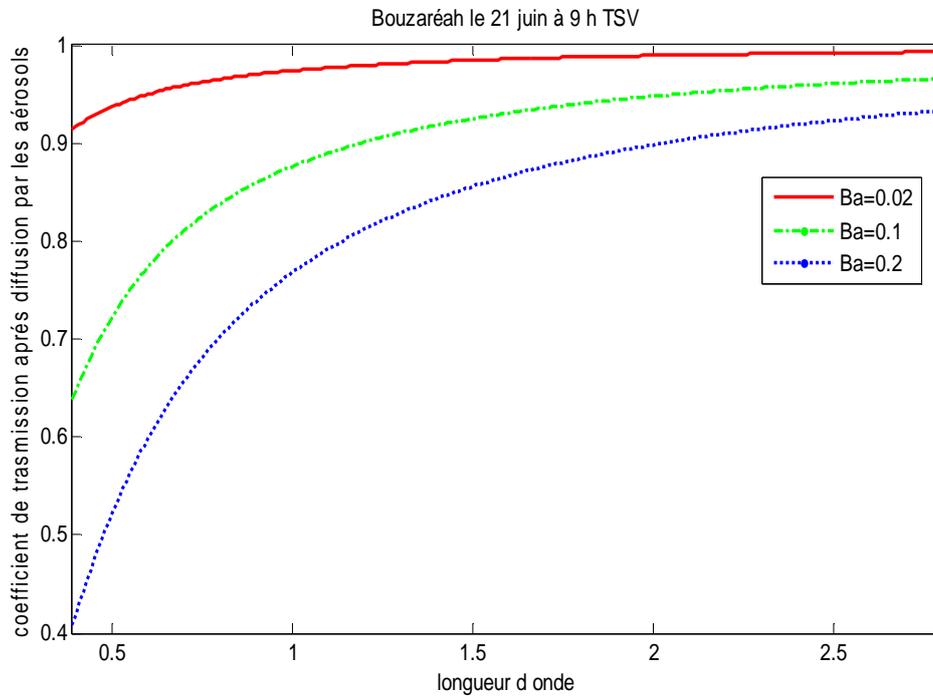
$$D_a(\lambda) = \beta_a \lambda^{-p} \quad (2.3.8)$$

L'exposant p varie selon les dimensions des particules et reste compris entre 4 (pour la diffusion moléculaire) et 0 (pour les grosses particules). Pour les régions tempérées, la valeur $p = 1.3$ à été proposé par Angström (d'après [96]), après examen de plusieurs mesures pyréliométriques. β_a est appelé coefficient de trouble d'Angström et caractérise la quantité d'aérosols contenue à la verticale du lieu considéré.

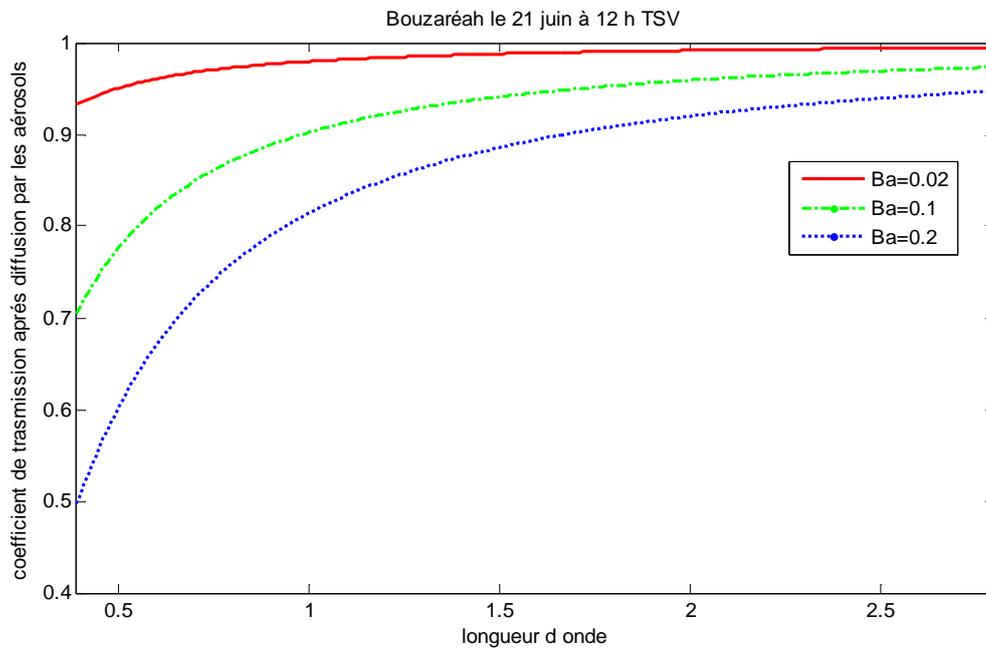
Le coefficient de transmission après diffusion par les aérosols $\tau_a(\lambda)$ est donné par la relation :

$$\tau_a(\lambda) = \exp(-D_a(\lambda) m_a) \quad (2.3.9)$$

Nous donnons respectivement sur les Figures. 2.3.4. A et Figures. 2.3.4. b l'évolution du coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion par les aérosols pour différents états de pollution $\beta_a = 0.02$, $\beta_a = 0.1$, et $\beta_a = 0.2$ pour $ma=1.48$ et pour $ma=1.0$.



Figs.2.3.4.a Transmission spectrale du rayonnement solaire après diffusion par les aérosols calculée pour $\beta_a = 0.02$, $\beta_a = 0.1$, et $\beta_a = 0.2$ pour $ma=1.48$.



Figs.2.3.4.b Transmission spectrale du rayonnement solaire après diffusion par les aérosols calculée pour trois valeurs de $\beta_a = 0.02$, $\beta_a = 0.1$, et $\beta_a = 0.2$ et pour $ma=1.0$

2.3.1.4 Rayonnement solaire au sol :

Après avoir traversé la couche atmosphérique, le rayonnement solaire finit par atteindre le sol sous forme d'éclairement énergétique dû:

- au rayonnement direct.
- au rayonnement diffus.

Nous donnons sur les figures 2.3.5, 2.3.6.a et 2.3.6.b la distribution spectrale du rayonnement solaire mesuré à la limite de l'atmosphère dressée selon les données présentées dans [97] et à celles calculées sur un plan horizontal au niveau du sol pour le site de Bouzaréah à 10 h et à midi en temps solaire vrai du 21 juin.

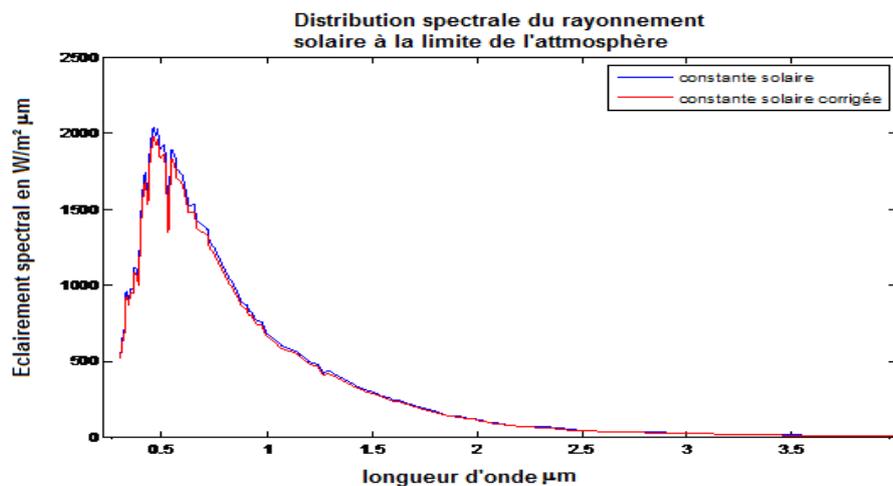


Fig. 2.3.5 Distribution spectrale du rayonnement solaire à limite de l'atmosphère et pour $ma=1$ [96]

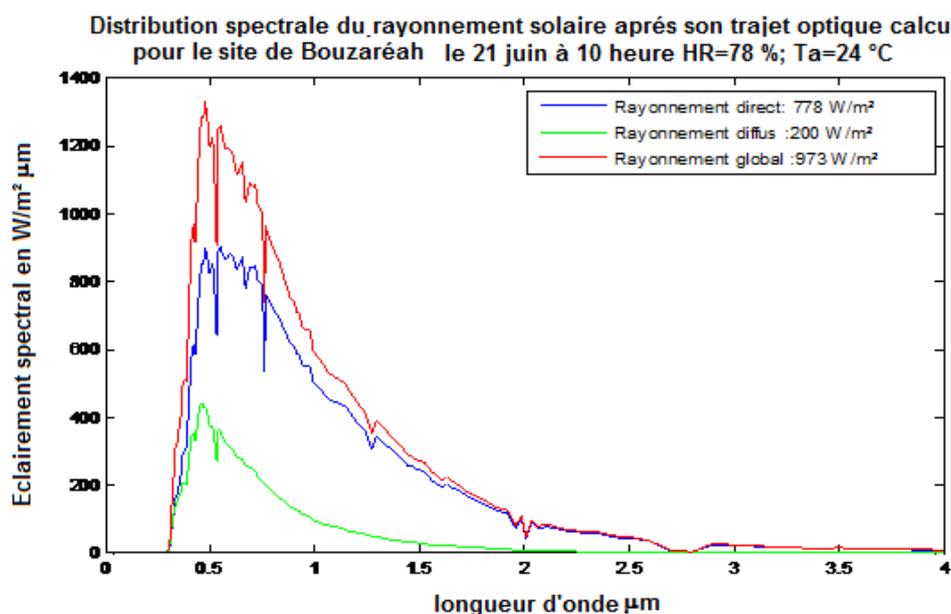


Fig.2.3.6.a Distribution spectrale des différentes composantes du rayonnement solaire au sol calculées sur le site de Bouzaréah : Pour le 21 juin à 10 heure où HR=78% et $T_a=24^\circ$

2.3.2 Reconstitution du gisement solaire au sol

Au cours de sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire subit de différents type d'atténuation par les différents constituants de l'atmosphère sous forme d'absorption et de diffusion et finit par atteindre le sol sous forme d'éclaircements du aux rayonnements direct et diffus dont la quantité dépend principalement de l'état de ciel, de celle des constituants de

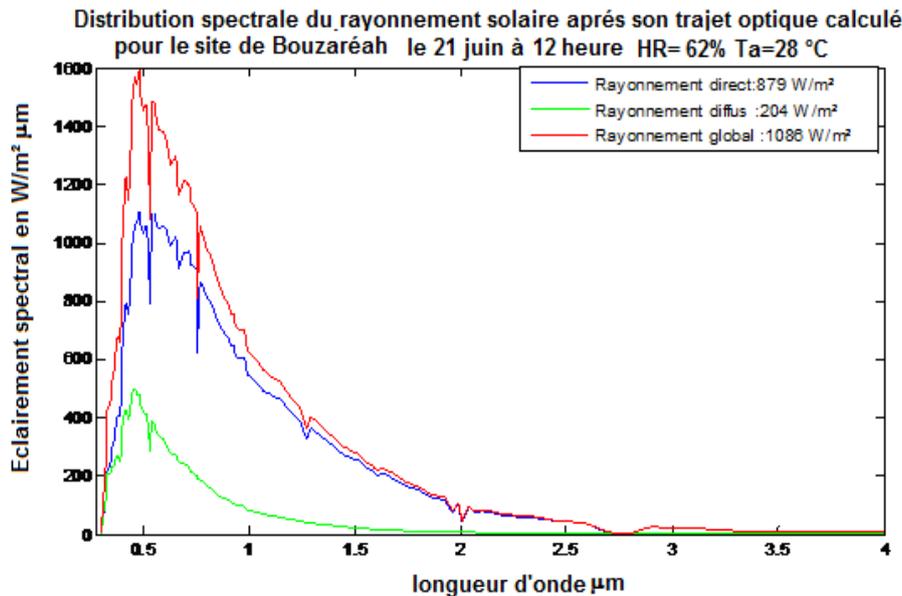


Fig.2.3.6.b Distribution spectrale des différentes composantes du rayonnement solaire au sol calculées sur le site de Bouzaréah : Pour le 21 juin à 12 heure TSV avec HR=62% et Ta=28°C l'atmosphère. La méthode la plus simple et la plus précise qui permet d'évaluer les données relatives au gisement solaire c'est la mesure de ces composantes. Mais cette méthode présente l'inconvénient d'utiliser des équipements excessivement chers et qui nécessitent un entretien spécifique et quotidien. Par ailleurs, les stations de mesure des différentes composantes du rayonnement solaire sont rares ou quasi inexistantes à travers le territoire national. Par contre, les différents paramètres météorologiques sont mesurés et disponibles auprès des stations de l'Office National de la Météorologie qui sont environs au nombre de 35 stations. Il est donc possible d'utiliser une autre solution qui consiste à utiliser des modèles mathématiques présentés par les différents scientifiques dans la littérature pour plusieurs sites dans le monde et qui permettent de reconstituer les différentes composantes du rayonnement solaire en fonction des principaux paramètres météorologiques. Le modèle choisi devrait tenir compte de l'état du ciel et dans lequel est regroupé un maximum de paramètres permettant de simuler le maximum de constituants de l'atmosphère qui interviennent directement ou indirectement sur l'extinction du rayonnement solaire. Ainsi,

dans notre cas nous avons retenu deux méthodes dont chacune d'elle permet de traiter un cas particulier d'état de ciel dont :

- Les modèles de reconstitution des composantes du rayonnement solaire pour un ciel clair ;
- Les modèles de reconstitution des composantes du rayonnement solaire pour un ciel quelconque

2.3.2.1 Modèle de reconstitution des composantes du rayonnement solaire par ciel clair

2.3.2.1.1 Modèles retenus

Les Modèles de reconstitution des différentes composantes du rayonnement solaire par ciel clair sont des modèles basés principalement sur les coefficients d'atténuation dépendant de la quantité des différents constituants de l'atmosphère. Ces coefficients sont généralement fonction des paramètres météorologiques les plus usuels à savoir, la température sèche, l'humidité relative, la pression atmosphérique et la quantité de particules solides en suspension dans l'atmosphère caractérisée par le coefficient de trouble d'Angstrom ou par celui de Linke. En effet, suivant leur dépendance du nombre de paramètres météorologiques caractérisant les coefficients d'atténuation du rayonnement solaire, ces modèles peuvent être plus ou moins proches du cas réel et précis pour pouvoir reconstituer les différentes composantes du rayonnement solaire. Dans ce travail nous avons retenu quatre modèles dont nous avons évalué et comparé leurs performances en confrontant les valeurs d'éclairement dus aux différentes composantes du rayonnement solaire calculées par ces derniers avec celles réellement mesurées sur deux sites appartenant à deux différentes zones climatiques Algériennes. Les modèles retenus sont : le modèle de Sasamori *et al.* [97], le modèle de Bird *et al.* [98], le modèle de Padridge *et al.* [99] et celui de Barbaros [100]. La description détaillée de chacun des modèles est présentée par M.Koussa *et al.* [101]

2.3.2.1.2 Résultats et discussion

Dans ce travail, nous avons développé un programme MATLAB qui permet de reconstituer les différentes composantes du rayonnement solaire pour un ciel clair. Dans ce programme sont utilisées comme données d'entrées, les valeurs de la température ambiante, de l'humidité relative, la pression atmosphérique, les coordonnées géographiques du site considéré ainsi que du numéro du jour dans l'année. Comme outils de calcul, sont utilisées les équations décrites dans [101], relatives à chacun des modèles retenus et permettant de calculer les différents coefficients de transmissions ainsi que les différents composantes du rayonnement solaire.

Pour comparer les performances des quatre modèles retenus, les éclairagements dus au rayonnement direct, diffus et global calculés par chacun des modèles sont comparés aux valeurs des mêmes composantes mesurées sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa. Ainsi pour chacun des sites nous avons retenus quatre journées représentatives des différentes saisons de l'année (voir Tableau 2.3.1, 2.3.2 et 2.3.3) et comme paramètres indicateurs de performances nous avons retenu seulement l'écart relatif moyen.

Ainsi, les valeurs de l'écart relatif moyenne entre les valeurs calculées par les modèles M1, M2 et M3 et celles mesurées sur le site de Bouzaréah et sur le site de Ghardaïa sont respectivement présentés sur les Tableaux 2.3.1 et 2.3.2 avec :

M1 correspond au modèle proposé par Bird et al [98] ;

M2 correspond au modèle proposé par T. Sasamori *et al.* [97] ;

M3 correspond au modèle proposé par Padridge *et al.* [99];

Alors que celles obtenues entre les valeurs calculées par les modèles d'Ashrea [100] et Barbaros [100] et celles mesurées sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa sont présentées sur le Tableau 2.3.3.

Tableau 2.3.1 Ecart relatif moyenne entre les valeurs mesurées
et celles calculées par les modèles M1, M2 et M3 - Site de Bouzaréah

	Eclairage dû au Rayonnement direct			Eclairage dû au Rayonnement diffus			Eclairage dû au Rayonnement global		
	M1	M2	M3	M1	M2	M3	M1	M2	M3
13/03	11.82	9.45	8.22	31.35	24.41	20.53	8.8	6.05	6.74
17/07	8.26	7.07	5.06	16.12	28.87	7.71	4.6	2.39	2.95
22/10	3.25	5.68	3.17	11.01	14.33	18.55	4.3	9.41	7.53
18/11	2.68	4.81	8.67	17.24	15.7	11.14	5.52	9.27	6.27

Tableau 2.3.2 Ecart relatif moyenne entre les valeurs mesurées
et celles calculées par les modèles M1, M2 et M3 - Site de Ghardaïa

	Eclairage dû au Rayonnement direct			Eclairage dû au Rayonnement diffus			Eclairage dû au Rayonnement global		
	M1	M2	M3	M1	M2	M3	M1	M2	M3
06/01	8.83	7.11	6.43	20.83	8.51	13.37	6.32	13.4	6.25
13/03	6.08	8.08	7.22	21.09	10.49	14.38	4.25	14.76	6.72
06/08	6.75	11.19	5.81	20.18	16.71	11.77	3.68	15.46	3.33
31/09	5.48	12.09	6.33	18.75	21.46	10.68	1.78	11.53	2.93

Tableau 2.3.3 Erreur relative moyenne entre les valeurs mesurées et celles calculées par les modèles de Barbaros et Ashrae Site: Ghardaïa et Bouzaréah

	Site de Ghardaïa			Site de Bouzaréah				
	Direct	Diffus	global	Direct	diffus	global		
06/01	3.98	6.85	7.43	4.6	14.07	8.38	13/03	Barbaros
	4.99	8.31	7.55	6.69	15.55	7.44		Ashrae
30/03	6.6	6.95	9.9	6.51	5.99	3.44	17/07	Barbaros
	8.31	8.26	10.18	7.78	16.42	10.01		Ashrae
16/08	13.7	15.2	10.2	11.28	12.99	10.61	22/10	Barbaros
	19.2	9.67	12.05	7.75	15.80	12.23		Ashrae
31/09	6.78	17.95	6.29	19.57	34.8	22.8	18/11	Barbaros
	13.07	11.48	7.51	10.05	11.14	6.28		Ashrae

Suivant leur dépendance du nombre de paramètres météorologiques caractérisant les coefficients d'atténuation du rayonnement solaire, les modèles retenus peuvent être plus ou moins précis dans la reconstitution des différentes composantes du rayonnement solaire. Les modèles retenus ont été confrontés avec les valeurs réellement mesurées sur deux sites Algériens. Ainsi, à partir des résultats obtenus et présentés sur les Tableaux 2.3.1-2.3.3, nous constatons que respectivement le modèle de Bird et al [98] ainsi que celui de Padridge *et al.* [99] présentent de meilleures performances et par conséquent ont été retenus pour la reconstitution des différents éclairagements solaire relative à une journée claire pour les deux sites Algériens. Il est à noter que ce travail a fait l'objet d'une publication Nationale [101] et les discussions des résultats sont plus élaborées.

2.3.2.2 Modélisation des différentes composantes du rayonnement solaire par ciel quelconque

Un état de ciel quelconque, peut être clair comme il peut être aussi partiellement clair ou complètement couvert. Ainsi en plus de la participation des différents constituants de l'atmosphère dans l'atténuation du rayonnement solaire, la couverture nuageuse participe considérablement à cet effet. Elle peut couvrir complètement ou partiellement la voûte céleste ou le disque solaire et sous ces considérations, les modèles établis pour un état de ciel clair ne peuvent pas apporter la solution adéquate pour la reconstitution du gisement solaire au sol. Alors, d'autres solutions ont été proposées pour le faire, il s'agit des modèles prévisionnels stochastiques, statistiques, semi-empiriques ou complètement empiriques. Dans notre cas, nous avons retenu les deux derniers types de modèle. Ils sont établis en d'autres sites et pour pouvoir les appliquer en un lieu quelconque, il est nécessaire de les confronter aux valeurs réellement mesurées sur le site considéré ou à celles relatives à un autre site qui appartient à

la même zone climatique et pour s'assurer davantage de leur validité, la période de mesure devra couvrir différentes saisons de l'année. A cet effet nous avons retenu plusieurs modèles qui permettent de reconstituer la moyenne mensuelle par jour des irradiances globale et diffuse sur un plan horizontal. Les résultats obtenus serviront donc à reconstituer les moyennes mensuelles par heure des mêmes composantes moyennant des modèles analytiques ou semi empiriques proposés dans la littérature et retenus dans travail.

2.3.2.3 Moyenne mensuelle par jour

2.3.2.3.1 Irradiation globale

Les modèles retenus pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale sont ceux proposés par :

- ❖ Riedveld [102] ;
- ❖ Glover and McCulloch [103] ;
- ❖ Hay [104] ;
- ❖ Reddy [105] ;
- ❖ Sayigh [106] ;
- ❖ Swartman [107] ;
- ❖ Garg [108] ;
- ❖ Hussain et al [109] ;
- ❖ Sambo [110] .

2.3.2.3.2 Modèles retenus pour la Reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation diffuse

Pour un même objectif, une recherche bibliographique a été faite dans le sens de trouver des modèles analytiques ou empiriques qui permettent de reconstituer la moyenne mensuelle par jour de la composante diffuse en fonction des principales données météorologiques et l'indice de clarté K_T . il s'agit alors des modèles qui sont proposés par :

- Iqbal [111] ;
- Hay [104]
- Hussain [109]
- Liu et al [112]
- Page [113]
- Collares-Pereira et al [114]
- Erbs et al [115] ;
- Iqbal [116]

La description détaillée des différents modèles retenus pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour des irradiations diffuse et globale est présentée dans [117 ,118].

2.3.2.3.3 *Données utilisées*

L'évaluation des performances des différents modèles retenus est basée sur la confrontation des valeurs estimées par chacun des modèles avec des données réellement mesurées sur de différents sites situés dans les différentes zones climatiques Algériennes dont Bouzaréah, considéré comme un site côtier et caractérisé par un climat du type Csa [20], Ghardaïa et Adrar sont considérés comme des sites secs et arides caractérisés par un climat Gwh [20]. Les moyennes mensuelles par jour de la durée d'insolation, de l'humidité relative, des températures minimales et maximales sont obtenues auprès de l'Office National de la Météorologie. Quant aux moyennes mensuelles par jour des irradiations globale et diffuse, elles sont obtenues auprès des trois stations radiométriques installées respectivement au niveau de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables à Ghardaïa, auprès de l'unité de recherche en énergies renouvelables d'Adrar et auprès de celle installée au niveau du centre de développement des énergies renouvelables situé sur le site de Bouzareah. Il convient de noter que toutes les mesures ont été effectuées par des équipements de précision de classe une et connectés à un système d'acquisition automatique de données. Il est à noter aussi que la collecte des données est faite selon un pas de temps de cinq minutes sur le site de Ghardaïa et selon une heure pour celle faite sur les sites de Bouzaréah et Adrar. Cependant, en se basant sur ces mesures, les moyennes mensuelles par jour des différentes composantes ont été calculées.

2.3.2.3.4 *Méthodes statistiques de comparaison*

De nombreux travaux ont été proposés dans la littérature portant sur l'évaluation et la comparaison des modèles d'estimation de rayonnement solaire [119-122]. Les paramètres statistiques les plus usuels sont l'*MBE* (the mean biais error) ou l'écart relatif moyen, et l'*RMSE* (Root Mean Square Error) ou l'erreur quadratique moyenne. Dans cette étude, pour comparer les performances des différents modèles retenus, nous avons retenu aussi comme indicateur, deux autres paramètres statistiques dont l'écart moyen et l'écart quadratique moyen normalisés *NMBE* et *NRMSE*. Les paramètres statistiques retenus sont définis comme suit :

2.3.2.3.4.1 L'erreur relative moyenne

$$MPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{G_{i,calc} - G_{i,meas}}{G_{i,calc}} \right) * 100 \quad (2.3.10)$$

2.3.2.3.4.2 L'écart relatif moyen

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{i,calc} - G_{i,meas}) \quad (2.3.11)$$

2.3.2.3.4.3 L'écart quadratique moyen

$$RMSE = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{i,calc} - G_{i,meas})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.3.12)$$

Avec $G_{i,meas}$, $G_{i,cal}$ et n sont respectivement les ièmes valeurs des irradiances diffuse et globale mesurées et calculées ainsi que le nombre de valeurs.

2.3.2.3.4.4 L'écart relatif moyen normalisé

$$NMBE [\%] = \frac{MBE}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n G_{i,meas}} \quad (2.3.13)$$

2.3.2.3.4.5 L'écart quadratique normalisé

$$NRMSE [\%] = \frac{RMSE}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n G_{i,meas}} \quad (2.3.14)$$

2.3.2.3.5 Discussion des résultats

Les performances des dix modèles retenus pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale et les neuf autres retenus pour la reconstitution de la composante diffuse ont été évalués en utilisant les trois indicateurs statistiques l' MPE , l' MBE et l' $RMSE$ définis précédemment. Cependant, les résultats obtenus sont présentés comme suite:

- ❖ Sur les Figures 2.3.7.a-f sont présentées les moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculées par chacun des 10 modèles retenus et celles mesurées sur chacun des sites ;
- ❖ Sur les Figure 2.3.8.a-f sont présentées les moyennes mensuelles par jour de l'irradiation diffuse calculée par chacun des neuf modèles et celle également mesurée sur chacun des sites considérés ;

❖ Sur les Tableaux 2.3.4 et 2.3.5 sont présentées les valeurs des paramètres statistiques *MPE*, *MBE* et *RMSE* d'évaluation des performances de chacun des modèles retenus.

2.3.2.3.5.1 Irradiation globale

A partir des résultats présentés sur les Figures 2.3.7.a-f, on note que d'un site à un autre, dépendamment de la saison considérée, certains modèles sur-estiment, d'autres sous-estiment la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale alors que d'autres présentent une bonne concordance avec les valeurs réellement mesurées. Toutefois, si on considère le modèle Reddy [105] comme exemple (voir Figure 2.3.7.b, Figure 2.3.7.d et Figure 2.3.7.f), ce modèle surestime les valeurs de l'irradiation globale pour les deux sites caractérisés par un climat sec et aride (Gwh) et présentant des erreurs importantes et modérées respectivement durant la période estivale (de Mai à Septembre) et durant la saison hivernale (d'Octobre - d'Avril). Alors que si nous considérons les résultats obtenus pour le site de Bouzaréah (voir Figure 2.3.7.b), on remarque que ce dernier sous-estime cette composante durant tous les mois de l'année. Ces résultats sont dus à notre sens par le fait que ce modèle a été développé moyennant les données mesurées sur des sites indiens dont les caractéristiques climatiques sont complètement différentes de celles que présentent les zones climatiques Algériennes en particulier le nombre de jours pluvieux dans le mois.

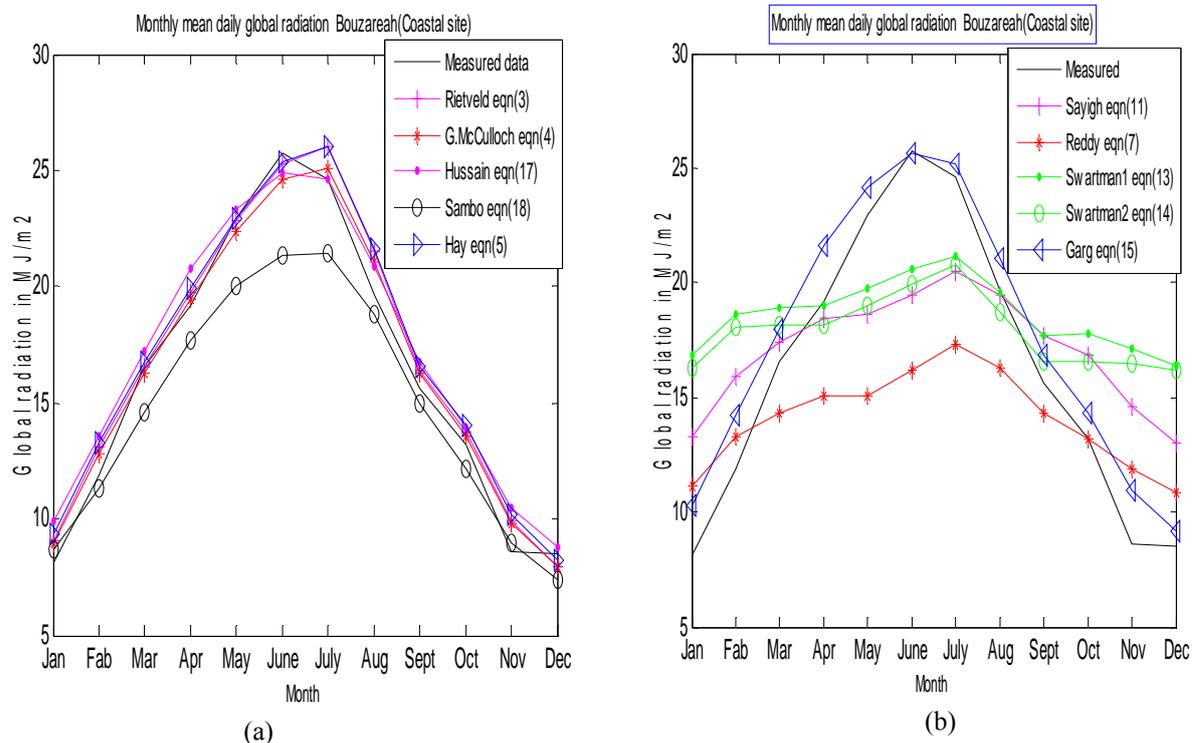
Par ailleurs, le modèle de Sayigh et al [106] présente relativement de meilleurs résultats si on considère ceux obtenus sur le site de Ghardaïa et Adrar (voir figure 2.3.7.d et 2.3.7.f) en particulier pour la période de Septembre - Décembre et Janvier. Ce qui n'est pas le cas pour le site de Bouzaréah où, comparées aux valeurs mesurées, ce modèle surestime et sous-estime respectivement l'irradiation globale durant les périodes de Septembre – Mars (voir Figure 2.3.7.b) et pour le reste de l'année.

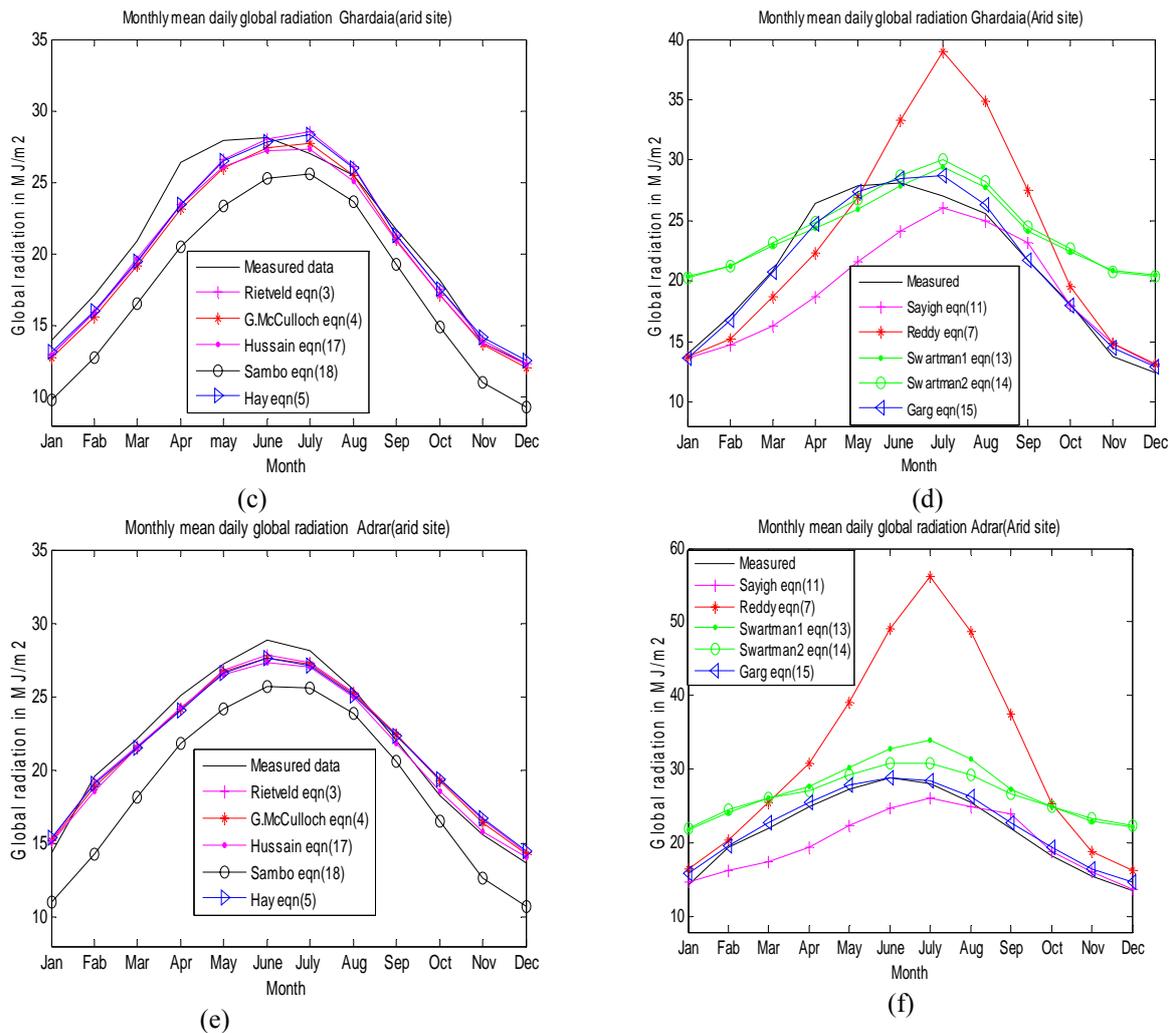
Les mêmes remarques sont observées sur les résultats obtenus par les modèles proposés par Swartman [107] (voir figure 2.3.7.b, 2.3.7.d et 2.3.7.f). Ce qui peut être justifié à notre sens par le fait que la dérivation des modèles proposés par Sayigh et al [106], Swartman [107] et par Reddy [105] est fondée principalement sur le facteur de zonage climatique ψ_{ij} qui dépend fortement des valeurs d'humidité relative et qui est aussi mesurée sur des sites indiens. Ce paramètre présente une variation saisonnière qui peut être différentes de celles des trois sites Algériens considérés et particulièrement celle appartenant aux zones côtières du territoire nationale (climat Csa).

Nous constatons aussi que la reconstitution de l'irradiation globale moyennant le modèle de Sambo [110] conduit à des valeurs inférieures à celles mesurées sur l'ensemble des mois de

l'année pour les sites d'Adrar et de Ghardaïa (voir respectivement Figures 2.3.7.c et 2.3.7.e). Si les résultats relatifs au site de Bouzaréah sont considérés (voir Figure 2.3.7.a), nous constatons que les valeurs d'irradiation globale calculées par le modèle sont inférieures à celles mesurées durant la période estivale (Avril-Septembre) et sont proches par rapport à celles mesurées durant la période hivernale. Cependant, les résultats obtenus par ce modèle sont justifiés par les mêmes arguments évoqués précédemment.

Si on considère les modèles proposés par Rietveld [102], McCulloch et al [103] et Hay [104], ceux sont des relations empiriques reliant la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale à celle de la durée d'insolation en tant que paramètre météorologique, à la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation extraterrestre ainsi qu'à celle de la durée astronomique du jour en tant que paramètres théoriques caractérisant le site considéré. A partir des résultats obtenus et présentés sur les Figures 2.3.7.a, 2.3.7.c et 2.3.7.e, on constate que ces modèles présentent généralement de meilleures performances comparées à celles obtenues par les modèles susmentionnés et particulièrement si on considère les résultats obtenus pour les sites de Bouzaréah et d'Adrar (voir Figures 2.3.7.a et 2.3.7.e). Mai, pour d'inexplicables raisons, ces modèles présentent des valeurs sous-estimées de l'irradiation globale comparativement à celles mesurées et particulièrement pour la période Janvier - Juin (voir Figure 2.3.7.c).





Figs. 2.3.7 Evolution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale mesurée et de celle calculée par chacun des modèles retenus (a) et (b) : site de Bouzaréah, (c) et (d) : site de Ghardaïa et (e) et (f) : site d'Adrar.

Tableau 2.3.4 Valeurs d'MPE (%), d'MBE (kWh/m²)et d'RMSE (kWh/m²) entre les valeurs de l'irradiation globale mesurées et estimées

	Adrar			Ghardaia			Bouzareah		
	MPE (%)	MBE (kWh/m²)	RMSE (kWh/m²)	MPE (%)	MBE (kWh/m²)	RMSE (%)	MPE (%)	MBE (kWh/m²)	RMSE (kWh/m²)
Rietveld	0.57	0.005	0.212	-3.22	-0.162	0.346	4.15	0.177	0.270
McCulloch	0.058	0.035	0.215	-5.27	0.277	0.394	-2.47	-0.085	0.225
Hay	0.41	0.020	0.237	2.94	0.160	0.337	-5.47	-0.225	0.303
Sayigh	-8.35	-0.473	0.837	-10.3	-0.556	.974	7.4	0.219	1.072
Reddy's	27.01	2.892	3.800	15.6	0.969	1.443	-12.4	-0.619	1.292
Swartman	21.26	1.529	1.607	13.6	0.814	1.196	14.1	0.637	1.420
Swartman	19.25	1.330	1.477	14.7	0.896	1.200	10.7	0.444	1.352
Hussain	3.89	0.212	0.242	0.4	0.020	0.218	8.4	0.358	0.411
Garg	-1.3	-0.111	0.215	-4.8	-0.266	0.349	5.3	0.210	0.294
Sambo	-17.8	-0.817	.864	-22.5	-0.952	1.012	-9.7	-0.462	0.562

Hussain [109] et Garg et al. [108] , quant à eux , ont proposé la même forme de corrélation reliant l'irradiation globale aux mêmes paramètres théoriques et météorologiques . En outre, si l'on observe respectivement les Figures 2.3.7.a, 2.3.7.c, 2.3.7.e et les Figures 2.3.7.b,

2.3.7.d et 2.3.7.f, nous constatons que le modèle de Hussain [109] conduit à des résultats qui corréleront étroitement à ceux obtenus par ceux de Rietveld [102], MacCulloch et al [103] et Hay [104]. Par contre, l'équation proposée par Garg et al [108] conduit relativement à de meilleurs résultats si l'ensemble de mesures obtenues sur les trois sites sont considérés. En effet, les résultats obtenus par les cinq derniers modèles peuvent être expliqués par le fait que ces derniers sont fonction de trois principaux paramètres météorologiques moyennés mensuellement dont l'humidité relative, la température sèche et la durée d'insolation. Ils sont basés également sur quelques paramètres théoriques caractérisant le site considéré. Il s'agit de la constante solaire, la variation de la distance de la terre et la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation extraterrestre calculé sur un plan horizontal (voir Annexe D). Ainsi, les effets de la latitude et des saisons sont simplifiés par l'utilisation de la moyenne mensuelle par jour des différents paramètres astronomiques et géographiques sur lesquels sont rapportées les valeurs des paramètres mesurés et par conséquent, ces modèles ne sont sensibles qu'aux effets des paramètres climatiques affectant l'atténuation du rayonnement solaire lors de sa traversé de l'atmosphère. C'est ce qui est incluse dans les coefficients polynomiaux de chacune des corrélations proposées. Par ailleurs, les résultats obtenus peuvent être confirmés par ceux qui sont présentés dans le Tableau 2.3.4. On peut noter alors que généralement les résultats obtenues par les modèles de Rietveld [102], Garg et al [108], McCulloch et al [103] présentent des valeurs plus ou moins semblables en matière des différents indicateurs statistiques utilisés dans ce travail dont leurs valeurs sont présentés comme résultats sur le Tableau 3.2.4. Ces corrélations présentent de meilleurs performances comparées respectivement à celles présentées par le reste des modèles et si les résultats relatifs aux sites d'Adrar, de Ghardaïa et Bouzareah et de plus, par le fait que ces trois équations sont indépendantes de la situation du site considéré, leur utilisation est recommandée.

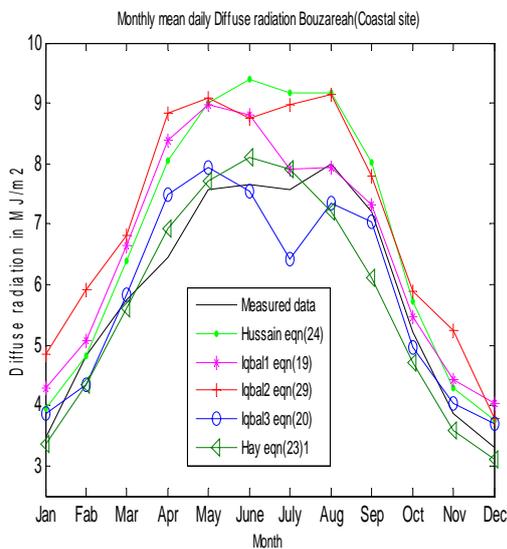
La relation proposée par Hay [104] présente aussi de meilleures performances. Mais dans ce modèle, les valeurs mensuelles de l'albédo du sol, de celui de l'atmosphère et de celui des nuages s'avèrent nécessaires pour la reconstitution de l'irradiation globale. Ces valeurs dépendent principalement de la quantité des différents constituants de l'atmosphère, du type de nuage, du type de sol ainsi que des conditions atmosphériques. Ce modèle peut être aussi recommandé pour estimer la composante globale du rayonnement solaire mais toute en gardant des réserves pour le choix des valeurs des différents coefficients de réflexion.

Par ailleurs les résultats obtenus moyennant les modèles de Reddy [105] et Swartmann [107] présentent des erreurs importantes comparativement à celles obtenues par le reste des modèles retenus. Tel que mentionné précédemment, il est clairement observé que ces modèles

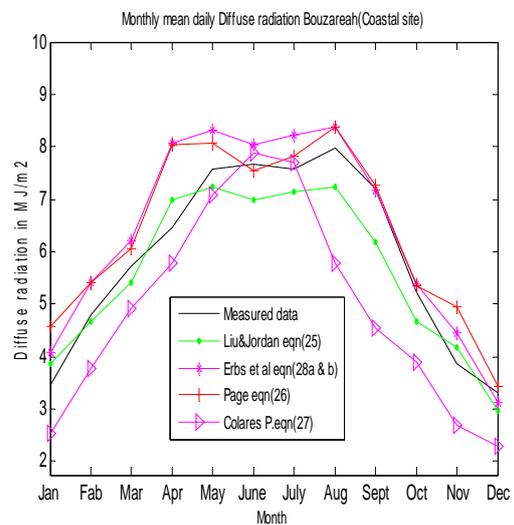
surement la composant globale de l'irradiation solaire durant toute l'année, ce qui est spécialement plus apparent si les résultats obtenus par le modèle de Reddy [105] et si particulièrement ceux relatifs aux deux sites caractérisé un climat désertique chauds et arides dont Ghardaïa et Adrar sont considérés.

2.3.2.3.5.2 Irradiation diffuse

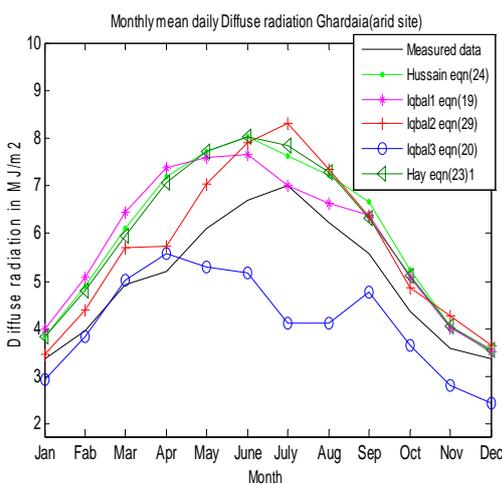
Les performances des neuf corrélations permettant de reconstituer la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation diffuse ont été évaluées selon la même procédure que celle utilisés précédemment. Ainsi Les résultats obtenus sont présentés sur les Figures 3.2.8.a - f et sur le Tableau 3.2.5.



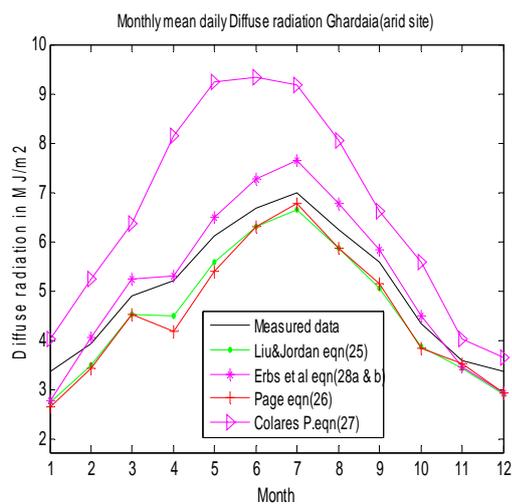
(a)



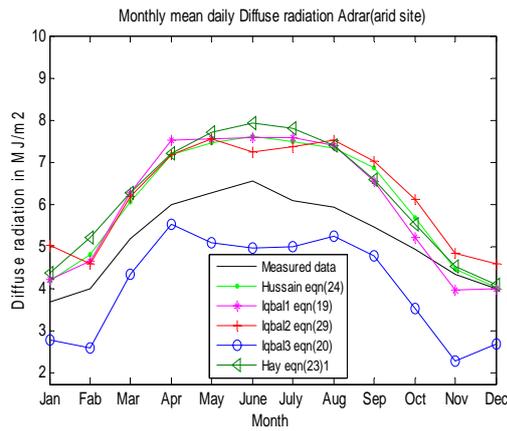
(b)



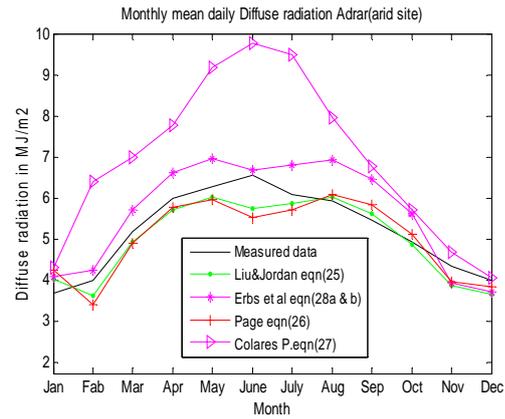
(c)



(d)



(e)



(f)

Figs. 2.3.8 Evolution de la moyenne mensuelle par jour de l’irradiation diffuse mesurée et de celle calculée par chacun des modèles retenus (a) et (b) : site de Bouzaréah, (c) et (d) : site de Ghardaïa et (e) et (f) : site d’Adrar.

Les résultats obtenus dans cette étude sont généralement liés à la différence entre les caractéristiques climatiques des différents sites pour lesquels sont établis les modèles en particulier en matière de constituant atmosphériques qui interviennent dans la diffusion du rayonnement dont la quantité de poussière lié principalement au niveau industriel ou aux conditions climatiques de la zone où se situe le site considéré.

En effet, A partir des résultats présentés sur les figures 2.3.8.a, 2.3.8.c et 2.3.8.e, on constate que les valeurs de l’irradiation diffuse calculées par le modèle proposé par Iqbal [111], sont nettement supérieures à celles mesurées à d’Adrar et à Ghardaïa et sont plus proche à celles mesurées sur le site de Bouzaréah. Ce qui est dû à notre sens, par le fait que les deux modèles d’Iqbal ont été établis moyennant les données mesurées sur des sites Canadiens. Le climat de ce pays est caractérisé par un hiver tempéré froid et un été chaud et humide ce qui peut être très différent de celui des deux sites algériens désertiques arides et chauds et relativement proche de celui du site de Bouzaréah en particulier durant la période estivale. Si on observe les valeurs des irradiances diffuses calculées par le modèle de Collares Pereira [114] ainsi que l’évolution de celles mesurées (voir Figures 3.2.8.b, 3.2.8.b et 3.2.8.f), on constate qu’en appliquant le modèle de Collares Peireras [114] respectivement sur les sites de Ghardaïa Adrar de Bouzaréah, conduit à des résultats où on remarque que les valeurs de l’irradiation diffuse sont surestimées et sous-estimées.

Ce qui, apparaît également sur les résultats présentés dans le Tableau 2.3.5 qui confirment ceux présentés sur les Figures 2.3.8.a-f. Nous constatons alors que les modèles proposés respectivement par Liu et al [112] et par Page [113] conduisent à de meilleurs résultats. En

effet, la corrélation proposée par Liu et al [112] présente de meilleurs résultats en termes d'*MBE* et d'*RMSE*. Ce qui apparaît aussi sur les résultats obtenus par le modèle de Page [113] où les valeurs de l'écart relatif moyen *MPE* sont relativement réduites. Ainsi, d'après le Tableau 2.3.5 nous constatons que les modèle de Page [113], de Liu et al [112] celui d'Erbs et al [115] présentent les meilleures performances respectivement sur le site d'Adrar, de Bouzaréah et Ghardaïa. Alors que pour le reste des modèles, ils présentent des écarts moyens relativement notables surtout ceux relatifs au modèle de Collares Pereira et al [114].

2.3.2.3.6 Conclusion

Les dix et neuf modèles retenus respectivement pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale et celle de l'irradiation diffuse ont été comparés statistiquement en termes d'*MPE*, *MBE* et d'*RMSE* en tant qu'indicateurs de performance. La comparaison consiste à confronter les valeurs calculées par chacun des modèles avec celles réellement mesurées sur chacun des trois sites considérés. Comme résultats, nous avons constaté que suivant les caractéristiques climatiques relatives au site considéré, certains

Tableau 2.3.5: valeurs d'*MPE* (%), d'*MBE* (kWh/m²) et d'*RMSE* (kWh/m²) entre les valeurs de l'irradiation diffuse mesurées et estimées

	Bouzaréah			Ghardaïa			Adrar		
	<i>MPE</i> (%)	<i>MBE</i> (kWh/m ²)	<i>RMSE</i> (kWh/m ²)	<i>MPE</i> (%)	<i>MBE</i> (kWh/m ²)	<i>RMSE</i> (kWh/m ²)	<i>MPE</i> (%)	<i>MBE</i> (kWh/m ²)	<i>RMSE</i> (kWh/m ²)
Iqbal	10.88	-0.195	0.249	14.18	-0.240	0.293	12.21	-0.232	0.285
Iqbal	-3.12	-0.008	0.151	-23.05	-0.246	0.347	-32.94	-0.315	0.336
Hay	-4.30	-0.005	0.137	-14.94	-0.259	0.289	15.36	0.281	0.313
Hussain	12.4	0.252	0.294	15.4	0.269	0.303	13.6	0.246	0.276
Iqbal	17.1	0.328	0.355	11.7	0.198	0.221	16.7	0.294	0.311
Page	8.4	0.139	0.193	-11.8	-0.133	0.147	-3.8	-0.048	0.125
Collares P.	-26.1	-0.277	0.353	22.0	0.441	0.509	22.3	0.476	0.562
Liu's & Jordani	-4.4	-0.075	0.147	-10.8	-0.125	0.130	-4.9	-0.057	0.099
Erbs et al.	7.6	0.141	0.185	0.9	0.05	0.112	6.8	0.123	0.172

modèles sous-estiment ces composantes, d'autres les surestiment alors que d'autres sont en bonne concordance avec les valeurs mesurées. Nous avons constaté par ailleurs que les équations proposées par Rietveld [102], McCulloch [103] et Garg et al [109] présentent les meilleures performances pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale sur les sites situés dans les zones climatiques Csa et Gwh du territoire national. Ce qui nécessite uniquement la connaissance des valeurs de la moyenne mensuelle par jour de la température de l'air sec, la durée d'insolation et celle de l'humidité relative comme paramètres d'entrées. C'est ceux qui sont disponibles dans chacune des 35 stations

de l'Office National de la Météorologie. Par ce fait leur utilisation est recommandée pour l'estimation de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale horizontale.

Par contre, pour l'estimation de la moyenne par jour de l'irradiation diffuse, les trois modèles proposés respectivement par Liu et al [112], Erbs et al [115] et Page [113] présentent également les meilleures performances comparativement au reste des modèles retenus dans ce travail. Ces modèles sont aussi simples d'utilisation, spécialement la corrélation linéaire proposée par Page [113] dont seule la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale est nécessaire comme donnée d'entrée. Par ce fait ces trois corrélations sont recommandées pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation diffuse. En outre, nous pouvons aussi affirmer que pour un site donné, l'utilisation directe d'un modèle proposé dans la littérature, peut conduire à des valeurs erronées et par conséquent, peuvent influencer considérablement sur le dimensionnement du système considéré. Cependant, le choix des modèles est fortement lié aux caractéristiques climatiques du site considéré c'est ce qui a été observé sur les résultats obtenus par les équations proposées respectivement par Reddy [105], Swartmann [107], sayigh [106] et sambo [110] pour le cas de l'irradiation globale, et de celles obtenues par les équations d'Iqbal [111,116] et par celle proposée par Collares Peirera [114] pour la reconstitution la composante diffuse du rayonnement solaire.

2.3.2.4 Reconstitution des moyennes mensuelles par heure des irradiances diffuse et globale

2.3.2.4.1 Modèles retenus

Pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation globale à partir de sa moyenne mensuelle par jour, nous avons retenu les modèles proposés respectivement par Jain [123] et par Collares Peirera [114]. Alors que pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de la composante diffuse, nous avons retenu ceux proposés par Liu et al [112] et par Jain [123].

2.3.2.4.2 Discussion des résultats

2.3.2.4.2.1 Irradiation globale

Pour évaluer les performances des différents modèles retenus, les valeurs calculées par chacun de ces derniers et celles mesurées sur chacun des sites considérés ont été comparées pour chaque mois. Dans cette étude nous avons aussi retenu L'MPE, NMBE et NMRSE comme indicateurs statistiques de performances et les résultats obtenus sont présentés comme suite :

➤ Sur les Tableaux 2.3.6 - 2.3.8 sont présentées les valeurs des différents indicateurs statistiques relatives à la confrontation des valeurs horaires de l'irradiation globale mesurée et de celle estimées par chacun des deux modèles retenus ;

➤ Sur les Tableaux 2.3.9 – 2.3.11 sont présentées les valeurs des différents indicateurs statistiques relatives à la confrontation des valeurs horaires de l'irradiation diffuse mesurée et de celle estimée par chacun des deux modèles retenus ;

A partir des résultats obtenus et présentés sur Tableaux 2.3.6 - 2.3.8 on constate que le modèle de Jain [123] conduit généralement aux meilleurs résultats. En effet, pour les trois sites considérés, ce modèle présente des valeurs ne dépassant pas les 12% en terme d'NRMSE, à l'exception de la valeur obtenue pour le mois d'Octobre sur le site d'Adrar qui est égale à 16% (voir Tableau 2.3.7).

Par contre, les résultats obtenus par le modèle de collares Pereira et al [114] présente des valeurs d'NRMSE relativement plus élevées que celles présentées par le modèle de Jain [123] et qui varient entre 6.5% et 18.58%, 5.5% et 18.18% respectivement pour le site de Ghardaïa (voir Tableau 2.3.6) et pour le site d'Adrar (voir Tableau 2.3.7).

En plus, en terme d'NMBE, paramètre présentant les performances à long terme des deux modèles, à partir des résultats présentés sur les Tableau 2.3.6-2.3.8, nous constatons que le modèle de Jain [123] conduit aussi aux meilleurs résultats.

De même, bien que l'MPE présente un indicateur qui fournit des informations sur la taille de l'écart entre les valeurs mesurées et celle estimées et quantifie aussi la composante systématique de la différence normalisé pour l'ensemble des observations individuelles, les résultats montrent généralement que les valeurs d'MPE présentées par le modèle de Jain [123] sont relativement les plus faibles pour les trois sites considérés, spécialement pour le site de Ghardaïa.

2.3.2.4.2.2 Irradiation diffuse

Les performances des deux modèles destinés à reconstituer la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation diffuse ont été évaluées selon la même méthodologie et les valeurs résultantes d'MPE, d' NMPE et NRMSE sont présentées dans les Tableau 2.3.9- 2.3.11. Ainsi, à partir de ces résultats, on constate qu'en termes d'NRMSE, le modèle de Jain [123] présente une sous estimation de l'irradiation diffuse sur les trois sites considérés et pour la totalité des mois de l'année. Par contre, le modèle de Liu e al [112] présente de meilleures performances pour les trois sites considérés (voir Tableaux 2.3.9-2.3.11). Il présente alors de faibles valeurs d'NMBE qui sont particulièrement remarquable pour le site de Bouzaréah (voir Tableau 2.3.11) et qui ne dépassent pas les 7%.

En terme d'NRMSE, à partir des résultats présentés dans les Tableaux 2.3.9 -2.3.11 on peut noter que le modèle de Liu et al [112] conduit aussi aux meilleurs résultats sauf que les

valeurs d’NRMSE obtenues pour Ghardaïa et Adrar sont relativement plus élevées que celle obtenues pour le site de Bouzaréah. Ce qui peut s’expliquer à notre sens par le fait que les sites de Ghardaïa et d’Adrar sont situés respectivement au Nord et au centre du Sahara, où les saisons de printemps et d’automne sont caractérisées par le phénomène de vent de sable qui augmente considérablement la diffusion du rayonnement solaire et par conséquent conduisent à des valeurs d’irradiation diffuse élevées.

Tableau 2.3.6 Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l’irradiation globale : site d’Adrar

		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
MPE (%)	C.P	-0.4	-5.9	-10.1	-9.0	-7.0	12.1	-9.6	4.3	-8.8	6.5	16.0	16.6
	Jain	3.2	-4.1	1.4	-0.7	-2.2	-1.8	-0.5	-0.5	-1.6	-0.5	-2.8	-1.02
NMBE (%)	C.P	-7.7	-1.88	-6.02	-11.89	-7.00	8.82	-7.67	4.69	-5.70	7.55	10.51	11.32
	Jain	.04	-4.30	0.91	-1.19	-3.03	-2.03	-1.00	-1.31	-2.44	-0.09	-2.03	-0.65
NMRSE (%)	C.P	6.88	8.63	7.39	18.58	13.55	6.95	8.98	10.04	6.50	11.82	12.31	12.52
	Jain	8.21	5.95	4.70	8.20	6.17	6.40	8.13	8.27	4.50	3.75	4.84	7.73

Tableau 2.3.7 Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l’irradiation globale : site de Ghardaïa

		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
MPE (%)	C.P.	2.9	-5.3	-7.3	-4.1	1.3	-4.4	-13.2	-10.9	-8.3	-14.2	5.4	-10.9
	Jain	10.5	6.5	16.0	7.2	-4.6	1.9	1.1	-1.8	4.2	-1.4	0.3	4.5
NMBE (%)	C.P.	2.27	-3.50	-5.83	-0.87	1.70	-0.55	-9.17	-9.15	-3.78	-8.57	4.35	-8.07
	Jain	5.97	5.41	2.76	2.73	-4.24	0.66	3.04	-1.89	2.79	-3.49	0.73	0.32
NMRSE (%)	C.P.	7.05	8.28	7.34	6.47	6.34	12.13	14.24	13.36	5.50	18.18	9.73	10.23
	Jain	9.47	8.82	7.15	6.71	7.44	4.28	9.93	8.76	3.72	16.42	6.87	7.69

Tableau 2.3.8 Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l’irradiation globale : site de Bouzaréah

		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
MPE (%)	C.P.	0.3	2.7	2.6	-9.2	-0.6	-0.9	-6.2	6.5	-0.2	-21.0	4.82	-10.1
	Jain	-10.1	-9.8	-9.7	-0.9	-0.8	4.5	1.9	13.7	1.6	-0.5	-4.1	3.6
NMBE (%)	C.P.	0.99	3.63	3.62	-5.2	-8.67	-0.52	-2.60	2.50	-0.21	-11.21	3.76	-4.12
	Jain	-7.86	-6.63	-6.62	-1.10	-0.65	2.16	1.28	1.81	0.30	-1.40	-3.39	2.28
NMRSE (%)	C.P.	6.32	6.50	6.44	4.87	10.36	11.80	5.84	7.11	7.75	12.71	12.53	7.84
	Jain	9.03	11.78	11.88	2.29	4.36	6.02	4.09	5.62	7.03	5.08	9.03	5.14

Tableau 2.3.9 Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l’irradiation diffuse : site d’Adrar.

		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
MPE (%)	L.J.	-9.4	-10.9	0.6	-9.3	-7.6	3.5	4.3	-15.3	-3.1	-8.6	-6.5	-5.8
	Jain	-17.0	-11.6	-5.9	-7.5	-10.8	-2.8	-0.6	-17.8	-10.1	-11.6	-14.4	-13.3
NMBE (%)	L.J.	-11.10	-11.66	0.73	-8.97	-10.41	2.15	2.05	-12.64	-7.40	-9.26	-9.24	-5.30
	Jain	-16.50	-15.43	-6.01	-12.44	-14.63	-2.99	-2.97	-16.38	-12.48	-13.56	-14.77	-11.01
NMRE (%)	L.J.	15.52	14.97	7.86	20.30	12.63	11.16	7.73	14.83	11.05	12.45	13.38	8.64
	Jain	19.15	19.43	12.2	24.45	18.33	13.36	13.88	19.26	16.76	17.35	18.78	13.48

Tableau 2.3.10 Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation diffuse : site de Ghardaïa.

		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
MPE (%)	L.J.	7.0	5.3	1.5	-0.4	-0.5	-1.0	6.7	-1.1	-0.7	22.8	9.1	0.8
	Jain	-1.5	2.3	-5.8	-7.4	-3.5	-5.0	3.3	-2.1	-6.7	26.2	0.3	-7.6
NMBE (%)	L.J.	6.46	5.84	-3.14	-3.02	-1.51	-8.22	3.73	-6.49	-1.48	18.23	9.39	0.24
	Jain	-0.01	0.99	-8.31	-8.42	-5.90	-12.64	1.14	-10.27	-6.87	12.43	2.78	-5.86
NMRSE (%)	L.J.	12.04	12.60	10.27	7.58	12.33	17.74	7.29	10.69	7.15	22.55	11.76	4.06
	Jain	15.50	15.46	12.15	12.87	13.87	22.59	11.11	15.81	12.23	23.13	12.24	9.09

Tableau 2.3.11 Performances globales des modèles de reconstitution de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation diffuse : site de Bouzaréah.

		January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
MPE (%)	L.J.	0.8	3.3	-0.3	5.5	2.0	-1.3	2.4	-2.6	-1.9	2.8	0.1	-0.7
	Jain	-6.7	-5.2	-6.8	6.4	-3.2	-7.6	-3.8	-5.1	-9.1	-1.1	-7.7	-6.2
NMBE (%)	L.J.	2.64	2.45	-0.23	6.48	1.95	-1.06	2.65	-4.19	-1.87	2.79	0.27	-0.13
	Jain	-3.49	-3.73	-5.07	2.20	-3.06	-6.20	-2.58	-8.52	-7.27	-1.86	-6.31	-5.92
NMRSE (%)	L.J.	6.19	5.66	7.46	11.92	5.92	6.21	5.89	6.77	5.98	7.42	8.41	4.92
	Jain	11.11	10.83	10.34	14.90	11.34	11.83	9.95	13.31	11.96	10.00	13.95	10.65

A partir des résultats obtenues, les différents modèles retenus ont été utilisés pour écrire un programme MATLAB/ SIMULINK qui permet de reconstituer les moyennes mensuelles par jour et par heure des irradiations globale et diffuse sur un plan horizontal à partir des données météorologiques pour différentes zones climatiques Algériennes. L'algorithme du programme et son schéma bloc sont donnés respectivement sur les Figures 2.3.9 et 2.3.10. Ce programme est développé pour être utilisé pour une analyse à long terme des performances des systèmes solaires par simple rajout d'un ou de plusieurs blocs représentant le système considéré. Il est à noter que ce travail nous a permis d'établir trois publications dont l'une nationale [118], et deux autres internationales [117] et [124].

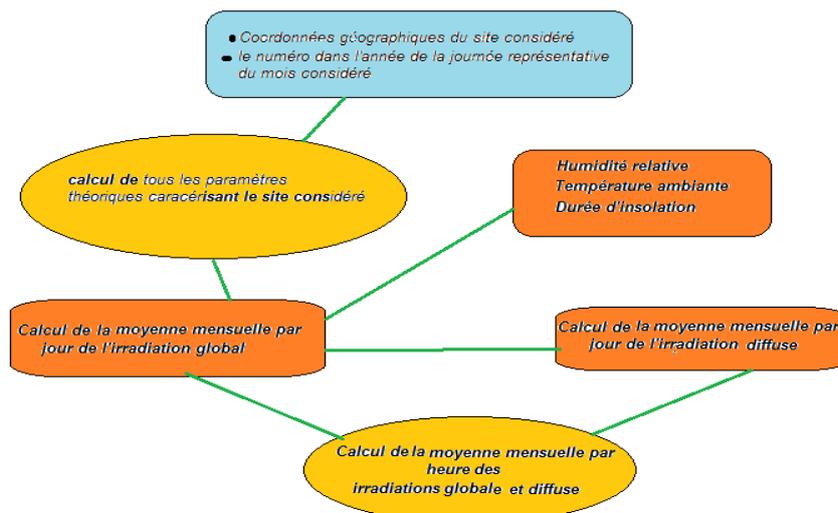


Fig. 2.3.9 Algorithme du programme MATLAB/SIMULIK de calcul des moyennes mensuelles par heure et par jour des irradiations diffuse et globale incidentes sur une surface horizontale

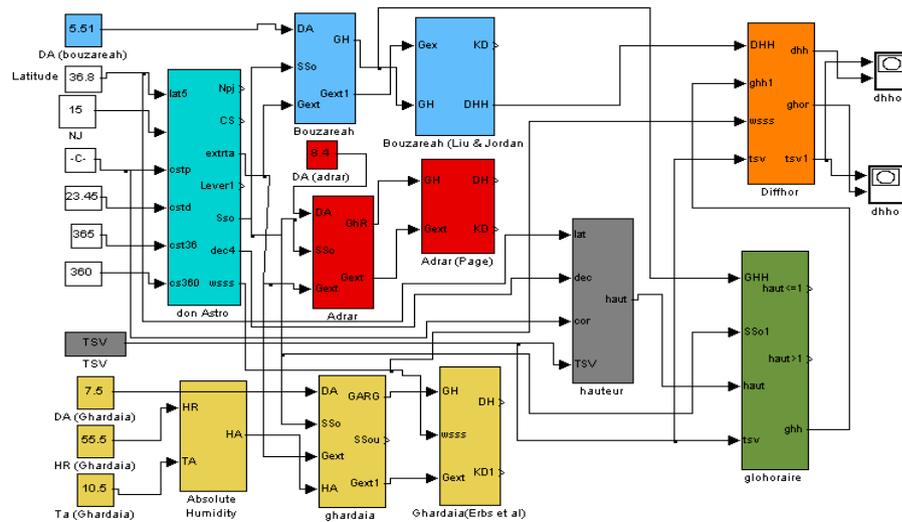


Fig. 2.3.10 Schéma Block du programme MATLAB/ SIMULINK de calcul des moyennes mensuelles par heure et par jour des irradiations diffuse et globale incidentes sur une surface unité horizontale.

2.4 Calcul de l'éclairement global sur un plan quelconque

A un instant quelconque de la journée, l'éclairement du au rayonnement global reçu sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconques, est la somme des trois composantes du rayonnement solaire incidente sur le même plan à savoir, la composante directe, diffuse et réfléchi par le sol. Son calcul est obtenu par la relation suivante:

$$G(\beta, \gamma) = B(\beta, \gamma) + D(\beta, \gamma) + R(\beta, \gamma) \tag{2.4.1}$$

avec $G(\beta, \gamma)$, $B(\beta, \gamma)$, $D(\beta, \gamma)$ et $R(\beta, \gamma)$ sont respectivement les éclairements dus au rayonnement global, direct, diffus et réfléchi par le sol incidents sur le plan considéré. Ainsi, la reconstitution de chacune de ces composantes sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque est assurée par les expressions données ci-après.

2.4.1 Eclairement du au rayonnement direct

L'éclairement du au rayonnement direct sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconques étant directionnel, il est calculé par la simple relation suivante:

$$B(\beta, \gamma) = B_n \cos(\theta_i) \tag{2.4.2}$$

Avec B_n et θ_i sont respectivement l'éclairement du au rayonnement direct incident sur un plan normal et l'angle d'incidence de ce dernier sur le plan considéré. Dans le cas de la non disponibilité de B_n , il est nécessaire de reconstituer cette composante sur un plan normal à

partir des valeurs des éclairagements diffus et global disponibles sur un plan horizontal. Elle est calculée comme suit:

$$B(\beta, \gamma) = (G_h - D_h) R_b \quad (2.4.3)$$

G_h , D_h et R_b sont respectivement les éclairagements dus au rayonnement global et diffus incident sur un plan horizontal et le facteur de forme qui est défini par [90]:

$$R_b = \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \quad (2.4.4)$$

avec h qui représente la hauteur du soleil.

2.4.2 Eclairage du au rayonnement diffus

Plusieurs modèles ont été proposés dans la littérature [125-129] qui permettent de reconstituer la composante de l'éclairage du au rayonnement diffus. Parmi les modèles proposés, il y a ceux qui considèrent que la distribution du rayonnement diffus dans l'atmosphère solaire est isotrope [125] et ceux qui supposent qu'elle est anisotrope dont [126-129].

Dans notre travail, nous avons considéré les deux scénarios dont pour le premier nous supposons que la distribution de l'éclairage du au rayonnement diffus est anisotrope. Ceci concernera les parties de notre travail qui suivent et dans lesquels le pas de temps utilisé correspond à une heure ou cinq minutes et pour ceci, nous avons choisi le modèle proposé par Battas [128] qui est donné par la relation suivante:

$$D(\beta, \gamma) = D_h \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left[1 + F \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] \left[\frac{1 + F_b \cos^2(\theta_i) \sin^3(90 - h)}{1 + F_b \cos^2(\theta_z) \sin^3(\theta_z)} \right] \quad (2.4.5)$$

D_h , β , θ_i , θ_z et h sont respectivement l'éclairage du au rayonnement diffus, l'inclinaison du capteur, l'angle d'incidence, la distance zénithale et la hauteur du soleil. F_b est un paramètre qui tient compte de l'état du ciel et il est calculé par la relation suivante:

$$F_b = 1 - \left(\frac{D_h}{G_h} \right) \quad (2.4.6)$$

Dans la relation (2.4.5), l'expression de droite est relative à la quantité d'éclairage provenant de la zone avoisinante du disque solaire, celle du milieu représente la fraction

provenant de la zone de l'horizon et celle de gauche représente celle qui provient du reste de la voûte céleste [126-129].

Il faut remarquer aussi que pour un état de ciel couvert, le facteur F_b est égal à zéro, car $D_h = G_h$ et la relation (2.4.5) sera réduite à l'expression proposée par Liu & Jordan [125], qui supposent que la distribution de l'éclairement du au rayonnement diffus est isotrope.

Dans le second scénario, nous avons considéré que la distribution du rayonnement solaire est isotrope. Ce qui concernera les parties de notre travail qui suivent, où le pas de temps utilisé correspond aux valeurs moyennées à l'échelle journalière ou horaire sur le mois. Pour ces cas nous avons retenu le modèle proposé par Liu et al [125] et qui est exprimé par la relation suivante :

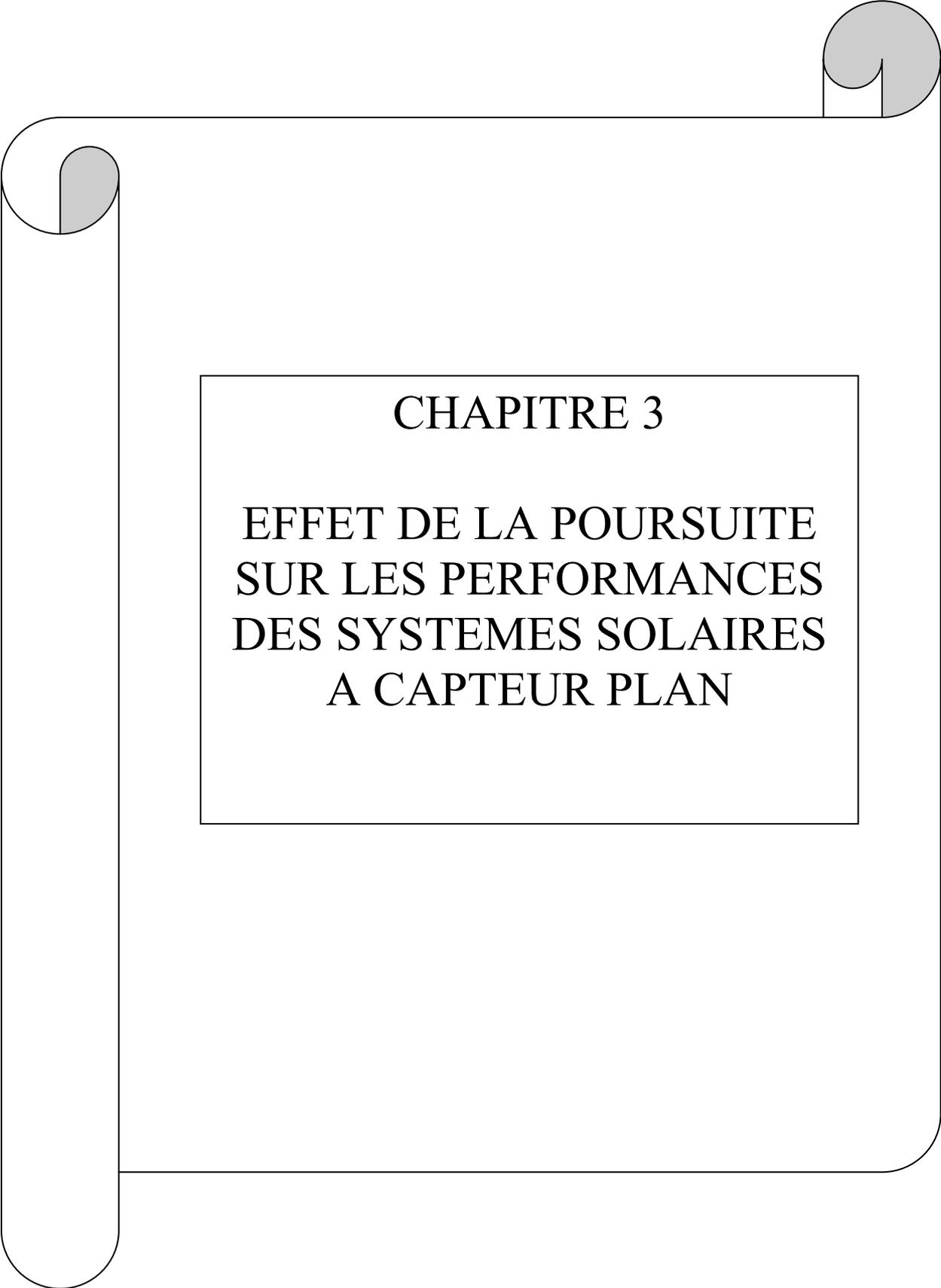
$$D(\beta, \gamma) = D_h (1 + \cos(\beta))/2 \quad (2.4.7)$$

2.4.3 Eclairement réfléchi par le sol

L'éclairement du au rayonnement solaire réfléchi par le sol dépend fortement de la nature du sol et plus précisément de son albédo. Dans notre travail, nous avons retenu le modèle de Liu et al [125] qui suppose que la distribution du rayonnement solaire est isotrope. Ce modèle est défini par l'expression suivante:

$$R(\beta, \gamma) = \frac{1}{2} \rho_g G_h (1 - \cos(\beta)) \quad (2.4.8)$$

Dont ρ_g est l'albédo du sol

A decorative frame resembling a scroll, with a central rectangular area containing text. The frame has rounded corners and a vertical bar on the left side. The text is centered within the rectangle.

CHAPITRE 3

EFFET DE LA POURSUITE
SUR LES PERFORMANCES
DES SYSTEMES SOLAIRES
A CAPTEUR PLAN

3.1 Systèmes photovoltaïques

3.1.1 Modèle photovoltaïque retenu

Pour comparer l'amélioration que peuvent apporter les différents systèmes de poursuite sur les performances d'un système photovoltaïque, un modèle théorique a été retenu parmi ceux qui ont été proposés par des scientifiques [130-135] et présentés dans la littérature. En effet ces derniers décrivent le comportement de la cellule, d'un module ou d'un panneau photovoltaïque et de leur fonctionnement et se différencient par le processus de calcul, la précision et le nombre de paramètres intervenant dans la détermination de la caractéristique courant – tension correspondante.

3.1.1.1 Description du modèle photovoltaïque retenu

Dans cette étude, nous avons utilisé le modèle proposé par Townsend [134] pour calculer les performances d'un système photovoltaïque et dont le circuit électrique équivalent est présenté sur la figure (3.1.1).

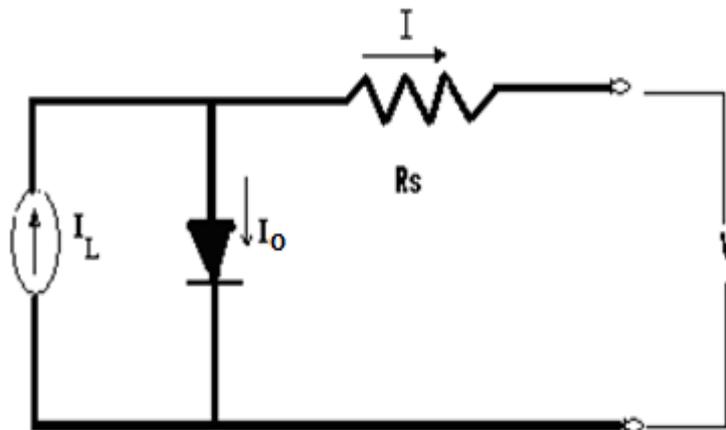


Fig.3.1.1 Circuit électrique équivalent sur lequel est basé le modèle à quatre paramètres. Pour développer les différentes expressions relatives aux caractéristiques du module photovoltaïque, Townsend [134] a supposé que dans les conditions de fonctionnement en court circuit, la pente de la courbe I-V est évaluée à la valeur zéro. Mathématiquement, cela signifie que:

$$\left(\frac{\partial I}{\partial V} \right) = 0 \quad (3.1.1)$$

Toutefois, les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque dépend à la fois de l'éclairement dû au rayonnement global reçu par la surface réceptrice correspondante ainsi que de sa propre température de jonction qui aussi, dépend quant à elle principalement de la température du milieu environnant et de l'éclairement solaire qu'elle reçoit. Le modèle

photovoltaïque retenu utilise ces conditions environnementales pour évaluer les quatre paramètres sur lesquels il est basé et par conséquent, générer la principale caractéristique I-V correspondante au module considéré.

A partir du circuit électrique équivalent est déduite la relation mathématique liant le courant et la tension correspondante dont elle est exprimée par l'équation suivante :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma_p k T_c} \right) (V + IR_s) \right] - 1 \quad (3.1.2)$$

Où q est la charge de l'électron $1,602 \cdot 10^{-19}$ C, k , la constante de Boltzmann, $1,381 \cdot 10^{-23}$ J/°K et γ_p , paramètre empirique lié à la courbe caractéristique du module photovoltaïque, I_L est le photo-courant qui correspond à une fonction linéaire de l'éclairement dû au rayonnement global reçu par la surface du collecteur solaire. Ce qui est exprimé par l'équation suivante:

$$I_L = I_{L,ref} \frac{G(\beta, \gamma)}{G_{ref}} \quad (3.1.3)$$

$G(\beta, \gamma)$ est l'éclairement du au rayonnement global incident sur la surface considérée, β et γ sont respectivement l'inclinaison et l'orientation de cette dernière. G_{ref} est l'éclairement dû au rayonnement solaire de référence considéré comme étant égal à 1000 W/m^2 . I_0 , le courant inverse de saturation de la diode, dépendant des valeurs de la température de la cellule et sa valeur peut être calculée par l'équation (3.1.4):

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \quad (3.1.4)$$

Avec $T_{c,ref}$ est la température de la cellule photovoltaïque sous les conditions de références de fonctionnement (généralement 1000 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

T_c est la température de la cellule considérée dans les conditions réelles de fonctionnement et qui est exprimée par l'équation. (3.1.5) :

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) G(\beta, \gamma) \quad (3.1.5)$$

$NOCT$ est la température de la cellule photovoltaïque dans les conditions normales de fonctionnement, prise égale à $20 \text{ }^\circ\text{C}$, correspondante à une valeur d'éclairement solaire global de 800 W/m^2 et une vitesse du vent de 1 m/s . Cependant, une fois les valeurs I_0 et I_L sont calculées respectivement par les équations (3.1.3) et (3.1.6), la méthode de Newton est

utilisée pour obtenir la caractéristique I-V photovoltaïque. Aussi, pour résoudre l'équation représentant la caractéristique I-V du générateur PV, les quatre paramètres du modèle $I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, y_p , et R_s sont nécessaires. L'algorithme utilisé pour la détermination de ces paramètres est présenté ci-dessous:

- Une fois $V_{oc,ref}$, N_s , $I_{sc,ref}$, $V_{oc,ref}$, $V_{mp,ref}$, $I_{mp,ref}$, μ_{voc} , et μ_{isc} sont disponibles, la valeur de $I_{L,ref}$ est supposé être égalisé au courant de court circuit dans des conditions de référence

- $$I_{L,ref} = I_{SC,ref} \tag{3.1.6}$$

- Le facteur d'idéalité aux conditions de référence est calculé par l'équation suivante:

$$a_{ref} = \frac{(\mu_{VOC} T_{c,ref} - V_{oc,ref} + e_{gap} N_s)}{\mu_{ISC} \frac{T_{c,ref}}{I_{L,ref}} - 3} \tag{3.1.7}$$

Avec :

μ_{Vo} et μ_{Isc} , sont, respectivement, les coefficients de température relatifs à la tension en circuit ouvert et au courant en court-circuit ;

$T_{c,ref}$, $V_{oc,ref}$ et $I_{L,ref}$ sont, respectivement, la température de la cellule, la tension en circuit ouvert du générateur PV et le photo-courant délivré par le module dans les conditions de référence de fonctionnement, tandis que e_{gap} et N_s sont l'énergie du semi-conducteur de la bande interdite (1,12 eV pour le silicium et 1,35 eV pour Gas) et le nombre de cellules constituant le module.

- La valeur du courant inverse de saturation de la diode est calculée moyennant l'équation (3.1.8) :

$$I_{0,ref} = I_{L,ref} \exp\left[\frac{-V_{OC,ref}}{a_{ref}}\right] \tag{3.1.8}$$

La résistance série R_s du circuit électrique équivalent du générateur PV est calculée par l'équation (3.1.9) :

$$R_s = \frac{a_{ref} \log\left[1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{L,ref}}\right] - V_{mp,ref} + V_{oc,ref}}{I_{mp,ref}} \tag{3.1.9}$$

a , est le facteur d'idéalité, sous les conditions réelles de fonctionnement, il est calculé par l'équation (3.1.10),

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (3.1.10)$$

le courant inverse de saturation de la diode est obtenu à partir de l'équation (3.1.11), soit:

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[e_{gap} \frac{N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right] \quad (3.1.11)$$

et γ_p est calculée par l'équation suivante :

$$\gamma_p = \frac{q(V_{mp,ref} - V_{oc,ref} + I_{mp,ref} R_s)}{kT_{c,ref} \log \left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}} \right)} \quad (3.1.12)$$

3.1.1.2 Détermination de la Puissance maximale délivrée par un module photovoltaïque

Electriquement, le générateur PV est décrit principalement par sa caractéristique $I-V$ offrant une large plage de fonctionnement, néanmoins la puissance maximale délivrée par un panneau photovoltaïque vers une charge peut être située sur n'importe quel point de sa caractéristique comme il peut être situé en un point particulier de cette dernière. Ce point est appelé point de puissance maximale et sa valeur est très fréquemment dépendante des variations aléatoires du rayonnement solaire et de la température ambiante.

Cependant faire fonctionner un générateur PV en sa puissance maximale, consiste à trouver sur sa caractéristique $I-V$ le point maximum caractérisé par le couple I_{mp} et V_{mp} correspondants à la puissance maximale produite par le générateur photovoltaïque. Ainsi, des solutions ont été proposées dans la littérature et consistent en l'utilisation d'algorithmes numériques développés dans ce sens et appelées MPPT (Maximum Power Point Tracker). Ce qui conduit alors, dépendamment de la charge, de suivre le point de puissance maximale sur la caractéristique $I-V$ délivrée par le PV en contrôlant la tension V_{mp} ou le courant I_{mp} et qui par conséquent permet d'optimiser le rendement énergétique du générateur PV [136].

Théoriquement ils existent plusieurs méthodes permettant de déterminer ce point de fonctionnement alors que parmi lesquelles seulement quelques unes sont pratiquement utilisées pour poursuivre le point de puissance maximum. Ces méthodes sont basées sur le contrôle de la tension ou de la puissance délivrée par le générateur PV. Celles les plus usuelles correspondent à des techniques numériques dont la méthode Perturber et Observer [137] et la méthode de la Conductance Incrémentale [138]. Dans notre cas, comme il s'agit

d'une étude quasi théorique, nous nous sommes intéressés à la méthode analytique proposée par Townsend [134]. C'est une méthode qui consiste à déterminer le point de fonctionnement maximale du panneau photovoltaïque (MPPT) à partir de sa caractéristique I-V. Ainsi au point de fonctionnement maximale, selon la méthode proposée par Townsend [134], la variation de la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque par rapport à la tension à ses bornes est nulle.

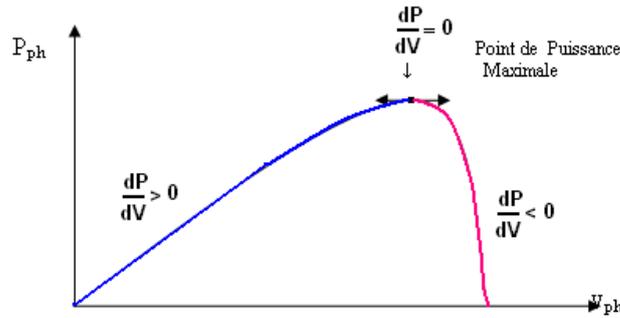


Fig 3.1.2 Variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction de la tension à ses bornes

Ce qui se traduit par l'équation suivante :

$$\frac{\partial P_{ph}}{\partial V} = V \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \quad (3.1.13)$$

De l'équation (3.1.2), représentant la caractéristique I-V du générateur photovoltaïque, en substitue I par son expression dans l'équation résultante (3.1.13) et en remplaçant les paramètres I et V respectivement par leur valeurs au point de fonctionnement de puissance maximale I_{mp} et V_{mp} on obtient par conséquent l'expression suivante :

$$I_L + I_0 \exp\left[\frac{q(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{kT_{c,ref}\gamma_p}\right] \left[1 + \frac{\left(\frac{qV_{mp}}{k\gamma_p T_{c,ref}}\right)}{1 + \frac{qR_s I_0}{k\gamma_p T_{c,ref}} \exp\left(\frac{q(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{k\gamma_p T_{c,ref}}\right)} \right] = 0 \quad (3.1.14)$$

Alors que pour éliminer V_{mp} de l'équation (3.1.14), l'équation (3.1.12) exprimant la caractéristique I-V est également utilisée et dans laquelle sont remplacés aussi I et V respectivement par I_{mp} et V_{mp} . ce qui conduit à écrire l'équation (3.1.15):

$$V_{mp} = \frac{k\gamma_p T_c}{q} \log\left[\frac{I_L - I_{mp}}{I_0} + 1\right] - I_{mp}R_s \quad (3.1.15)$$

Et finalement, V_{mp} est remplacée par son expression dans l'équation (3.1.15) ce qui permet d'obtenir alors la relation (3.1.16). La résolution de cette équation par la méthode de

Newton permet de calculer le courant I_{mp} débité par le module photovoltaïque au point fonctionnement maximal.

$$I_{mp} + \frac{(I_{mp} - I_L - I_0) \left[\log \left(\frac{I_L - I_{mp}}{I_0} + 1 \right) - \frac{qI_{mp}R_s}{K\gamma T_{c,ref}} \right]}{1 + (I_L - I_{mp} + I_0) \frac{qR_s}{K\gamma T_{c,ref}}} = 0 \quad (3.1.16)$$

Une fois la valeur du courant I_{mp} est obtenue et substitué dans l'équation (3.1.14) permet de déterminer la valeur de V_{mp} et par une simple opération arithmétique multiplicative de I_{mp} par V_{mp} on obtient la valeur de la puissance P_{mp} .

3.1.1.3 Effet des paramètres climatiques sur les caractéristiques d'un module photovoltaïque

Pour déterminer la caractéristique I-V du module photovoltaïque, nous avons établi un programme MATLAB qui utilise comme paramètres d'entrées les caractéristiques du module photovoltaïque BP380 données dans le Tableau 3.1.1 ainsi que les valeurs de la température ambiante ainsi que de l'éclairement solaire. Comme outils, les équations 3.1.6 - 3.1.12 sont utilisées pour calculer les quatre paramètres sur lesquels est basé le modèle retenu, les équations 3.1.2 – 3.1.5 sont utilisées pour déterminer la caractéristique I-V du module photovoltaïque et les équations 3.1.14 - 3.1.16 sont utilisées respectivement pour déterminer les caractéristiques I_{mp} , V_{mp} et par conséquent P_{mp} du point de fonctionnement maximal du module photovoltaïque. Comme résultats nous avons dressé sur les Figures 3.1.1.4.a-b, les caractéristiques électriques I-V et P-V pour une valeur de la température ambiante maintenue fixe à 25 °C et dont celles relatives à un l'éclairement dû au rayonnement global varient de 250W à 1000W. Sur les Figures 3.1.1.4.c et d sont présentées celles correspondantes au cas où la valeur de l'éclairement global est fixé à 900 W/m² alors que celle la température ambiante prend plusieurs valeurs variant entre 5°C et 60°C. De toute évidence il apparaît que :

- L'éclairement dû au rayonnement solaire a un important effet sur la variation du courant de court-circuit I_{sc} , tandis que son effet sur la tension en circuit ouvert V_{oc} est relativement assez faible.
- La température quant à elle, a un effet négatif sur les performances de la cellule photovoltaïque et bien évidemment sur celle du module photovoltaïque. Ainsi, comme le montre la Figures.3.1.1.4.a, l'augmentation de la température cause une diminution de la

tension en circuit ouvert V_{oc} et conduit par contre à une faible augmentation en terme de courant de court circuit I_{sc} .

- Alors qu'à partir des caractéristiques P-V obtenues (voir Figures 3.1.1.4.b et d) nous constatons que plus que la valeur de l'éclairement dû au rayonnement solaire augmente plus que la puissance délivrée par le générateur augmente et que c'est l'inverse qui est observé sur l'effet de l'augmentation de la température ambiante.

Tableau 3.1.1.1 Caractéristiques du module BP380 données par [139]

Le module photovoltaïc BP380 Présente une puissance de 80 W utilisant des cellules en cilisium polvchristaline	
Puissance max (Pmax)	80 W
Tension à Pmax (Vmp)	17.6 V
Courent à Pmax (Imp)	4.55 A
Courent de court circuit (Isc)	4.80 A
Tension en circuit ouvert (Voc)	22.10 V
Coefficient de température du Isc	(0.065 ± 0.015)mA/°C
Coefficient de température du Voc	-(80 ±10) mV/°C

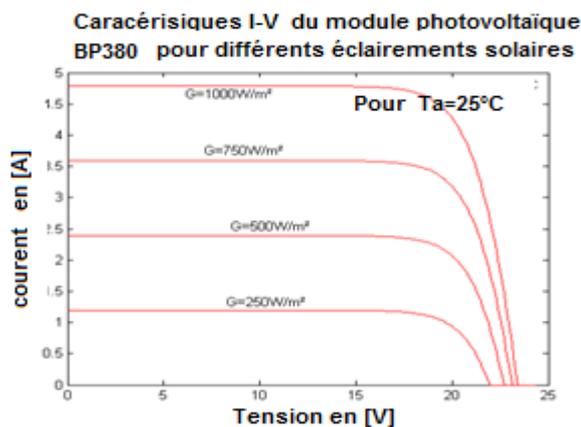


Fig 3.1.4.a Effet de l'éclairement solaire sur la caractéristique I-V photovoltaïc du module BP380

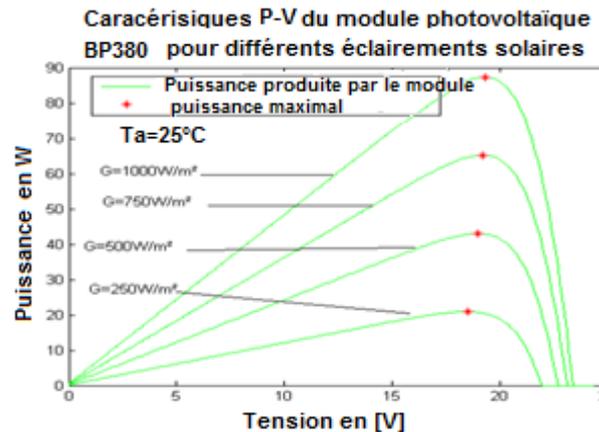


Fig 3.1.4.b Effet de l'éclairement solaire sur la caractéristique P-V du module photovoltaïc BP380

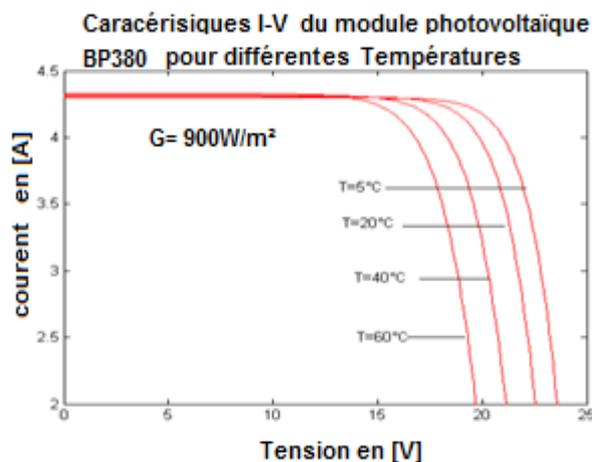


Fig 3.1.4.c Effet de la température sur la caractéristique I-V du module photovoltaïc BP380

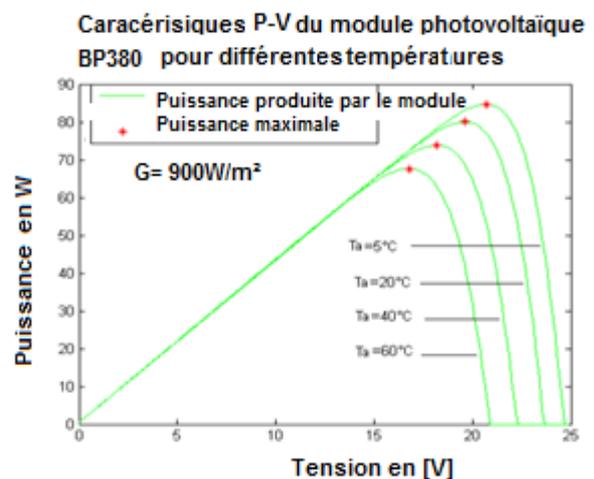


Fig 3.1.4.d Effet de la température sur la caractéristique P-V du module

photovoltaïque BP380

3.1.1.4 Effet du montage série/ parallèle des cellules ou des modules photovoltaïque sur les caractéristiques du générateur

La puissance de sortie d'une cellule photovoltaïque est très faible. Pour produire la puissance nécessaire pour alimenter une charge électrique quelconque, les cellules sont connectées en séries et en parallèles pour constituer un module photovoltaïque. Les modules sont également regroupés en panneaux, ces derniers sont reliés aussi entre eux pour constituer un champ photovoltaïque nécessaire et suffisant pour délivrer une puissance obéissant au critère qualité et quantité satisfaisant la demande requise en matière de puissance électrique. Toutefois, pour décrire les caractéristiques I-V et P-V du générateur photovoltaïque considéré, les paramètres de calcul précédent sont nécessaires et devraient être ajustées de la manière suivante:

Le photo-courant: total du générateur

$$I_{L,tot} = NP I_L \quad (3.1.16)$$

- Le courant inverse total de la diode

$$I_{0,tot} = NP I_0 \quad (3.1.17)$$

- Le paramètre empirique total d'ajustement de la courbe P-V caractéristique:

$$\gamma_{tot} = NS\gamma_p \quad (3.1.18)$$

La résistance série totale

$$R_{s,tot} = \frac{NS}{NP} R_s \quad (3.1.19)$$

Par ailleurs, si les modules photovoltaïques sont montés en série, le courant délivré par le générateur restera constant alors que la tension à ses bornes est calculée par la relation suivante :

$$V_{tot} = NS V \quad (3.1.20)$$

Par contre si les modules photovoltaïques sont montés en parallèles, la tension aux bornes du générateur est maintenue constante alors que le courant délivré par le générateur est calculé par la relation suivante :

$$I_{tot} = NP I \quad (3.1.21)$$

Où NS et NP sont, respectivement, le nombre de modules connectés en parallèle et en série. Ainsi nous donnons sur les Figures.3.1.1.5.a et b les caractéristiques I - V et P-V pour trois configurations obtenues lors de la combinaison de quatre modules photovoltaïques BP 380.

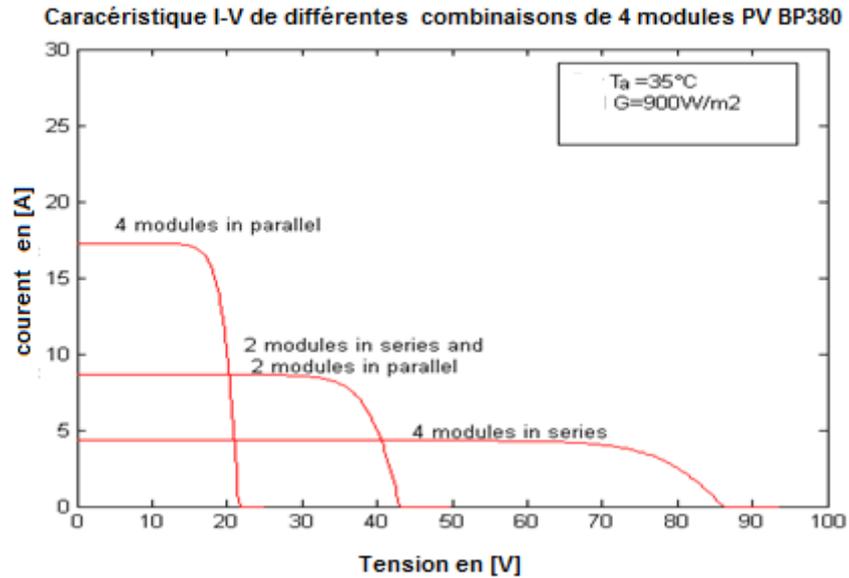


Fig. 3.1.5.a Caractéristiques $I-V$ relatives à trois combinaisons de montage de 4 modules Photovoltaïques BP380.

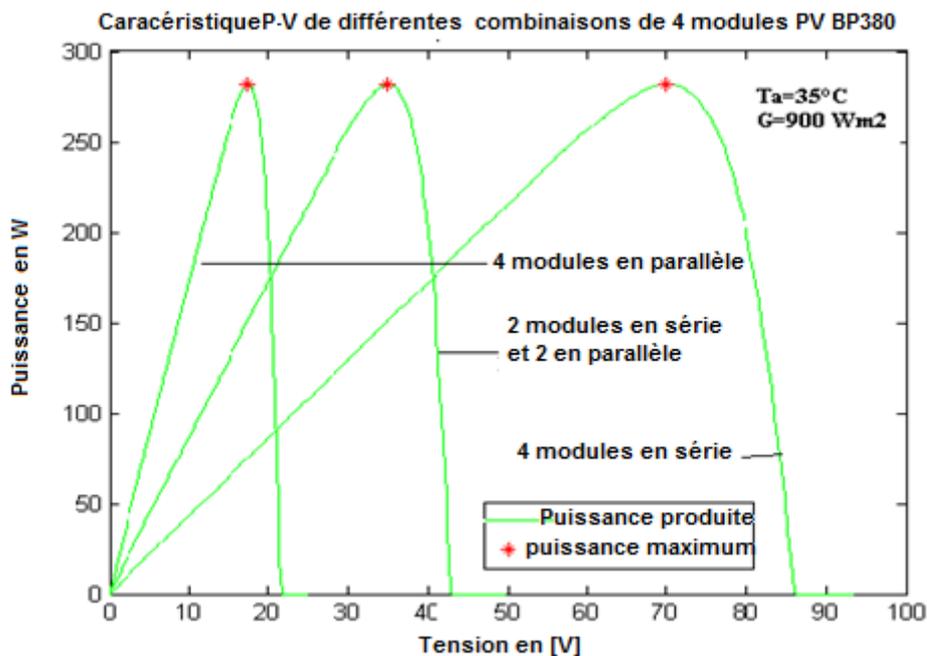


Fig. 3.1.5.b Caractéristiques $P-V$ relatives à trois combinaisons de montage de 4 modules Photovoltaïques BP380

3.1.2 Effet de l'utilisation des mécanismes de poursuite solaire sur les performances des systèmes photovoltaïques sous les divers états de ciel.

3.1.2.1 Introduction

L'énergie produite par un système de conversion de l'énergie solaire dépend principalement de l'énergie captée par ce dernier. Toutefois, pour être en mesure de recueillir le maximum

d'énergie solaire, le système le plus couramment utilisé, dans les applications solaires utilisant des capteurs plans, est celui ayant une surface collectrice fixe et orientée vers l'équateur et généralement inclinée selon une inclinaison optimale annuelle, saisonnière ou mensuelle. En outre, ayant cette configuration, les capteurs solaires plans, en fonction de l'état du ciel, absorbent un maximum de rayonnement solaire global, notamment aux alentours de midi en temps solaire vrai, où les principales composantes du rayonnement solaire prennent leurs valeurs maximales. Une autre solution a été proposée par plusieurs scientifiques pour augmenter d'avantage les performances de ces systèmes, c'est l'utilisation des mécanismes de poursuite. Cette solution est nécessairement appliquée aux systèmes à concentration solaire qui utilisent principalement comme source d'énergies l'éclairement dû au rayonnement solaire direct. Dans ce cas, les coûts supplémentaires liés au système mécanique et aux éléments optiques sont sensiblement compensés par l'augmentation des performances du système considéré. Par ailleurs, il est connu que l'utilisation de systèmes de poursuite permet aux systèmes solaires, d'être orienté vers le soleil avec un angle d'incidence plus petit que celui obtenu par un panneau traditionnel fixe, par conséquent ça leur permet de collecter une quantité d'énergie solaire plus élevée. Cependant, il existe plusieurs types de systèmes de poursuite, qui sont classés selon leur mode de fonctionnement ou selon le mode de leur contrôle. Dans ce travail, cinq configurations de systèmes de poursuite solaire ont été retenues, qui, selon le premier mode de classement sont :

- Celui suivant la trajectoire du soleil selon deux axes ;
- Ceux à un seul axe, où l'axe de rotation soit vertical ou incliné et pour lesquels deux inclinaisons optimales ont été retenues et égales respectivement à l'angle d'inclinaison optimal annuel et saisonnier ;
- Comme systèmes PV traditionnels, deux configurations sont considérées dont également, l'une est inclinée selon une inclinaison optimale annuelle et la seconde suivant une inclinaison optimale saisonnière.

L'effet d'utilisation des mécanismes de poursuite solaire sur les performances des systèmes photovoltaïques plans pour différentes conditions de fonctionnement a été évalué. Elle est effectuée en se basant sur des données horaires mesurées sur le site de Bouzaréah, situé dans le Nord de l'Algérie considéré comme un site côtier méditerranéen et celles mesurées sur le site de Ghardaïa situé dans le désert Algérien. Pour chacun des sites considérés et pour chaque état de ciel, les valeurs de l'éclairement solaire et celles de la puissance électrique

respectivement collectées et produites par chacun des systèmes ont été calculées. Ensuite, les valeurs du gain d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques entraînés par chacun des systèmes de poursuite par rapport à celles fournies par les panneaux photovoltaïques traditionnels fixes ont été aussi calculées et comparées. De même, l'excédent de d'énergie produite par le panneau entraîné par un système de poursuite à deux axes par rapport à ceux entraînés par chacun des systèmes de poursuite mono axiale a été également évalué et comparé.

Enfin, les paramètres responsables de la quantité d'énergie électrique produite par chacune des configurations retenues ont été mis en évidence ainsi ceux qui sont responsables de la variation des différents gains obtenus entre les différents systèmes ont été identifiés.

Comme hypothèses simplificatrices, on suppose que dans ce travail, aucun équipement de concentration n'est considéré et que l'effet d'ouverture du système de poursuite sur les performances du système PV n'est pas pris en compte ni celle de l'erreur de pointage, lié au désalignement lors de l'installation, celui lié à l'instabilité associée aux effets du vent ainsi que celui lié au système de contrôle des mécanismes d'entraînements. De plus, les différents mécanismes utilisés dans cette étude sont supposés capables de suivre parfaitement le soleil du lever du soleil (Est) au coucher du soleil (Ouest).

3.1.2.2 La procédure de collecte de données radiométriques et météorologiques

Le site de Bouzaréah est situé au Nord de l'Algérie (latitude = 36.8° N, longitude 3.04° E et l'altitude = 345 mètres), qui selon la classification de Koppen et al [20], le climat de ce site est classé comme un climat Csa (un climat tempéré avec un été sec et chaud). Ainsi, à partir des mesures effectuées par le laboratoire d'évaluation du potentiel énergétique solaire situé au centre de développement des énergies renouvelables de Bouzaréah, ont été sélectionnées, six journées claires, sept jours partiellement claires caractérisés par de différents indices de clarté et cinq jours complètement couverts. Les valeurs horaires de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, global et diffus mesurées sur un plan horizontal ainsi que les températures de l'air correspondantes sont utilisées et considérées comme données de bases dans cette étude.

Les mêmes paramètres collectés selon un pas de temps de cinq minutes sur le site de Ghardaïa sont utilisés comme données d'entrées. Le site de Ghardaïa est situé dans le nord du désert de l'Algérie (latitude = 32.4° N, longitude 3.8° E et l'altitude = 468 mètres) et qui est, selon la classification de Koppen et al [20], caractérisé par un climat BWh (climat désertique, chaud et aride).

Ainsi, pour chacune des différentes saisons d'un ensemble de quatre années de valeurs mesurées durant la période 2004-2007, quatorze journées parfaitement claires, douze journées partiellement claires et cinq journées complètement couvertes ont été sélectionnés et dont les données qui leur sont relatives ont été considérés.

3.1.2.3 Modèles utilisés

Pour effectuer ce travail, le modèle proposée par Townsend [134] et décrit dans la section (3.1.1) est utilisé. Par ailleurs, nous avons considéré un panneau constitué d'une combinaison de 12 modules BP380 dont deux sont montés en série et six en parallèle. Ce qui peut être spécifique pour des petites applications photovoltaïques. Pour une charge électrique plus importante, un ensemble de panneau ayant la configuration susmentionnée peuvent être utilisés selon une combinaison pour constituer le champ photovoltaïque nécessaire pour produire une quantité d'énergie suffisante permettant de couvrir la charge requise.

3.1.2.4 Résultats et discussion

En vue de connaître la quantité d'énergie électrique produite par les différents systèmes considérés sous les différentes conditions météorologiques de fonctionnement, comment l'utilisation d'un mécanisme de poursuite affecte les performances des systèmes photovoltaïques et quels sont en particulier ceux qui affectent le gain de l'énergie électrique apportés par chacun des systèmes retenus, nous avons étudié et présenté séparément chacun des cas considérés. Dans cette étude, l'inclinaison optimale annuelle est nécessaire. Cette dernière est calculée moyennant le modèle proposé par Gladius[1] qui nécessite comme données d'entrées la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale horizontale et dans cette étude, nous avons utilisé celle mesurée sur une période de cinq ans (2001-2005) au Centre de Développement des Energies Renouvelables (Bouzareah-Alger). Comme résultat, la valeur d'inclinaison optimale obtenue est égale à 45,2 degrés. Alors pour obtenir celle relative au site de Ghardaïa, nous avons utilisé les valeurs de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale mesurée sur une période de quatre années (2004-2007). Comme résultats la valeur de l'angle d'inclinaison optimale obtenue est égale à 39.4 degrés. Par ailleurs, l'angle d'inclinaison optimal saisonnier retenu est celui proposé par El Minir et al [140] et correspond à la valeur de la latitude du lieu plus ou moins 10 degrés. Un programme MATLAB a été développé dans lequel sont utilisées comme données d'entrées, les éclaircissements dus au rayonnement direct mesuré sur un plan normal, Global et diffus mesurés sur un plan horizontal aussi bien que la température ambiante correspondante à chacune des journées considérées. Sont aussi

utilisés comme paramètres d'entrées, les caractéristiques relatives au module BP380, la latitude du lieu considéré, l'heure ainsi que toutes les équations retenues pour le calcul des différentes composantes du rayonnement solaire, celles relatives au calcul de l'irradiation effective qui constitue une grandeur qui tient compte de l'effet de cosinus. Comme résultats, l'éclairement effectif global est évalué pour chacune des surfaces considérées et pour chaque instant de la journée considérée. En suite, selon l'algorithme relatif au modèle de quatre paramètres (équations 3.1.6-3.1.13), le programme calcule aussi les caractéristiques P-V et I-V du panneau photovoltaïque retenu (six modules parallèles connectés en séries de deux modules). Par conséquent, la puissance de sortie du panneau photovoltaïque aux conditions de production de puissance maximum est évaluée pour chaque instant de la journée et qui est considérée comme celle produite par le panneau photovoltaïque. Comme exemples, sur les Figures. 3.1.2.1 et 3.1.2.2 sont présentées respectivement la caractéristique P-V obtenue respectivement pour le site de Bouzaréah durant le 17^{ème} jour du mois de juillet 2001 et celle pour le site de Ghardaïa durant le 6^{ème} jour du mois de janvier 2005. L'étoile présentée sur chacune des courbes représente la puissance électrique produite par le panneau photovoltaïque au point de puissance maximale produite.

Cependant, à partir des résultats horaires obtenus, le cumul journalier correspondant est calculé et les résultats obtenus sont présentés comme suit:

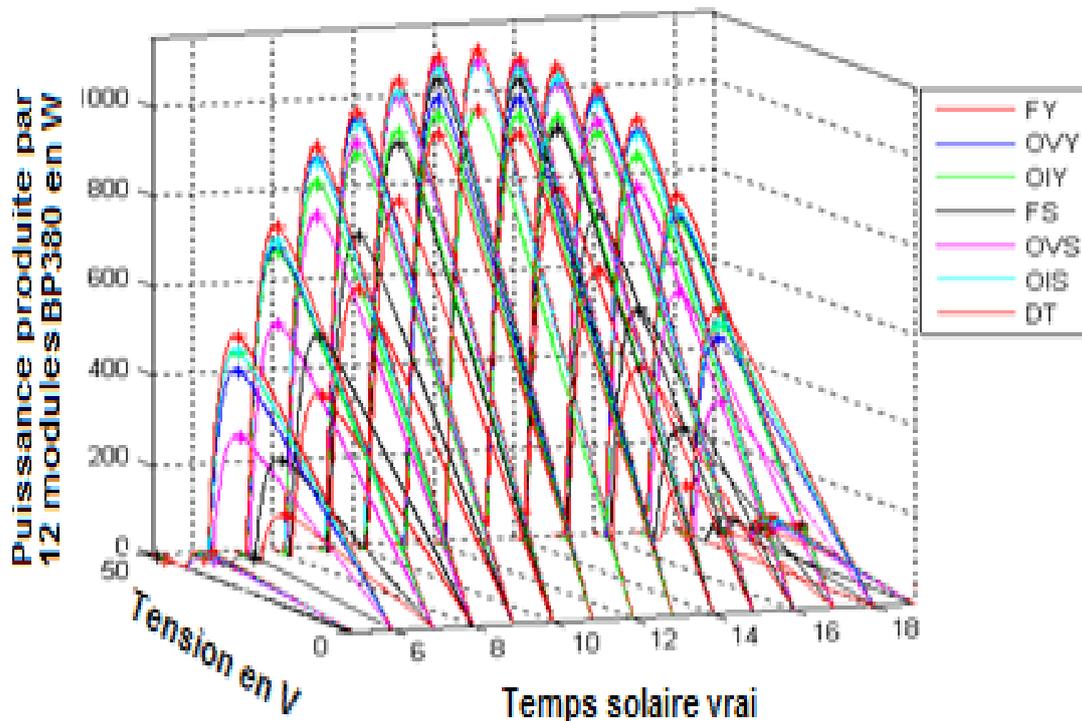


Fig. 3.1.2.1 Caractéristique tension- Puissance de 12 modules photovoltaïques BP380 montés sur les structures fixes FY, FS et sur les de systèmes de poursuite solaire OVY, OVS, OIY, OIS et DT calculée pour le site de Bouzaréah durant le 17^{ème} jour du mois de juillet 2001 (journée claire).

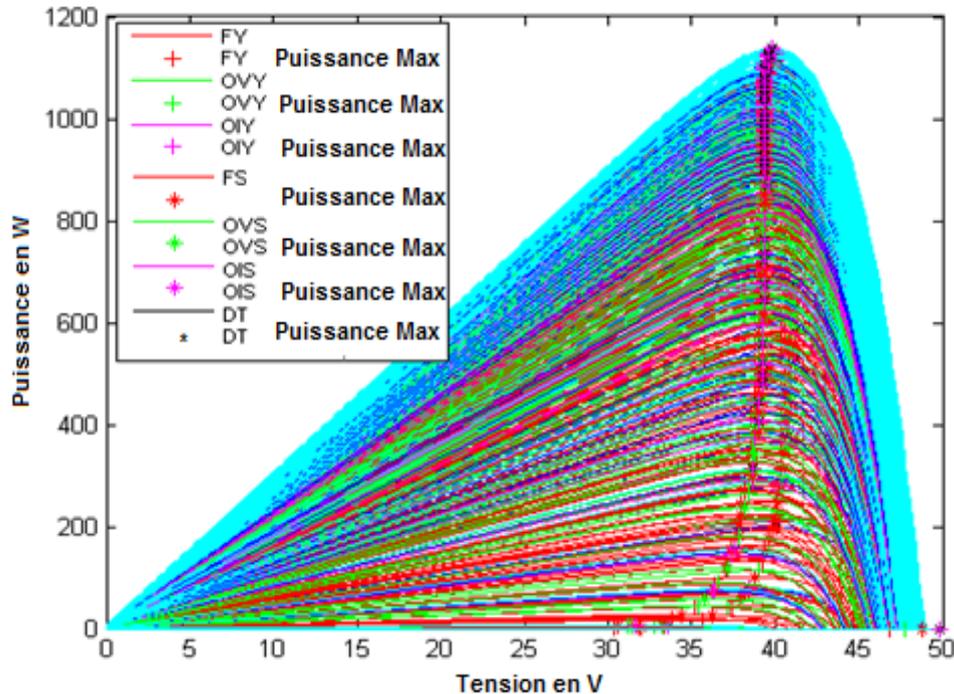


Fig. 3.1.2.2 Caractéristique tension- Puissance de 12 modules photovoltaïques BP380 montés sur les structures fixes FY, FS et sur les systèmes de poursuite solaire OVY, OVS, OIY, OIS et DT calculée pour le site de Ghardaïa durant le 6eme jour du mois de janvier 2005 (journée claire).

3.1.2.4.1 Site de Bouzaréah

3.1.2.4.1.1 Ciel clair

Dans cette étude, une journée est considérée comme claire, correspond à celle durant laquelle il n'y aurait aucun passage nuageux du lever jusqu'au coucher du soleil. Ainsi les résultats obtenus pour les six journées claires retenues sont présentés comme suit :

- Sur la figure 3.1.2.3, sont présentées respectivement les valeurs de l'irradiation journalière directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal;
- Sur la Figure.3.1.2.4 sont présentées les quantités de l'énergie électrique correspondante et produite par les différents systèmes retenus;
- Sur la Figure.3.1.3.5 sont présentées les valeurs du gain de l'énergie électrique journalier produite par les panneaux photovoltaïques montés respectivement sur les systèmes **OVY, OIY, OVS, OIS**) et **DT** par rapport aux deux panneaux traditionnels fixes retenus **FY** et **FS**. Sur la même figure sont aussi présentées celles produites par le panneau **PV** monté sur le système **DT** par rapport à celles obtenues à partir des différents panneaux entraînés par les systèmes de poursuite mono - axial **OVY, OIY, OVS** et **OIS** ;

➤ Sur la Figure. 3.1.2.5 sont aussi présentés la durée astronomique du jour D_L et la valeur de l'indice de clarté correspondants K_T à chacune des journées claires retenues. Ce dernier paramètre est défini comme étant le rapport de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal par celle calculée sur le même plan à l'extérieur de l'atmosphère. Les valeurs de la durée astronomique du jour D_L et celle de l'irradiation extraterrestre journalière sont calculées respectivement par les expressions A.18 et D.8.

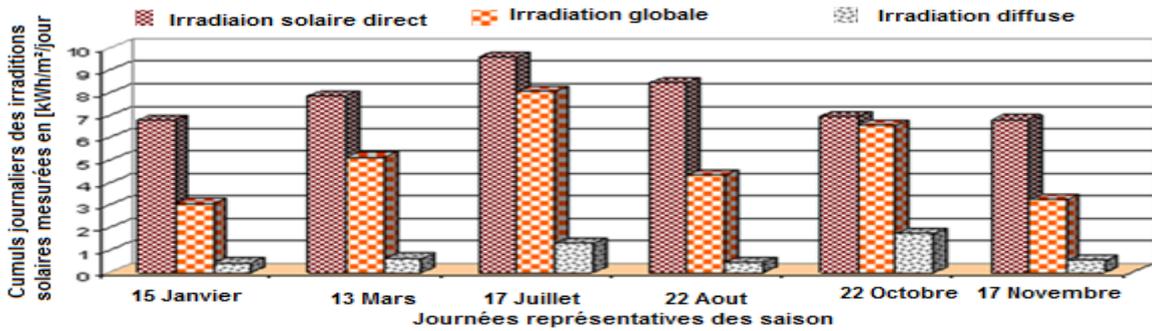


Fig. 3.1.2.3 Cumul journalier de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal pour l'ensemble des journées claires retenues.

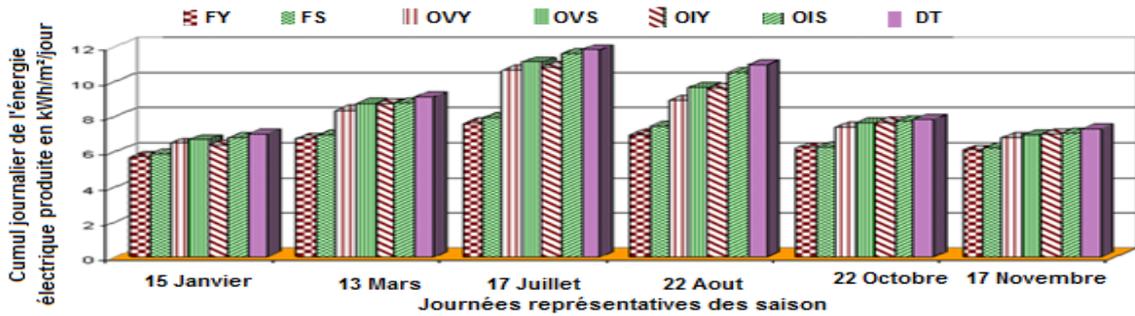


Fig. 3.1.2.4 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes durant les différentes journées claires retenues.

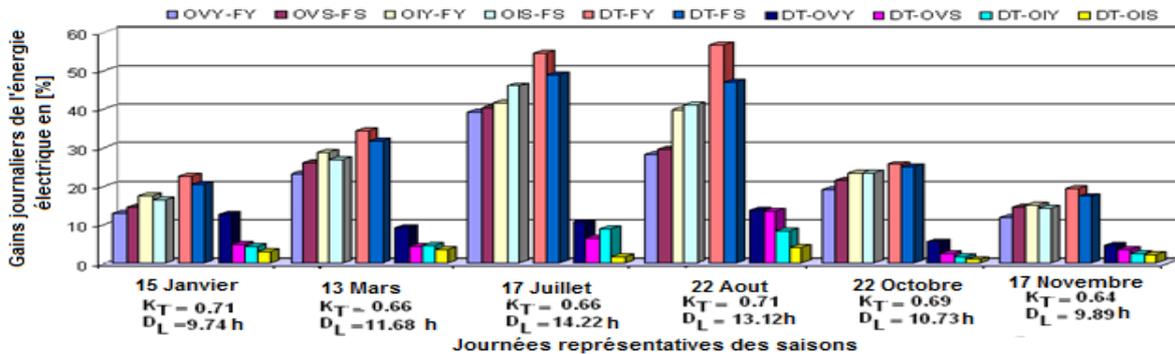


Fig. 3.1.2.5 Valeurs du Gain journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite mono-axial par rapport aux systèmes traditionnels fixes et celles du gain obtenu par le système de poursuite à deux axes par rapport aux systèmes mono-axial (journées claires).

A partir des résultats présentés sur la Figure 3.1.2.4, on constate que les valeurs journalières de l'énergie électrique produite par les différents systèmes dépendent:

- ❖ Du choix du système de poursuite, de l'angle optimal selon lequel est incliné le panneau fixe ou celui monté sur le système de poursuite mono axial;
- ❖ Des quantités d'éclairements dus aux différentes composantes du rayonnement solaire incidentes sur la surface du panneau solaire en particulier celles dues au rayonnement direct normal au plan (voir la Figure 3.1.2.3);
- ❖ Du jour, représentant la saison considérée et caractérisé par sa durée théorique D_L ainsi que par l'indice de clarté K_T , représentant quand à lui, l'effet des différents composants de l'atmosphère sur l'atténuation de l'éclairement solaire lors de son passage à travers la pellicule atmosphérique. Ce qui affecte par conséquent sur le cumul journalier de l'irradiation globale collectée.

Pour mettre en évidence l'effet de ces paramètres sur les performances des différents systèmes photovoltaïques considérés, chacun de ces cas est examiné séparément.

- ✓ Effet de la longueur du jour

A partir des résultats présentés sur la Figure 3.1.2.4, on constate aussi que:

- La quantité d'énergie électrique produite par chacun des panneaux PV retenus varie d'un jour à l'autre selon la variation saisonnière de la durée du jour considéré. Elle est plus élevée pour les journées qui sont relatives à la saison estivale et diminue pour celles représentant les saisons du printemps et de l'automne et atteignent les plus faibles valeurs pour celles relatives aux journées représentant de la saison hivernale.

En effet, ces résultats peuvent être confirmés comme suit :

- ❖ Ces quantités prennent des valeurs les plus élevées pour le 17 Juillet et pour le 22 août et diminuent à partir de celles obtenues durant le 13 Mars au 22 Octobre jusqu'aux plus faibles valeurs obtenues et qui correspondent au 17 Novembre et au 15 de Janvier ;
- ❖ On constate aussi que pour deux journées représentant deux saisons différentes, ayant respectivement une même valeur d'indice de clarté et différentes longueurs de jour, la quantité d'énergie électrique produite est proportionnelle à la longueur de la journée considérée ce qui est confirmé par les résultats liés au 15 Janvier ($D_L = 9,74$ heures) et le 22 août ($D_L = 13,12$ heures) (voir Figure 3.1.2.5). Ces deux journées sont caractérisées par une même valeur d'indice de clarté $K_T = 0,71$, et par deux valeurs de la durée de jour D_L différentes. C'est ce qui a conduit les différents systèmes à produire une quantité d'énergie électrique plus élevée durant le 22 août par rapport à celles produites au cours du 15 Janvier.

Les mêmes remarques sont observées si les résultats relatifs au 17 Juillet sont considérés et comparés avec ceux obtenus le 13 Mars.

✓ *Effet de l'inclinaison optimale*

Une fois de plus, les résultats présentés sur la Figure 3.1.2.4 montrent que, selon la saison considérée, et principalement selon la quantité d'irradiation directe disponible, selon l'indice de clarté et selon aussi la durée du jour correspondante, chacun des panneaux photovoltaïques fixes *FY* et *FS* produit des quantités d'énergie électrique relativement quasi constantes durant les six journées claires retenues, alors:

Au cours du 15 Janvier, 13 Mars et le 22 Octobre, comparées aux systèmes fixes *FY*, le système *FS* produit de petites quantités supplémentaires d'énergie électrique. Alors qu'il produit des quantités relativement plus élevées durant le 17 Juillet et durant le 22 août. Ceci s'explique par le fait que:

Pour chacune des deux surfaces fixes *FY* et *FS*, deux angles d'inclinaison optimale ont été respectivement appliqués: annuel et saisonnier. L'angle optimal pour une surface fixe quelconque est déterminé sur la base de la minimisation de la valeur de l'angle d'incidence à midi en temps solaire vrai, telle que pratiquée dans [90]. Cela permet au panneau PV de recueillir le maximum d'éclairement dû au rayonnement solaire global au alentour de midi en temps solaire vrai, pour chaque jour et durant toute la période considérée.

Ces quantités sont liées, d'une part, à l'éclairement solaire direct disponible et du jour considéré et d'autre part, à la variation de l'angle d'incidence qui dépend de la variation saisonnière de la hauteur du soleil et du choix de l'inclinaison. Cependant, le 15 Janvier, le 13 Mars et le 22 Octobre sont inclus dans la période de l'année où les valeurs de la déclinaison du soleil sont inférieures ou égales à zéro et là où l'altitude h du soleil est basse. En effet, durant cette période, 51,8 degrés et 45,2 degrés sont respectivement la valeur de l'angle d'inclinaison optimum des panneaux photovoltaïques *FS* et *FY*. Par conséquent, le panneau *FS* est mieux orienté vers le soleil, collecte donc plus d'éclairement solaire direct que le système *FS*. Tandis que les petites quantités supplémentaires produites sont justifiées par la faible différence entre les deux angles optimums (6,2 degrés).

D'autre part, pendant le reste de l'année, surtout durant la saison estivale, là où la valeur de déclinaison est supérieure à zéro et là où l'altitude h du soleil est relativement plus élevée, le panneau PV monté sur le système *FS* est incliné à 21,8 degrés est également mieux orienté vers le soleil que le système *FY* qui est quant à lui inclinée à 45,2 degrés. Par conséquent, le système *FS* reçoit également une plus grande quantité d'éclairement du au rayonnement et

par conséquent produit plus de puissance électrique. La différence significative entre les quantités d'énergies électriques produites par les deux systèmes est justifiée encore par la différence entre les valeurs des deux angles d'inclinaison optimums utilisés qui est égale à 23,2 degrés.

Encore une fois de plus, à partir des résultats présentés dans la Figure.3.1.2.4 dont ceux relatif aux systèmes de poursuite mono - axial (*OVY*, *OIY* et *OVS*, *OIS*), on constate que pour le même axe de rotation, utiliser une inclinaison optimale saisonnière (*OVS*, *OIS*) conduit le panneau photovoltaïque à acquérir de meilleures performances que celui incliné selon une inclinaison optimale annuelle (*OVY* et *OIY*).

Ainsi, toutefois modifier l'inclinaison d'un panneau photovoltaïque traditionnel ou celle de celui entraîné par un système de poursuite mensuellement [2, 8, 9, 10, 12 et 14], huit fois [3] ou quatre fois [13] par année, permet au collecteur solaire de cumuler annuellement une quantité d'énergie solaire meilleurs que celle obtenue pour un système fixe. D'autre part, les résultats présentés dans [2, 8, 9, 10, 12, 14] ont également montré que les valeurs d'inclinaison optimale que prennent les capteurs solaires plans sont les plus élevées en hiver (Décembre - Février), alors que durant l'été (Juin -Septembre) celles là sont proches de la valeur zéro et qui correspond à celle d'un panneau horizontal. Certainement, changer l'inclinaison d'un capteur solaire plusieurs fois par année conduit à maintenir une quantité annuelle d'irradiation globale perçue par un collecteur près à sa valeur maximale. Ce qui est techniquement réalisable pour un panneau fixe, mais restera plus compliqué dans le cas d'envisager à l'appliquer pour un système de poursuite solaire, car ce dernier nécessitera une structure spécifique qui conduit à compliquer le fonctionnement du système et d'augmenter son coût initial. Ainsi, à partir des résultats obtenus et en suivant les propositions d'El Minir [140] et de celle de Gunerhan et al [141] et selon la règle générale appliquée par de nombreux chercheurs, l'angle d'inclinaison égal à la latitude du lieu +/- 15 degrés correspond à celui choisi dans notre travail considéré comme un angle optimum saisonnier.

✓ *Effet des systèmes de poursuite solaire*

Une fois de plus, les résultats présentés dans la Figure.3.1.2.4, montrent que tous les panneaux PV montés sur les différents mécanismes de poursuite (*OVY*, *OVS*, *OIY*, *OIS* et *DT*) produisent plus d'énergie électrique que ceux montés sur les structures fixes, *FY* et *FS*.

En outre, le système de poursuite solaire à deux axes (*DT*) présente les meilleures performances, suivi progressivement par celui munit d'un système de poursuite mono- axial à axe de rotation incliné (*OIS* et *OVS*) et par celui à axe de rotation vertical (*OIY* et *OVY*) si

le même axe de rotation est retenu. Mais si le même angle d'inclinaison optimal est considéré, les panneaux entraînés par les systèmes mono-axial (*OIS*, *OIY*) présentent les secondes meilleures performances par rapport aux systèmes *OVY* et *OVS*).

Par contre, si on observe les quantités d'énergies électriques produites par le panneau photovoltaïque monté sur le système de poursuite *DT* et comparés à ceux obtenus par les systèmes *OIS*, *OIY*, *OVS* et *OVS*, on constate aussi qu'il présente également un gain d'énergie électrique supplémentaire mais relativement très faible comparé à ceux obtenus par les panneaux photovoltaïques traditionnels fixes *FY* et *FS*. Ce qui s'explique à notre sens par le fait que pendant la journée, le panneau photovoltaïque entraîné par le mécanisme *DT* est constamment orienté vers le soleil, ce qui conduit la surface du collecteur à recevoir l'éclairement solaire direct avec un angle d'incidence de valeur nulle, ce qui n'est pas le cas pour le système de poursuite solaire mono - axial, ni le cas d'un système traditionnel fixe. Ceci est plus perceptible au voisinage de midi en temps solaire vrai, au cours duquel les systèmes de poursuite mono - axial *OVY*, *OVS* et *OIY*, *OIS* prennent, respectivement, les mêmes angles d'orientation et d'inclinaison que celles des systèmes fixe *FY* et *FS*, et donc recevoir et produire la même quantité d'éclairement solaire et de puissance électrique (voir Figures 3.1.2.6.a et b).

Les résultats présentés dans les figures 3.1.2.6.a et b confirment également ceux présentés dans la littérature, qui montrent aussi que les gains obtenus par les systèmes de poursuite solaire dépendent également du type du système utilisé, de la longueur du jour et l'indice de clarté lui correspondant. Ainsi:

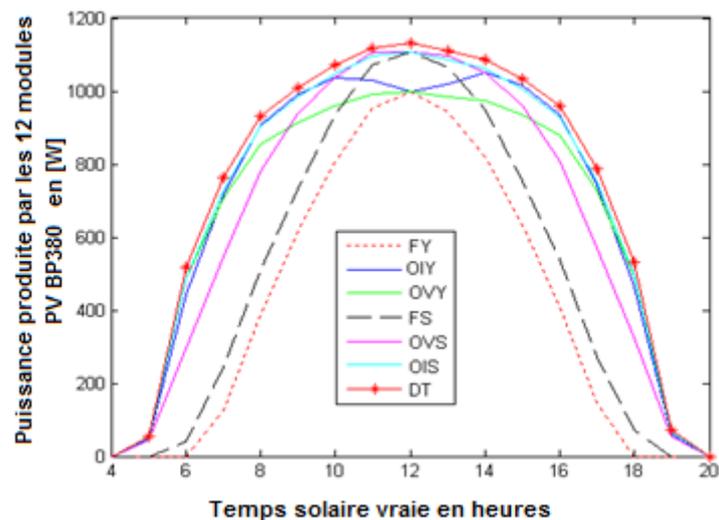


Fig.3.1.2.6 .a Puissance électrique produite par les différents systèmes durant le 17 Juillet 2001 (journée claire) sur le site de Bouzaréah

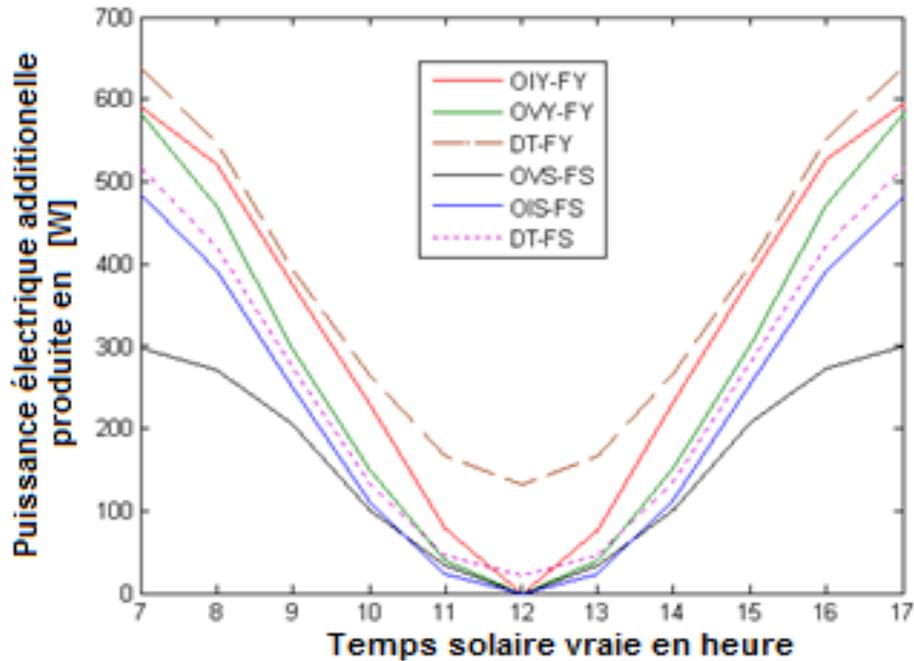


Fig.3.1.2.6.b Puissance électrique supplémentaire produite par les panneaux PV motorisés par rapport à celle fournie par les systèmes fixes durant le 1 juillet 2001 (journée claire) sur le site de Bouzaréah.

Les valeurs les plus élevées du gain ont été obtenues pendant les journées qui représentent la saison estivale (le 17 Juillet et le 22 août), suivis par ceux qui représentent la saison du printemps et de l'automne (13 de Mars et le 22 Octobre) et les valeurs minimales du gain qui ont été obtenus sont relatives aux journées représentatives de la saison d'hiver.

Le gain le plus élevé correspond à celui obtenu par le système *DT* suivi par ceux obtenus en utilisant le système de poursuite mono-axial à axe de rotation incliné si le même angle d'inclinaison optimale est considéré, et suivit par ceux obtenus en utilisant comme angle d'inclinaison du panneau, celui qui correspond à l'inclinaison optimale saisonnière, si le même axe de rotation est considéré. Ce résultat est confirmé par, Kacira et al [13], Abdallah et al [66], Sungar [18] et Neville [142];

En outre, on constate aussi que l'énergie électrique supplémentaire produite par le système de *DT* par rapport à celle obtenue par les systèmes de poursuite solaire mono-axiale sont relativement faibles, ce qui est confirmé par [11] et [12];

Par ailleurs, la gamme des gains obtenus dans ce travail est en bon accord avec ceux présentés dans les travaux publiés par d'autres scientifiques. Globalement, Les valeurs du gain obtenues par les systèmes mono-axial et variant de 34,4% à 46,3% (voir les résultats obtenus durant le 17 Juillet et présentés sur la Figure. 8 également confirmés si elles sont

comparées avec celles rapportées par [16]. Les résultats présentés sur la figure 3.1.2.6.b montrent que pendant une journée considérée et principalement au cours de la période couvrant les horaires du matin et celles de l'après-midi, les valeurs du gain d'énergie électrique sont les plus élevées, deviennent plus faibles lors des heures avoisinantes celle de midi en temps solaire vrai et s'annulent au moment où le soleil passe par le zénith. Ce qui est confirmé par Abou-Khader [16], Al-Mohamad [19] et par Chang [14].

Les résultats obtenus sont aussi confirmés par d'autres travaux liés aux systèmes multiaxes de poursuite. En effet, pour celui de poursuite à deux axes, le gain d'énergie électrique calculé est évalué à des valeurs variant entre 48-54%, 41-46% et 39-40% (le 17 Juillet) s'il est comparé aux deux systèmes de panneaux fixes alors que jusqu'à 43,9%, 37,5% et 34,4% pour les deux axes Est-Ouest et vertical des systèmes de suivi (19 mai), respectivement, avec la surface du panneau incliné à la latitude de l'endroit et orientée vers l'équateur, ces derniers sont publiés dans [66].

3.1.2.4.1.2 Journées Partiellement claires

Durant l'année, principalement durant la période hivernale, les journées sont caractérisées par des périodes claires et alternées par d'autres périodes couvertes. Par conséquent, la quantité d'énergie solaire incidente sur une surface quelconque dépend fortement de la quantité de nuages, de leur type et de leur fréquence de passage. Cependant, dans le domaine des applications solaires, l'état du ciel d'une période quelconque est caractérisé par l'indice de clarté correspondant. Ainsi pour considérer l'effet de la transmittance globale de l'atmosphère, nous avons sélectionné sept journées parmi l'ensemble des données considérées dans ce travail et dont la relation $0.28 \leq KT \leq 0.63$ est retenue. Ainsi l'éclairement solaire global collecté par chacun des systèmes, les caractéristiques I-V et P-V horaires des différents systèmes considérés ont été calculés par le même programme MATLAB et avec la même manière utilisée pour le cas d'un état de ciel clair. L'énergie électrique quotidienne produite par les différents systèmes et les valeurs du gain correspondant ont été aussi obtenues moyennant la même méthode et les résultats connexes sont présentés ci-dessous:

- Sur la Figure.3.1.2.7 sont présentés les quantités d'énergie solaire directe mesurée sur un plan normal, globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal;
- Sur la Figure.3.1.2.8 sont présentés les cumuls journaliers d'énergie électrique produite par les deux systèmes traditionnels et fixes **FY**, **FS** ainsi que par les différents systèmes de poursuite solaire **OVY**, **OVS**, **OIY**, **OIS** et **DT**;
- Sur la Figure.3.1.2.9 sont présentés :

- Le Gain quotidien ou l'énergie électrique additionnelle quotidienne produite par chacun des systèmes motorisés et comparé à celle produite par chacun des deux systèmes traditionnels fixes ;
- K_T , l'indice de clarté;
- D_L , La durée astronomique du jour.

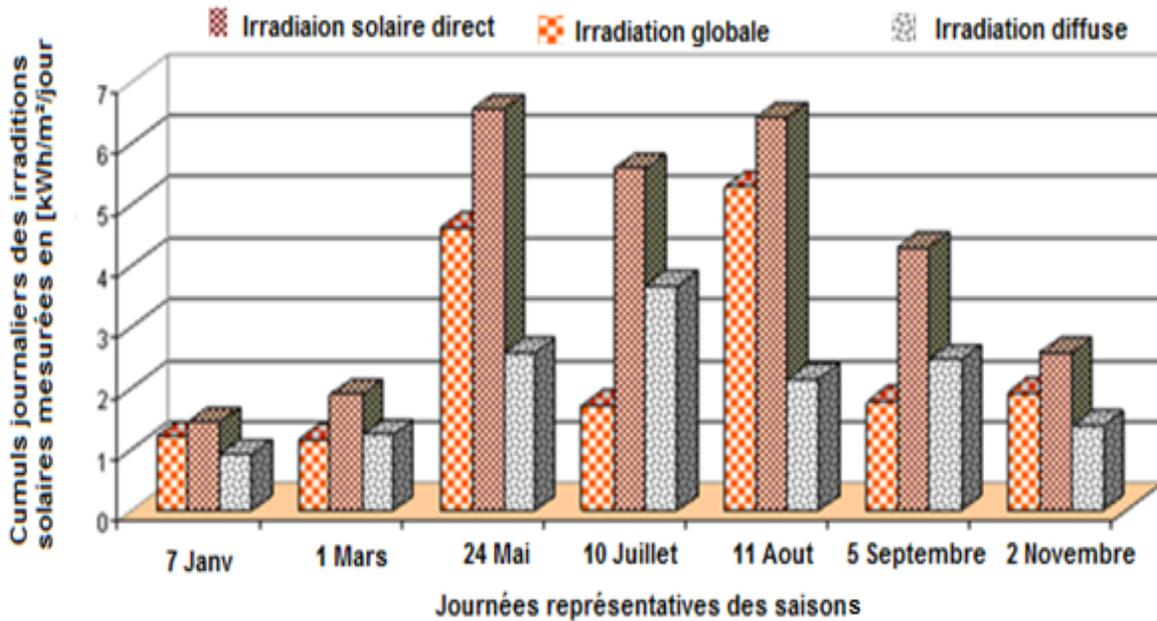


Fig. 3.1.2.7 Cumul journalier de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal pour l'ensemble des journées partiellement claires retenues.

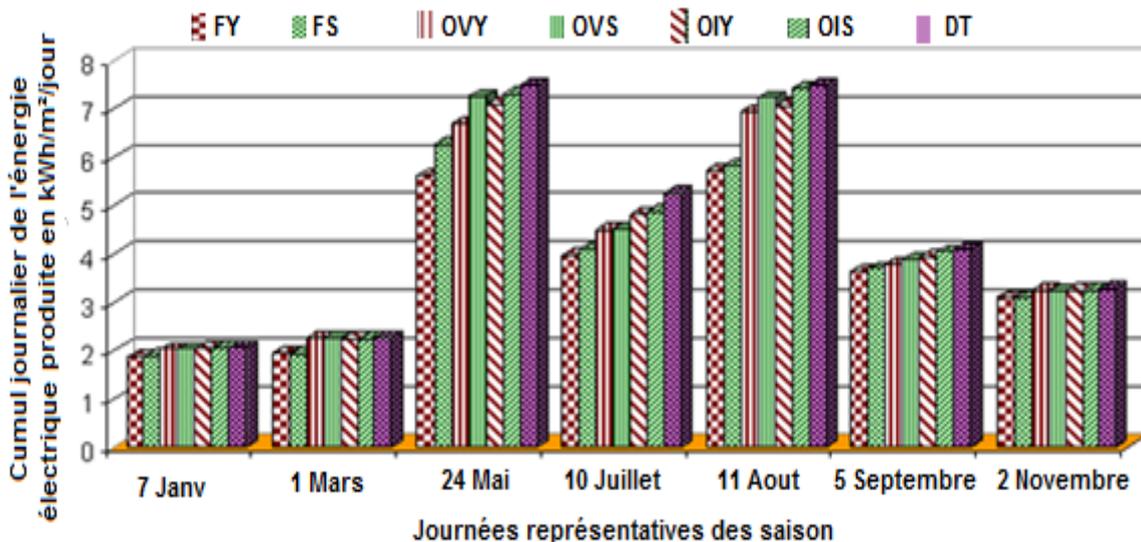


Fig. 3.1.2.8 Cumul journalier d'énergie électrique produite par chacun des systèmes durant les différentes journées partiellement claires retenues.

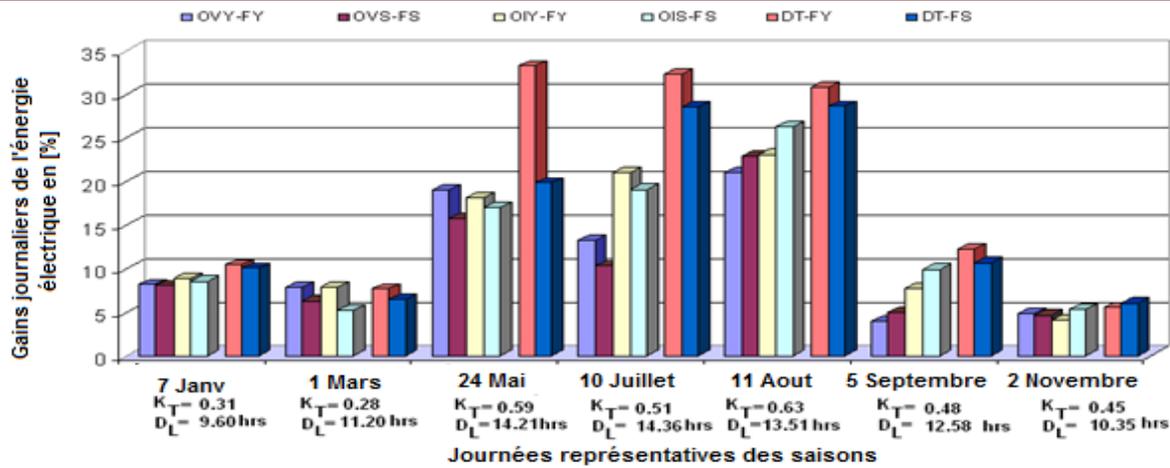


Fig. 3.1.2.9 Valeurs du Gain journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite mono-axial par rapport aux systèmes traditionnels fixes et celles de du gain relatif au système de poursuite à deux axes par rapport aux systèmes mono-axial (journées partiellement claires).

Les résultats obtenus confirment et indiquent aussi que ceux obtenus dans le cas relatifs aux journées claires sont aussi valables pour le cas d'un ciel partiellement clair. En effet, la quantité d'énergie électrique quotidienne produite par chacun des différents systèmes et les gains de l'énergie électrique correspondants dépendent principalement de la disponibilité des différentes composantes du rayonnement solaire en particulier de la composante directe, ils dépendent aussi de la durée du jour, des valeurs de l'indice de clarté, du système de poursuite utilisé ainsi que de l'inclinaison optimale choisie. Ceci est confirmé par les résultats présentés dans la Figure.3.1.2.8 et Figure.3.1.2.9.

Ainsi, durant le 7 Janvier et le 2 Novembre (voir Figure.3.1.2.8) les différents systèmes photovoltaïques produisent généralement la même quantité d'énergie électrique. Alors que si les résultats relatifs au 24 mai et ceux relatifs au 1^{er} juillet sont examinés, on remarque que les quantités de l'énergie électrique produites sont plus importantes et varient d'un système à un autre.

Ceci s'explique par le fait que les plus faibles valeurs de l'indice de clarté K_T et D_L caractérisant l'état du ciel et de la durée du 7 Janvier et du 2 Novembre (voir Figure.3.1.2.8) signifie que, pendant ces jours, la fréquence de passage des nuages est plus importante, ce qui a fait que les différents systèmes ne collectent qu'une petite quantité de l'éclairement dû au rayonnement solaire direct (voir Figure.3.1.2.7), de laquelle dépend fortement les performances des systèmes photovoltaïques. Par contre, selon les valeurs de K_T et D_L relatives au 24 mai, au 10 Juillet et au 11 août, il apparaît que la fréquence de passage des

nuages au cours de ces journées est beaucoup plus modérée. Par conséquent, l'éclairement solaire dû au rayonnement direct est disponible (voir Figure.3.1.2.7) sur une période de temps plus longue (voir les valeurs des longueurs des journées correspondantes présentées dans Figure.3.1.2.9) et, selon le système photovoltaïque utilisé, des quantités de l'énergie électrique plus élevées sont produites.

Bien que l'indice de clarté caractérisant le 7 Janvier (voir Figure.3.1.2.9) est supérieur à celui correspondant au 1er Mars, la quantité d'énergie quotidienne électrique produite par chacun des systèmes considérés durant le premier Mars est plus élevée que celle produite pendant le 7 Janvier.

D'un autre côté, compte tenu des résultats liés au cas d'un état de ciel clair dont les résultats sont présentés sur les Figures 3.1.2.4 et 3.1.2.5, ainsi que de celles relatives à un état de ciel partiellement clair et dont les résultats sont présentés sur les Figures.3.1.2.8 et 3.1.2.9, apparaît l'évidence que, pour des valeurs de la durée du jour voisines, les quantités d'énergie électrique produites et les valeurs du gain obtenues par les différents systèmes dépendent principalement des valeurs de l'indice de clarté K_T .

Ainsi, si on observe les résultats liés au 15 Janvier (voir Figure3.1.2.4 et Figure 3.1.2.5), considéré comme un jour clair et les comparer à ceux obtenus pour le 7 Janvier (voir Figure 3.1.2.8 et Figure 3.1.2.9), considérées comme une journée partiellement claire, on remarque que les valeurs du gain obtenues dans le premier cas sont beaucoup plus importantes que ceux obtenus dans le second. La même observation peut être faite si les résultats relatifs au 13 Mars (voir la Figure 3.1.2.4 et Figure 3.1.2.5) sont considérés et comparés à ceux du 1er Mars (voir Figure 3.1.2.8 et Figure 3.1.2.9).

Les mêmes remarques peuvent être reconduites si les résultats relatifs au 17 Juillet (voir Figure 3..2.2.4 et Figure 3.1.2.5) et ceux du 10 Juillet (voir Figure 3.1.2.4 et Figure 3.1.2.5) sont considérés et comparés. Cela signifie et confirme que la quantité d'énergie électrique produite par un système photovoltaïque et en particulier par celui munit d'un système de poursuite solaire ainsi que les valeurs du gain de l'énergie électrique correspondantes sont principalement liées à la longueur de la journée et à l'indice de clarté.

En outre, par rapport aux travaux précédents, les résultats obtenus sont en bon accord avec les conclusions précitées par d'autres chercheurs [76]. En effet, le gain obtenu par un système de poursuite solaire dépend fortement de l'état du ciel caractérisé par l'indice de clarté auquel est liée la quantité du rayonnement solaire direct.

3.1.2.4.1.3 Journées couvertes

Dans cette étude, une journée couverte est définie comme étant une journée durant laquelle le ciel est complètement couvert par les nuages, du levée du soleil à son coucher. Ce qui se traduit par un cumul journalier de l'irradiation directe égal à zéro.

Cependant, il est bien connu que les applications solaires sont évidemment plus intéressantes si l'état du ciel étant complètement dégagé. Mais, pratiquement une fois installé sur n'importe quel site, le panneau photovoltaïque devrait fonctionner sous les diverses conditions. Ce qui nous a conduit à juger très intéressant d'étudier le comportement des systèmes retenus durant des journées couvertes. Pour cet objectif, le 10 et le 14 janvier, le 10 mai, le 30 août et le 30 novembre, représentant respectivement la saison d'hiver, printemps, été et automne ont été sélectionnés.

Comme pour les deux types d'état de ciel étudiés précédemment, le même programme MATLAB a été utilisé et les données relatives aux journées couvertes retenues sont utilisées comme données d'entrées. D'une manière similaire, le cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes, les valeurs du gain correspondantes ont été calculés et les résultats obtenus sont présentés comme suit :

- Les valeurs du cumul quotidien des irradiations directes mesurées sur un plan normal, globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal sont présentées sur la Figure 3.1.2.10;
- Les valeurs de l'énergie électrique produite par les différents systèmes *FY*, *OVY*, *OIY*, *FS*, *OVS*, *OIS* et *DT* sont présentées sur la Figure 3.1.2.11.
- Par rapport aux résultats obtenus pour les deux cas d'état de ciel précédents, nous avons considéré et calculé le cumul journalier de l'énergie électrique P_h produite par le même panneau photovoltaïque installé sur un plan horizontal. Ce qui est présenté de même sur la Figure.3.1.2.11.
- Sur la Figure. 3.1.2.12 sont présentées, les valeurs du gain de l'énergie électrique produite par les systèmes *OVY*, *OIY*, *DT* par rapport à celles produites par le panneau fixe *FY*. Elles sont présentées aussi celles produites par les systèmes *OVS*, *OIS*, *DT* comparées à celles obtenues par le système traditionnel fixe *FS* et celles du gain de l'énergie électrique produite par le système *DT* par rapport aux systèmes mono-axiaux.

D'après les résultats présentés sur les Figures 3.1.2.10, 3.1.2.11 et 3.1.2.12 ce qui suit peut être noté:

- Les quantités quotidiennes de l'énergie électrique produites (voir Figure 3.1.2.11) par les divers systèmes dépendent essentiellement de la quantité disponible des composantes diffuse et globale du rayonnement solaire, ce qui sont présentés dans Figure 3.1.2.10, mais sont bien sûr très faibles pour être intéressantes dans les applications solaires;

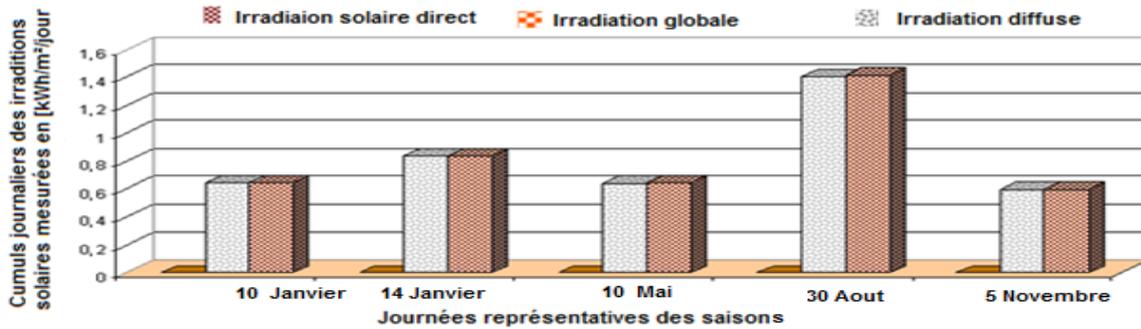


Fig. 3.1.2.10 Cumul journalier de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, diffuse et globale mesurées sur un plan horizontal pour l'ensemble des journées couvertes retenues.

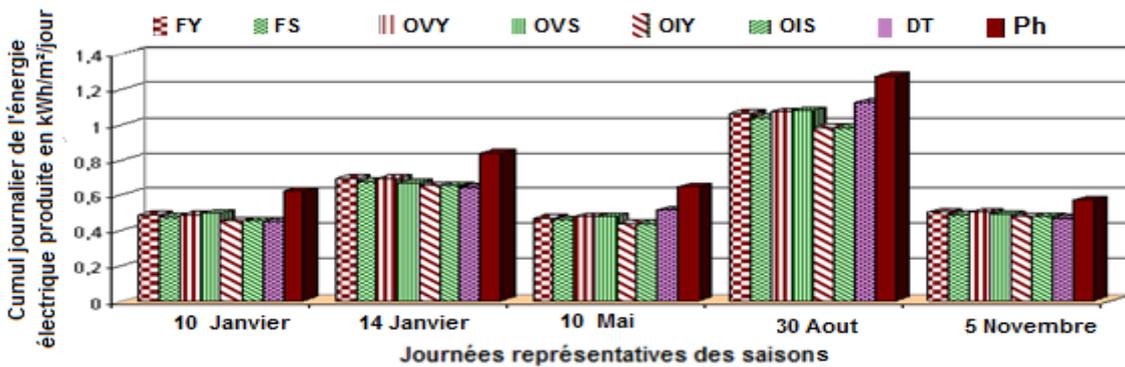


Fig. 3.1.2.11 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes durant les différentes journées couvertes retenues.

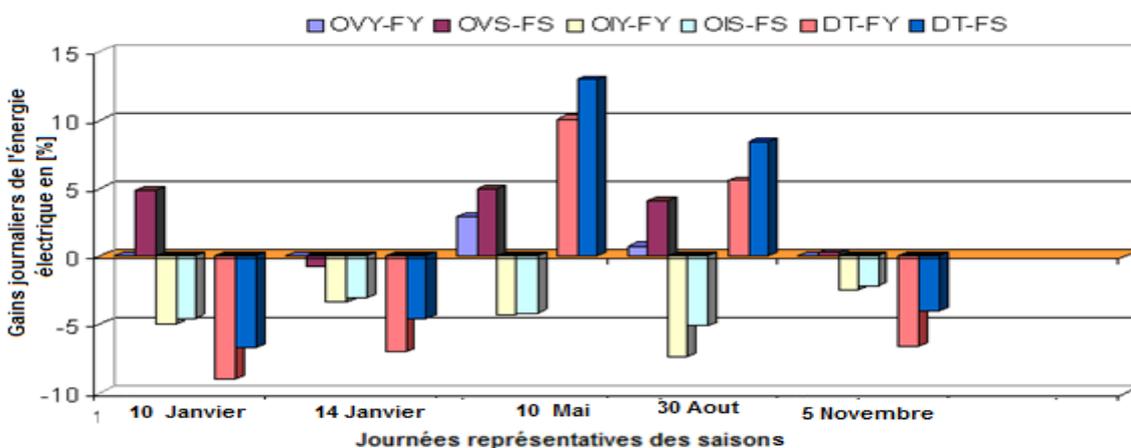


Fig. 3.1.2.12 Valeurs du gain journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite mono-axial par rapport aux systèmes traditionnels fixes et celles relatives au gain du système bi-axial par rapport aux systèmes mono-axial.

- A partir des résultats présentés sur la Figure 3.1.2.12, on constate que les panneaux entraînés par les mécanismes de poursuite produisent une faible quantité d'énergie électrique supplémentaire comparée à celles obtenue par les systèmes traditionnels fixes;
- Parfois, l'inverse se produit et les valeurs négatives présentées sur la Figure 3.1.2.12, signifiant que les panneaux traditionnels fixes produisent plus d'énergie électrique que celle produite par les panneaux montés sur les systèmes de poursuite.

Les résultats obtenus sont expliqués par le fait que pendant les jours caractérisés par un ciel nuageux, il y a une absence totale du rayonnement solaire direct et seulement ceux diffusés par l'atmosphère et réfléchies par le sol sont reçus par le panneau photovoltaïque. D'autre part, par le fait des faibles valeurs de la quantité d'éclairement solaire réfléchi par le sol (albédo $\rho_g = 0,20$, valeur utilisée dans cette étude), l'éclairement solaire diffus restera ainsi dominant. La distribution de l'irradiation solaire diffuse dans la voûte céleste étant considérée comme anisotrope, alors dans le cas d'un état de ciel couvert, l'expression du modèle proposé par Baltas et al. [128] est réduite au modèle isotrope dans lequel l'expression $(1 + \cos(\beta)) / 2$ est considérée comme le facteur de forme. D'autre part le rayonnement solaire réfléchi par le sol est également supposé isotrope et, $(1 - \cos(\beta)) / 2$ est considéré comme étant le facteur de forme correspondant. En conséquence, la quantité de l'irradiation solaire globale ainsi que celle de l'énergie électrique quotidienne respectivement collectée et produite par les panneaux photovoltaïques considérés, ne dépendent pas de l'azimut de surface du panneau, mais dépendent fortement de son inclinaison. Toutefois, selon l'inclinaison des panneaux, les valeurs des deux facteurs de forme sont généralement inférieures à l'unité pour une surface inclinée selon un angle ayant une valeur non nulle. Alors ils prennent une valeur égale à l'unité si l'inclinaison utilisée soit égale à zéro c'est ce qui correspond évidemment à celle d'une surface horizontale. Cette position conduit alors le panneau photovoltaïque à collecter la totalité d'éclairement dû au rayonnement solaire diffus et par conséquent une énergie plus importante. Ce qui peut être confirmé à partir des valeurs Ph , l'énergie électrique produite par jour, lorsque le même panneau est installé sur une surface horizontale c'est ce qui est rapporté sur la figure 3.1.2.11. Il ressort de cette figure que la quantité d'énergie électrique produite par un panneau installé horizontalement est beaucoup plus élevée que celle produite par les panneaux traditionnels fixes ou par ceux motorisés. C'est ce qui est aussi confirmé par [143] et également et par Chiou et al [9] qui a conclu que l'inclinaison optimale correspond à celle de la position horizontale de la surface

du collecteur considéré si uniquement la composante du rayonnement solaire diffus est disponible.

3.1.2.4.2 Application sur le site de Ghardaïa

Les données utilisées dans cette étude sont les valeurs de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, celles des composantes globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal ainsi que de la température ambiante. Elles sont relatives à:

- 14 journées caractérisées par un état de ciel clair ;
- 12 journées caractérisées par un état de ciel partiellement clair dont la transmissibilité quotidienne de l'atmosphère est représentée par l'indice de clarté K_T et le taux d'irradiation diffuse dans l'irradiation globale quotidienne K_D ;
- 5 journées caractérisées par un état de ciel complètement couvert.

Utilisant aussi comme données d'entrées, les caractéristiques du module BP380, moyennant le même programme MATLAB développé et selon la même procédure utilisée pour le cas du site de Bouzaréah, la quantité d'énergie électrique produite par chacun des systèmes de poursuite utilisés, les valeurs des gains correspondants et produits par les systèmes motorisés par rapport aux deux systèmes traditionnels fixes sont calculées ($Ad1[\%]$). Sont calculées aussi les valeurs du gain de l'énergie électrique produite par le système de poursuite à deux axes par rapport à celles obtenues par les systèmes utilisant les mécanismes de poursuite mono-axial ($Ad2[\%]$). Ainsi les valeurs du cumul journalier de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes et désignées par Sum , les valeurs des gains $Ad1$ et $Ad2$, les valeurs des coefficients K_T et K_D , paramètres indicateurs de la transmittivité globale de l'atmosphère et la durée théorique du jour sont présentées :

- Sur le Tableau 3.1.2.1 pour les journées complètement claires ;
- Sur le Tableau 3.1.2.2 pour les journées partiellement claires.
- Sur le Tableau 3.1.2.3 pour les journées complètement couvertes.

Ainsi à partir des résultats obtenus, les mêmes observations et commentaires apporté précédemment pour le cas du site de Bouzaréah et portant sur l'effet de :

- Saison ;
- La durée du jour ;
- L'inclinaison optimale ;
- L'état du ciel ;
- La disponibilité des différentes composantes du rayonnement solaire ;

Sur les performances d'un système photovoltaïque restent valables et aussi retenus pour le site de Ghardaïa.

Par ailleurs, si on observe les résultats présentés sur le Tableau 3.1.2.1, nous constatons que malgré qu'il s'agisse de la saison estivale, en matière de quantité d'énergie électrique, celle produite par les différents systèmes durant les mois de juin- Août sont relativement réduites par rapport à celles que pourront produire ces systèmes durant la même période mais dans des conditions plus meilleures et d'ailleurs ce qui n'est pas le cas si les résultats obtenus sur le site de Bouzaréah sont observés. Ceci est dû à notre sens à l'effet de la diffusion provoqué par les aérosols contenus dans l'atmosphère dont la quantité peut être considérée comme importante durant cette période de l'année (généralement couleur du ciel laiteuse). Ce qui est certainement lié à l'effet de poussière dégagé par l'ensemble des mini carrières installées au alentour de la station de Ghardaïa. C'est ce qui peut être confirmé par les valeurs de K_T et K_D présentées sur le Tableau 3.1.2.1 et en particulier, si on observe celles relatives au 9 et au 30 juin, au 1^{er} et au 05 juillet, au 16 et au 19 Aout.

3.1.2.5 Conclusion

Dans ce travail, nous avons considéré plusieurs configurations de système photovoltaïque dont ceux montés sur deux structures fixes et inclinés respectivement selon un angle d'inclinaison optimale annuelle et saisonnière, ceux des panneaux fixés sur des systèmes de poursuite mono – axial tournant respectivement au tour d'un axe vertical et incliné et sur lesquels sont appliqués deux angles d'inclinaison optimal annuel et saisonnier. Comme mécanismes de poursuite est utilisé aussi un système de poursuite à deux axes. Les performances de l'ensemble de ces systèmes ont été évaluées moyennant des données recueillies sur dix-huit jours et sur trente et un jour collecté respectivement sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa et représentant les différentes conditions réelles de fonctionnement d'un système photovoltaïque. Ainsi, les valeurs de l'irradiation globale effective et celle de l'énergie électrique respectivement collectée et produite par chacun des systèmes sont calculées et à partir desquelles les valeurs du gain de l'énergie électrique produite par les différents systèmes entraînés par des mécanismes de poursuite par rapport aux systèmes traditionnels fixes sont aussi évaluées. Les résultats obtenus nous ont permis d'établir les conclusions énumérées comme suit:

- L'utilisation d'un système de poursuite dans les applications solaires à capteur plan est très bénéfique durant les journées caractérisées par un état de ciel clair, inutile pendant les

➤ Table 3.1.2.1 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes et les valeurs du gain d'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes (cas de journées claires) :
site de Ghardaïa

		FY	OVY	OIY	DT	FS	OVS	OIS	DT	K_T	K_D	D_L
3	S[kWh/jour]	6.885	7.954	8.217	8.815	7.144	8.426	8.530	8.815	0.76	0.13	9.90
Janv	Ad1[%]		15.52	19.34	28.04		17.95	19.41	23.34			
2005	Ad2[%]		10.83	7.29			4.61	3.34				
6	S[kWh/jour]	7.169	8.374	8.665	9.340	7.459	8.919	9.032	9.340	0.79	0.10	9.93
Jan	Ad1[%]		16.82	20.87	30.28		19.57	21.09	25.22			
2005	Ad2[%]		11.52	7.78			4.72	3.41				
27	S[kWh/jour]	7.381	8.187	8.475	9.014	7.556	8.660	8.789	9.014	0.74	0.36	12.17
Mar	Ad1[%]		10.93	14.84	22.13		14.63	16.33	19.31			
2007	Ad2[%]		10.10	6.35			4.08	2.56				
1	S[kWh/jour]	7.494	8.975	9.158	10.823	7.599	10.528	10.563	10.823	0.78	0.13	12.35
Avr	Ad1[%]		19.77	22.21	44.43		38.55	39.01	42.43			
2006	Ad2[%]		20.59	18.18			2.80	2.46				
1	S[kWh/jour]	7.395	10.266	11.439	12.209	8.416	11.461	11.999	12.209	0.79	0.12	13.32
Mai	Ad1[%]		38.82	54.68	65.09		36.18	42.58	45.07			
2005	Ad2[%]		18.93	6.73			6.53	1.75				
9S	[kWh/jour]	6.021	8.318	8.617	9.484	7.332	8.948	9.126	9.484	0.74	0.32	14.11
Juin	Ad1[%]		38.15	43.11	57.50		22.04	24.47	29.84			
2006	Ad2[%]		14.02	10.05			5.99	3.92				
30	S[kWh/jour]	6.201	8.657	9.327	9.903	7.593	8.970	9.527	9.903	0.75	0.28	14.14
Juin	Ad1[%]		39.61	50.40	59.70		18.14	25.48	30.43			
2004	Ad2[%]		14.39	6.19			10.40	3.95				
1	S [kWh/jour]	6.199	7.782	8.281	8.921	7.207	8.442	8.579	8.921	0.72	0.33	14.14
Juil	Ad1[%]		25.55	33.59	43.92		17.14	19.04	23.79			
2007	Ad2[%]		14.63	7.73			5.67	3.99				
5	S[kWh/jour]	6.002	8.007	8.642	9.152	7.267	8.417	8.809	9.152	0.73	0.34	14.10
Juil	Ad1[%]		33.39	43.98	52.47		15.82	21.20	25.92			
2004	Ad2[%]		14.30	5.90			8.72	3.90				
6	S [kWh/jour]	6.048	7.685	7.978	8.654	6.575	8.215	8.456	8.654	0.71	0.35	13.47
Aout	Ad1[%]		27.07	31.91	43.09		24.94	28.61	31.62			
2005	Ad2[%]		12.61	8.48			5.34	2.31				
19	S [kWh/jour]	6.427	8.070	8.477	9.032	7.078	8.641	8.877	9.032	0.74	0.33	13.09
Aout	Ad1[%]		25.55	31.89	40.52		22.08	25.42	27.61			
2004	Ad2[%]		11.92	6.54			4.50	1.74				
17	S[kWh/jour]	6.780	8.067	8.182	8.473	6.822	8.255	8.388	8.473	0.75	0.26	11.10
Oct	Ad1[%]		18.64	20.33	24.61		21.01	22.97	24.97			
2005	Ad2[%]		5.03	3.55			2.65	1.01				
30	S [kWh/jour]	6.567	8.213	8.296	8.619	6.618	8.310	8.475	8.619	0.75	0.21	11.67
Sep	Ad1[%]		24.10	25.36	30.23		24.21	29.07	31.25			
2005	Ad2[%]		4.94	3.88			3.71	1.69				
30	S[kWh/jour]	7.507	9.932	10.383	10.594	7.556	10.093	10.446	10.594	0.78	0.16	11.67
Sep	Ad1[%]		38.30	38.32	41.12		33.57	38.24	40.20			
2004	Ad2[%]		6.66	2.04			4.96	1.41				

- jours de ciel nuageux et dépend principalement de la saison considérée et de l'indice de clarté quotidien K_T pour les journées partiellement clair ;
- L'emploi des mécanismes d'un système de poursuite contribue considérablement à améliorer les performances des systèmes photovoltaïques ;
- Pour une journée complètement couverte, les résultats ont montré que tous les systèmes considérés produisent une même quantité d'énergie électrique alors, que pour un même panneau photovoltaïque PV installé horizontalement présente relativement de meilleures performances.

Table. 3.1.2.2. Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes et valeurs du gain d'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes (Cas de journées partiellement claires) : site de Ghardaïa

	FY	OVY	OIY	DT	FS	OVS	OIS	DT	KT	KD	DL
20 S [kWh/jour]	4.450	4.756	4.768	4.832	4.472	4.781	4.791	4.832	0.63	0.54	10.16
Ad1[%]		6.89	7.15	8.60		6.91	7.13	8.06			
Jan Ad2[%]		1.59	1.35			1.08	0.86				
15 S [kWh/jour]	3.651	3.752	3.806	3.938	3.715	3.809	3.868	3.938	0.48	0.90	11.76
Ad1[%]		2.75	4.24	7.84		2.51	4.11	5.99			
Mar Ad2[%]		4.96	3.46			3.39	1.80				
8 S [kWh/jour]	6.613	7.480	7.484	7.914	6.989	7.691	7.740	7.914	0.68	0.47	12.58
Ad1[%]		13.10	13.16	19.67		10.03	10.73	13.23			
Avr Ad2[%]		5.81	5.76			2.90	2.26				
15 S [kWh/jour]	4.769	5.057	5.163	5.357	5.001	5.126	5.228	5.357	0.55	0.75	12.82
Ad1[%]		6.04	8.27	12.33		2.50	4.53	7.11			
Avr Ad2[%]		5.93	3.74			4.49	2.47				
2 S [kWh/jour]	3.855	3.989	4.057	4.293	4.008	4.066	4.109	4.293	0.43	0.91	14.02
Ad1[%]		3.48	5.24	11.38		1.44	2.52	7.12			
Juin Ad2[%]		7.64	5.83			5.60	4.49				
3 S [kWh/jour]	4.677	4.980	5.126	5.554	4.788	5.174	5.286	5.554	0.56	0.83	14.07
Ad1[%]		6.49	9.61	18.75		8.05	10.39	15.98			
Juin Ad2[%]		11.52	8.34			7.34	5.06				
12 S [kWh/jour]	5.117	5.508	6.052	6.387	5.487	6.094	6.284	6.387	0.59	0.67	14.13
Ad1[%]		7.64	18.27	24.83		11.07	14.53	16.41			
Juin Ad2[%]		15.97	5.54			4.81	1.64				
9 S [kWh/jour]	3.792	4.211	4.529	4.844	4.136	4.527	4.658	4.844	0.50	0.75	12.43
Ad1[%]		11.04	19.43	27.73		9.47	12.63	17.12			
Sep Ad2 [%]		15.02	6.95			6.99	3.99				
25 S [kWh/jour]	6.094	6.148	6.238	6.322	6.088	6.170	6.278	6.322	0.59	0.40	11.88
Ad1[%]		0.88	2.35	3.73		1.35	3.12	3.84			
Sep Ad2[%]		2.83	1.35			2.46	0.70				
8 S [kWh/jour]	5.560	6.077	6.160	6.251	5.607	6.153	6.177	6.251	0.67	0.40	11.43
Ad1[%]		9.30	10.81	12.43		9.74	10.17	11.48			
Oct Ad2[%]		2.86	1.47			1.59	1.20				
21 S [kWh/jour]	2.198	2.358	2.372	2.410	2.225	2.377	2.396	2.410	0.41	0.88	9.84
Ad1[%]		7.30	7.95	9.65		6.83	7.68	8.32			
Dec Ad2[%]		2.19	1.58			1.39	0.60				

Table. 3.1.2.3 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les différents systèmes et valeurs du gain d'énergie électrique produite par les différents motorisés par rapport celle produite par les systèmes traditionnels fixes (cas de journées couvertes) : site de Ghardaïa

	FY	OVY	OIY	DT	FS	OVS	OIS	DT	P _b	K _r	K _D	D _L
27 [kWh/jour] Jan Ad1[%]	1.430	1.422	1.373	1.336	1.385	1.388	1.338	1.336	1.651	0.21	0.98	10.31
		-0.57	-3.43	-6.05		0.19	-3.44	-3.55				
25 S [kWh/jour] Mai Ad1[%]	3.612	3.637	3.673	3.845	3.802	3.816	3.820	3.845	4.155	0.32	0.91	13.87
		0.71	1.69	6.47		0.34	0.45	1.13				
6 S [kWh/jour] Aout Ad1[%]	2.010	2.011	2.017	2.065	2.059	2.061	2.062	2.065	2.141	0.27	0.92	13.45
		0.07	0.38	2.76		0.07	0.02	0.03				
10 S [kWh/jour] Aout Ad1[%]	2.111	2.158	2.174	2.201	2.168	2.181	2.188	2.201	2.633	0.26	0.90	13.34
		2.23	2.96	4.25		0.59	0.90	1.51				
11 S [kWh/jour] Oct Ad1[%]	1.791	1.806	1.830	1.860	1.793	1.819	1.836	1.859	1.994	0.27	0.96	11.31
		0.79	2.14	5.80		1.40	2.36	3.6				

Cette observation conduit à concevoir un algorithme de poursuite amélioré, qui permet au panneau solaire de suivre le soleil pendant les périodes où le disque solaire est apparent et rejoint la position horizontale durant les périodes où le ciel est couvert et d'ailleurs c'est la position qui devrait être prévue pour les périodes fortement ventées ;

- Les valeurs du gain de l'énergie électrique produite par un panneau PV entraîné par un système de poursuite par rapport à celles obtenues par un panneau traditionnel fixe dépendent principalement du système employé, de l'état du ciel de la journée considérée et de l'évolution saisonnière des coordonnées horizontales du soleil dont dépend principalement la variation saisonnière de la durée du jour.
- L'utilisation d'un système de poursuite à deux axes permet au panneau PV d'acquérir de meilleures performances. Ce qui diminue progressivement de celles relatives au système de poursuite dont l'axe de rotation est incliné à celles du système entraîné par le mécanisme à axe de rotation vertical si le même angle d'inclinaison est considéré. Ce qui diminue aussi de celles relatives au système incliné selon un angle optimal saisonnier à celles produites par celui incliné selon l'angle optimal annuel ;
- Par contre, si toutes les états de ciel sont considérés, le système PV entraîné par un mécanisme de poursuite DT ne produit qu'une faible quantité d'énergie électriques par rapport aux systèmes PV fixés sur des mécanismes de poursuite mono-axiaux. Ces derniers lui deviennent compétitifs si l'aspect économique est pris en considération.

Par ailleurs, En pratique, les systèmes de poursuite solaire commercialisés sont limités en termes d'ouvertures. Bien que cette caractéristique diffère d'un système à un autre, elle reste pénalisante sur les performances du système PV en matière de quantité d'énergie solaire collectée. Ce qui est particulièrement plus notable la matinée et l'après-midi en particulier durant la saison estivale où l'angle horaire du lever du soleil est supérieur à 90° . C'est ce que nous avons pris en considération dans cette étude.

3.1.3 Etude expérimentale de l'effet des mécanismes de poursuite sur les performances d'un système photovoltaïque

3.1.3.1 Présentation des deux systèmes

Afin de mettre en évidence expérimentalement l'effet de la poursuite solaire sur les performances d'un système photovoltaïque, nous avons réalisé deux systèmes de poursuite dont l'un tourne autour d'un axe vertical et l'autre tournant autour d'un axe incliné (voir figures 3.1.3.1.a et b).

Sur chacun des deux systèmes, est monté un panneau PV constitué de deux modules photovoltaïques de marque Sharp Solar Module 80NE2EA et entraîné par un vérin électrique. Ce dernier est constitué d'un moteur à courant DC 48V munit d'un réducteur à vice sans fin. L'entraînement de chacun de ces deux mécanismes est assuré par le biais d'un bras de levier monté sur l'axe de rotations de chacun des deux mécanismes et permettant de transformer l'impulsion linéaire du vérin en mouvement rotatif du panneau photovoltaïque (voir figure 3.1.3.1).

3.1.3.2 Commande des deux systèmes

Généralement la majorité des auteurs utilisent la méthode de contrôle en boucle fermée pour gérer le positionnement des systèmes de poursuite solaire en particulier lors des applications nécessitant une grande précision. Dans cette étude, pour le contrôle du positionnement des deux systèmes réalisés, nous avons choisis une méthode très simple et qui est basée sur la méthode de commande en boucle ouverte.

En effet, basé sur un programmeur de commande logique (PLC Milinim 3), dont le diagramme bloc du programme est donné sur la figure 3.1.3.2, nous avons écrit et stocké le programme qui contient toutes les instructions de commande de chacun des moteurs DC 48V pour pouvoir entraîner un collecteur solaire d'Est en Ouest en poursuivant la position du soleil tout en collectant le l'éclairement solaire avec un angle d'incidence minimum. Ainsi, à travers un vérin à vis sans fin, le moteur actionne le bras de levier qui fait tourner le panneau photovoltaïque vers l'Est ou vers l'Ouest selon les impulsions qu'il reçoit du PLC.

Le programme développé est basé sur la vitesse de rotation azimutale du soleil. Cependant, selon la variation annuelle de l'angle horaire du lever et du coucher du soleil, pour pouvoir capter le maximum d'éclairement solaire le long de l'année, l'angle d'ouverture de chacun des deux systèmes devrait correspondre à ceux présentés dans le Tableau 3.1.3.1. A partir des résultats présentés sur ce dernier, on constate que durant les 8 mois de l'année, l'angle azimutal du lever du soleil est supérieur à 70 degrés (voir Tableau 3.1.3.1). C'est ce qui constitue une des limites que présentent généralement les systèmes de poursuite dont ceux commercialisés dont des angles d'ouvertures sont généralement limités à des valeurs variant entre plus ou moins 60 degrés et plus au moins 75 degrés. Ce qui est d'ailleurs le cas que présentent nos deux systèmes qui sont caractérisés par un angle d'ouverture limité à 140 degrés (70 degrés vers l'Est et -70 degrés vers l'Ouest). A cet effet, pour tenir compte de cette limite, le programme est conçu de manière à ce que durant les huit mois présentés sur le



(b)

Fig. 3.1.3.1 Systèmes de poursuite mono-axial réalisés (a) :axe de rotation vertical ; (b):axe de rotation à axe de rotation incliné

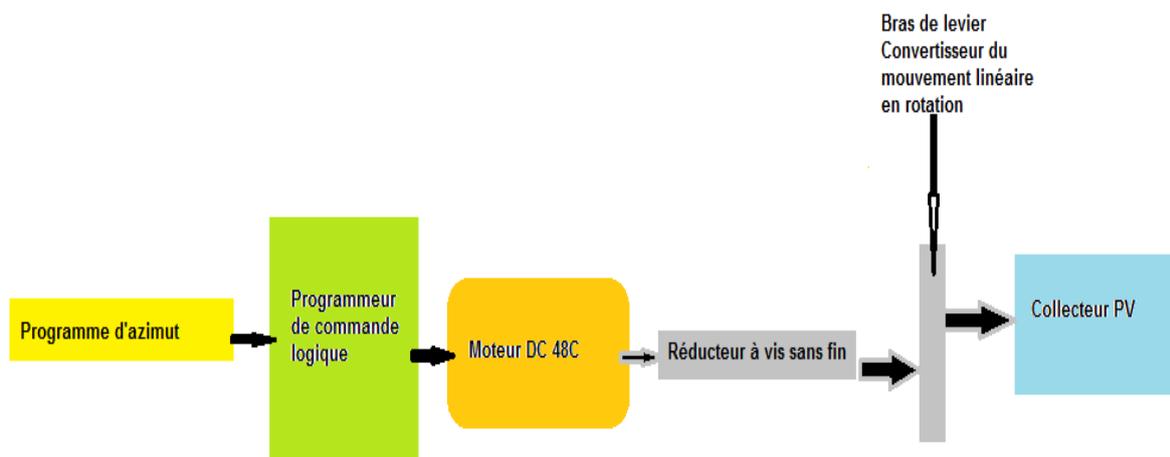


Fig. 3.1.3.2 Diagramme bloc de contrôle de poursuite utilisé

Tableau 3.1.3.1, le matin et à la fin de chaque journée considérée, le collecteur sera maintenu dans une position fixe (70 degrés) et ne commence à fonctionner qu’au moment où la valeur de l’azimut du soleil soit égale à cette valeur. Ce qui correspond aux heures et aux angles mentionnés sur le Tableau 3.1.3.2.

Tableau 3.1.3.1 Azimut du soleil à son lever et à son coucher calculé pour les journées représentatives de chaque mois de l’année.

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
AZL	55.04	70.05	78.94	97.56	104.62	108.85	107.24	100.84	91.78	73.26	66.03	53.53
HL	7.11	6.66	6.12	5.53	5.06	4.76	4.88	5.31	5.89	6.48	6.99	7.24
AZc	-55.04	-70.05	-78.94	-97.56	-104.62	-108.85	-107.24	100.84	91.78	73.26	66.03	53.53
HC	16.89	17.34	17.88	18.47	18.94	19.24	19.12	18.69	18.11	17.51	17.01	16.76

Tableau 3.1.3.2 Heures mensuelles de démarrage et d’arrêt de la poursuite des deux systèmes ainsi que les angles d’ouverture correspondants.

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Jui	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
Matin	7h 10	7h 00	7h 30	8h 45	9h 30	9h 50	9h 40	8h4 5	7h 45	7h 15	7h 00	7h 25
Le soir	16h 50	17h 00	15h 30	15h 15	15h 30	15h 10	14h 20	14h 50	15h45	16h 45	17h 00	16h 46
+/- γ_L	55	70	70	70	70	70	70	70	70	70	66	53

Par ailleurs, nous avons présenté sur la Figure 3.1.3.3, l’évolution de la variation de la vitesse angulaire azimutale du soleil lors de son mouvement apparent autour de la terre pour les journées représentatives de chaque mois de l’année et à partir desquelles, on constate que durant l’année et le mois considéré, l’angle azimutal parcouru par le soleil durant une heure, est variable d’une tranche à une autre et d’une saison à une autre. En effet, selon les résultats présentés sur cette dernière, nous constatons que pour chaque mois de l’année pour une même tranche horaire, la vitesse angulaire en terme d’azimut suit une évolution saisonnière et prend des valeurs minimales pour le mois de décembre et évoluent progressivement jusqu’à atteindre un maximum pour le mois de juin. Alors que pour une même journée, au voisinage du lever du soleil, les valeurs sont quasi constantes et augmentent au fur et à mesure que l’on se rapproche de midi en temps solaire vrai. Ce qui peut être justifié par l’allure et la pente des courbes présentées sur la figure 3.1.3.4 qui correspond à l’évolution de l’azimut du soleil durant journée représentative de trois mois de l’année.

Ainsi, pour pouvoir transformer le mouvement linéaire du vérin en mouvement rotatif du collecteur, nous avons installé un mécanisme de bras de levier sur l’axe de rotation de chacun des systèmes, pouvant s’articuler indépendamment sur deux rotules et dont les longueurs correspondent à un rayon de 160mm et 152 mm respectivement pour le système à axe de rotation vertical et incliné.

Alors, pour déterminer le pas d'ouverture des vérins, plusieurs essais ont été effectués et la plus faible valeur que nous avons pu réaliser correspond à un déplacement linéaire de 4mm pour une impulsion de 5 dixièmes de second et ce qui se traduit par des mouvements angulaires de 1.432 degrés et de 1.51 degrés respectivement de l'axe de rotation vertical et de celui incliné.

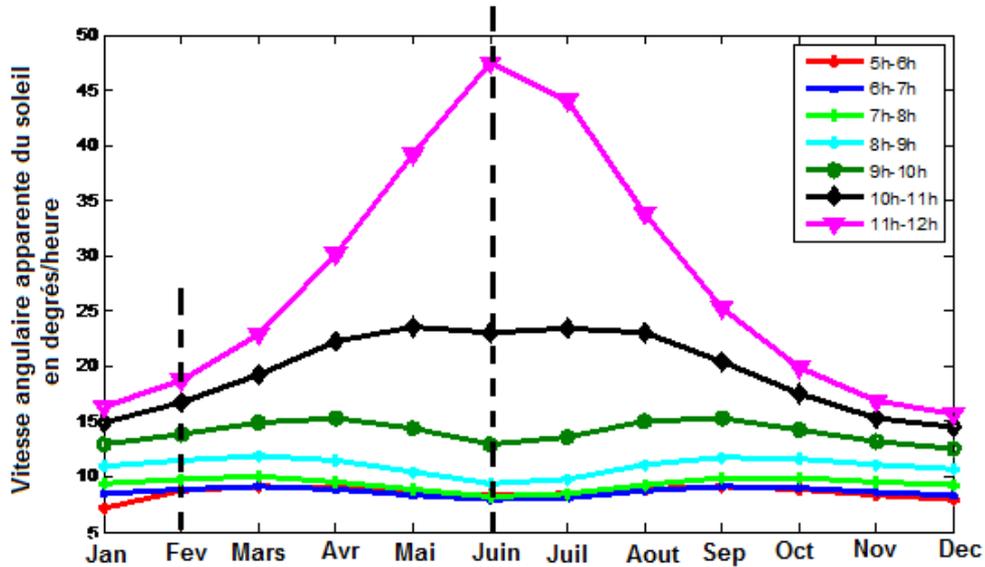


Fig.3.1.3.3 Vitesse angulaire du mouvement apparent du soleil en degrés par heure, calculée pour le site de Bouzaréah pour chaque tranche horaire du mois.

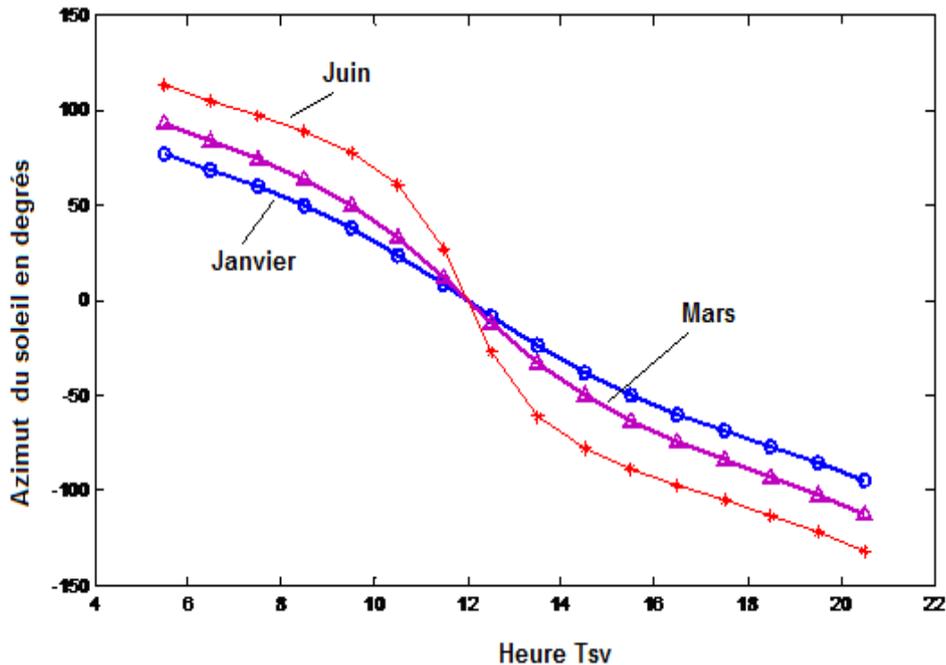


Fig. 3.1.3.4 Evolution de l'azimut du soleil durant des journées représentatives de trois mois de l'année

Tableau 3.1.3.3 Vitesse angulaire azimutal du système OVY par tranche horaire en degrés par minute

Matin soir	5h-6h 18h-19h	6h-7h 17h-18h	7h-8h 16h-17h	8h-9h 15h-16	9h-10h 14h-15h	10h-11h 13h-14h	11h-12h 12h-13h
Jan	0.137	0.148	0.169	0.198	0.232	0.262	0.275
Fev	0.145	0.155	0.176	0.210	0.255	0.298	0.317
Mars	0.150	0.157	0.180	0.221	0.283	0.356	0.392
Avr	0.148	0.152	0.172	0.218	0.306	0.441	0.527
Mai	0.140	0.140	0.155	0.197	0.298	0.527	0.737
Juin	0.135	0.132	0.143	0.179	0.277	0.561	0.911
Juil	0.137	0.136	0.149	0.187	0.288	0.548	0.824
Aout	0.145	0.148	0.166	0.211	0.307	0.477	0.599
Sept	0.150	0.156	0.178	0.222	0.294	0.386	0.435
Oct	0.148	0.156	0.178	0.214	0.264	0.315	0.338
Nov	0.140	0.150	0.171	0.201	0.238	0.271	0.285
Dec	0.135	0.146	0.166	0.194	0.226	0.254	0.265

En se basant sur la vitesse angulaire azimutale du soleil présentée sur le Tableau 3.1.3.3 pour chaque tranche horaire des journées représentatives de chaque mois de l'année [90] et à partir du pas angulaire de rotation du système, on calcul pour chaque tranche horaire le pas de temps séparant deux impulsions successives actionnant moteur d'entraînement de la vice sans fin. Ce qui constitue une séquence programmée de chaque tranche horaire considérée. Pour illustrer la méthode adoptée, on considère comme exemple le système à axe de rotation vertical et la tranche horaire 9h-10h du mois de d'avril. On constate que durant cette dernière la vitesse azimutale du soleil est de 0.306 degrés par minutes alors, comme séquence, dans le programme on prévoit donc 281 secondes comme intervalle de temps séparent deux impulsions successives pour cette tranche horaire. Par ailleurs, si on considère celle de 11h-12h du même mois le pas de temps nécessaire sera égal à 163 secondes.

3.1.3.3 Description du système électromécanique

Le Système électromécanique consiste en deux sous systèmes d'orientation dont l'un est utilisé pour la commande du système de poursuite à axe de rotation vertical et le second pour commander le système de poursuite à axe de rotation incliné. L'ensemble des commandes sont incluses dans un même boîtier du PLC (12 entrées et 8 sorties). Nous remarquons sur la figure 3.1.3.5 que le système est doté de deux systèmes d'alimentation dont l'une convertit les 220 V AC en 48 V DC pour l'alimentation des deux moteurs Mo1 et Mo2 et l'autre convertit les 220V AC en 24V DC et utilisée pour alimenter le PLC. Celui que nous avons choisi est du type Crouzet Milinium 3 que nous pouvions facilement adapter pour cette application. Ce dernier dispose de 12 entrées et 8 sorties.

Avec :

I1 correspond au bouton de démarrage automatique du système;

I2 est le bouton d'arrêt de la poursuite ;

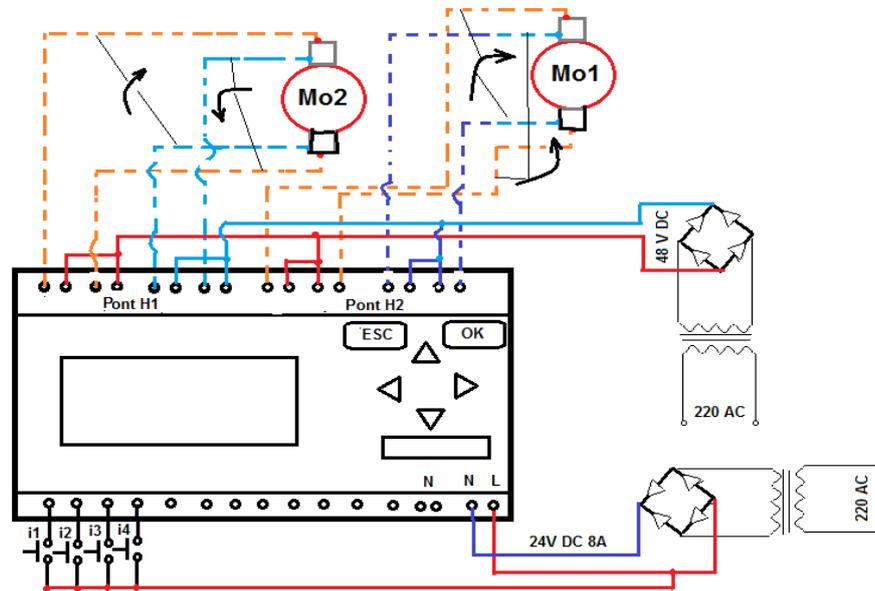


Fig. 3.1.3.5 Montage électromagnétique du système de commande des deux mécanismes de poursuite

I3 est le bouton poussoir manuel pour ajuster la poursuite Est-Ouest du système ;

I4 est le bouton poussoir manuel pour ajuster la poursuite Ouest-Est du système ;

Fc1 est un fin de course de sécurité, qui permet d'arrêter le système lors de son retour automatique en fin de journée. Il sert aussi à limiter l'angle d'ouverture du système vers l'Est.

Fc2 est un fin de course de sécurité, qui permet d'arrêter le système à sa limite en fin de journée (Ouest);

Les 8 sorties du PLC sont sollicitées dont l'orientation de chacun des moteurs est assurée par quatre relais montés en pont H.

3.1.3.4 Montage expérimental

Afin d'évaluer expérimentalement l'effet de la poursuite solaire sur un système photovoltaïque, les deux mécanismes conçus et réalisés (voir Figures 3.1.3.1) sont installés sur le site de Bouzaréah. Nous avons aussi réalisé un troisième système qui consiste en celui considéré comme traditionnel fixe (voir figure 3.1.3.1), alors que pour les trois systèmes nous avons retenu une inclinaison fixe égale à la latitude du lieu et sur chacun des systèmes considérés, nous avons installé :

- ❖ Un pyranomètre du type Kypp and Zonen CM11 qui permet de mesurer l'éclairement global incident sur chacun des panneaux considérés (voir Figure 3.1.3.6) ;

❖ Six thermocouples du type K sont installés par paire et permettant de mesurer la température des surfaces basse et haute de chacun des collecteurs PV un Thermocouple du type K est utilisé pour mesurer la température ambiante (voir Figure 3.1.36). ;

Comme paramètre indicateur de performance des systèmes PV, nous avons retenu le courant de court circuit I_{sc} parcourant un shunt installé aux bornes de chacun des panneaux PV ainsi que l'éclairement dû au rayonnement global collecté par chacun d'eux ;

Nous avons alors opté pour ces paramètres car, d'une part, comme le montre la Figure 3.1.4.a, la valeur du courant de court circuit I_{sc} est proportionnelle à celle de l'éclairement solaire global que reçoit le panneau PV considéré et d'autre part, la valeur de l'éclairement global correspond à l'indicateur de performance de chacun des systèmes en matière de précision de positionnement du panneau PV.

Pour assurer la collecte des données, l'ensemble des instruments de mesure sont connectés à une acquisition de données de Marque Fluke Hydra data logger (voir Figure 3.1.3.7) gérée par un programme dont le pas de temps d'enregistrement correspond à cinq minutes d'intervalle.

La commande de la poursuite des deux systèmes est assurée par le programme de commande logique dont une vue d'ensemble est présentée sur la figure 3.1.3.8.

L'expérimentation des systèmes retenus a eu lieu le 1^{er} du mois de décembre de L'année 2011 sur le site de Bouzareah.

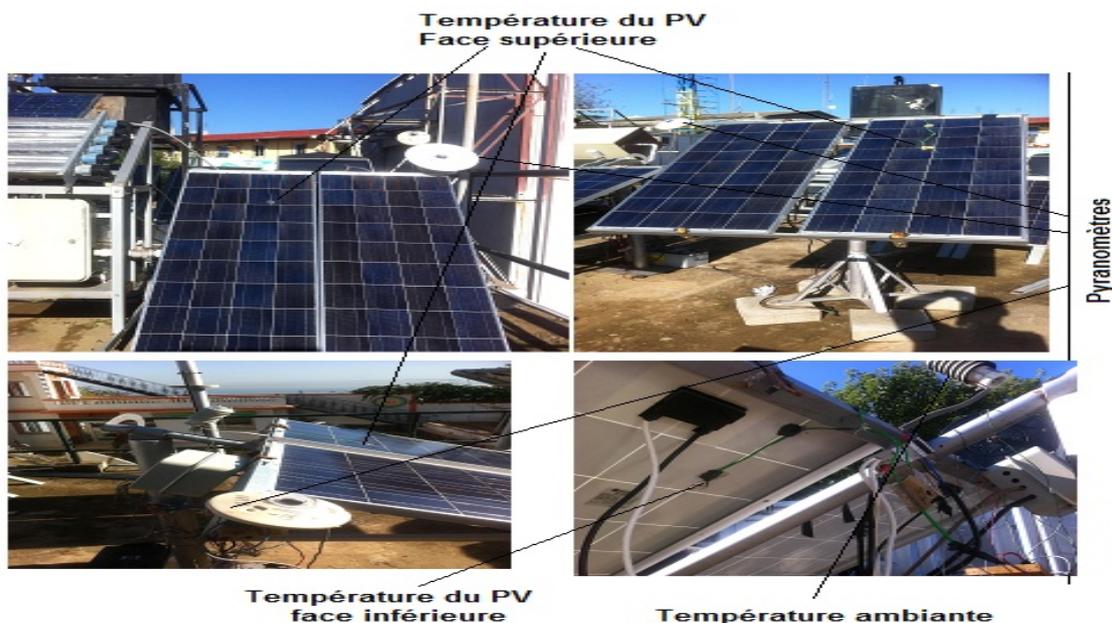


Fig.3.1.3.6 Montage expérimental pour la mesure de l'éclairement global, de la température des faces frontales et inférieures des modules PV et de la température ambiante

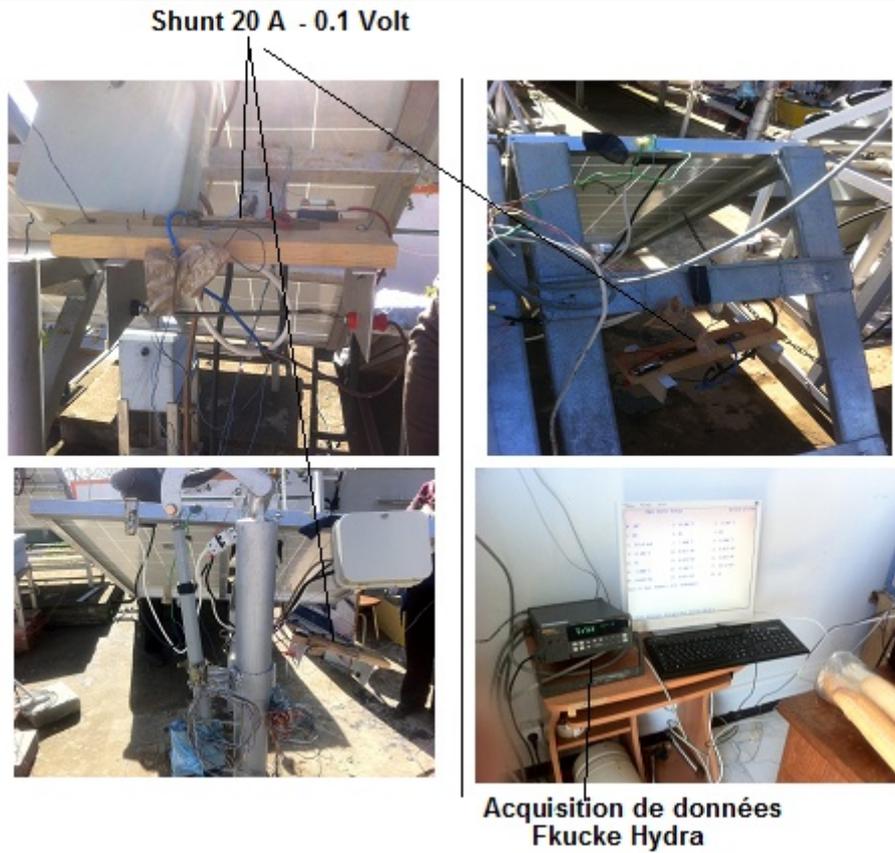


Fig.3.1.3.7 Montage expérimental pour la mesure du courant I_{sc} débité par chacun panneaux PV et du système d'acquisition

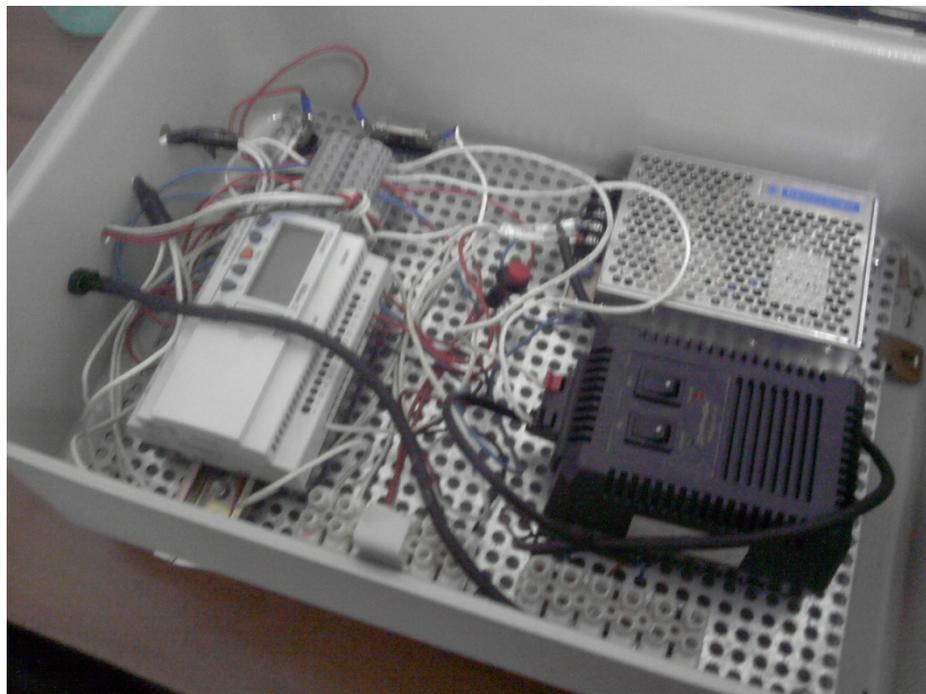


Figure 3.1.3.8 Vue d'ensemble du programmeur de commande logique réalisé

3.1.3.5 Résultats et discussion

Comme résultats obtenus, nous présentons ce qui suit :

- ✓ Sur la Figure 3.1.3.9 est présentée l'évolution de l'éclairement dû au rayonnement global incident sur chacun des panneaux PV considérés ;
- ✓ Sur la Figure 3.1.3.10 est présentée l'évolution des valeurs du gain d'éclairement global collecté par chacun des deux systèmes de poursuite par rapport à celles obtenues par le système fixe ;
- ✓ Sur la Figure 3.1.3.11 est présentée l'évolution des valeurs du courant de court circuit débité par chacun des modules considérés ;
- ✓ Sur la Figure 3.1.3.12 est présentée l'évolution de la température de chacun des panneaux PV considérés.

A partir des résultats obtenus, nous constatons qu'effectivement, un mécanisme de poursuite permet d'améliorer les performances d'un système PV.

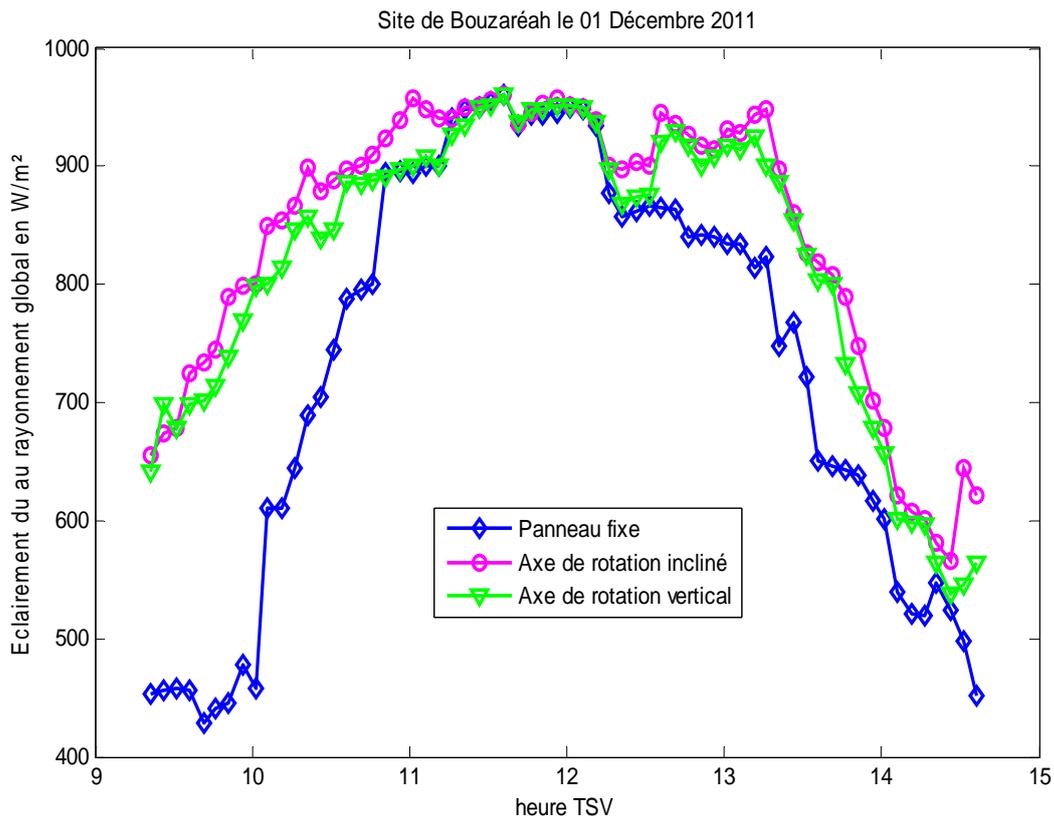


Fig. 3.1.3.9 Evolution de l'éclairement global collecté par chacun des systèmes

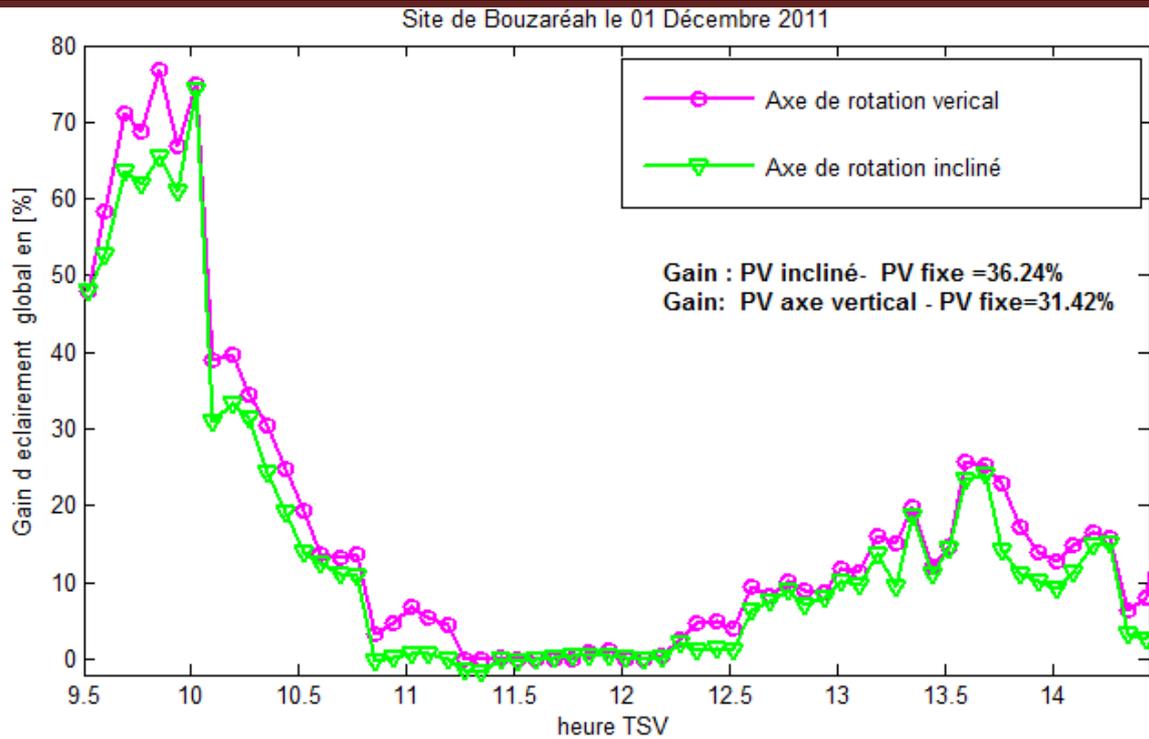


Fig. 3.1.3.10 Evolution du gain de l'éclairage global collecté par les deux systèmes de poursuite par rapport à celui collecté par le système fixe

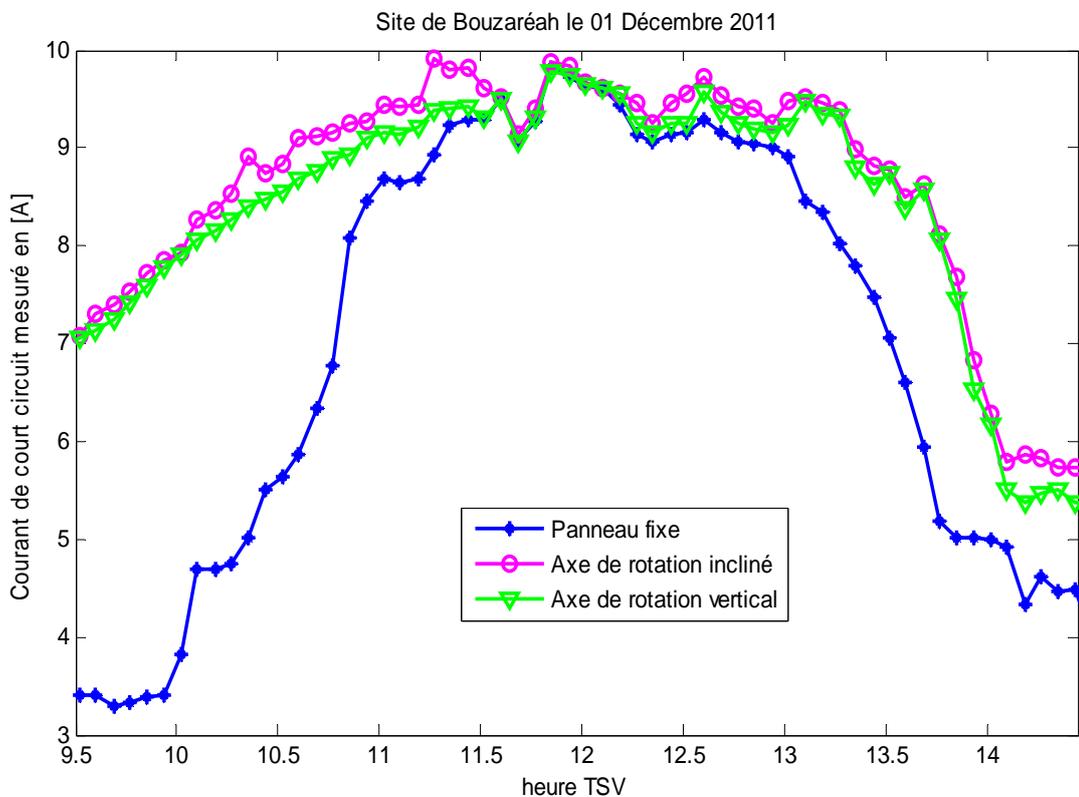


Fig. 3.1.3.11 Evolution du courant I_{sc} débité par chacun des systèmes.

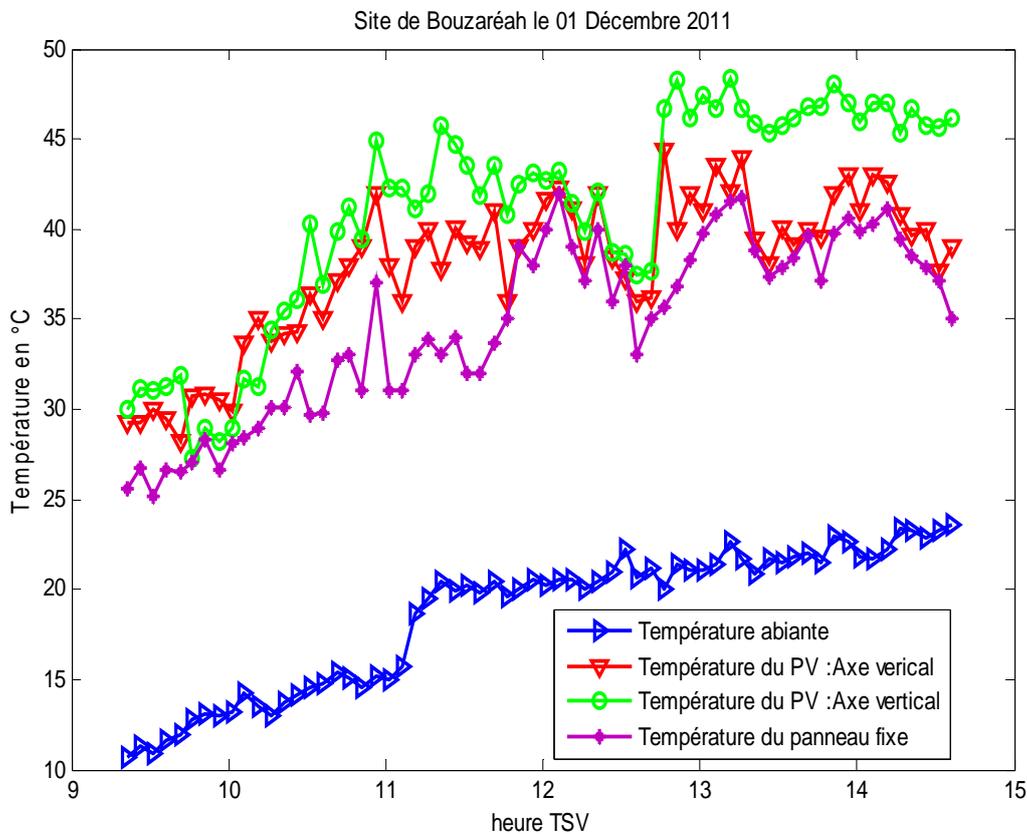


Fig. 3.1.3.12 Evolution de la température de chacun des collecteurs et de celle de l'ambiance Si on observe les figures 3.1.3.9 et 3.1.3.11, nous constatons que durant le matin et l'après midi, les deux systèmes collectent et débitent respectivement plus d'éclairement global et de courant I_{sc} que ceux obtenus par le système fixe. Alors que durant les heures avoisinantes

midi en temps solaire vrai, les deux systèmes de poursuite conduisent les deux panneaux PV à acquérir les mêmes performances que celles obtenues par le panneau fixe.

Ce qui s'explique simplement par le fait durant le matin et l'après midi, les deux systèmes de poursuite sont orientés vers le disque solaire et reçoivent l'éclairement dû au rayonnement direct sous un faible angle d'incidence par rapport à celui sous lequel il est reçu par le système fixe. Alors qu'au voisinage de midi, les trois systèmes ont les mêmes configurations (les mêmes inclinaisons et orientations), ce qui les conduit à collecter les mêmes quantités d'éclairement et par conséquent débiter le même courant I_{sc} . Ce qui est confirmé par les résultats théoriques présentés précédemment, par Abou-Khader [16], Al-Mohamad [19] et par Chang [14].

Par ailleurs, nous constatons sur les mêmes Figures 3.1.3.9 et 3.1.3.11, que l'évolution des différents paramètres mesurés présente des fluctuations. Ceci s'explique par le fait que durant cette journée en particulier au alentour de midi, il y a eu un passage de Cirrus (floquant de nuage trop léger et quasi-transparent), ce qui affaiblis la quantité d'éclairement direct incidente sur l'ensemble des collecteurs.

Sur la Figure 3.1.3.12 est présentée l'évolution de la température de chacun des panneaux. Bien que la température d'un module PV dépende principalement de la température ambiante et des valeurs de l'éclairement global reçu par chacun des systèmes, nous constatons que l'évolution de la température de ces derniers varie selon la même allure que celle de l'éclairement globale sauf que l'égalité des valeurs de températures est décalée environs de 20 à 25 minutes par rapport à midi en temps solaire vrai. Ce qui est lié à notre sens à l'inertie thermique du module photovoltaïque.

3.1.4 Performances mensuelles et annuelles

Dans cette partie, les cinq configurations de systèmes de poursuite solaire ainsi que les deux systèmes traditionnels fixes considérés dans l'étude précédente ont été reconduits dans la présente. L'évaluation des performances des différents systèmes a été effectuée sur les sites considérés précédemment dont celui de Bouzaréah et celui de Ghardaïa. Tenant compte de tous les états du ciel, le cumul mensuel et annuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes ont été évalués. Les valeurs du gain en matière d'énergie électrique produite par les différents panneaux photovoltaïques montés sur différents systèmes de poursuite par rapport à celle fournie par les systèmes traditionnels ont été aussi évaluées.

3.1.4.1 Les données utilisées

Dans ce travail, une année complète (2001) de valeurs horaires de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal ainsi que les données relatives à la température de l'air correspondant ont été recueillies sur le site de Bouzaréah sont utilisées comme données d'entrées. Pour le site de Ghardaïa, les mêmes paramètres mesurés durant une année (2005) ont été aussi considérés.

3.1.4.2 Résultats et discussion

Un programme MATLAB a été développé dans lequel sont utilisées comme données d'entrées, les valeurs horaires de l'irradiation directe horaire mesurée sur un plan normal, celles des irradiations globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal ainsi que celles de la température de l'air ambiant. Ont été aussi utilisées comme données d'entrées, les caractéristiques du module BP380, la latitude du site, l'angle d'inclinaison optimal annuel ou

saisonnier ainsi que les modèles de calcul de l'irradiation effective sur différentes surfaces considérées. En effet, pour les différents pas de temps, les valeurs du cumul journalier de l'irradiation globale effective et de l'énergie électrique respectivement collectées et produites par les différents systèmes ont été calculées et présentées séparément comme suit :

3.1.4.2.1 Résultats journaliers

Les valeurs du cumul journalier de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes (*FY*, *OVY*, *OIY*, *FS*, *OVS*, *OIS* et *DT*) sont calculées à partir des valeurs horaires obtenues et les résultats correspondants sont présentés respectivement dans les Figures 3.1.4.1 – 3.1.4.4.

3.1.4.2.2 Résultats mensuels

Pour les deux sites considérés, à partir des valeurs du cumul journalier sont calculés :

- Le cumul mensuel de l'irradiation globale collectée par les 12 modules BP380 fixés sur les systèmes *FS*, *OVS*, *OVS*, *OIY*, *OIS* ainsi que le système *DT* et les résultats obtenus sont présentés sur les Figures 3.1.4.5 et 3.1.4.6 ;
- Le cumul mensuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes et les résultats obtenus sont présentés sur les Figures 3.1.4.7 et 3.1.4.8 ;
- Les valeurs du gain d'énergie électrique produite par les 12 BP380 modules montés sur les différents mécanismes motorisés par rapport à celle produite par les deux systèmes traditionnels fixes (*OVY-FY*, *OIY-FY*, *OVS-FS*, *OIS-FS*, *DT-FY* et *DT-FS*) sont évaluées et les résultats correspondant aux deux sites retenus sont présentés sur les Figures 3.1.4.9 et 3.1.4.10 ;
- Les valeurs du gain produit par les 12 BP380 modules munis du mécanisme *DT* par rapport à celles produites par les systèmes de poursuite mono –axial *OVY*, *OIY*, *OVS*, *OIS* sont aussi calculées et présentées sur les Figures 3.1.4.11 et 3.1.4.12.

Cependant, à partir des résultats présentés sur les Figures 3.1.4.5- Fig.3.1.4.8, nous pouvons aussi noter que:

- L'irradiation globale collectée ainsi que l'énergie électrique produite par les différents systèmes suivent une évolution saisonnière;
- Le panneau solaire munit d'un système de poursuite à deux axes présente les meilleures performances durant toute l'année ;
- Durant la période estivale, le système de poursuite mono-axial *OIS* conduit le panneau photovoltaïque à acquérir les secondes meilleures performances suivit par ceux obtenus par celui monté sur le mécanisme de poursuite *OIY*. Par contre, durant le reste de l'année et en particulier durant la période hivernale (Octobre-Février), les panneaux fixés sur les systèmes

de poursuite *OVY*, *OVS*, *OIY* et *OIS* présentent plus ou moins les même performances alors que le systèmes *DT* présente un léger gain supplémentaire en matière d'énergie électrique produite ;

o Si les résultats relatifs aux systèmes traditionnels fixes *FY* et *FS* sont considérés, (voir les Figures 3.1.4.5 - 3.1.4.8), on peut noter que durant la période (Octobre à Février) les deux systèmes collectent et produisent respectivement les mêmes quantités d'irradiation globale solaire et d'énergie électrique mais durant le reste de l'année le panneau incliné selon l'inclinaison optimale saisonnière (*FS*) présente les meilleurs performances.

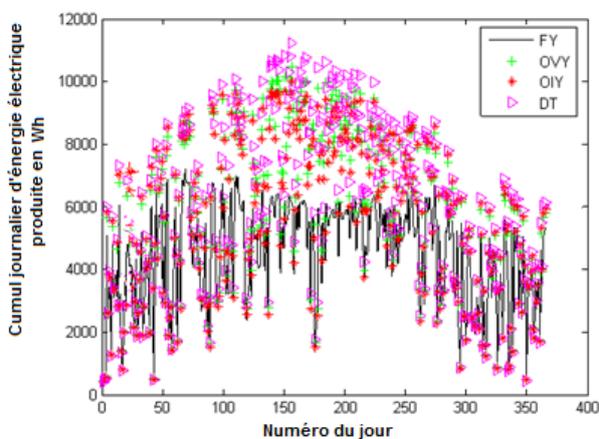


Fig. 3.1.4.1 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques *FY*, *Ovy*, *Oiy* et *DT* durant l'année 2001. (site de Bouzaréah)

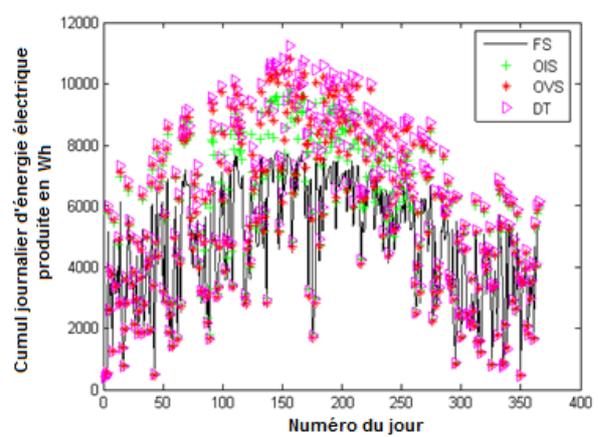


Fig. 3.1.4.2 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques *FS*, *Ois*, *Ovs*, *Ois* et *DT* durant l'année 2001. (site de Bouzaréah)

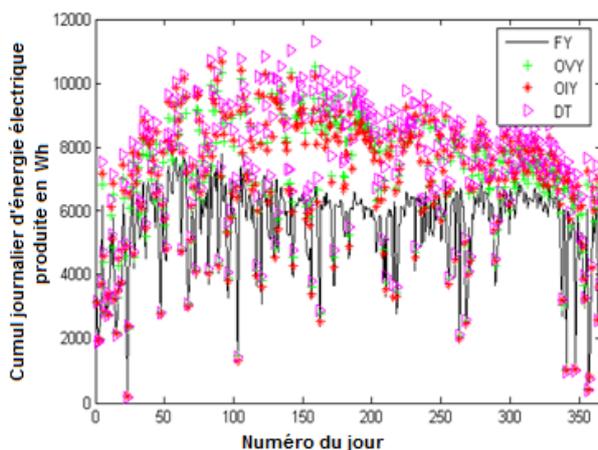


Fig. 3.1.4.3 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques *FY*, *Ovy*, *Oiy* et *DT* durant l'année 2005. (site de Ghardaïa)

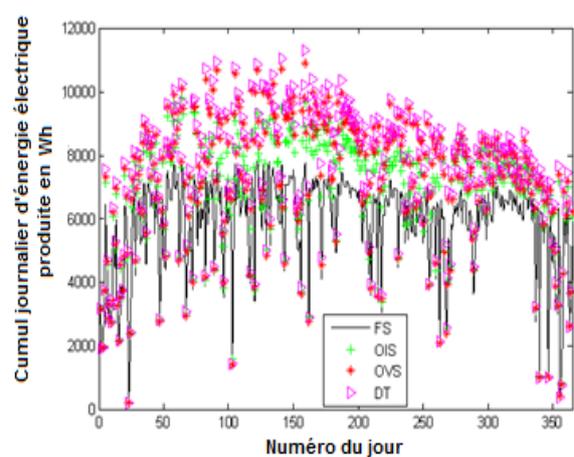


Fig. 3.1.4.4 Cumul journalier de l'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques *FS*, *Ovs*, *Ois* et *DT* durant l'année 2005. (site de Ghardaïa)

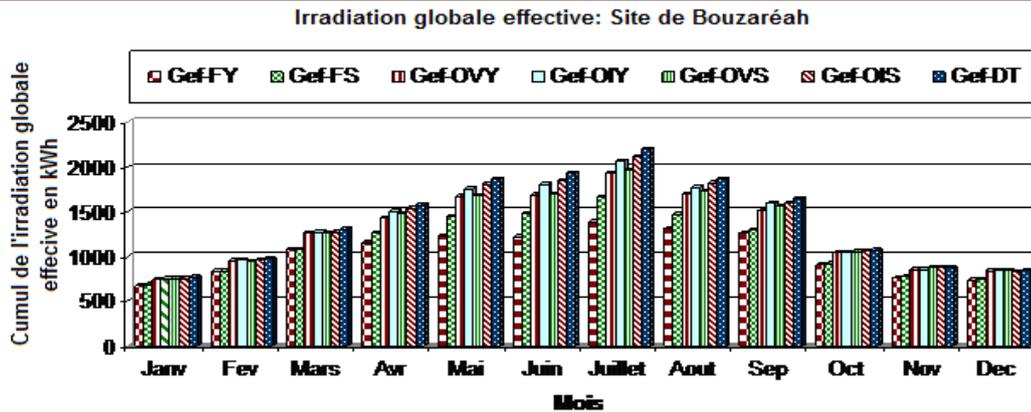


Fig. 3.1.4.5 Cumul mensuel de l'irradiation globale effective collectée par les différents systèmes sur le site de Bouzaréah (année 2001).

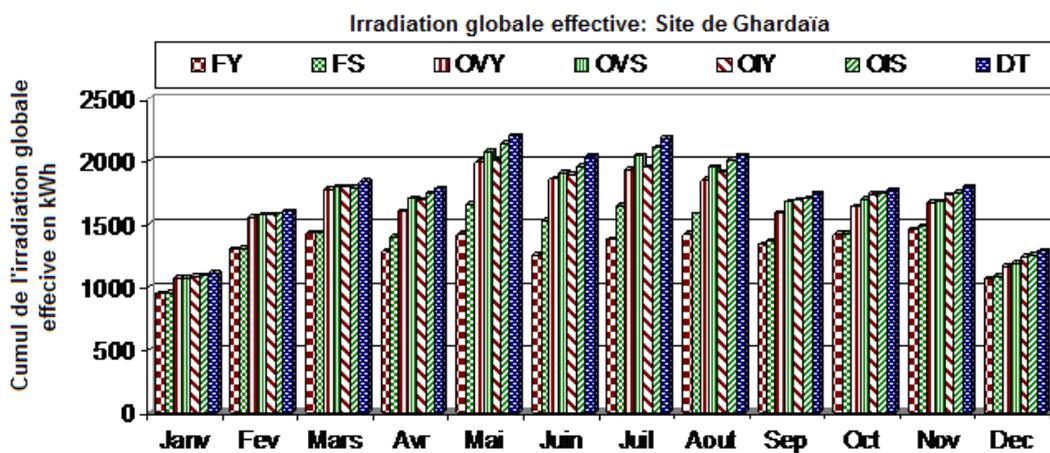


Fig. 3.1.4.6 Cumul mensuel de l'irradiation globale effective collectée par les différents systèmes sur le site de Ghardaïa (année 2005).

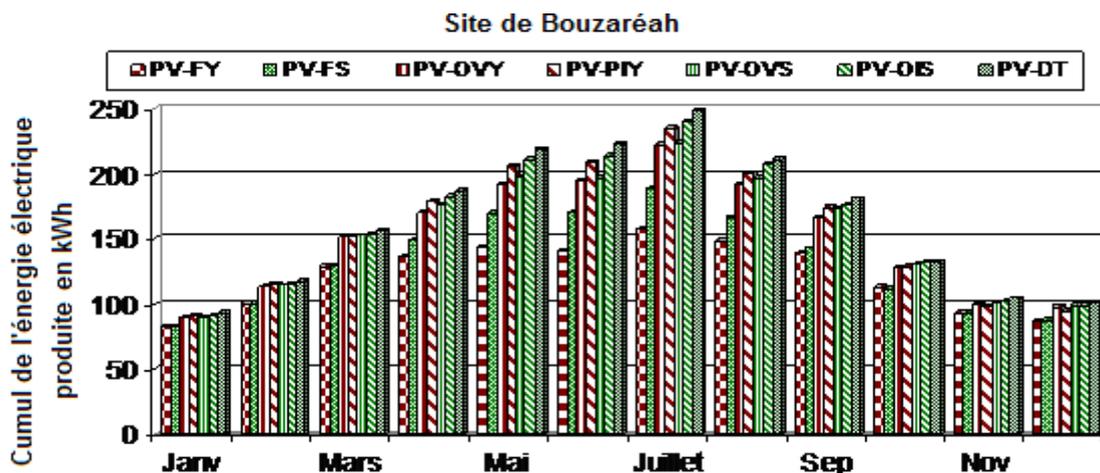


Fig. 3.1.4.7 Cumul mensuel de l'énergie électrique produite par les différents systèmes Sur le site de Bouzaréah (année 2001).

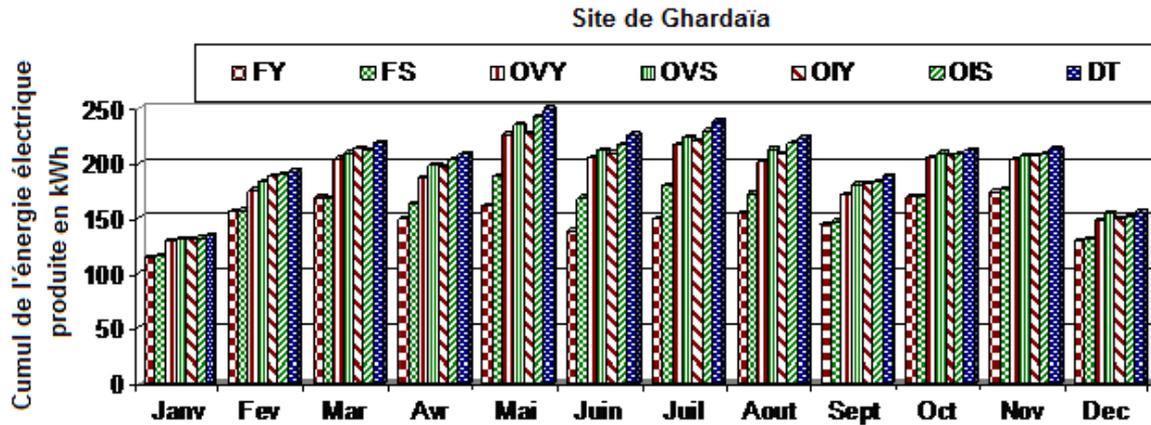


Fig. 3.1.4.8 Cumul mensuel de l'énergie électrique produite par les différents systèmes sur le site de Ghardaïa (année 2005).

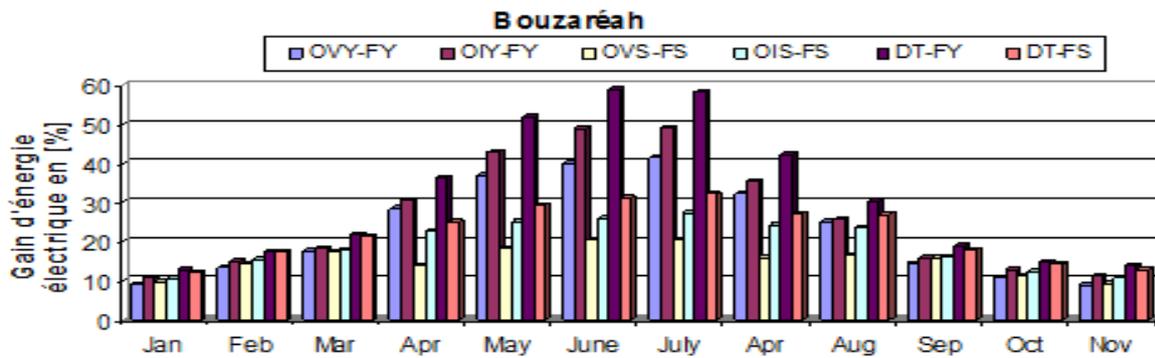


Fig. 3.1.4.9 Valeurs du gain mensuel en [%] de l'énergie électrique produite par les systèmes OVI, OIY, OVS, OIS et DT par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes FY et FS. (Site de Bouzaréah année 2001)

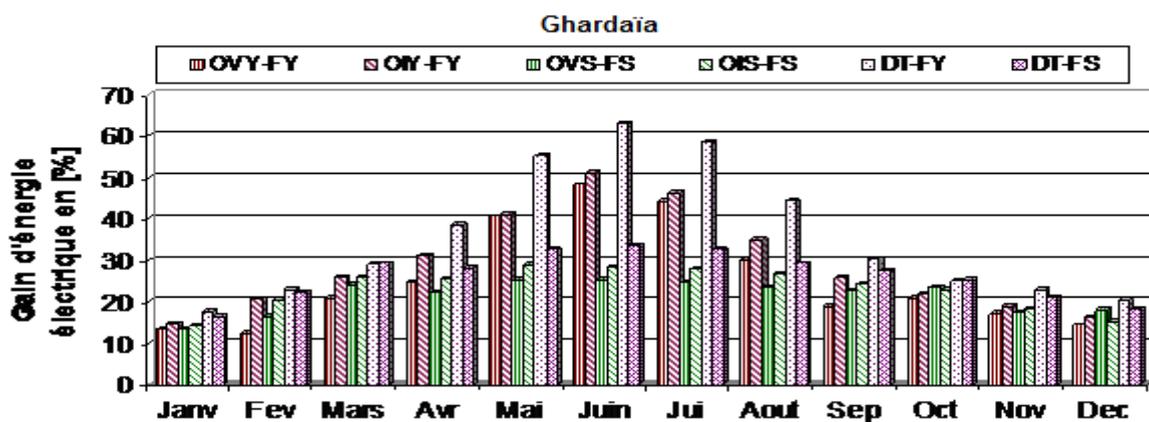


Fig 3.1.4.10 Valeurs du gain mensuel en [%] d'énergie électrique produite par les systèmes OVI, OIY, OVS, OIS et DT par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes FY et FS. (Site de Ghardaïa année 2005)

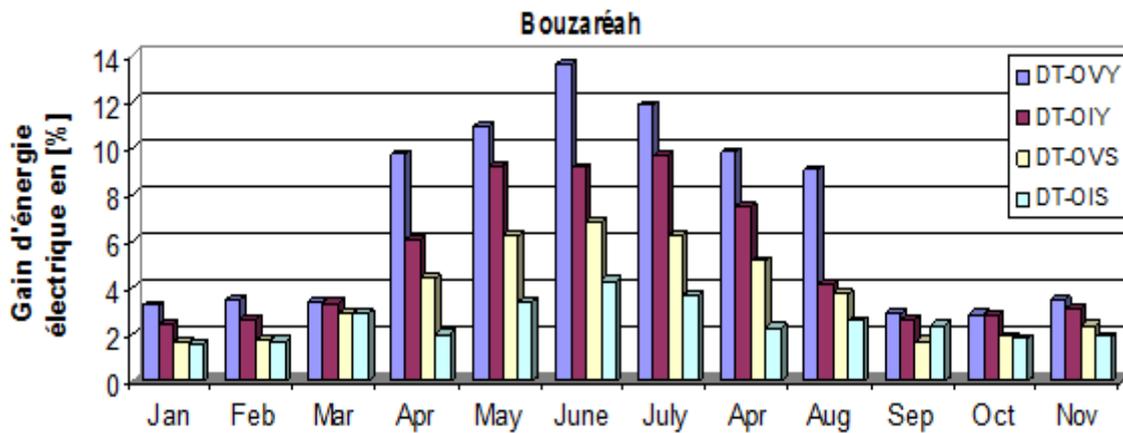


Fig. 3.1.4.11 Valeurs du gain mensuel en [%] de l'énergie électrique produite par le panneau photovoltaïque monté sur le Système *DT* par rapport à celle produite par chacun des systèmes *OVY*, *OIY*, *OVS*, *OIS*. (Site de Bouzaréah année 2001)

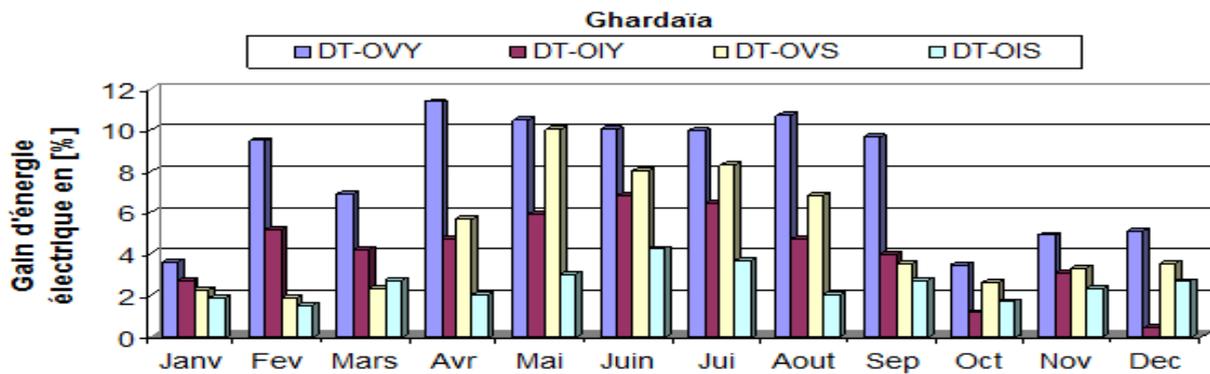


Fig. 3.1.4.12 Valeurs du gain mensuel en [%] de l'énergie électrique produite par le panneau photovoltaïque monté sur le Système *DT* par rapport à celle produite par chacun des systèmes *OVY*, *OIY*, *OVS*, *OIS*. (Site de Ghardaïa année 2005)

Ces résultats peuvent s'expliquer par le fait que la quantité d'irradiation globale recueillie et celle de l'énergie électrique produite sont liées aux variations saisonnières de la couverture nuageuse et par conséquent à la disponibilité du potentiel énergétique solaire en particulier de l'éclairement dû au rayonnement direct, de la durée du jour ou des coordonnées horizontales du soleil, du type du système de poursuite et du choix de l'angle d'inclinaison optimal ;

Quantitativement, la comparaison des performances des différents systèmes a été faite en calculant le gain de l'énergie électrique produite par les différents panneaux poursuivant la trajectoire du soleil à celles produites par ceux considérés comme traditionnels fixes. Ainsi à partir des résultats présentés sur les Figures 3.1.4.9 et 3.1.4.10 on constate que:

- Si les résultats relatifs au système de poursuite bi - axial *DT* sont considérés et comparés à ceux obtenus par les deux systèmes fixes *FY* et *FS*, on notera que:

Les quantités de l'énergie électrique supplémentaire produites par le panneau *DT* par rapport à celles produites par les panneaux fixes *FY* et *FS* varient d'un mois à l'autre en suivant également une variation saisonnière;

- Par rapport à l'énergie électrique produite par le panneau fixe *FY*, le gain produit par le système *DT* prend des valeurs variant entre 12.6% et 58.91 % pour le site de Bouzaréah et entre 17.46% et 63.07% pour le site de Ghardaïa.
- Par rapport à l'énergie électrique produite par le panneau *FS*, le gain obtenu prend également des valeurs variant entre 12.16 % en et 32.09 % pour le site de Bouzaréah et entre 16.42% et 33.76% pour le site de Ghardaïa.

Ce qui montre encore que le système *FS* présente de meilleures performances que le système *FY*.

Ce qui montre aussi que ces systèmes présentent de meilleures performances sur le site de Ghardaïa comparés à ceux obtenus sur le site de Bouzaréah vu la meilleure disponibilité du gisement solaire.

Les résultats présentés sur les Figures 3.1.4.11 et 3.1.4.12 montrent également que:

- Par rapport aux panneaux photovoltaïques fixés sur les systèmes de poursuite mono- axial *OVY*, *OVS*, *OIY* et *OIS*, celui fixé sur le système *DT* présente des gains relativement très réduit comparé à ceux obtenus par rapport aux systèmes fixes.
 - Ainsi comparativement aux systèmes *OVY* et *OVS*, les valeurs du gain varient respectivement :
 - ❖ Entre 2.88 % et 13.57% et entre 1.67 % et 6.82 % si les résultats obtenu sur le site de Bouzaréah sont considérés (voir Figure 3.1.4.11) ;
 - ❖ Entre 3.44% et 11.32% et entre 1.94% et 10.01% si les résultats relatifs au site de Ghardaïa sont considérés (voir Figure 3.1.4.12);
 - Par ailleurs, par rapport aux systèmes *OIY* et *OIS*, elles varient entre :
 - ❖ 2.40% et 9.66 % et entre 1.61% et 4.30 % si les résultats relatifs au site de Bouzaréah sont considérés (voir Figure 3.1.4.11) ;
 - ❖ 1.20% et 6.84% et entre 1.91% et 4.25% si les résultats relatifs au site de Ghardaïa sont considérés.

A partir de ces résultats nous pouvons affirmer encore qu'au cours de l'année, si toutes les conditions de fonctionnement sont prises en considération, les panneaux photovoltaïques montés sur les systèmes de poursuite mono – axiale comme l'*OIS* et le système *OIY* présentent des performances qui peuvent être compétitifs avec ceux présentés par le système de poursuite à deux axes si l'aspect économique sera considéré.

-
- Si on observe les résultats présentés sur les Figures 3.1.4.9 et 3.1.4.10 et si on examine encore que le gain obtenu par les systèmes de poursuite mono – axial par rapport aux systèmes fixes on constate que :
 - ❖ Les systèmes *OVY* et *OVS* produisent une quantité d'énergie électrique supplémentaire par rapport à celle produite respectivement par les deux systèmes fixes (*FY* et *FS*), mais qui reste aussi inférieure à celle obtenue en utilisant le mécanisme de poursuite *DT*.
 - Alors si les résultats relatifs au site de Bouzaréah sont pris en considération (voir Figure 3.1.4.9) les valeurs du gain obtenus varient entre:
 - ❖ 8.93 % et 41.63% et 9.32% et 20.45%, si les quantités de l'énergie électrique produite par les systèmes *OVY* et *OVS* sont considérées et comparées respectivement à celles produite par les systèmes, *FY* et *FS* ;
 - Par contre si les résultats relatifs au site de Ghardaïa sont considérés, les systèmes *OVY* et *OVS*, par rapport respectivement aux systèmes *FY* et *FS* produisent un gain dont les valeurs varient entre :
 - ❖ 13.34 % et 48.6% et 13.34% et 25.20% (voir figure 3.1.4.12);
 - D'autre part, si les résultats relatifs aux systèmes de poursuite *OIY* et *OIS* (voir Figures 3.1.4.9 et 3.1.4.10) sont considérés, de même, nous constatons aussi que ces deux systèmes produisent respectivement plus d'énergie d'électricité comparés à celle produite par les deux systèmes fixes *FY* et *FS*, mais le gain correspondant reste aussi inférieur à celui obtenu en utilisant le mécanisme *DT*, en outre :
 - Par rapport au système fixe *FY*, le gain obtenu par le système *OIY* prend des valeurs variant entre 10.75% et 49.02% et entre 13.34% et 48.26% si respectivement les résultats relatifs aux sites de Bouzaréah et de Ghardaïa sont considérés.
 - Contre des valeurs variant entre 10.39% et 27.43% et entre 14.24% et 28.73% si les résultats relatifs aux systèmes *OIS* et *FS* sont considérés (voir Figure 3.1.4.11 et Figure 3.1.4.12).

A cet effet, les résultats obtenus dans cette étude s'explique par les mêmes raisons évoquées dans la section précédente auxquelles nous pouvons rajouter les raisons suivantes: La variation saisonnière des constituants de l'atmosphère comme la couverture nuageuse de, la quantité de la vapeur d'eau et celle des aérosols affectent directement le coefficient de transmission global de l'atmosphère. Ce dernier affecte à son tour la quantité d'éclairement dû au rayonnement global recueillie par les panneaux PV considéré, et donc la puissance électrique produite;

3.1.4.2.3 Résultats annuels

A partir des cumuls mensuels des valeurs de l'irradiation globale effective ainsi que celles de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes, sont calculées celles du cumul annuel correspondant. Sont aussi déduites les valeurs du gain annuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes de poursuite et les résultats correspondants sont présentés comme suit :

- ❖ Sur les Figures.3.1.4.13 et 3.1.4.14, sont présentés respectivement les cumuls annuels de l'irradiation globale effective collectée par chacun des systèmes respectivement sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa.
- ❖ Sur les Figures 3.1.4.15 et 3.1.4.16, sont présentés respectivement les cumuls annuels de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes respectivement sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa.

❖

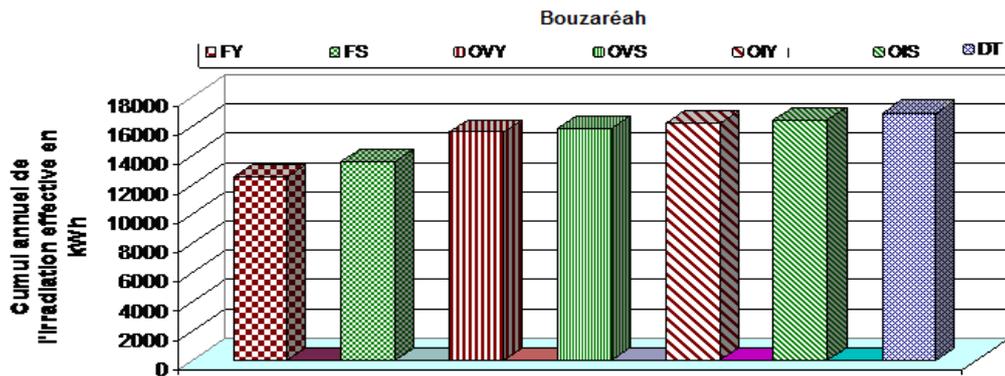


Fig. 3.1.4.13 Cumul annuel de l'irradiation effective collectée par chacun des systèmes sur le site de Bouzaréah

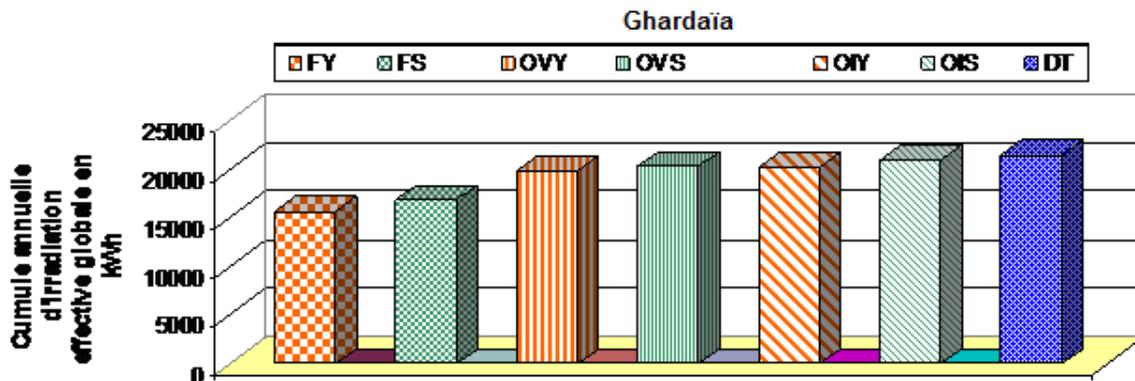


Fig. 3.1.4.14 Cumul annuel de l'irradiation effective collectée par chacun des systèmes sur le site de Ghardaïa

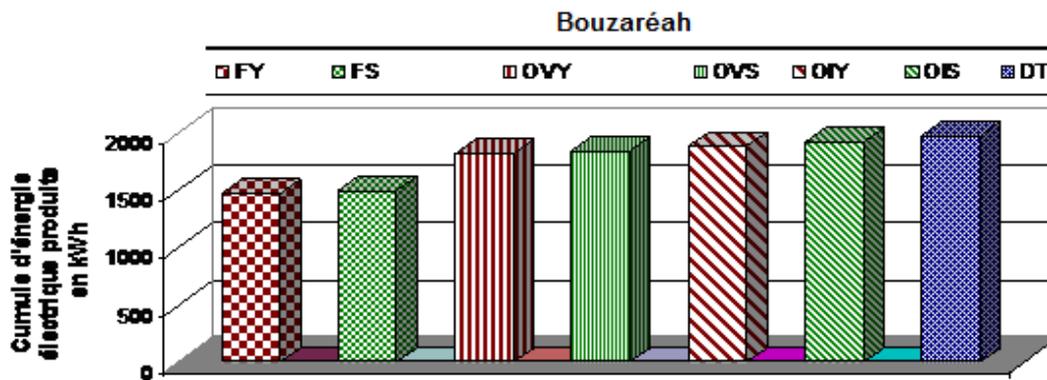


Fig. 3.1.4.15 Cumul annuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes sur le site de Bouzaréah

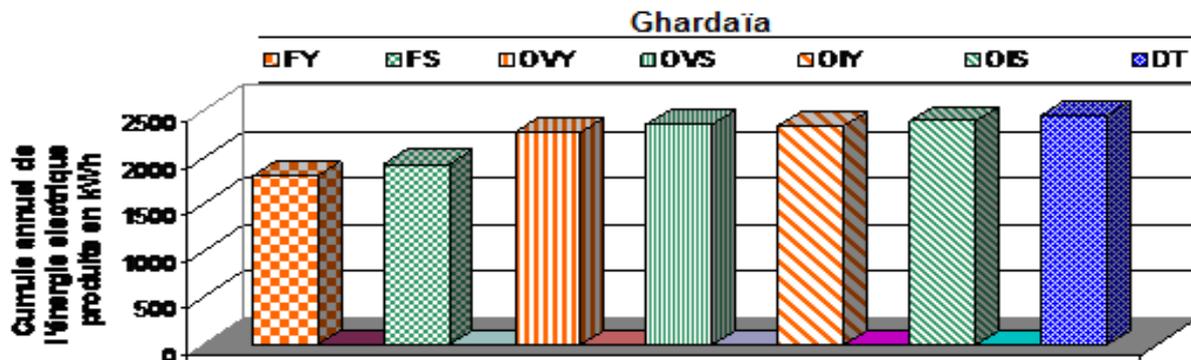


Fig. 3.1.4.16 Cumul annuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes sur le site de Ghardaïa

- ❖ Sur les Figures 3.1.4.17 et 3.1.4.18 sont présentées respectivement pour chacun des sites considérés, les valeurs annuelles du gain d'énergie électrique produite par les panneaux fixés sur chacun des systèmes de poursuite solaire par rapport à celles produites par les deux panneaux fixes, dont :
 - *OVY-FY, OIY-FY et DT-FY*, correspondent respectivement aux valeurs du gain de l'énergie produites par les panneaux fixés sur les systèmes de poursuite *OVY, OIY* et le système *DT* par rapport à celles produites par le système traditionnel fixe *FY*;
 - *OVS-FS, OIS-FS, et DT-FS* correspondent respectivement à l'énergie électrique supplémentaire produite par les panneaux fixés sur les systèmes de poursuite solaire *OVS, OIS et DT* par rapport à celle produite par le système fixe *FS*;
- ❖ Sont présentées également les valeurs du gain d'énergie électrique produite par le panneau photovoltaïque monté sur le système *DT* par rapport à celle produite par chacun des panneaux entraînés par les systèmes de poursuite mono-axial, ce qui est présenté comme suite

• *DT-OVY*, *DT-OIY*, *DT-OVS* et *DT-OIS* correspondent respectivement à la quantité d'énergie électrique supplémentaire annuelle produite par le panneau fixé sur le système de poursuite *DT* par rapport à celle produite par les panneaux montés sur *OVY*, *OIY*, *OVS* et *OIS*;

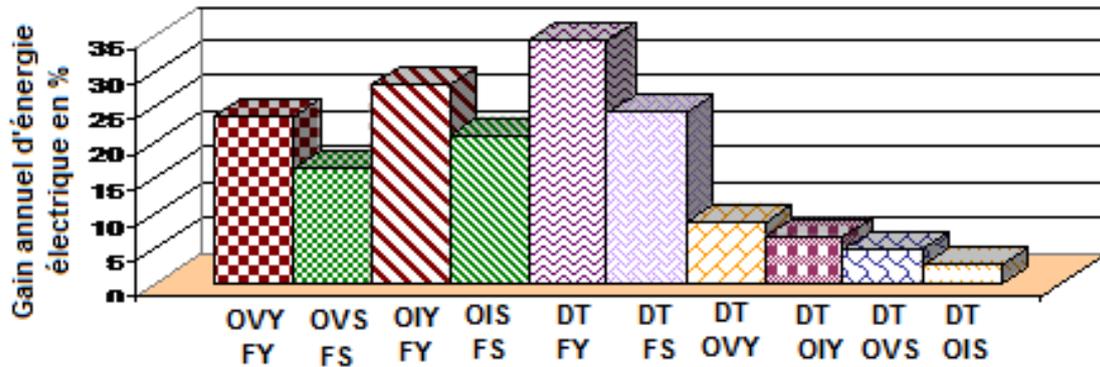


Fig. 3.1.4.17 Valeurs du Gain annuel de l'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes et de celle produite par le système *DT* par rapport à chacun des systèmes de poursuite mono-axial : Résultats relatifs au site de Bouzaréah.

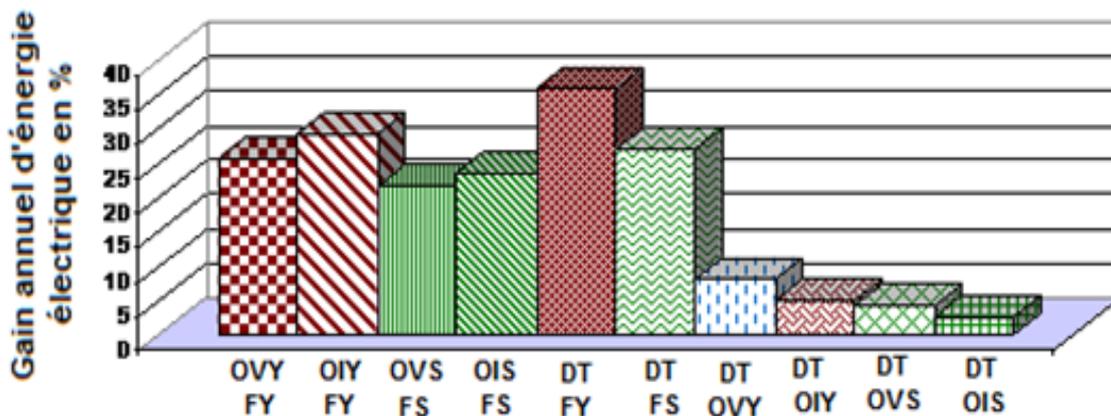


Fig. 3.1.4.18 Valeurs du Gain annuel de l'énergie électrique produite par les différents systèmes motorisés par rapport à celle produite par les systèmes traditionnels fixes et de celle produite par le système *DT* par rapport à chacun des systèmes de poursuite mono-axial : Résultats relatifs au site de Ghardaïa.

A partir des résultats présentés sur les Figures 3.1.4.15 et 3.1.4.16, on constate que les 12 modules BP380 montés sur le système de poursuite à deux axes *DT* collectent et produisent, respectivement, les plus grandes quantités annuelles d'irradiation globale et d'énergie électrique. Ces quantités diminuent progressivement de celles relatives aux systèmes de poursuite mono-axial jusqu'à celles collectées et produites par les systèmes traditionnels fixes.

Cependant, si le même axe de rotation est retenu, le mécanisme incliné selon un angle optimal saisonnier conduit le panneau photovoltaïque à acquérir les secondes meilleures performances. Par contre, pour une inclinaison optimale fixe, le panneau photovoltaïque monté sur le mécanisme de poursuite dont l'axe de rotation est incliné présente les secondes meilleures performances. Ce qui peut être confirmé si on observe les Figures 3.1.4.17 et 3.1.4.18, là où une comparaison quantitative est présentée:

Ainsi, si les résultats relatifs au site de Bouzaréah sont considérés (voir Figure 3.1.4.17) nous constatons ce qui suit:

- ❖ Le système *DT* présente un gain d'énergie électrique produite évaluée à 34.37 % et 24.13% respectivement par rapport à celle produite par les panneaux fixe *FY* et *FS* ;
- ❖ S'il est comparé respectivement aux systèmes *OVY*, *OVS*, *OIY* et *OIS* (voir Figure 3.1.4.17), il produit alors un gain évalué à 6.72 %, 5.08 %, 3.89 %, et 2.61 %.

Si les résultats relatifs au site de Ghardaïa sont considérés on constate qu'il produit:

- ❖ Un gain d'énergie électrique évalué respectivement à 35.79% et 26.89% par rapport à celle produite les panneaux fixe *FY* et *FS* ;
- ❖ Contre 6.13 %, 4.29 %, 5.08 %, et 2.30 % respectivement par rapport aux systèmes *OVY*, *OVS*, *OIY* et *OIS* (voir Figure 3.1.4.18);

Si les résultats obtenus par ces derniers mécanismes sont examinés et comparés avec ceux obtenus par les deux systèmes fixes *FY* et *FS* on peut observer que:

- ❖ les systèmes *OVY* et *OVS* produisent 21.68% contre 14.68 % et 23.58% contre 19.68 % d'énergie électrique annuelle supplémentaire, si ces systèmes sont installés respectivement sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa;
- ❖ les systèmes fixes *FY* et *FS*, les systèmes *OIY* et *OIS* quant à eux, produisent respectivement 25.33% contre 29.67 % et 27.57% et 21.67% d'énergie électrique annuelle supplémentaire, si ces systèmes sont installés respectivement sur les sites de Bouzaréah et Ghardaïa;

3.1.4.3 Conclusion

A partir des résultats mensuels et annuels obtenus, il apparaît aussi, que les gains les plus élevés sont ceux obtenus par le système de poursuite à deux axes, suivis de ceux liés au système de poursuite mono axial avec un axe de rotation incliné si le même angle d'inclinaison est retenu ou de ceux inclinés selon l'angle d'inclinaison optimal saisonnier si le même axe de rotation est considéré.

Il apparaît également que si, toutes les conditions des états de ciel ont été considérées, par rapport aux systèmes de poursuite mono-axiale, le gain obtenu par le système de poursuite à

deux axes est relativement faible et ne dépasse pas trois pour cent pour certains cas. On constate également que la quantité d'énergie électrique produite par les différents systèmes suit une variation saisonnière. Ce qui est principalement lié au mécanisme de poursuite utilisé, au choix de l'angle d'inclinaison du panneau, de la disponibilité du potentiel énergétiques solaire en particulier celui relatif à l'éclairement dû au rayonnement direct, de la durée du jour ainsi que de la variation saisonnière des conditions météorologiques.

3.1.5 Estimation à long terme des performances d'un système Photovoltaïque à l'aide de données météorologiques et moyennant la Méthode Phi-F-chart.

3.1.5.1 Introduction

L'évaluation à long terme des performances des systèmes de conversion de l'énergie solaire s'établit par l'intermédiaire de programmes de simulation numérique. Pour plus de précision et suivant le système considéré, les concepteurs utilisent généralement une heure comme pas de temps. Parmi les méthodes les plus usuelles permettant de pré-dimensionner un système solaire sont les méthodes dites d'utilisabilité et *f-Chart*. L'utilisabilité désignée par ϕ_u est une méthode qui permet de déterminer la fraction de l'énergie solaire horaire incidente sur un collecteur solaire et dépassant une certaine valeur appelée seuil critique qui dépend principalement de l'inertie thermique ou électrique du système considéré.

Le concept d'utilisabilité a été développé la première fois par Willier et al. [144] pour un chauffe eau solaire plan et a été généralisé par la suite pour les systèmes à concentration par Cole et al [145] et pour les systèmes photovoltaïques par Clark et al [21]. En outre, pour utiliser ces méthodes il est nécessaire de disposer des valeurs de la composante globale du rayonnement solaire incidente sur un plan ayant une inclinaison et une orientation prédéterminées. Dans ce sens, les modèles proposés par Reidvelt [102], McCulloch [103] et celui de H.P.Garg [108] et présentés dans la section 2.3.6.2 ont été utilisés pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale et ceux proposés par Page [113], Liu et al [112] et par Erbs et al [115] ont été retenus pour reconstituer la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation diffuse. Les valeurs des irradiances globale et diffuse calculées par ces derniers sont utilisées comme données d'entrées pour reconstituer les moyennes mensuelles par heures des mêmes composantes. Les modèles de Jain [123] et celui de Liu et al [112], retenus aussi dans la section 2.3.6.4 sont ceux retenus pour cet objectif.

Ainsi, en se basant sur cette méthode, nous avons développé un programme MATLAB qui permet de calculer les performances à long terme d'un système photovoltaïque et avec lequel

ceux des différentes configurations de poursuite ont été évaluées et comparées. Les différents paramètres obtenus par le programme que nous avons développé ont été comparés avec ceux présentés dans [146] et c'est ainsi que ses performances sont évaluées.

3.1.5 .2 Description de la méthode

L'utilisabilité désigné par φ_{uh} est définie comme étant la fraction d'énergie solaire globale incidente sur un collecteur solaire excédent un certain seuil appelée énergie critique. Elle caractérise la quantité d'énergie nette, produite par l'élément de conversion considéré et qui dépend principalement de son inertie thermique ou électrique. A l'échelle horaire, ce paramètre est défini par la relation suivante :

$$\varphi_{uh} = \frac{(G(\beta, \gamma) - G_c(\beta, \gamma))^+}{G(\beta, \gamma)} \quad (3.1.5.1)$$

Avec $G(\beta, \gamma)$ et $G_c(\beta, \gamma)$ sont respectivement l'irradiation globale collectée durant la tranche horaire considérée et la part de cette énergie nécessaire pour vaincre l'inertie du collecteur . C'est sur cette base que cette méthode a été définie pour une première fois pour les systèmes thermiques et élargie par la suite pour les systèmes photovoltaïques.

Ainsi pour une tranche horaire quelconque de la journée, l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$P_{ph}^h = S_c G(\beta, \gamma) \overline{\eta}_h \quad (3.1.5.2)$$

Avec

S_c , et $\overline{\eta}_h$ sont respectivement la surface du panneau photovoltaïque, la moyenne mensuelle par heure du rendement du panneau photovoltaïque.

Utilisant la définition de base et moyennant plusieurs travaux établis sur plusieurs sites américains, Clark et al [21] ont établi de nouvelles relations exprimant l'utilisabilité en fonction de quelques paramètres adimensionnels et qui sont présentés comme suite :

$$\begin{aligned} \varphi_{uh} &= 0 \quad \text{si } X_c \geq X_m \\ \varphi_{uh} &= \left(\frac{1 - X_c}{X_m} \right)^2 \quad \text{si } X_m \approx 2 \\ \varphi_{uh} &= \left| g - \left[g^2 + (1 + 2g) \left(1 - \frac{X_c}{X_m} \right)^2 \right]^{0.5} \right| \end{aligned} \quad (3.1.5.3)$$

Avec X_c , paramètre adimensionnelle qui est défini comme étant l'irradiation horaire critique et qui est exprimé par la relation suivante:

$$X_c = \frac{G_c(\beta, \gamma)_h}{G(\beta, \gamma)_h} = \frac{L_{oa}^h}{S_c \eta_h \overline{G(\beta, \gamma)_h}} \quad (3.1.5.4)$$

Avec :

L_{oa}^h est la charge électrique horaire ;

X_m est aussi un paramètre adimensionnel, dépendant de la configuration géométrique du collecteur, de la saison considérée ainsi que de la transmittance globale de l'atmosphère caractérisée par l'indice de clarté k_T , soit :

$$X_m = 1.85 + 0.169 \frac{\overline{R_h}}{k_T^2} - 0.0696 \frac{\cos(\beta)}{k_T^2} - 0.981 \frac{\overline{k_T}}{\cos^2(\delta)} \quad (3.1.5.5)$$

Avec $\overline{R_h}$ et $\overline{k_T}$ sont respectivement les moyennes mensuelles par heure du facteur de forme entre le collecteur et le milieu environnant et l'indice de clarté ;

g_{pv} est aussi un facteur adimensionnel qui est défini par la relation suivante :

$$g_{pv} = \frac{(X_m - 1)}{(2 - X_m)} \quad (3.1.5.6)$$

3.1.5.2.1 L'énergie électrique excédentaire

C'est l'énergie électrique produite par le système et excédant la valeur de la charge horaire durant le jour, elle est calculée par l'équation (3.1.5.7) :

$$P_{ex}^h = P_{ph}^h \varphi_{uh} \quad (3.1.5.7)$$

3.1.5.2.2 Energie électrique utilisable

L'énergie électrique utilisable est définie comme étant l'énergie électrique produite par le système photovoltaïque durant le jour, qui est utilisée directement pour couvrir la charge électrique horaire sans l'intervention du système de stockage. Elle est exprimée par l'équation (3.1.5.8) :

$$P_{loa}^h = P_{ph}^h (1 - \varphi_{uh}) \quad (3.1.5.8)$$

3.1.5.2.3 Fraction de la charge horaire couverte par le système sans utilisation du système de stockage

C'est La moyenne mensuelle par heure de la fraction de la charge couverte par le système photovoltaïque, sans présence du système de stockage et qui est définie par la relation suivante :

$$f_{opv} = \frac{P_{Loa}^h}{L_{oa}^h} = \frac{P_{ph}^h (1 - \varphi_{uh})}{L_{oa}^h} \quad (3.1.5.9)$$

3.1.5 .2.4 Moyenne mensuelle par jour des énergies électriques mises en jeux

La moyenne mensuelle par jour de la quantité d'énergie excédentaire ainsi que celle servant à la couverture de la charge sont exprimées respectivement par les équations (3.1.5.10) et (3.1.5.11) :

$$G_{ex}^j = \sum_{h=1}^{24} P_{ex}^h \quad (3.1.5.10)$$

$$G_{loa}^j = \sum_{h=1}^{24} P_{loa}^h \quad (3.1.5.11)$$

3.1.5 .2.5 Moyenne mensuelle par jour de la charge couverte par le système (sans système de stockage)

La moyenne mensuelle par jour de la fraction de la charge électrique couverte par le système photovoltaïque sans stockage est donnée par la relation suivante :

$$F_{opv} = \frac{G_{loa}^j}{\sum_h L_{loa}^h} \quad (3.1.5.12)$$

3.1.5 .2.6 Moyenne mensuelle par jour de la charge couverte par le système (avec système de stockage)

Dans le cas d'utilisation d'un système de stockage, la fraction de la charge qui sera couverte par le système photovoltaïque est augmentée par la quantité suivante :

$$\Delta F_s = 1 - F_{opv} \quad (3.1.5.13)$$

Avec F_{opv} est la fraction d'énergie produite par le système photovoltaïque, servant à couvrir la charge sans utilisation d'un système de stockage. Pour calculer ΔF_s on définit le terme S_o qui est un paramètre adimensionnel, qui représente la fraction d'énergie électrique produite par le système photovoltaïque, non consommée durant la période diurne et stockée dans une batterie d'accumulateurs. Elle est quantifiée par la relation suivante:

$$S_o = \frac{\eta_B G_{ex}^j}{L_{loa}^j} \quad (3.1.5.14)$$

η_B étant le rendement des batteries de stockage utilisées.

S_o est un paramètre caractérisant l'état de charge de la batterie de stockage. Ainsi, si :

$$S_o \ll \frac{Q_b}{L_{loa}^j} \quad (3.1.5.15)$$

Cela signifie que l'état de charge du système de stockage est à son niveau bas et à cette limite de charge, S_o et ΔF_s s'approchent de la valeur zéro.

Par contre si :

$$S_o \gg \frac{Q_b}{L_{loa}^j} \quad (3.1.5.16)$$

Dans ce cas, l'énergie G_{ex}^j excédentaire disponible est supérieure à la charge moyenne par heure et pourra être stockée toute en contrôlant le paramètre ΔF_s défini comme étant égal à $I - F_{opv}$. Ainsi au fur et à mesure que l'état de charge des accumulateurs F_{opv} augmente et s'approche de sa valeur limite qui correspond à la valeur unité, le système de régulation veillera à ce quelle ne soit pas atteinte.

Au cours des journées claires, lors de son fonctionnement au fil du soleil, un système photovoltaïque présentant un bon dimensionnement, c'est celui qui produira une quantité d'énergie électrique suffisante, qui permettra de couvrir toute la charge électrique correspondante, charger les batteries de stockage et l'énergie accumulée ne sera restituée que durant la période nocturne. Ce qui conduit à rajouter un autre paramètre imposant la limite de charge supérieure du système de stockage et qui est défini par le rapport de la capacité des accumulateurs par la charge électrique totale. C'est ainsi qu'on définit la relation qui traduit le contrôle théorique de la charge du système de stockage:

$$\Delta F \max = \min \left[\Delta F_s, \frac{Q_b}{L_{loa}^j} \right] \quad (3.1.5.17)$$

Pour simplifier l'utilisation de cette équation, Clark et al [21] ont développé une relation empirique pour calculer la couverture supplémentaire assurée par le système de stockage et qui permet de respecter les deux limites théoriques exigées par les deux états de charge. Cette relation est donnée par l'équation suivante :

$$\Delta F_s = \frac{S_o + \Delta F \max - \left[(S_o + \Delta F \max)^2 - 4 P S_o \Delta F \max \right]^{0.5}}{2 P} \quad (3.1.5.18)$$

Avec :

$$P = 1.315 - 0.1059 \frac{F_{opv} L_{loa}^j}{Q_b} - \frac{0.1847}{K_T} \quad (3.1.5.19)$$

Avec Q_b est la capacité des batteries de stockage.

3.1.5.3 Développement du programme et validation

3.1.5.3.1 Développement du programme

Nous avons développé un programme MATLAB permettant de calculer les performances à long terme d'un système photovoltaïque selon la méthode retenue et moyennant uniquement les valeurs des moyennes mensuelles par jour des principales données météorologiques.

Pour valider le programme développé, les mêmes informations fournies par [90 et 146] ont été utilisées comme données d'entrées dans ce dernier et les résultats obtenus sont confrontés à ceux présentés aussi dans [146]. C'est ce qui est présenté sur le Tableau 3.1.5.1:

Tableau 3.1.5.1 Comparaison des résultats obtenus par le programme MATLAB développé et ceux présentés dans [146].

Heure	Ta °C	GT _c MJ/m ²	GT _r MJ/m ²	Z _c	Z _r	Ren _c	Ren _r	PV _c Wh	PV _r Wh	Xc _c	Xc _r	phi _c	phi _r	Eex _c Wh	Eex _r Wh	Eli _c Wh	Eli _r Wh
6.5	4	0.149	0.15	2.256	2.228	0.103	0.102	7.32	7	0.000	0.000	1.000	1.000	7.32	7	0.00	0
7.5	5	0.596	0.60	1.903	1.906	0.100	0.099	28.21	28	0.000	0.000	1.000	1.000	28.21	28	0.00	0
8.5	5	1.110	1.11	1.731	1.728	0.097	0.096	51.06	50	0.000	0.000	1.000	1.000	51.06	50	0.00	0
9.5	6	1.610	1.61	1.603	1.604	0.094	0.096	71.87	71	1.391	1.412	0.089	0.087	6.42	6	65.46	65
10.5	8	2.006	2.00	1.525	1.525	0.091	0.090	87.09	86	1.168	1.166	0.162	0.159	14.15	14	72.94	72
11.5	10	2.226	2.22	1.484	1.486	0.090	0.089	94.72	93	1.066	1.072	0.197	0.193	18.70	18	76.02	75
12.5	11	2.226	2.22	1.484	1.486	0.089	0.088	94.24	93	1.066	1.077	0.195	0.191	18.36	18	75.88	75
13.5	12	2.006	2.00	1.524	1.525	0.090	0.088	85.38	84	1.178	1.189	0.153	0.149	13.04	13	72.34	71
14.5	12	1.610	1.61	1.603	1.604	0.091	0.090	69.83	69	1.442	1.454	0.077	0.075	5.39	5	64.42	64
15.5	11	1.101	1.11	1.731	1.728	0.094	0.093	49.64	49	0.000	0.000	1.000	1.000	49.64	49	0.00	0
16.5	10	0.596	0.60	1.903	1.906	0.098	0.096	27.57	27	0.000	0.000	1.000	1.000	27.58	27	0.00	0
17.5	9	0.149	0.15	2.256	2.228	0.101	0.100	7.16	7	0.000	0.000	1.000	1.000	7.16	7	0.00	0

Puissance photovoltaïque produite = **646.90 Wh** (clark et al [146] 664Wh)

Charge totale = **600.000 W**

Puissance excédentaire totale produite = **247.016 W** (clark et al [146] 242 Wh)

Puissance totale absorbée par la charge totale = **427.068 Wh** (clark et al [146] 422 Wh)

Fraction de la charge couverte par la production en en pourcent = **71.178%**(clark et al [146] 70.3%)

Fraction de l'énergie accumulée (dumped) par le stockage en pourcent = **34.994 %** (clark et al [146] 32.3%)

Fraction de la charge couverte par le système de stockage Dfs en pourcent=**23.604%** (clark e al [146] 23.2%)

Fraction de l'énergie totale de la charge couverte par le SPV en pourcent = **94.782%** (clark et al [146] 93.5%)

Avec :

T_a est la température ambiante ;

G_T est irradiation horaire collectée par le panneau PV;

Rend est le rendement horaire du générateur PV ;

PV est l'énergie électrique fournie par le générateur PV ;

X_c l'énergie critique adimensionnel;

Φ est l'utilisabilité ;

E_{ex} est l'énergie excédentaire produite par le générateur PV ;

E_{li} est l'énergie électrique produite par le générateur PV et servant comme couverture directe de la charge ;

Les indices c et r désignent respectivement les paramètres calculés et ceux relatifs aux résultats présentés dans [146].

A partir des résultats présentés dans le Tableau 3.1.5.1, nous pouvons affirmer simplement que le programme conduit à des résultats similaires à ceux donnés par [90 et 146] avec des écarts relatifs très réduits. Ce qui nous conduit à conclure que le programme développé est performant pour qu'il puisse être utilisé avec confiance dans ce qui suit de notre étude.

3.1.5.4 Performances à long terme des systèmes PV utilisant des systèmes de poursuite

Dans cette étude, nous avons retenu les mêmes configurations de poursuite présentées dans les sections précédentes. Pour évaluer et comparer les performances des différents systèmes nous avons retenu une installation photovoltaïque munie de différents systèmes de poursuite avec une charge électrique constituée de plusieurs équipements et dont le schéma synoptique de l'installation proposée est donné sur la Figure 3.1.5.2

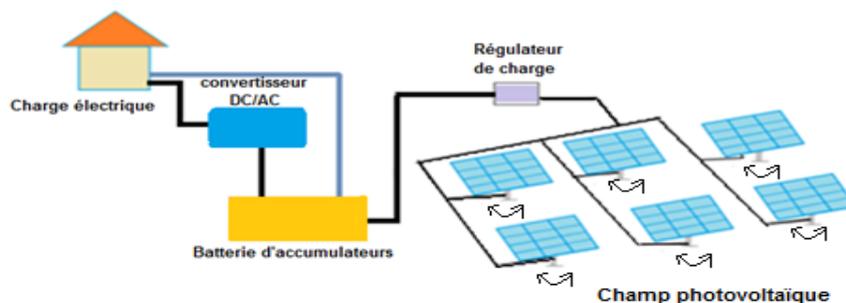


Fig. 3.1.5.1 Configuration de l'installation proposée pour la détermination à long terme des performances d'un système photovoltaïque

Comme observé précédemment, cette méthode nécessite la connaissance des informations suivantes :

- Les caractéristiques géométriques et optoélectroniques du module photovoltaïque ;
- La charge électrique ;
- Les valeurs de la moyenne mensuelle par heure de l'irradiation globale incidente sur la surface du collecteur photovoltaïque ;
- Les valeurs de la moyenne mensuelle par heure de la température environnante.

3.1.5.4.1 Caractéristiques du module photovoltaïque utilisé

Dans cette étude, nous avons retenu comme élément générateur, le module BP380 dont les caractéristiques sont données sur le Tableau 3.1.1

3.1.5.4.2 Reconstitution des moyennes mensuelles par jour des irradiances globale et diffuse sur un plan incliné

La reconstitution des moyennes mensuelles par jour et par heure des irradiances diffuse et globale sur un plan horizontal est assurée par la méthodologie présentée dans la section 2.3.6.2;

La reconstitution de l'irradiation globale sur les différentes configurations de poursuite retenues dans cette étude est assurée:

D'une part, par la méthodologie présentée dans la section (2.2) qui nous permet de déterminer la position instantanée de chacune des configurations retenues et par conséquent, calculer leurs coordonnées angulaires et les comparer par rapport à celles du soleil. Ce qui nous conduit ainsi d'évaluer l'angle d'incidence correspondant.

D'autre part, selon la méthode présentée dans la section (2.1.3), le programme nous permet de calculer l'irradiation globale sur chacun des plans considérés.

3.1.5.4.3 Sites retenus

Afin de mettre en évidence l'effet à long terme des paramètres climatiques ainsi que celui de la latitude du lieu sur les performances des différents systèmes retenus, nous avons considérés plusieurs sites appartenant à plusieurs zones climatiques algériennes dont nous donnons sur le Tableau 3.1.5.2 les coordonnées géographiques de chacun d'eux ainsi que leur classification climatique.

Tableau 3.1.5.2 Coordonnées géographiques et classification climatique des sites considérés.

Site	Latitude en [deg.]	Longitude en [deg.]	Altitude en [m]	Classification climatique
Bouzaréah	36.8 N	3.02	345	Climat tempéré avec été chaud et sec (Csa)
Djelfa	34.14 N	3.15 E	1144	Climat sec désertique de step sec et froid (Bwk)
Ghardaïa	32.4 N	3.8	468.5	Climat aride chaud et sec (Gwh)
Timimoune	29.15N	0.17 W	312	Climat aride chaud et sec (Gwh)

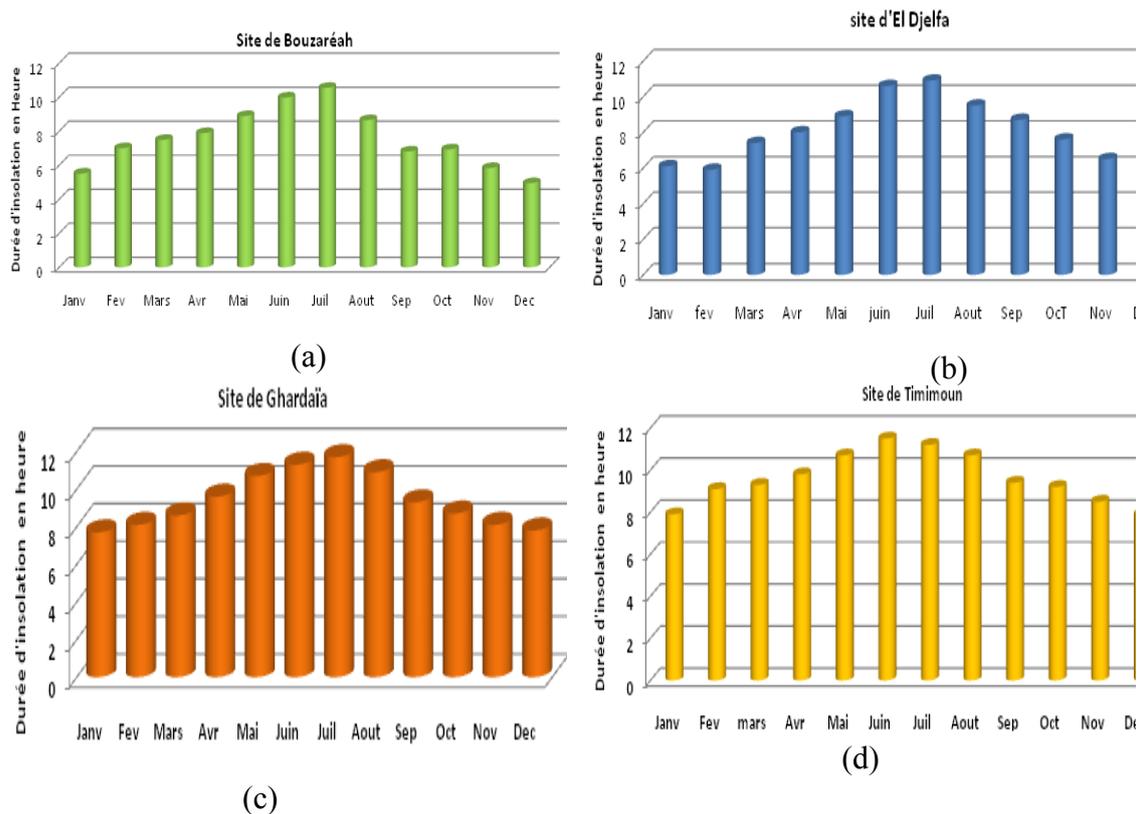
3.1.5.4.4 Données utilisées

Les principaux paramètres environnementaux affectant les performances d'un système photovoltaïque sont l'irradiation globale et la température ambiante. Par ailleurs, selon la méthode retenue, les valeurs de la moyenne mensuelle par jour des irradiances globale et diffuse sont calculées à partir de la durée d'insolation, de l'humidité relative ainsi que de la

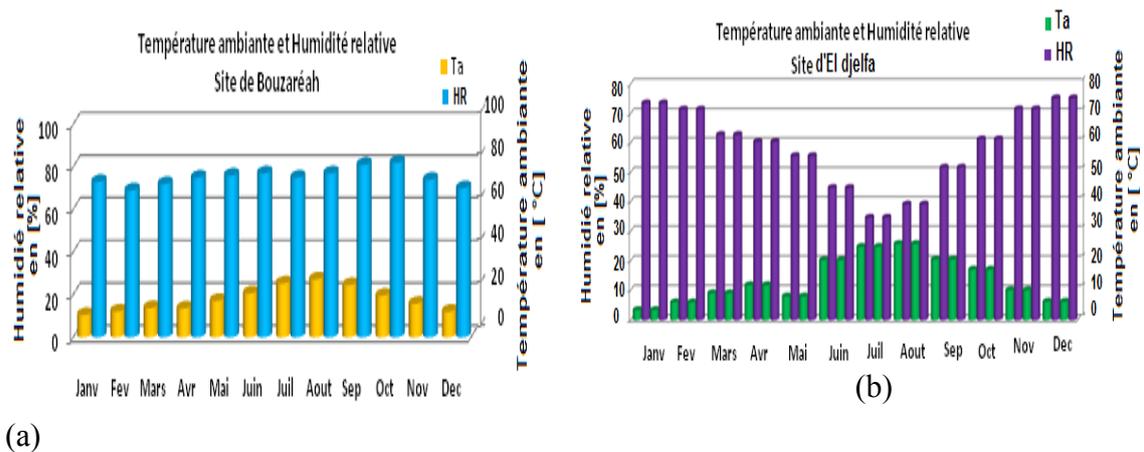
température ambiante. En effet, pour chacun des sites considérés nous présentons les caractéristiques climatiques correspondantes comme suit :

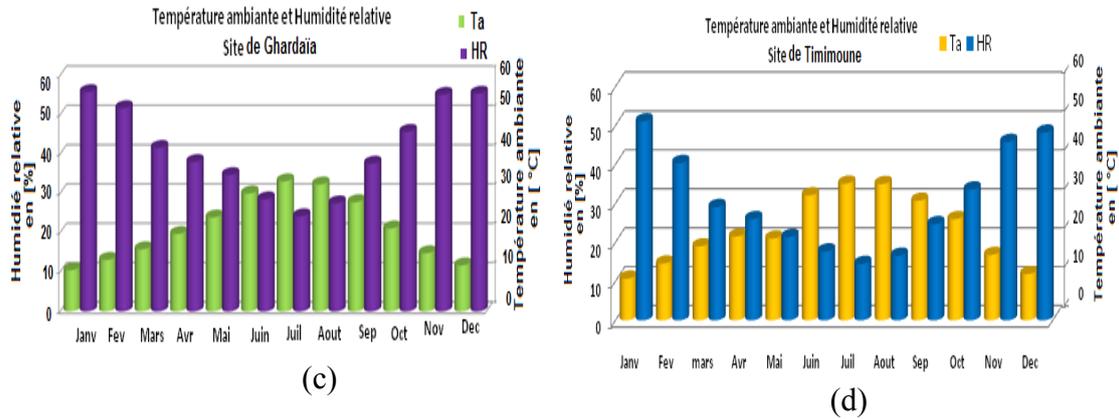
Sur les figures. 3.1.5.2.a-d est présentée l'évolution annuelle des moyennes mensuelles par jour de la durée d'insolation ;

Sur les figures 3.1.5.3.a-d est présentée l'évolution de la température ambiante et celle de l'humidité relative;



Figs.3.1.5.2 Evolution annuelle de la durée d'insolation relative au site : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune



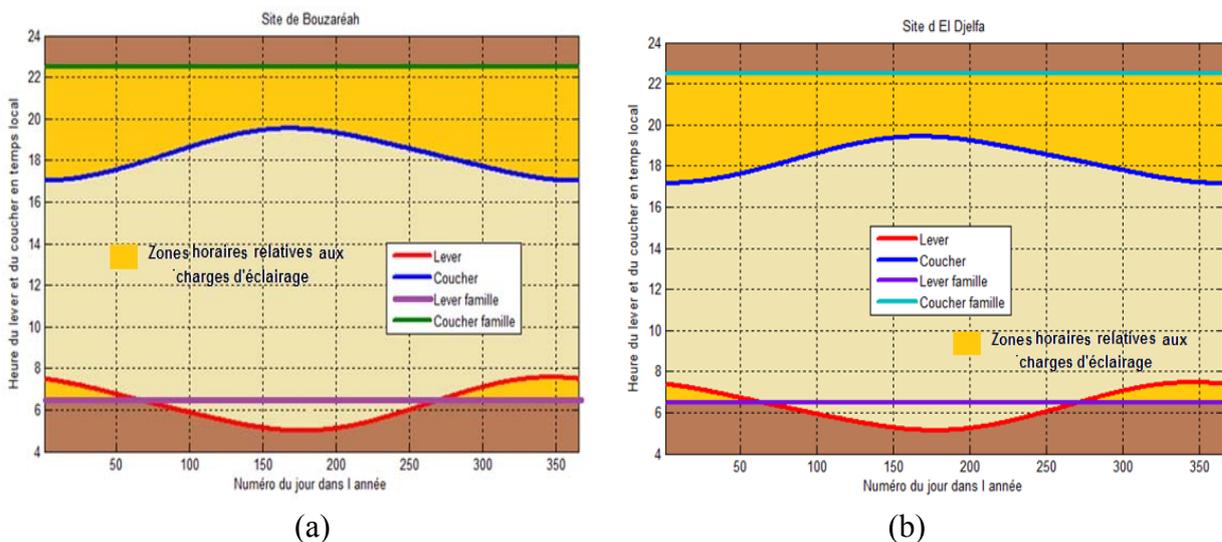


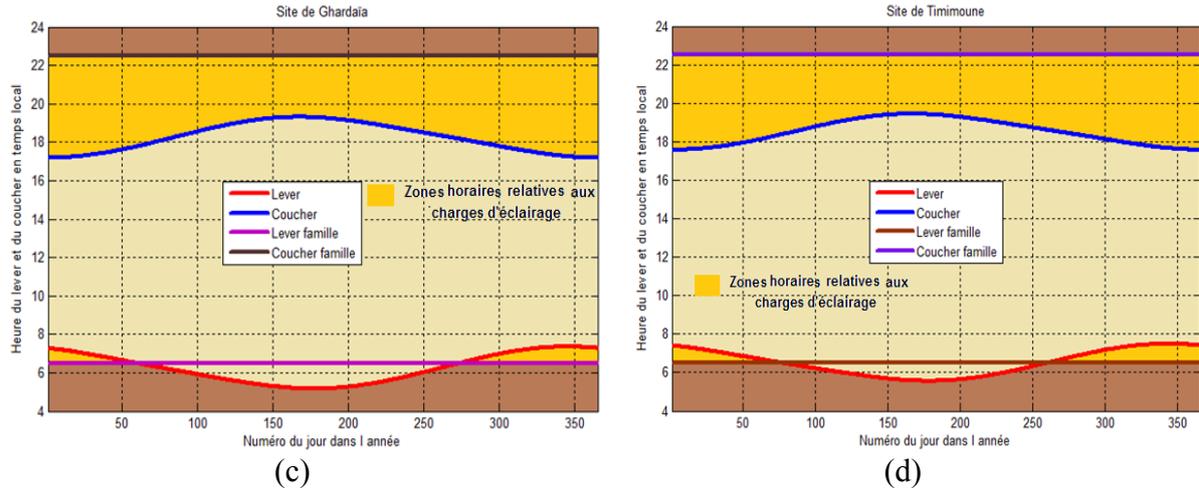
Figs.3.1.5.3 Evolution annuelle de la température ambiante et de l’humidité relatives au site:
(a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune

3.1.5.4.5 Profil de la charge électrique

Le profil de la charge utilisée dans cette étude est basé sur celui relatif à une maison du type F3 constituée de deux chambres, d’un couloir, d’une salle de séjour, d’une salle de bain et d’une toilette. La détermination de la charge liée à l’éclairage est basée sur le profil des heures du lever et du coucher du soleil et de celui du lever et du coucher des membres de la famille. Pour cette dernière, nous supposons que le lever et le coucher sont fixés respectivement à six heure trente minutes et à vingt deux heure trente minutes. Pour chacun des sites considérés, sur les Fig.3.1.5.4.a-d sont présentées les heures théoriques du lever, du coucher du soleil et celles correspondantes au lever et au coucher de la famille. Cependant, pour passer au temps local à partir du temps solaire vrai selon lequel sont exprimées les heures du lever et du coucher du soleil, les relations présentées dans l’annexe D sont utilisées.

Sur le Tableau 3.1.5.3 sont présentés les équipements électriques utilisés, leur consommation, le nombre d’heures de leur fonctionnement par jour et la consommation moyenne quotidienne



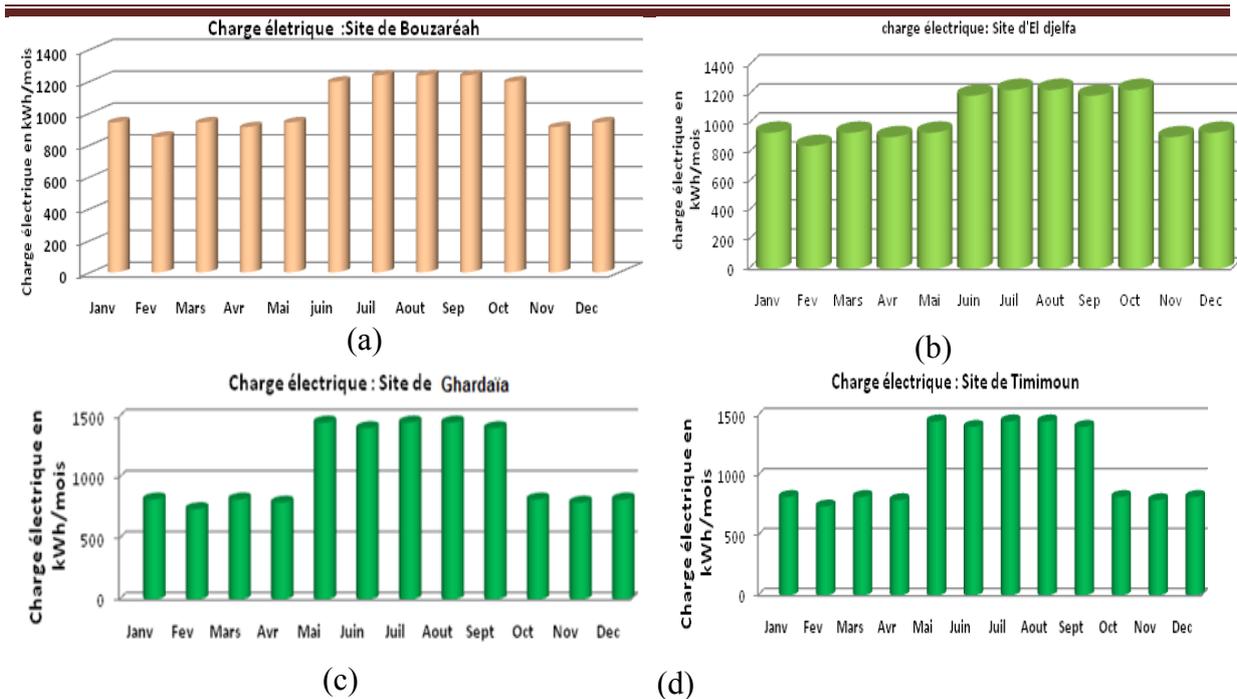


Figs.3.1.5.4 Heure théorique du lever et coucher du soleil et celle du lever et du coucher de la famille relative au site (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune

de l'énergie électrique correspondante. Cependant, comme exemple d'application, nous avons considéré une charge relative à un petit village constitué de dix maisons individuelles installées sur chacun des sites considérés. Les profils mensuels de la charge correspondante sont présentés sur les Fig.3.1.5.5.a-d.

Tableau 3.1.5.3 Equipements électriques utilisés, leur consommation et le nombre d'heures de leur fonctionnement par jour

		Puissance (W)	Durée d'utilisation (heures/jour)	Consommation journalière (Wh)
A- Eclairage	Chambre d'adultes	18	Calculée selon les courbes 3.1.5.4	
	Chambre d'enfant	18		
	Salle de séjour	2x18		
	Couloir	18x2		
	Salle de bain	18		
	Toilette	18		
	Cuisine	18		
B- équipements	Réfrigérateur	120	Bouzaréah Hivers = 8h/jour Djelfa Eté = 12 h/jour	960/1440
	Téléviseur	75	Ghardaïa Hivers = 8 h/jour Timimoune Eté = 16 h/jour	960/1920
			7	525
	Ventilateur	100	Bouzaréah 0, 6, 12, 12 et 6 Djelfa = Par jour	0, 600, 1200, 1200 et 600
			Ghardaïa 6, 10, 16, 16 et 10 Timimoune	600, 1000, 1600, 1600 et 1000
Divers	300	2	600	



Figs.3.1.5.5 Profil de la charge électrique d'un ensemble de dix maisons individuelles installées sur les sites de : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoun

3.1.5.4.6 Résultats et discussion

3.1.5.4.6.1 Programme développé

Nous avons développé un programme qui permet de calculer les performances d'un système photovoltaïque moyennant la méthode φ -*fchart*. Dans ce programme sont utilisées comme paramètres d'entrées les caractéristiques du module photovoltaïque, les coordonnées géographiques du site, les valeurs de la moyenne mensuelle par jour de la température ambiante, de l'humidité relative et celle de la durée d'insolation. Sont aussi utilisées comme données d'entrées, les configurations géométriques de chacun des mécanismes de poursuite retenus.

Comme dimensions du générateur photovoltaïque, après plusieurs calculs préliminaires, nous avons retenus quatre panneaux photovoltaïques constitués chacun de 12 modules de marque BP380, un système de stockage constitué de huit batteries de 185 AH, quatre régulateurs de charge et un convertisseur 12V DC/220V AC de 4KW de puissance (Voir Fig.3.1.5.1).

Le fonctionnement du programme est traduit par le schéma synoptique présenté sur la Fig.3.1.5.6. Ainsi, pour chaque journée représentative du mois considéré, moyennant le programme développé, les valeurs horaires des performances de chacun des systèmes considérés sont évaluées dont celles de :

- L'irradiation globale horaire collectée par les panneaux PV;
- Rendement instantané du générateur PV ;

- L'énergie électrique fournie par le générateur PV ;
- X_c Energie critique adimensionnel ;
- φ_{uh} est l'utilisabilité ;
- L'énergie excédentaire produite par le générateur PV ;
- L'énergie électrique produite par le générateur PV et servant comme couverture directe de la charge ;

A partir des moyennes mensuelles par heure, sont calculés les cumuls mensuels de la:

- Puissance photovoltaïque produite ;
- Charge totale ;
- Puissance excédentaire produite ;
- Puissance totale absorbée par la charge ;

Est calculée aussi la fraction :

- Mensuelle de la charge couverte par la production en pourcent ;
- D'énergie accumulée dans le stockage en pourcent ;
- De la charge couverte par le système de stockage ΔF_s en pourcent ;
- De la charge totale couverte par le système PV en pourcent ;

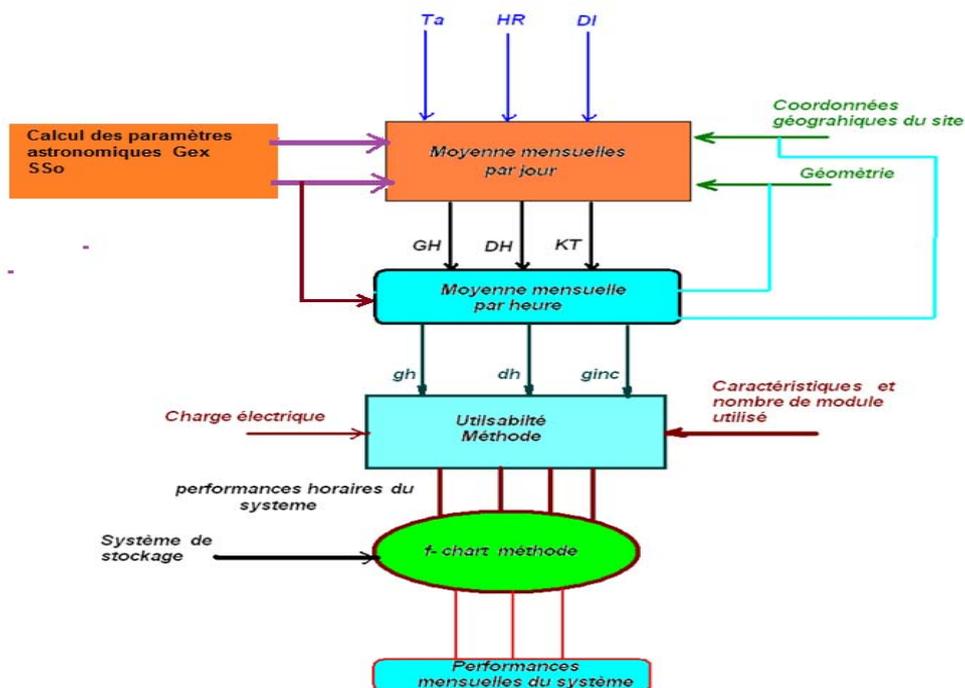
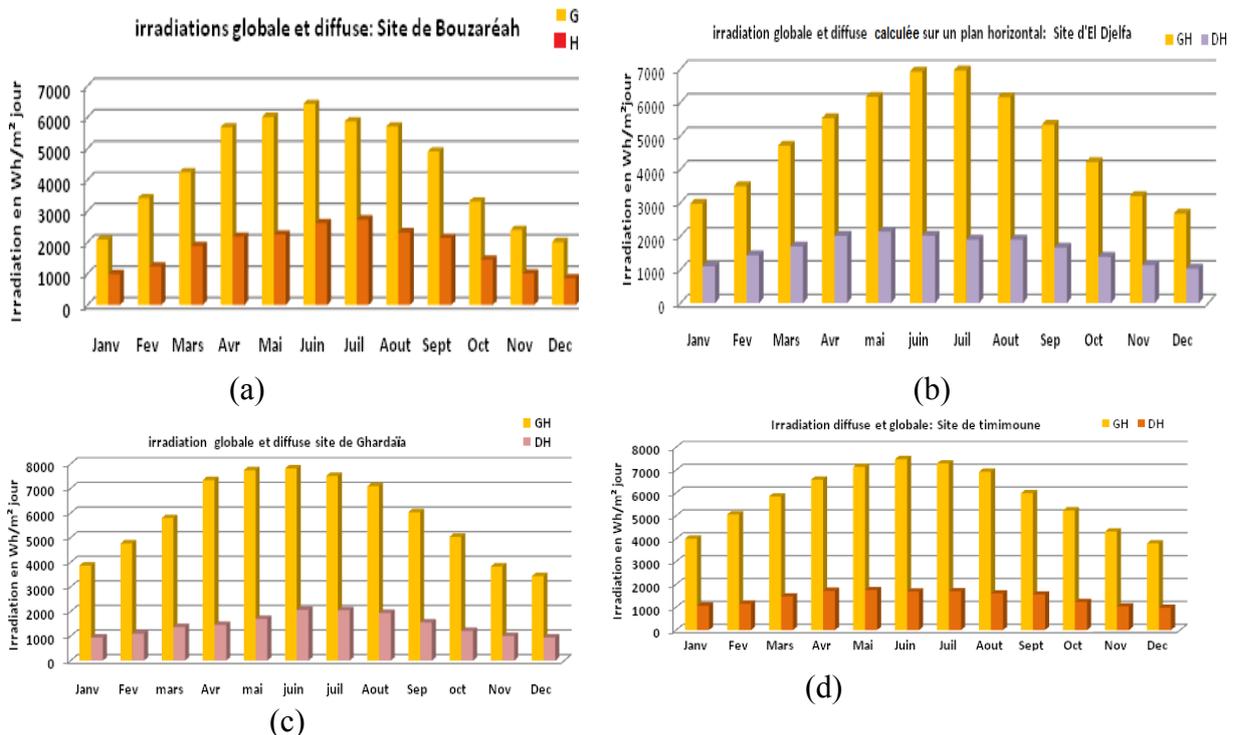


Fig.3.1.5.6 Schéma synoptique du programme MATLAB développé en se basant sur la méthode φ -*fchart*

Pour pouvoir comparer les performances mensuelles et annuelles des différents systèmes lors de leur installation sur chacun des sites considérés, à partir des valeurs de la moyenne mensuelle par jour des données météorologiques correspondantes, le programme permet de calculer les valeurs des divers paramètres représentant les performances de chacun des systèmes dont ils sont présentés comme suit :

3.1.5.4.6.2 Performances mensuelles

- ✓ Sur les Figures 3.1.5.7.a-d est présentée l'évolution des moyennes mensuelles par jour des irradiations globale et diffuse incidents sur une surface horizontale et calculées par le programme MATLAB développé;
- ✓ Sur les Figures 3.1.5.8.a-d est présentée l'évolution du cumul mensuel de l'irradiation globale collectée par chacun des systèmes;
- ✓ Sur les Figure 3.1.5.9.a-d est présentée l'évolution du cumul mensuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes;
- ✓ Sur les figures 3.1.5.10.a-d est présentée l'évolution de la couverture de la charge assurée par chacun des systèmes;



Figs. 3.1.5.7 Evolution des moyennes mensuelles par jour des irradiations globale et diffuse calculées sur une surface horizontale installée les sites de : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune

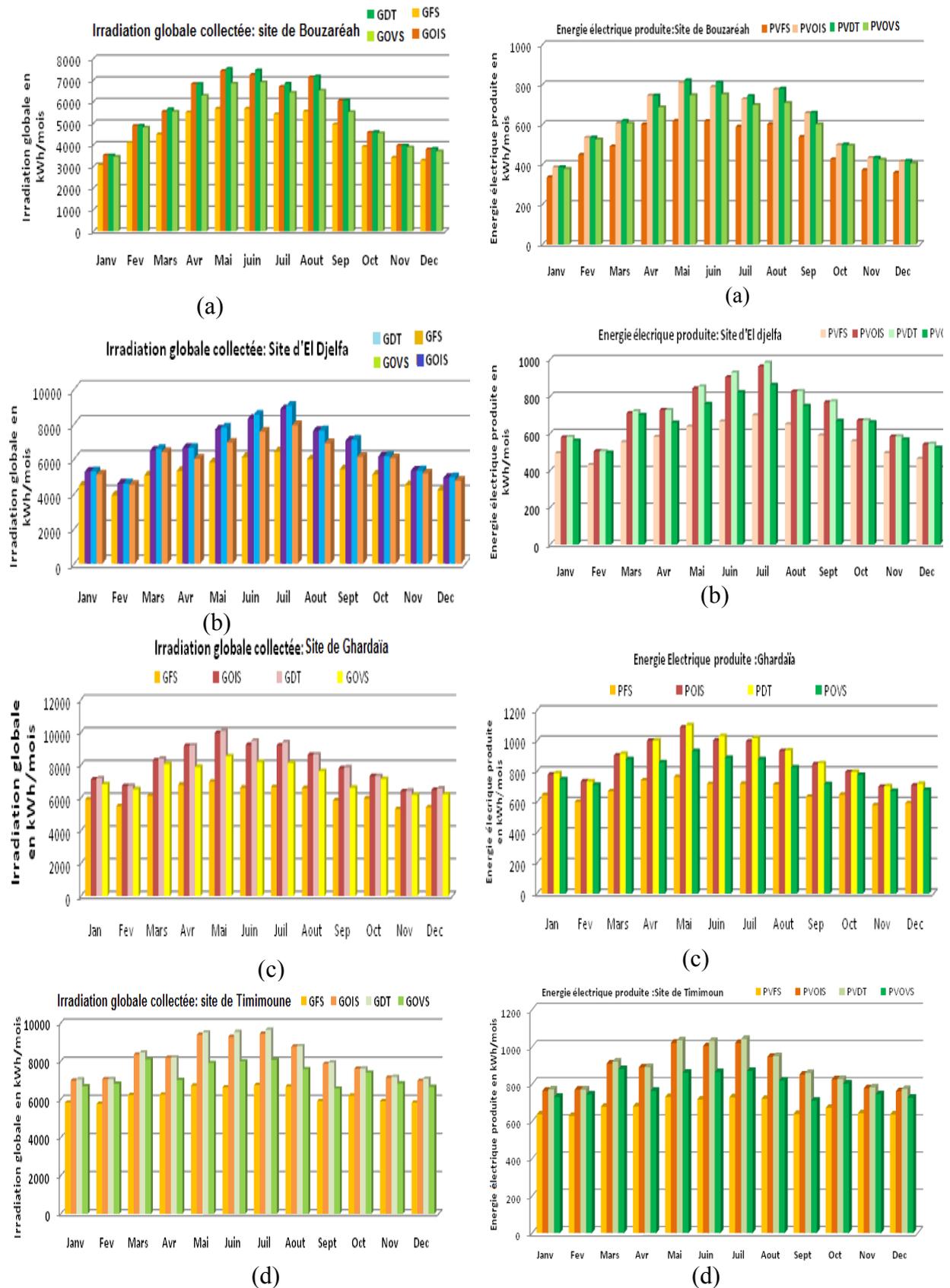


Fig.3.1.5.8 Evolution du cumul mensuel de l'irradiation globale collectée par chacune des configurations installées sur le site : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.

Fig.3.1.5.9 Evolution du cumul mensuel de l'énergie électrique produite par chacune des configurations installées sur le site de : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa,

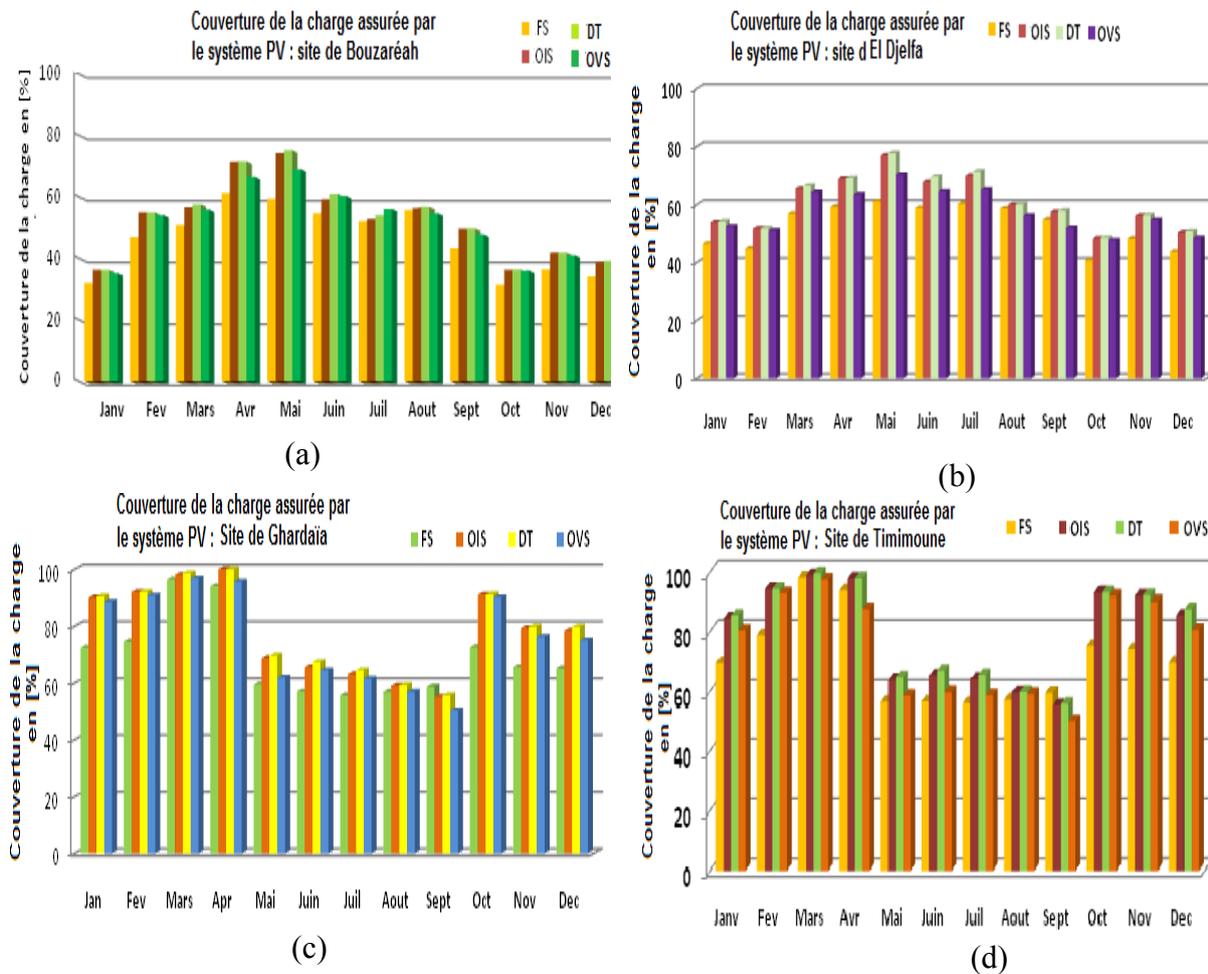


Fig. 3.1.5.10 Couverture mensuelle de la charge assurée par les différentes configurations et pour chacun des sites considérés: (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune.

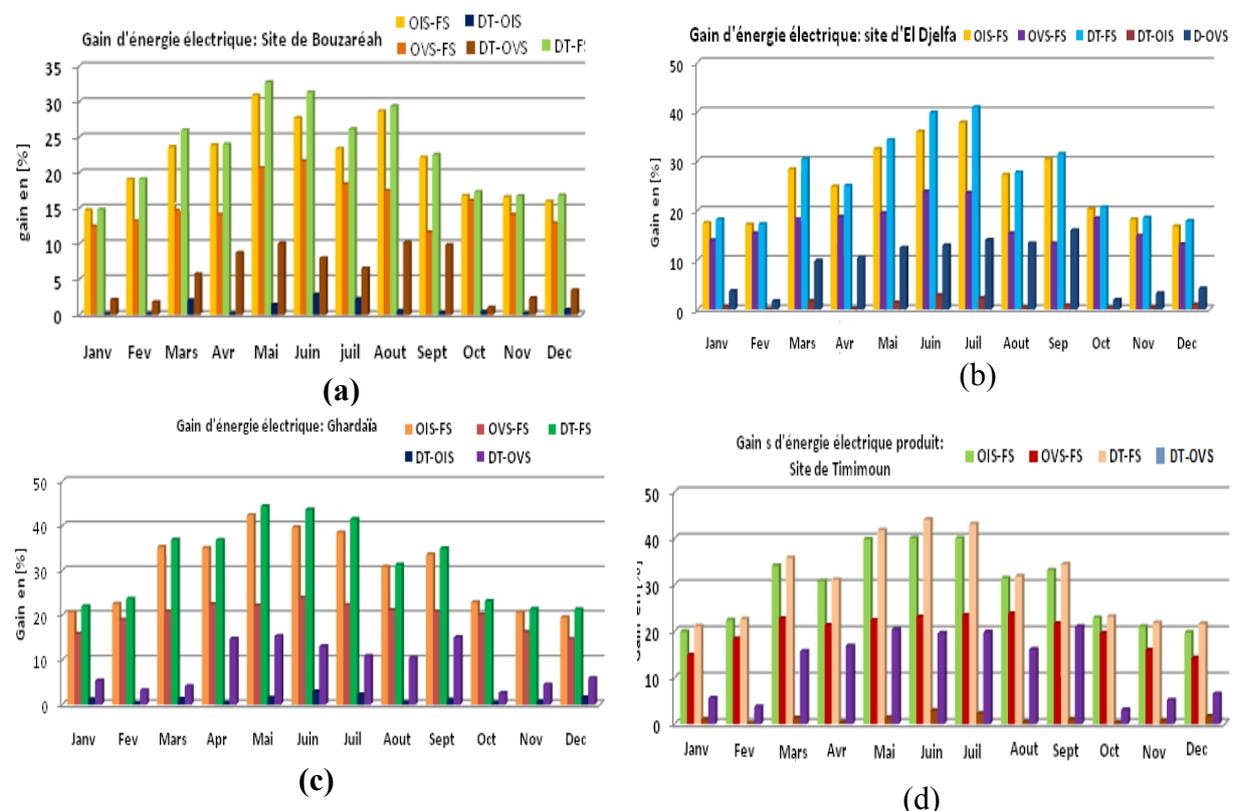
- A partir des résultats présentés sur les figures 3.1.5.7.a-d, on constate que les cumuls mensuels de l'irradiation globale collectée et ceux de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes :
 - Suivent une évolution saisonnière ;
 - Varient d'un système à un autre et dont le système *DT* présente les meilleures performances suivis progressivement par ceux du système *OIS* et ceux du système *OVS* ;
 - Varient d'un site à un autre dont les valeurs les plus élevées du cumul mensuel de l'irradiation globale et de l'énergie électrique respectivement collectée et produite par chacun des systèmes sont celles relatives au site de Timimoune suivie progressivement par celles de Ghardaïa, Djelfa et par celles de Bouzaréah .
- Par ailleurs, à partir des résultats obtenus et présentés sur les figures 3.1.5.10.a-d, on constate que la couverture de la charge par le système considéré dépend principalement de la valeur de la charge mensuelle requise et de la quantité d'énergie produite par le système PV.

Quantitativement :

- le système *DT* présente des valeurs du gain variant de 14.4% à 32.4%, de 16.9% à 40%, de 21.8% 42.6% et de 22.1% à 43.3% respectivement pour les sites de Bouzaréah, Djelfa, Ghardaïa et Timimoune ;
- Quant au système *OIS*, il présente un gain dont les valeurs varient entre 13.9% et 30.7%, 16.1% et 37.2%, 20.1% et 41.2% et entre 19.8% et 41.2% respectivement pour les sites de Bouzaréah, Djelfa, Ghardaïa et Timimoune ;
- Alors que celles relatives au gain produit par le système *OVS*, elles varient de 11.4% à 21.6%, 12.4% à 22.3%, 13.1% à 22.4% et de 12.7% à 22.6% respectivement si ce système est installé sur les sites de Bouzaréah, Djelfa, Ghardaïa et Timimoune ;

Par rapport aux systèmes entraînés par les mécanismes de poursuite mono-axiale *OIS* et *OVS*, le système *DT* présente un gain supplémentaire relativement faible et ce qui est remarquable si on observe les valeurs relatives au gain obtenu par rapport au système *OIS*.

Les résultats obtenus dans cette étude s'expliquent par les mêmes raisons évoquées dans la section 3.3.1.

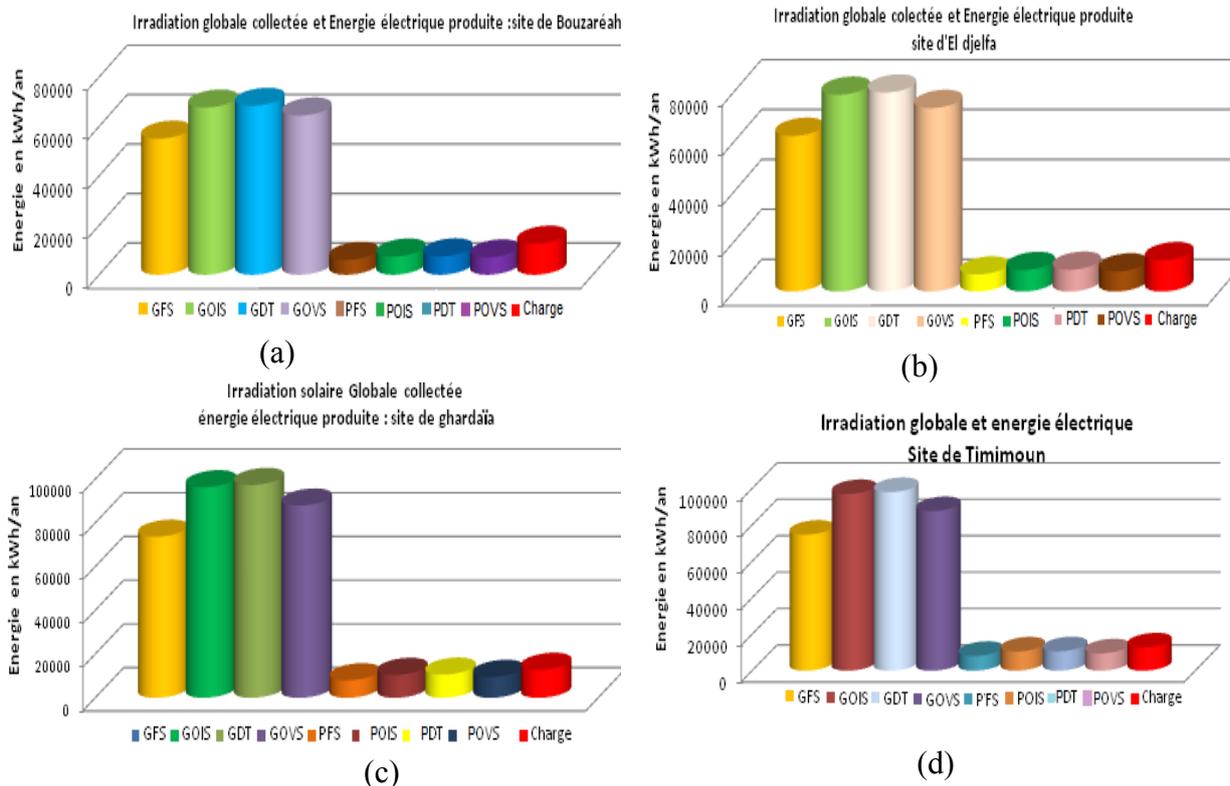


Figs.3.1.5.11 : Evolution des valeurs du gain mensuel de l'énergie électrique produite par chacun des systèmes installés sur chacun des sites:(a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoune

3.1.5.4.6.3 Résultats annuels

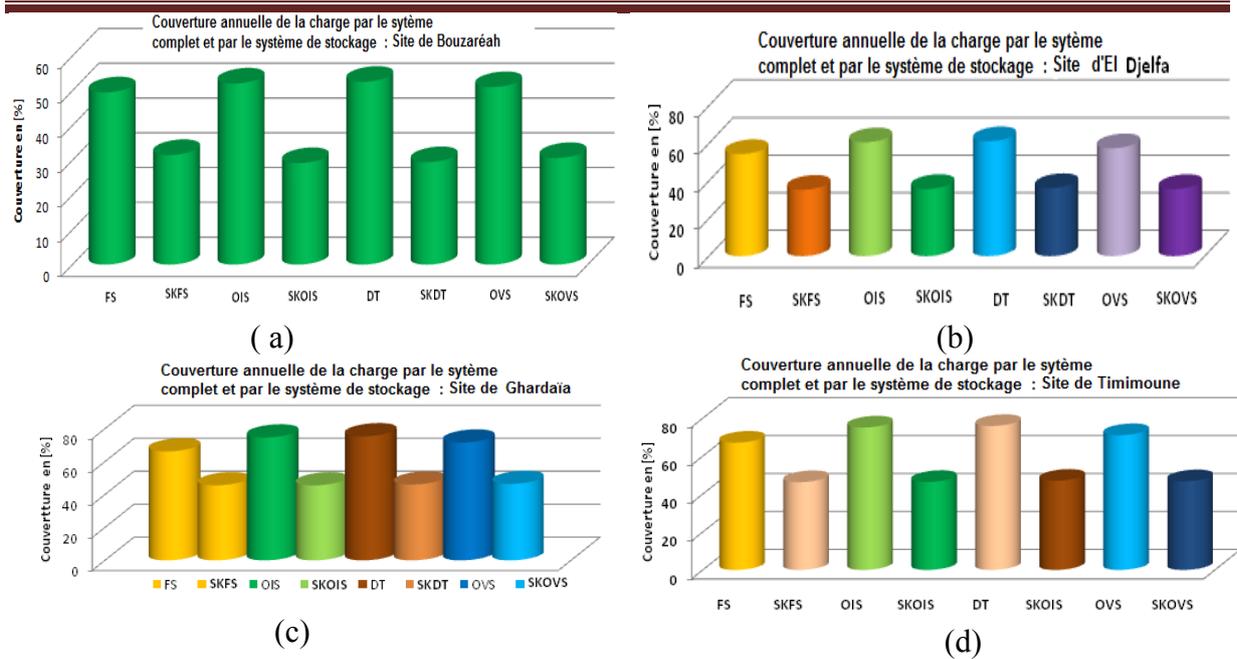
A partir des résultats mensuels sont calculés les différents paramètres représentant les performances annuelles de chacun des systèmes. Ainsi, les résultats obtenus sont présentés comme suit :

- Sur les Figures.3.1.5.12.a-d sont présentées les valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale et de l'énergie électrique respectivement collectée et produite par chacune des configurations retenues ;
- Sur les Figures 3.1.5.13.a-d, pour chacune des configurations, sont présentées les valeurs de la fraction de la charge annuelle couverte par le système PV complet et de celle assurée uniquement par le système de stockage. Sur ces figures, le terme *SK* désigne la fraction d'énergie couverte par le système de stockage.
- Sur les Figures 3.1.5.14.a-d sont présentées les valeurs du gain annuel de l'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite par rapport aux systèmes traditionnels fixes.



Figs.3.1.5.12 Valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale et de l'énergie électrique respectivement collectée et produite par chacune des configurations sur les différents sites:

(a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoun



Figs.3.1.5.13 Fraction de la charge annuelle couverte par le système PV complet, par le système de stockage et pour les différents sites : (a) Bouzaréah, (b) Djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoun.

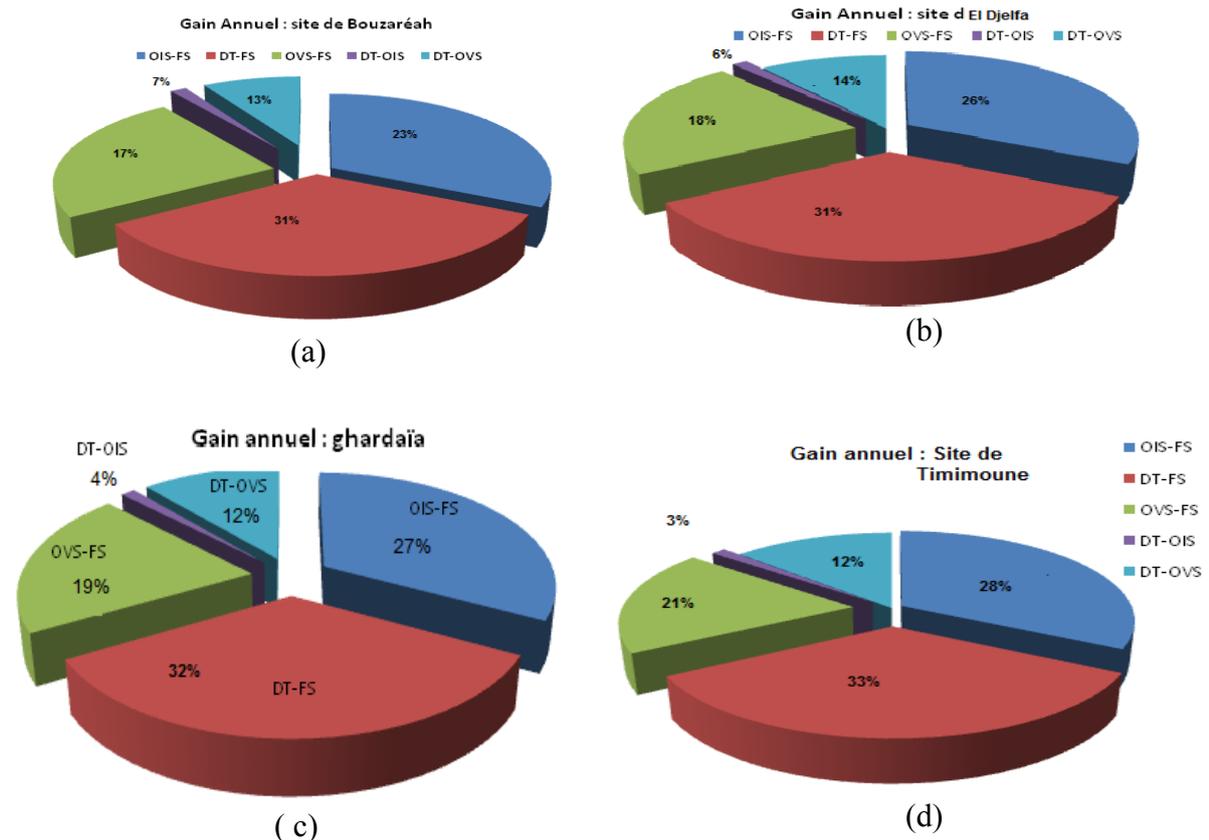


Fig.3.1.5.14 Valeurs du gain annuel d'énergie électrique produite par les différents systèmes de poursuite et pour les différents sites considérés: (a) Bouzaréah, (b) djelfa, (c) Ghardaïa, (d) Timimoun

A partir des résultats obtenus, nous constatons que la quantité d'irradiation globale collectée ainsi que celle de l'énergie électrique produite dépendent des caractéristiques climatiques du site considéré. Ainsi, les résultats présentés sur les figures 3.1.5.13.a - d montrent que chacun des systèmes considérés présente des meilleures performances s'il est installé à Timimoune et diminue progressivement de celle obtenue sur le site de Ghardaïa, Djelfa et Bouzareéah. Par conséquent, bien que la fraction de la charge couverte par chacun des systèmes dépend du besoin et de l'énergie utilisable, nous constatons que les systèmes munis d'un mécanisme de poursuite, installés sur les sites de Timimoune et de Ghardaïa assurent une couverture dépassant respectivement les 68% et 63%, alors être installés sur les sites de Djelfa et de Bouzaréah ils n'assurent que 56% et 48%. Ce qui est lié à notre sens à la disponibilité du potentiel énergétique solaire.

Par ailleurs si on compare les résultats présentés sur les figures 3.1.4.17 et 3.1.4.18 à ceux obtenus et présentés sur les figures 3.1.5.14.b et 3.1.5.14.c nous constatons les valeurs des gains obtenus par les systèmes DT, OIS et OVS par rapport au système FS et de ceux obtenus par le système DT par rapport aux systèmes OVS et OIS diffèrent de quelques pourcent. Ce qui est lié à notre sens au fait que celles utilisées dans section 3.1.4 est basée sur des valeurs réellement mesurées et le modèle utilisé est plus précis et basé sur valeurs horaires. Par contre, la méthode φ - f chart est basée des moyennes mensuelles par heure reconstituées à partir des moyennes mensuelles et aussi par le fait que cette méthode est considérée comme une méthode de pré dimensionnement des systèmes photovoltaïques.

3.1.6 Impact environnementaux et économiques des systèmes de poursuite

3.1.6.1 Introduction

L'objectif principal de cette partie est de mettre en évidence les impacts économiques et environnementaux des systèmes photovoltaïques montés sur de différents mécanismes de poursuite solaire.

Les aspects environnementaux et économiques sont les deux aspects importants de la durabilité d'un système. Pour évaluer la performance et la durabilité d'un système de production d'énergie électrique, ces deux aspects devraient être pris en considération. Les indicateurs de l'évaluation environnementale et économique d'un système peuvent être déterminés par cinq critères pertinents: mesurabilité, représentativité, la fiabilité, la faisabilité et la communicabilité [147].

Dans cette étude, comme indicateurs d'effets environnementaux nous considérons d'une part la réduction d'émission des gaz à effet de serre et d'autre part la couverture de la charge

en matière d'énergie assurée par le système de production énergétique d'origine renouvelable. Alors que le coût d'investissement actualisé NPC et le prix du kWh produit COE sont retenus comme indicateur d'évaluation économique. A cet effet, pour mettre en évidence ces aspects en particulier l'aspect environnemental, nous nous sommes proposés de rajouter un groupe électrogène considéré comme un système conventionnel de production d'énergie électrique. Ce dernier sera combiné aux différentes configurations du système photovoltaïque et les performances économiques et environnementales de chacune d'elles seront évaluées.

3.1.6.2 Les différents indicateurs environnementaux et économiques

3.1.6.2.1 L'Emission

L'émission d'un système de production d'énergie inclut le dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote. En se basant sur le protocole de Kyoto, le CO₂ et NO₂ sont deux parmi les six principaux gaz à effet de serre [148]. SO₂ est considéré comme le gaz le plus nocif pour la nature, dont sa présence dans l'atmosphère conduit à la pluie acide [149]. Les émissions sont mesurées par la quantité de gaz émit par année (kg/an) et par habitant exprimée en kg/kWh. Dans le cadre de notre étude les différentes émissions dans l'air de chacune des combinaisons sont évaluées par le logiciel HOMER [22]. Les émissions sont des paramètres qui ont une représentativité importante pour l'évaluation environnementale. Les limites de l'émission comme une mesure globale de l'évaluation environnementale d'un système de production d'énergie sont les problèmes associés à la saisie et à la distinction de toutes les conséquences négatives pertinentes sur les autres aspects de l'environnement, tels que l'eau, la terre et la diversité de la biosphère. En outre, les niveaux d'émission ne renfermant pas de l'information du niveau des impacts connotatifs sur la viabilité à long terme et la santé de la vie. Toutefois, l'émission est la raison la plus importante de la pollution de l'environnement, et il est raccordé aux principaux problèmes environnementaux comme l'effet de serre et les pluies acides. Les résultats du calcul d'émission peuvent être fiables et réalisables, tant que les données du rayonnement solaire et de la température ambiante utilisés comme principales informations dans la simulation le sont aussi. La méthode d'estimation est basée sur le manuel d'utilisateur du logiciel HOMER [22], et sa faisabilité est confirmée par de nombreuses littératures [150, 151].

3.1.6.2.2 La fraction des énergies renouvelables

Selon la méthode adoptée par le logiciel HOMER, la fraction de l'énergie renouvelable relative à un élément d'un système de production d'énergie est sa proportion d'énergie renouvelable produite par rapport au total de l'énergie produite par l'ensemble du système

(groupe électrogène et le système photovoltaïque considéré). Alors, plus la valeur de la fraction est grande plus la contribution du système considéré à la couverture de la charge est importante. Ainsi dans un système hybride de production d'énergie électrique, la fraction d'énergie renouvelable produite par un système photovoltaïque est définie par la relation suivant :

$$f_{PV} = \frac{P_{ph}}{P_{tot}} \quad (5.1)$$

où P_{ph} et P_{tot} sont respectivement la quantité d'énergie produite par le système photovoltaïque et totale produite par le l'ensemble des composants constituant le système.

3.1.6.2.3 Le coût

L'utilisation du logiciel HOMER présente aussi l'avantage de disposer de différentes informations et performances économiques d'un système de production d'énergie. Parmi les plus importants paramètres que peut simuler ce logiciel sont :

Le coût net actuel (net present cost NPC) qui représente la valeur actualisée des coûts d'investissement, de fonctionnement et d'entretiens d'un système au cours de sa durée vie [152].

Le coût de l'énergie (Cost Of Energy, COE (\$/kwh)) d'un système de production d'énergie est le coût moyen du kWh de l'électricité utile produite par le système [152].

Les deux paramètres dépendent principalement du capital initial, du coût de remplacement, du coût de l'exploitation et de l'entretien de chaque composant du système considéré. Alors des faibles valeurs de l'NPC et COE représentent un système plus performant en matière d'efficacité économique durable.

3.1.6.3 Description du système et de son fonctionnement

Le système retenu dans cette étude est un système hybride (diesel – photovoltaïque), constitué principalement d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, d'un

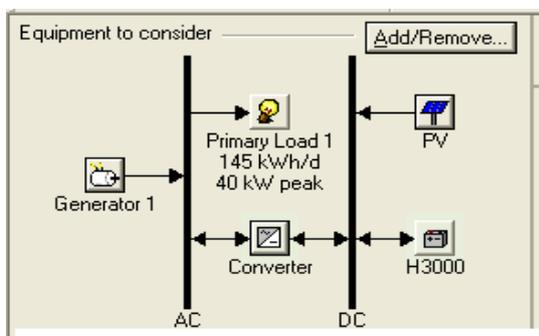


Fig .3.1.6.1.a: Synoptique du système hybride
PV-Diesel

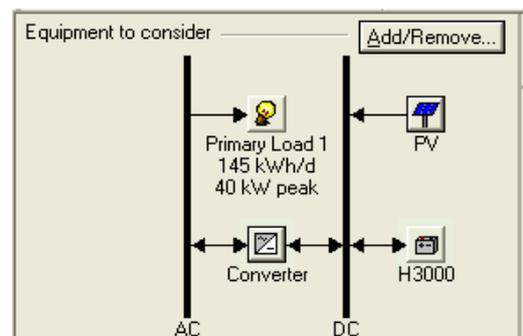


Fig.3.1.6.1.b: Synoptique du système
photovoltaïque

onduleur et d'une charge électrique représentant un ensemble de 40 maisons. Ainsi nous présentons respectivement sur les figures 3.1.6.1.a et 3.1.6.1.b les schémas fonctionnels des systèmes retenus et simulés par le programme HOMER.

3.1.6.4 Sites retenus et les ressources énergétiques renouvelables correspondantes

Les performances d'une configuration quelconque d'un système photovoltaïque dépendent principalement de la disponibilité des ressources énergétiques renouvelables ainsi que des contraintes d'utilisations. Ceci impose en premier lieu, une étude préalable du site considéré tout en faisant une analyse statistique de la disponibilité des ressources énergétiques requises par le biais de mesures préalables et spécifiques. A cet effet, dans ce travail, afin de mettre en évidence l'effet des caractéristiques climatiques sur les performances environnementales et économiques nous avons considéré trois sites dont chacun appartenant à une zone climatique du territoire nationale. Il s'agit du site de Bouzaréah, Ghardaïa et Tamanrasset dont les principales caractéristiques ont été obtenues à partir de [153] et présentées comme suit :

- Sur les Figures 3.1.6.2.a,b et c est présentée l'évolution annuelle de la température ambiante respectivement sur les sites de Bouzaréah, Ghardaïa et Tamanrasset ;
- Sur les Figures 3.1.6.3.a,b et c est présentée l'évolution annuelle de l'irradiation globale horaire collectée par une surface horizontale respectivement sur les sites de Bouzaréah, Ghardaïa et Tamanrasset ;

3.1.6.5 Profil de la charge électrique

Le profil de la charge électrique retenue est basé sur celui d'une maison individuelle dont la méthode de sa détermination est décrite dans la section précédente (section 3.1.5). Ainsi dans cette étude, comme exemple d'application, nous avons retenue une charge électrique équivalente à 40 maisons individuelles et dont l'évolution correspondante à chacun des sites de Bouzaréah, Ghardaïa et Tamanrasset est présentée respectivement sur les figures 3.1.6.4.a, b et c.

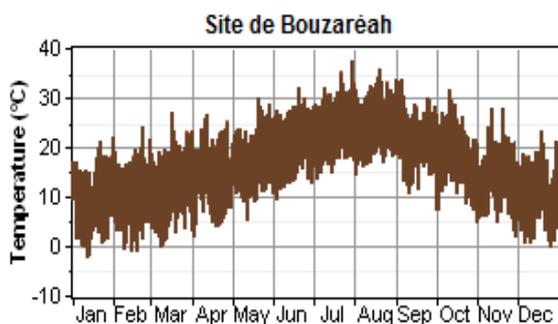


Fig.3.1.6.2.a : Profil annuel de la température ambiante (site de Bouzaréah)

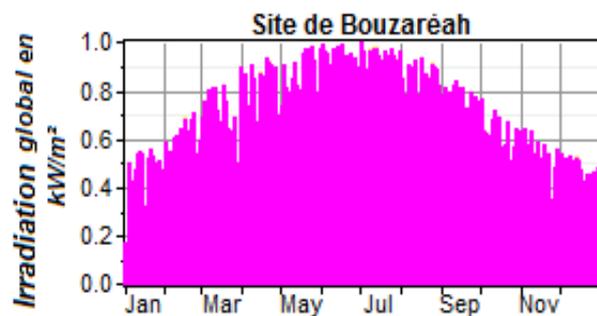


Fig.3.1.6.3.a : Profil annuel de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal (site de Bouzaréah)

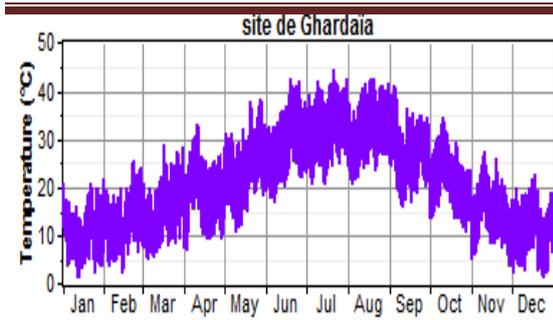


Fig.3.1.6.2.b : Profil annuel de la température ambiante (site de Ghardaïa)

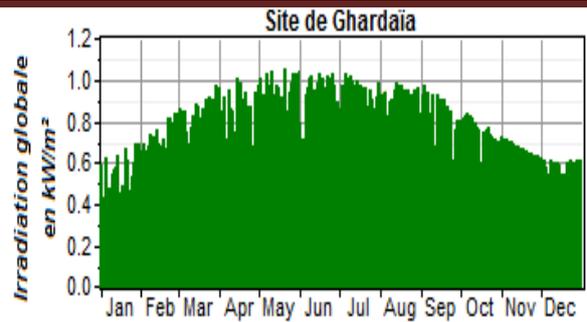


Fig.3.1.6.3.b : Profil annuel de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal (site de Ghardaïa)

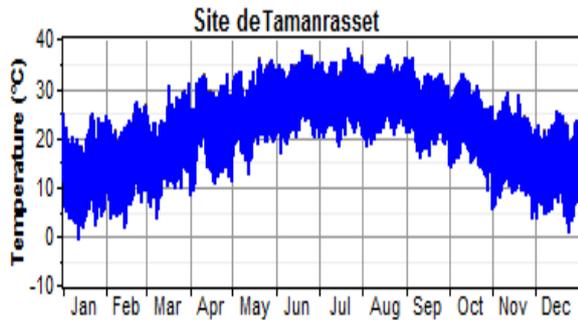


Fig.3.1.6.2.c : Profil annuel de la température ambiante (site de Tamanrasset)

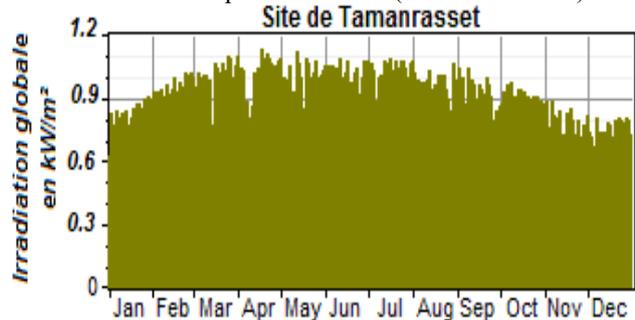


Fig.3.1.6.3.c : Profil annuel de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal (site de Tamanrasset)

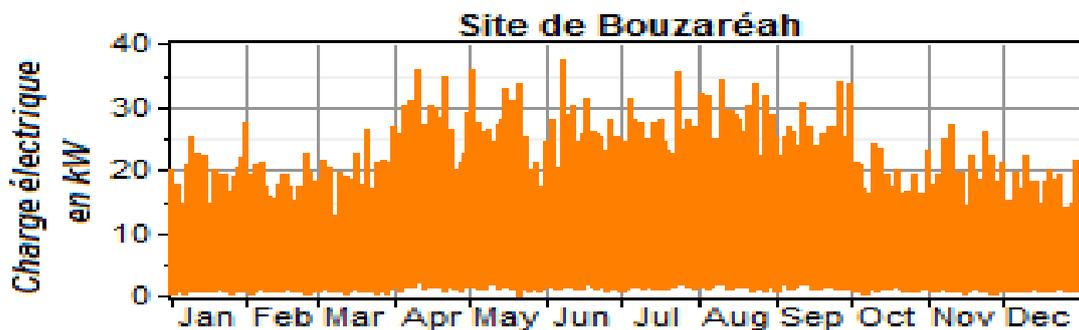


Fig.3.1.6.4.a Profil annuel de la charge électrique relatif à 40 maisons individuelles installées sur le site de Bouzaréah

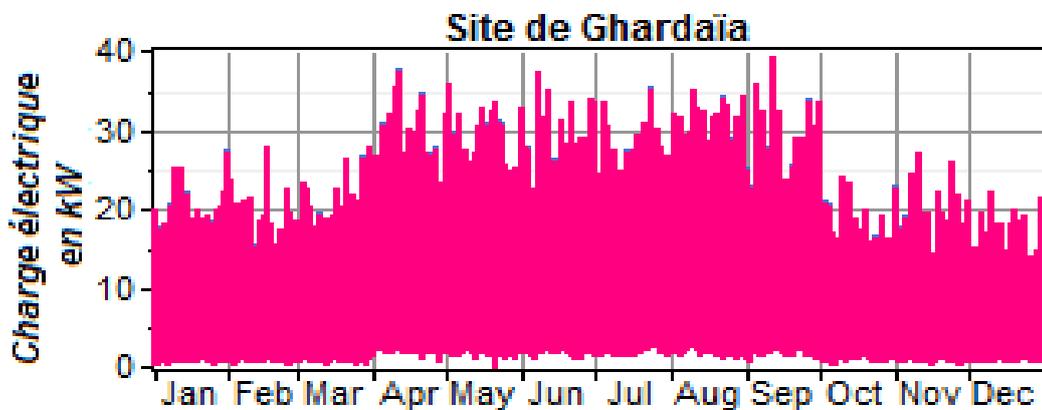


Fig.3.1.6.4.b Profil annuel de la charge électrique relatif à 40 maisons individuelles installées sur le site de Ghardaïa

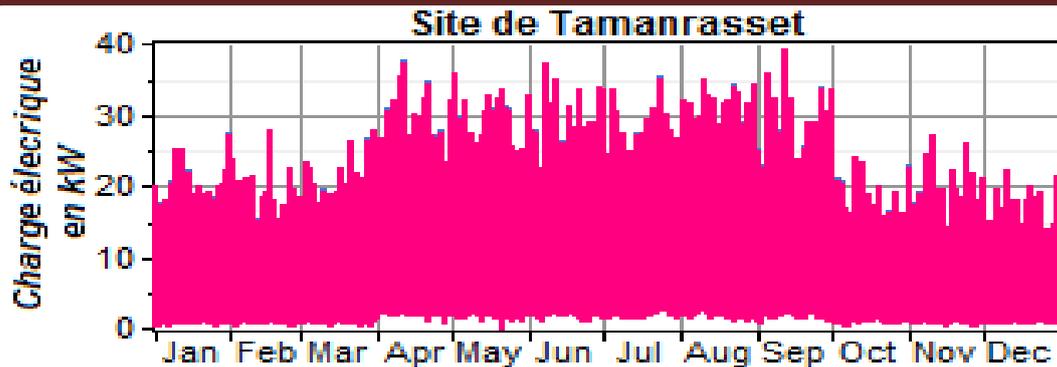


Fig.3.1.6.4.c Profil annuel de la charge électrique relatif à 40 maisons individuelles installées sur le site de Tamanrasset

3.1.6.6 Caractéristiques des composantes du système retenu

Les différents composants du système considéré sont le générateur photovoltaïque, le groupe électrogène, le système de stockage, et le convertisseur DC/AC. Cette étude développe un ensemble approprié de paramètres essentiels comme la puissance photovoltaïque installée, la capacité du convertisseur correspondant à la charge prédéfinie. Pour l'analyse économique, le coût incluant le capital initial, le coût de remplacement et de l'exploitation et les coûts d'entretiens sont considérés comme les conditions primaires de la simulation.

5.1.5.6.1 Le générateur photovoltaïque

Le coût initial des générateurs photovoltaïques varie de 4.00 \$ à 5.00 \$ par watt [152]. Alors que les coûts d'installation, de remplacement et de l'entretien d'un système d'énergie solaire de 1kW sont pris entre 4000 \$ et 5000 \$ et dans notre cas, nous avons retenu la valeur 4880\$. Par ailleurs, pour pouvoir optimiser les dimensions du système nous avons retenu une taille du champ photovoltaïque variant entre 0 et 80kW.

3.1.6.6.2 Le convertisseur de puissance

Un convertisseur est nécessaire pour les systèmes dont les composantes DC alimenteront une charge AC ou vice-versa. Le logiciel HOMER considère un onduleur (convertisseur continu-alternatif), un redresseur (AC à DC), ou les deux. Pour un système de 1 kW, les coûts de l'installation, de remplacement et de l'entretien sont pris respectivement 750 \$ et 800 \$ [154]. Différentes tailles de convertisseur (0 à 40 kW) sont prises dans le modèle avec une durée de vie de 15ans et un rendement de 90%.

3.1.6.6.3 Système de stockage

Le système de stockage présente une importance considérable dans les applications photovoltaïques. Car il permet de stocker le surplus de puissance électrique produite par le système et de restituer l'énergie électrique stockée durant les périodes de journées présentant un déficit en matière d'éclairage solaire ou durant la nuit. Ainsi dans cette étude nous

avons prévu un système de stockage basé sur des batteries du type Hoppecke 24 OPzS3000 et la dimension du système varie de 0 à 40 unités.

3.1.6.7 Configurations des systèmes de poursuites retenus

Dans cette partie, comme systèmes photovoltaïques, nous avons retenu ceux munis des mécanisme de poursuite *DT*, *OVY*, *OVS*, *OIY* et *OIS* ainsi que les deux panneaux traditionnels fixes *FY* et *FS*. Par ailleurs, pour pouvoir comparer les performances de ces systèmes principalement en matière économique et environnemental, nous avons considéré que chacune des configurations retenues soit couplées d'une part à un système de batteries de stockage pour assurer la couverture de la charge nocturne et d'autre part à un groupe électrogène pour combler les déficits que présentent les systèmes solaires.

Tableau 3.1.6.1 Caractéristiques techniques des différents éléments constituant le système considéré

Description	Valeurs/Informations
PV	
Coût d'installation	4840\$/kW
La durée de vie	20 ans
Coût de remplacement et de l'entretien	4840\$/kW
Taille	0 à 80 kW
Groupe électrogène/générateur diésel	
Modèle d'aérogénérateur	
Coût d'installation	10 kW
La durée de vie	3770 \$
Coût de remplacement et de l'entretien	15000 hours
Taille	4924\$ 0-30 kW
L'onduleur	
Coût	800 \$/kW
Durée de vie	15 ans
coût d'entretien et de maintenance	8\$/kW0 à 40 kW
Taille	
Système de stockage	
Modèle	Hoppecke 24 OPzS3000
Coût	764\$
Remplacement	764\$
Durée de vie minimum	5 ans 3000 Ah 6 kWh

3.1.6.8 Résultats et discussion

Comme on observe sur la Figure 3.1.6.5, Le logiciel HOMER présente une variété de configurations de système de poursuite solaire sauf celle relative au système de poursuite à axe de rotation incliné (voir figure 3.1.6.5). Pour remédier à cette insuffisance nous avons procédé comme suite :

- ❖ Pour chacun des trois sites retenus, nous avons utilisé le logiciel METEONORM [153] pour générer les valeurs horaires de l'irradiation global et diffuse incidente sur unité de surface horizontale.

- ❖ Nous avons développé un logiciel MATLAB qui permet de reconstituer les valeurs horaires de l'irradiation globale collectée par les configurations FS, OIY et OIS à partir de celles obtenues sur un plan horizontal ;
- ❖ Les valeurs horaires de l'irradiation globale obtenues sont introduites dans le logiciel HOMER et considérées comme celles relatives à une configuration d'un collecteur installé horizontalement ;
- ❖ Pour tenir compte du prix du mécanisme de poursuite, le prix initial de l'installation, les frais de replacements et ceux relatifs au fonctionnement et à la maintenance, un taux de 10%, 10% et 3% par axe de rotation sont rajoutés à ceux attribués pour les systèmes fixes.

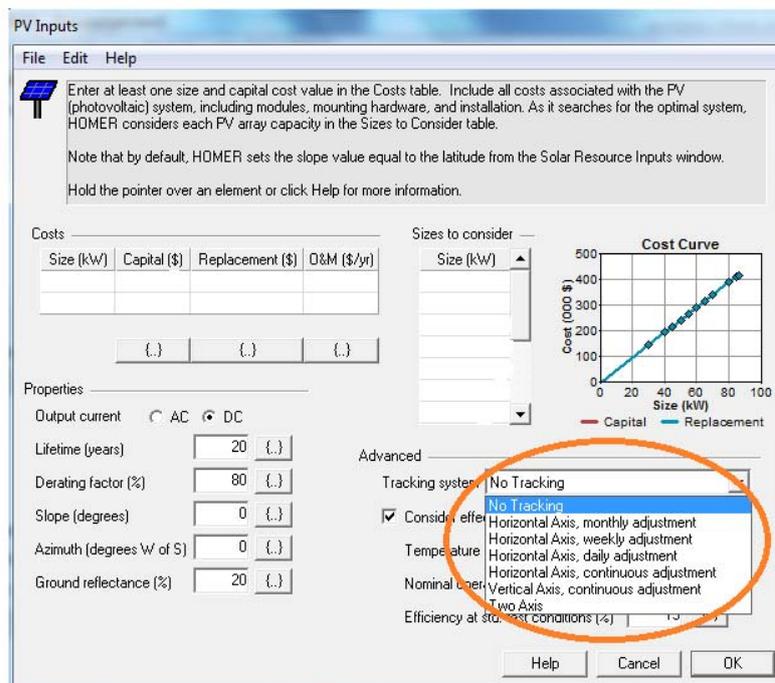


Fig. 3.1.6.5 systèmes de poursuite disponibles dans le menu du logiciel HOMER

Ayant utilisé comme données d'entrées, les valeurs de l'irradiation globale horaire, les valeurs de la température ambiante correspondante, la taille de chacun des constituants du système et les caractéristiques qui leur correspondent, Le logiciel HOMER permet d'optimiser le système et fini par définir et proposer les configurations des systèmes les plus performants. Les résultats auxquels nous avons abouti sont présentés comme suit :

- ❖ Sur le Tableau 3.1.6.2 sont présentés respectivement les résultats économiques des différentes configurations optimales retenues par le logiciel HOMER pour les sites de Bouzaréah, Ghardaïa et Tamanrasset ;

-
- ❖ Sur le Tableau 3.1.6.3 sont présentés respectivement les quantités des gaz émis par les différentes configurations optimales retenues par le logiciel HOMER pour chacun des sites : Bouzaréah, Ghardaïa et Tamanrasset ;

Il est à noter que les lettres A, B, C, D présentées sur les Tableaux 3.1.6.4 et 3.1.6.5 désignent respectivement que le système est constitué :

A : Du générateur PV, du groupe électrogène, d'un convertisseur et d'un système de stockage ;

B : Du générateur PV, d'un convertisseur et d'un système de stockage ;

C : Du générateur PV et du groupe électrogène ;

D : Du groupe électrogène uniquement.

A partir des résultats présentés sur le Tableau 3.1.6.2, nous constatons que les performances économiques varient d'une configuration et à une autre et d'un site à un autre ;

Pour chacun des sites considérés, la configuration A qui est constituée des générateurs diésels, d'un système de stockage et du système photovoltaïque entraîné par le mécanisme de poursuite DT, présente les meilleures performances. Ce qui est suivi par celles des systèmes *OIS*, *OVS*, *OIY*, *OVY*, *FS* et par celles du système *FY* ;

Si nous considérons la configuration B qui représente le système constitué du générateur photovoltaïque et du système de stockage, à partir des résultats présentés sur Tableau 3.1.6.2, nous constatons que le système *DT* présente aussi les meilleures performances en terme d'indicateurs économiques (COE) suivi aussi par celles du système *OIS*, *OVS*, *OIY*, *OVY*, *FS* et par celles du système traditionnel fixe *FY*. De même pour cette configuration, nous constatons que les performances de ces systèmes dépendent aussi du site sur lequel ils sont installés. Ils présentent de meilleures performances s'ils sont installés sur le site de Tamanrasset que sur Ghardaïa que sur Bouzaréah. Les résultats obtenus s'expliquent par les mêmes arguments présentés dans les sections précédentes. Par contre, la configuration B présente l'avantage qu'elle soit non polluante et l'inconvénient d'être plus cher que la configuration A.

Quant aux configurations C et D, elles présentent celles les plus coûteuses et les plus polluantes, puisque dans ces deux configurations, les générateurs diésels sont relativement très sollicités, principalement durant la période nocturne pour la configuration C et durant toute l'année pour la configuration D. Ce qui se traduit par des frais d'entretien et de remplacement considérables, par une grande consommation de fuel et par conséquent un dégagement d'importantes quantités de gaz polluants.

Par ailleurs, si on considère les performances environnementales et si on observe les résultats présentés sur les Tableaux 3.1.6.3.a, b et c, on constate que la configuration B présente évidemment une quantité de gaz émis égalisée à zéro ce qui s'explique tout simplement que cette configuration ne présente aucune consommation de fuel.

Tableau 3.1.6.2 Performances économiques de chacune des configurations par le logiciel HOMER pour le site de : (a) Bouzaréah, (b) Ghardaïa, (c) Tamanrasset

		(a) Bouzaréah			(b) Ghardaïa			(c) Tamanrasset		
		Total NPC (\$)	COE (\$ /kWh)	fr	Total NPC	COE \$ /kWh	fr	Total NPC	COE \$ /kWh	fr
FY	A	469,515	0.746	0.72	490,755	0.725	0.73	474,748	0.697	0.73
	B	554,526	0.884	1.00	615,762	0.869	1.00	598,973	0.885	1.0
	C	1,739,751	2.762	0.43	2,001,230	2.958	0.41	1,988,046	2.925	0.39
	D	2,351,788	3,754	0	2,684,679	3,968	0	2,684,679	3,968	0
FS	A	467,688	0.742	0.74	469,023	0.693	0.76	467,794	0.692	0.76
	B	547,526	0.869	1.00	580,752	0.859	1.0	544,523	0.805	1.0
	C	1,708,134	2,712	0.41	1,972,655	2,916	0.41	1,971,982	2,899	0.44
	D	2,351,788	3,734	0	2,684,679	3,968	0	2,684,679	3,968	0
OVY	A	450,226	0.715	0.75	468,359	0.692	0.76	459,764	0.690	0.77
	B	533,229	0.852	1.0	568,313	0.841	1.0	534,408	0.801	1.0
	C	1,685,460	2,676	0.44	1,928,784	2,851	0.49	1,961,689	2,873	0.48
	D	2,351,788	3,734	0	2,684,679	3,968	0	2,684,679	3,968	0
OVS	A	449,220	0.714	0.77	454,354	0.672	0.78	456,798	0.680	0.78
	B	531,929	0.847	1.0	526,233	0.778	1.0	502,288	0.743	1.0
	C	1,685,746	2,646	0.44	1,962,560	2,901	0.55	1,949,432	2,869	0.51
	D	2,351,788	3,734	0	2,684,679	3,968	0	2,684,679	3,968	0
OIS	A	445,080	0.712	0.80	451,746	0.668	0.81	434,419	0.637	0.81
	B	528,899	0.840	1.0	449,933	0.738	1.0	471,701	0.729	1.0
	C	1,686,558	2,678	0.44	1,960,425	2,886	0.53	1,937,835	2,867	0.53
	D	2,351,788	3,734	0	2,684,679	3,968	0	2,684,679	3,968	0
OIY	A	447,587	0.713	0.78	508,963	0.665	0.78	452,388	0.657	0.79
	B	530,854	0.842	1.0	498,985	0.753	1.0	491,171	0.738	1.00
	C	1,681,988	2,67	0.44	1,952,454	2,898	0.52	1,942,873	2,872	0.51
	D	2,351,788	3,734	0	2,684,674	3,968	0	2,684,679	3,968	0
DT	A	430,548	0.684	0.90	417,038	0.616	0.91	429,764	0.634	0.91
	B	496,046	0.788	1.0	497,358	0.736	1.0	469,408	0.728	1.00
	C	1,640,138	2,604	0.53	1,808,503	2,673	0.59	1,929,442	2,867	0.55
	D	2,351,788	3,734	0	2,684,674	3,968	0	2,684,679	3,968	0

3.1.6.9 Conclusion

Bien que cette partie nous a montré encore que l'utilisation d'un système de poursuite permet d'améliorer les performances d'un système photovoltaïque et que ces dernières dépendent fortement du système considéré, des caractéristiques climatiques du site considéré. Elle nous a montré aussi que le prix du kWh produit par ces derniers ne pourra être compétitif avec celui produit avec le système conventionnel (réseau électrique national) mais le pourra largement si un système basé sur des générateurs diesel est considéré. Par ailleurs, selon l'aspect environnemental, la quantité de gaz émis dépend de la combinaison du système, du mécanisme de poursuite utilisé et de la fraction de la couverture assurée par le système. En effet, ces systèmes permettent de préserver une quantité considérable de gaz polluant par rapport aux systèmes conventionnels et que ces derniers ne peuvent pas leur être compétitifs selon cet aspect.

Quant à la configuration A, elle est constituée par deux générateurs d'énergie électrique, le système photovoltaïque et les générateurs diésels, qui seul dans cette configuration qui produit et émis des gaz polluants. Ce qui dépend principalement de la contribution de chacun des systèmes photovoltaïque considérés en matière de couverture de la charge électrique considérée et de la quantité du fuel consommée par le générateur diesel qui lui est associé.

Ainsi pour cette configuration, généralement, le système photovoltaïque muni du mécanisme DT couplé à un ensemble de générateurs diésels permet de préserver 93 à 95, 8 à 9% et 5 à

Tableau 3.1.6.3: Quantité des différents gaz émis par chacune des configurations et pour les sites de Bouzaréah et Tamanrasset

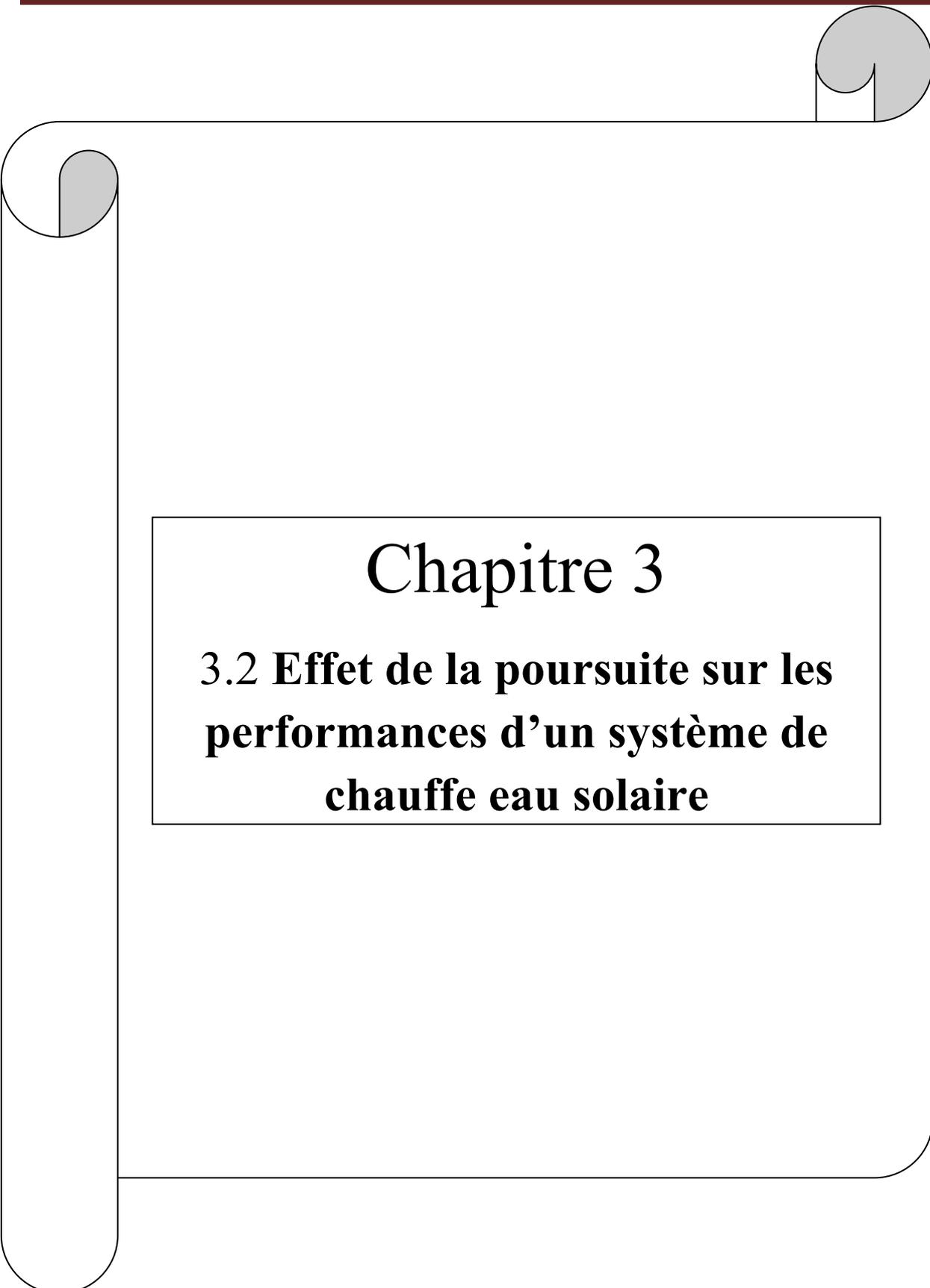
(a) Bouzaréah						(b) Tamanrasset					
	CO2 Kg/an	CO Kg/an	Gaz Non Brûlés	SO2 Kg/an	NOx Kg/an		CO2 Kg/an	CO Kg/a n	Gaz Nom Brûlé	SO2 Kg/a n	NOx Kg/an
FY A	16,918	41.8	4.63	34.4	373	FY A	17,948	44.3	4.91	36	395
FY B	0	0	0	0	0	FY B	0	0	0	0	0
FY C	88,629	219	24.2	178	1,952	FY C	101,847	251	27.8	205	2,243
FY D	131,394	324	35.9	264	2,894	FY D	148,579	367	40.6	298	3,273
FS A	14,387	35.5	3.93	28.9	317	FS A	15,364	37.2	4.16	30.3	332
FS B	0	0	0	0	0	FS B	0	0	0	0	0
FS C	86,650	214	19.1	174	1,908	FS C	100,429	248	27.5	202	2,212
FS D	131,394	324	35.9	264	2,894	FS D	148,579	367	40.6	298	3,273
OVY A	13,220	32.6	3.62	26.6	292	OVY A	15,192	37.5	4.12	30.0	335
OVY B	0	0	0	0	0	OVY B	0	0	0	0	0
OVY C	85,525	211	15.4	171	1,881	OVY C	94,216	233	24.8	189	2,075
OVY D	131,394	324	35.9	264	2,894	OVY D	148,579	367	40.6	298	3,273
OVS A	12,662	32.5	3.61	26.5	291	OVS A	14,443	35.6	3.95	29	318
OVS B	0	0	0	0	0	OVS B	0	0	0	0	0
OVS C	85,401	209	14.4	171	1,880	OVS C	93,217	230	23.5	187	2,053
OVS D	131,220	324	35.9	264	2,894	OVS D	148,579	367	40.6	298	3,273
OIY A	12,419	32.2	3.56	26.2	287	OIY A	11,137	32.04	3.59	26.4	289
OIY B	0	0	0	0	0	OIY B	0	0	0	0	0
OIY C	85,275	210	13.4	172	1,883	OIY C	94,190	232	21.8	189	2,075
OIY D	131,394	324	35.9	264	2,894	OIY D	148,579	367	40.6	298	3,273
OIS A	10,035	29.7	3.43	24.3	274	OIS A	12,310	32.9	3.24	23.7	293
OIS B	0	0	0	0	0	OIS B	0	0	0	0	0
OIS C	83,208	210	13.3	171	1,877	OIS C	94,646	234	22.9	190	2,085
OIS D	131,394	324	35.9	264	2,894	OIS D	148,579	367	40.6	298	3,273
DT A	7,036	23.9	2.54	16.3	224	DT A	7,079	25.5	2.94	21.2	156
DT B	0	0	0	0	0	DT B	0	0	0	0	0
DT C	82,098	203	12.4	165	1,808	DT C	87,405	216	23.6	176	1,925
DT D	131,394	324	35.9	264	2,894	DT D	148,579	367	40.6	298	3,273

7% de quantité du gaz qui pourra être émise si les générateurs diésels (configuration D) soit seulement utilisé, soit couple au système PV fixe FY ou FS. Par contre, si le générateur diesel est couplé à un des systèmes photovoltaïques mono-axial, suivant leurs performances,

le système hybride permet de préserver 90 à 93% et 2 à 6 % de la quantité de gaz si seul le générateur diesel soit utilisé ou soit couplé à un des systèmes traditionnel fixe FS et FY. Si on considère la configuration C, là où le système hybride fonctionne sans système de stockage, les générateurs diesels sera sollicité d'avantage en particulier durant la nuit et durant les journées nébuleuses et par conséquent la quantité de gaz émise est nettement plus importante par rapport à celle produite par l'un des systèmes de la configuration A. en effet, si on considère que le générateur diesel est couplés au système *DT* ou à un des systèmes de poursuite mono-axial, le système résultant permet de préserver 37 à 38% , 3 à 4% et 1 à 3% de la quantité des gaz émis si uniquement les générateurs diesels soient utilisés ou qu'ils soient couplés aux systèmes PV FY ou FS. Alors que si le générateur diesel est couplé aux systèmes PV muni d'un mécanisme de poursuite mono-axial, suivant aussi leurs performances, le système hybride résultant permet de préserver 35 à 37% et 1 à 5 % de la quantité de gaz si le générateur diesel soit utilisé seul ou couplé à un des systèmes traditionnel fixe FS et FY.

(c) Ghardaïa

		CO2 Kg/an	CO Kg/an	Gaz Nom. Brulé	SO2	NOx
Fy	A	16,683	41,2	4,56	33,5	367
	B	0	0	0	0	0
	C	100,607	248	27,5	202	2,216
	D	148,179	367	40,6	298	3,273
FS	A	15,848	34,2	3,88	28,5	343
	B	0	0	0	0	0
	C	99,772	246	27,3	200	2,198
	D	148,179	367	40,6	298	3,273
OVY	A	14,443	33,2	3,58	27,8	328
	B	0	0	0	0	0
	C	96,612	226	25	187	2,053
	D	148,179	367	40,6	298	3,273
OVS	A	14,021	32,6	3,45	27,2	318
	B	0	0	0	0	0
	C	91,217	218	23,2	184	2,038
	D	148,579	367	40,6	298	3,273
OIS	A	11,196	26,2	3,01	22,5	257
	B	0	0	0	0	0
	C	88,926	208	22,4	177	2,009
	D	148,579	367	40,6	298	3,273
OIY	A	13,753	29,0	3,29	23,6	259
	B	0	0	0	0	0
	C	90,980	212	23,0	179	2,034
	D	148,579	367	40,6	298	3,273
DT	A	10,425	25,7	2,85	20,9	230
	B	0	0	0	0	0
	C	87,404	201	22,3	176	1,925
	D	148,579	367	40,6	298	3,273

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical bar on the left and a horizontal bar at the top. The top-right and bottom-left corners are rounded and feature a grey scroll-like shape.

Chapitre 3

3.2 Effet de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe eau solaire

3.2 Effet de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe eau solaire

3.2.1 Introduction

Le prix du kWh produit par les systèmes de conversions de l'énergie solaire reste très élevé par rapport à celui produit par les systèmes conventionnels et qui est particulièrement remarquable dans notre pays. Ce qui est lié à notre sens au prix des équipements, à leur encombrement, à leur durée de vie et aussi par le fait que nous ne disposons pas de technologie de leur fabrication. Par ailleurs, les performances d'un panneau photovoltaïque ou d'un chauffe eau solaire dépendent principalement des caractéristiques opto - électriques ou thermo - physiques quand il s'agit respectivement d'un système de conversion photovoltaïque ou d'un système de conversion thermodynamique de l'énergie solaire. Elles dépendent aussi de la quantité d'énergie solaire que le système de conversion reçoit. Bien que la solution d'utiliser un système de poursuite solaire continue pour entraîner un système photovoltaïque permette d'augmenter considérablement ces performances, cette solution restera limitée pour être appliquée à un système de chauffe eau solaire. Ce qui est lié principalement à deux contraintes dont la première est liée au poids du mètre carré du chauffe eau solaire qui est nettement supérieur à celui du mètre carré d'un panneau photovoltaïque et la seconde est liée à la rigidité des connections reliant le chauffe eau solaire et la cuve de stockage. Ainsi, utiliser un système de poursuite continue nécessite d'une part une structure porteuse spécifique qui permettra de supporter le poids du collecteur, un mécanisme d'entraînement adéquat et d'autre part utiliser une tubulure flexible reliant le capteur à la cuve de stockage. Ceci conduit par conséquent à augmenter le coût d'investissement initial et par conséquent augmenter le prix du kWh produit. Alors, pour réduire ce dernier, une solution peut être utilisée tout en gardant le même principe et qui consiste à concevoir une structure porteuse sur laquelle on pourra incliner le capteur solaire suivant des inclinaisons optimales et de pouvoir changer son orientation plusieurs fois par jour. Ce qui permettra à minimiser l'angle d'incidence du rayonnement solaire et par conséquent augmenter d'avantage la quantité d'énergie solaire que recevra le collecteur solaire par rapport à une configuration traditionnel fixe. Dans cette étude nous nous sommes intéressés aussi à mettre en évidence l'effet d'utilisation d'un mécanisme de poursuite solaire mono-axial sur les performances d'un système de chauffe eau solaire. A cet effet nous avons considéré les deux mécanismes OVS et OIS décrits et retenus précédemment et aux quels on le mode de fonctionnement :

- De poursuite azimutale continue;

➤ En mode de poursuite pas à pas et qui consiste à changer plusieurs fois par jour l'orientation du collecteur. Ainsi les systèmes proposés sont présentés sur les figures ci dessous :

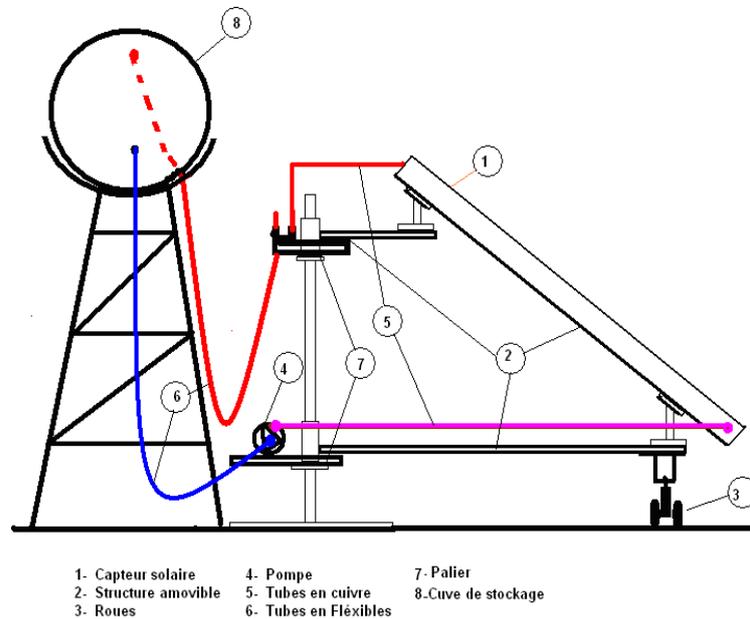


Fig. 3.2.1.a Système de chauffe eau solaire avec mécanisme de poursuite à axe de rotation vertical

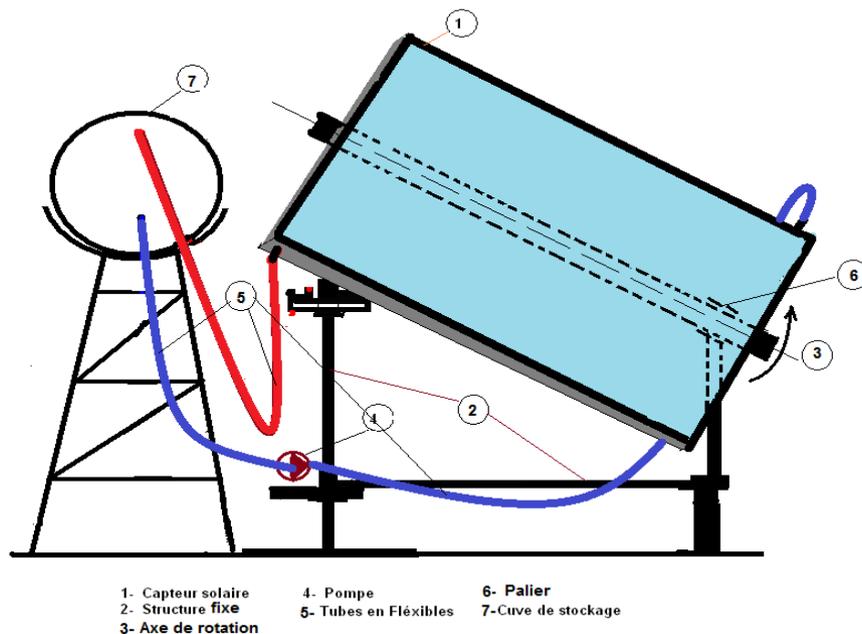


Fig. 3.2.1.b Système de chauffe eau solaire avec mécanisme de poursuite à axe de rotation incliné

Ces systèmes sont constitués principalement d'un panneau solaire formé de deux capteurs de conversion thermodynamique de l'énergie solaire. Montés sur une structure ayant la

possibilité de tourner soit autour d'un axe vertical (voir Fig.3.2.1.a) ou autour d'un axe incliné (voir Fig.3.2.1.b) et pour limiter l'effet du poids sur les paliers de l'axe porteur, de petites roues ont été prévues pour permettre une rotation facile du panneau. Par ailleurs, pour palier au problème de la rigidité des connections entre le panneau et la cuve de stockage, des tubes flexibles sont prévus. Et par ce fait la cuve de stockage est montée séparément sur un support fixe. Dans ce qui suit, nous présentons une description générale des différents éléments d'une chauffe eau solaire ainsi que leurs principales caractéristiques qui influent sur les performances de ce système.

3.2.2 Description d'un chauffe eau solaire

Une chauffe eau solaire est un élément fondamental dans les applications de conversion thermodynamique de l'énergie solaire à basse température. Sans éléments de concentration et selon sa position, la surface du collecteur reçoit l'éclairement solaire incident sur sous deux ou trois formes. Il reçoit l'éclairement du au rayonnement direct et diffus s'il est installé horizontalement auxquels se rajoute celui réfléchi par le sol s'il est installé selon la configuration la plus usuelles et qui consiste à orienter sa surface vers l'équateur et l'incliner selon un angle optimum préalablement calculée. Cette configuration permet alors au capteur de collecter le maximum d'énergie solaire au cours d'une période désirée et principalement aux moments avoisinant midi en temps solaire vrai.

Selon le mode de circulation du fluide caloporteur dans le système, deux configurations peuvent être envisagés, celles correspondantes respectivement au chauffe eau à circulation naturelle ou à thermosiphon et à celui à circulation forcée (voir Fig. 3.2.2.a et Fig.3.2.2.b).

Dans le premier cas l'eau, entrant par la partie inférieure du capteur plan, chauffée par l'énergie thermique qui lui est transmise par l'absorbeur convertis en chaleur l'éclairement du solaire qu'il reçoit. L'eau chauffée sort alors par la partie supérieure de la chauffe eau solaire et passant par le tube collecteur, elle rejoint le ballon de stockage. Ce dernier devrait être situé au dessus de la partie supérieure du capteur. Ainsi, dans la cuve de stockage, selon la densité de l'eau, l'eau froide se trouvant dans le bas, rejoint la partie inférieure du capteur via le tube collecteur qui assure la distribution de l'eau dans les différents tubes en contact avec l'absorbeur (radiateur). Pour assurer la circulation naturelle du fluide caloporteur, la hauteur de la cuve de stockage par rapport au capteur devrait être préalablement calculée pour que les forces thermo-fluides créés par ce principe vaincraient les forces de gravités et les forces liées aux différentes pertes de charges incluses dans le circuit.

Le second cas concerne la configuration dont la circulation du fluide caloporteur est assurée par une pompe (généralement une petite pompe centrifuge appelée calculateur). Le principe de fonctionnement dans ce cas est le même sauf que la position de la cuve de stockage pourra prendre n'importe quelle position et la pompe devrait être préalablement choisie selon les besoins.

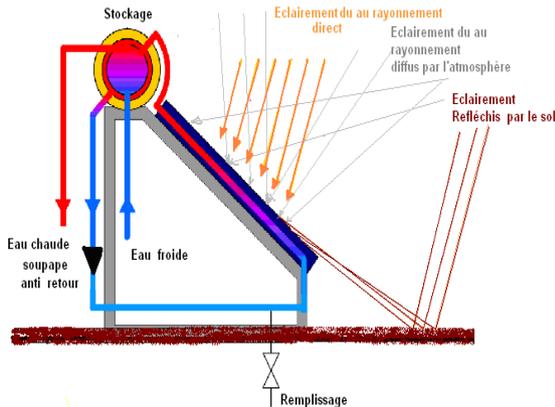


Fig.3.2.2.a Chauffe eau solaire à circulation Naturelle (thermosiphon)

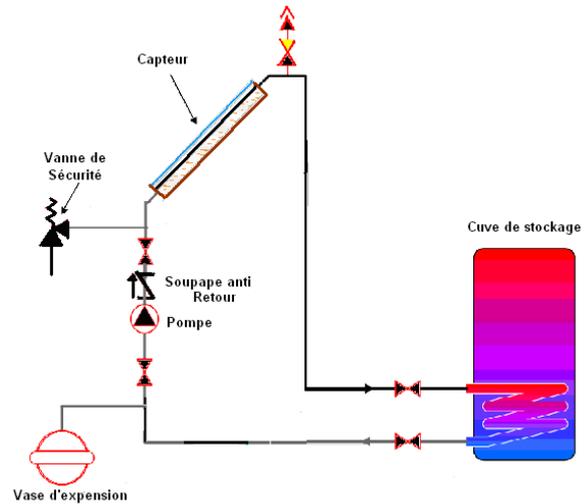


Fig.3.2.2.b Chauffe eau solaire à circulation forcée.

3.2.2.1 Eléments constituant le capteur solaire

Une chauffe eau solaire étant constituée principalement :

- D'une couverture transparente ;
- D'un absorbeur ;
- D'un boîtier sur lequel est portée l'isolation latérale et avale.

Sur l'absorbeur, sont fixés les tubes dans lesquels circule le fluide caloporteur. Chacun des tubes est relié par ses deux extrémités respectivement à deux collecteurs. Ces derniers sont reliés à leur tour à l'entrée et à la sortie de la cuve de stockage.

Le rôle principal d'un absorbeur est de convertir le rayonnement solaire de courtes longueurs d'ondes qu'il reçoit en chaleur. Ainsi la fraction du rayonnement solaire absorbée par cet élément dépend principalement des caractéristiques thermo - optiques du matériau, par conséquent son aptitude à absorber le rayonnement solaire dépend de conductibilité thermique du matériau et l'absorptivité de sa surface exposée. Mais, le collecteur n'absorbe pas la totalité du rayonnement solaire qu'il reçoit alors, une partie du rayonnement incident va être réfléchi vers le milieu environnant et dont sa quantité dépend du coefficient de réflexion du matériau. Par ailleurs, une fois chauffé, l'absorbeur rayonne vers le milieu avoisinant en particulier vers la couverture transparente selon des ondes électromagnétiques

de grandes longueurs d'onde (infrarouge) et la fraction émise par ce dernier dépend de l'émissivité de la peinture utilisée.

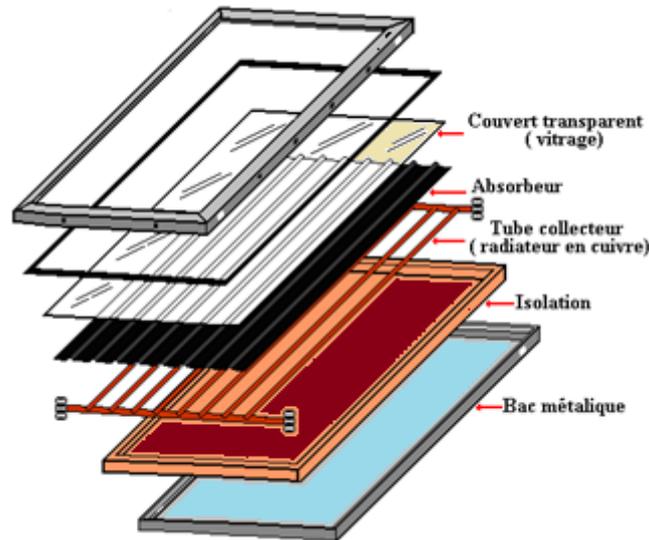


Fig.3.2.3 Eléments constituant un chauffe eau solaire

3.2.2.2 Le fluide caloporteur

Le fluide caloporteur est utilisé donc pour évacuer la chaleur emmagasinée dans l'absorbeur, chaleur correspondante à l'énergie solaire absorbée et convertie par ce dernier. Le fluide caloporteur comme son nom l'indique permet de transporter cette énergie vers l'utilisation ou vers la cuve de stockage à travers le tube collecteur principal. Généralement, on utilise comme fluide caloporteur l'eau, mais on rajoute du glycolène pour éviter la solidification de l'eau dans les différentes canalisations durant les périodes froides.

3.2.2.3 Couverture transparente

En plus de sa fonction de protection du capteur plan des intempéries et des dépôts de poussière, sur le côté thermique, la couverture transparente assure une double fonction dont :

- La première est de limiter l'échange convectif entre l'absorbeur et le milieu environnant ;
- La seconde c'est que le verre est un matériau quasiment transparent aux ondes électromagnétiques ayant une longueur d'onde incluse dans la bande du spectre du visible alors qu'il est totalement opaque pour le rayonnement infrarouge, ce qui constitue un piège par effet de serre au rayonnement infrarouge émis par l'absorbeur.

Alors que la lame d'air située entre la couverture et l'absorbeur permet de freiner les échanges conducteurs entre les deux parois et pour limiter les mouvements convectifs de

brassage de l'air sur les deux parois (collecteur et couverture), son épaisseur est limitée à une valeur comprise entre 2 à 3 cm.

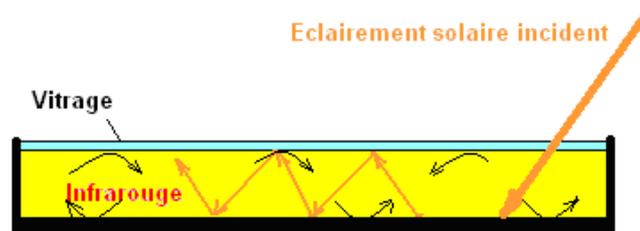


Fig.3.2.4 Rôle de la couverture transparente

Généralement une seule couverture est utilisée dans un capteur plan pour pouvoir limiter les déperditions convectives et radiatives entre le milieu ambiant et l'absorbeur voir Fig.3.2.4. Sa nécessité est d'autant plus importante que la température de fonctionnement du capteur est plus élevée. Alors, pour des applications spécifiques qui nécessitent une température de fonctionnement supérieure à 70°C, il faut prévoir deux couvertures transparentes. Les couvertures transparentes usuelles sont généralement faite en verre mais on peut trouver aussi des produits de synthèse telle que le polycarbonate, le Poly méthacrylate ou de polyester armé.

3.2.2.4 L'isolation des parois arrière et latérale :

Afin de minimiser les pertes thermiques du collecteur, en plus de la protection de la partie avant du collecteur, il est aussi important d'assurer une isolation de sa face arrière ainsi que des faces latérales du caisson. Pour le faire, on place une ou plusieurs couches d'isolant qui peut être de la laine de verre, du polystyrène ou de mousse polyuréthane.

3.2.2.5 Détermination des caractéristiques optiques du vitrage

Pour évaluer l'éclairement solaire net réellement absorbé par l'absorbeur après avoir traverser la couverture transparente, les caractéristiques optiques de cette dernière (vitrage) devraient être déterminées. Il s'agit alors de :

- La réflectivité ρ ;
- L'absorptivité α ;
- La transmittivité τ .

En effet, à chacune de ces caractéristiques, correspond un coefficient de transmission et l'ensemble constituera un coefficient de transmission globale du vitrage. Il s'agit alors de ceux liés à la réflexion, l'absorption et de la transmission de la couverture. Nous donnons dans ce qui suit les équations permettant de calculer chacun de ces coefficients.

3.2.2 .5.1 Réflexion du rayonnement solaire

Soit n_1 et n_2 les indices de réfraction de deux différents milieux transparents, issus d'un milieu 1, une onde électromagnétique du rayonnement solaire incidente sur l'interface du milieu 2 avec un angle θ_i , sera partiellement réfléchi et réfractée par le milieu 2. Ainsi, les angles d'incidence et de réfraction sont liés par la loi de Snell [90] dont le principe est présenté sur la Figure 3.2.5.

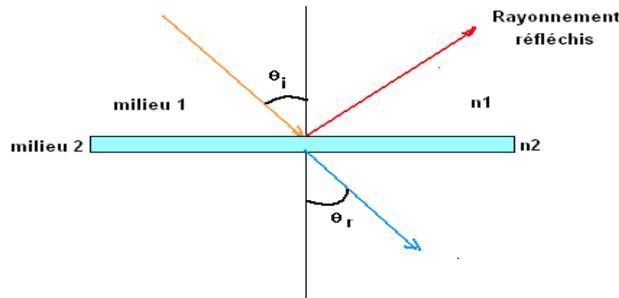


Fig.3.2.5 Incidence, réfraction et réflexion d'un rayon lumineux entre deux milieux ayant des indices de réfraction n_1 et n_2

$$n_1 \sin(\theta_i) = n_2 \sin(\theta_r) \tag{3.2.1}$$

La réflectivité monochromatique hémisphérique $\rho(\theta_i)$ est composée par deux grandeurs qui sont définies et calculées par les relations (3.2.2.a b et c) proposées par Fresnel [90]:

- La composante de l'onde polarisée parallèle au plan d'incidence :

$$\rho_{//}(\theta_i) = \frac{\tan^2(\theta_i - \theta_r)}{\tan^2(\theta_i + \theta_r)} \tag{3.2.2.a}$$

- La composante de l'onde polarisée perpendiculaire au plan d'incidence:

$$\rho_{\perp}(\theta_i) = \frac{\sin^2(\theta_i - \theta_r)}{\sin^2(\theta_i + \theta_r)} \tag{3.2.2.b}$$

- Ainsi la réflectivité de la paroi est calculée par la relation suivante :

$$\rho(\theta_i) = \frac{1}{2}(\rho_{\perp}(\theta_i) + \rho_{//}(\theta_i)) \tag{3.2.2.c}$$

- Coefficient de transmission après la multi réflexion du rayonnement solaire.

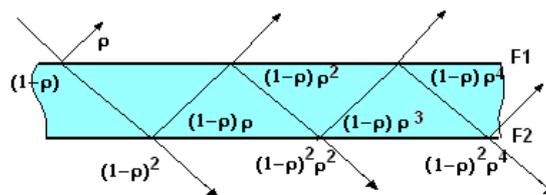


Fig.3.2.6 Phénomène de la multi -réflexions et de la multi – réfraction dans la vitre

En tenant compte du phénomène des réflexions multiples, phénomène qui se passe entre les deux faces de la vitre [90] et en supposant qu'au niveau de la vitre, l'absorption du rayonnement solaire est nulle et qu'elle est suffisamment froide pour pouvoir négliger son émissivité dans le domaine des grandes longueurs d'ondes.

Si on considère un rayon lumineux unitaire incident sur la surface (face F1) de la couverture, une partie ρ sera réfléchiée et l'autre sera transmise vers la face F2 (voir Fig.3.2.7).

Arrivant sur la face F2 du vitrage, la quantité $(1-\rho)$ sera à son tour réfléchiée avec une valeur $[\rho(1-\rho)]$ et une autre partie sera transmise qui sera évaluée à $[(1-\rho)^2]$.

Cette série de multi réflexions pourra être composée selon deux composantes parallèle et perpendiculaire. Ceux qui peuvent être évaluées respectivement par les deux équations suivantes :

$$\tau_{//} = (1 - \rho_{//})^2 \sum_{n=0}^{\infty} (\rho_{//}^{2n}) = \frac{1 - \rho_{//}}{1 - \rho_{//}} \quad (3.2.3.a)$$

et

$$\tau_{\perp} = (1 - \rho_{\perp})^2 \sum_{n=0}^{\infty} (\rho_{\perp}^{2n}) = \frac{1 - \rho_{\perp}}{1 - \rho_{\perp}} \quad (3.2.3.b)$$

Si on tiendra compte uniquement du phénomène de réflexion au niveau des deux interfaces de la vitre, la transmittivité de la vitre correspond à la moyenne arithmétique des transmittivités dues aux deux composantes $\tau_{//}$ et τ_{\perp} soit alors :

$$\tau_{\rho} = \frac{1}{2} \left[\frac{1 - \rho_{//}}{1 + \rho_{//}} + \frac{1 - \rho_{\perp}}{1 - \rho_{\perp}} \right] \quad (3.2.3.c)$$

3.2.2.5.2 Coefficient de transmission τ_a après absorption de l'onde par la couverture

Le coefficient de transmission du rayonnement solaire après absorption par le vitrage est exprimé par la relation proposée par Bouger [90] et donnée comme suit :

$$\tau_a = \exp(-a) \quad (3.2.4)$$

Avec a étant le coefficient d'absorption de la couverture donnée aussi par la loi de Bouger [90]

$$a = \frac{k_e e_v}{\cos(\theta_r)} \quad (3.2.5)$$

Avec e_v et k_e sont respectivement l'épaisseur et le coefficient d'extinction de la vitre.

Ainsi le coefficient de transmission global de la vitre est exprimé par :

$$\tau = \tau_{\rho} \tau_a = \frac{1}{2} \left[\frac{1 - \rho_{//}}{1 + \rho_{//}} + \frac{1 - \rho_{\perp}}{1 + \rho_{\perp}} \right] \exp \left(- \frac{k_e e_v}{\cos(\theta_r)} \right) \quad (3.2.6)$$

3.2.2 .5.3 Phénomène de multi- réflexion Absorbeur – Vitrage

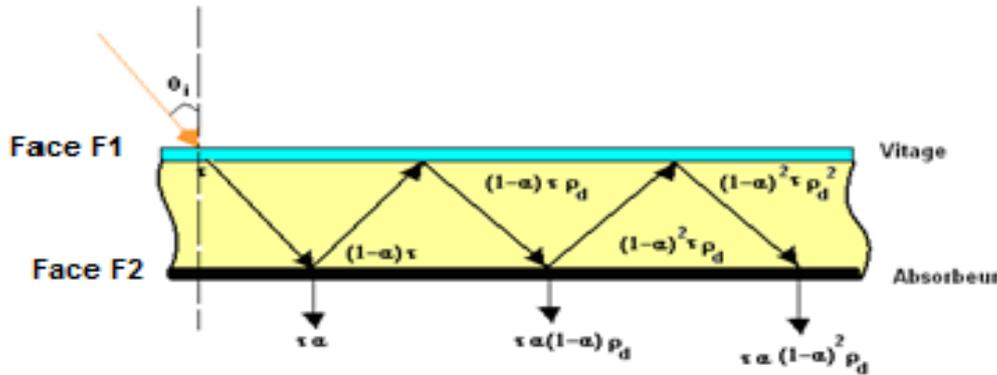


Fig.3.2.7 Multi-réflexion absorbeur –vitrage

Pour un flux solaire direct $B(\beta, \gamma)$ incident sur la face extérieure du vitrage, une quantité $(\tau B(\beta, \gamma))$ de ce flux sera transmise et arrive sur la surface de l'absorbeur dont la quantité $(\tau B(\beta, \gamma)\alpha)$ sera absorbée par la surface collectrice alors que $(1-\alpha)\tau B(\beta, \gamma)$ sera réfléchi. A son tour, arrivant sur la face intérieure du vitrage, cette quantité sera encore réfléchi par le vitrage vers l'absorbeur sauf qu'à ce moment là, cette quantité sera considérée comme étant un rayonnement diffus et cette quantité sera égale à $(1-\alpha)\tau\rho_d B(\beta, \gamma)$. Où ρ_d est la réflectivité hémisphérique moyenne du vitrage elle est déterminée par l'intégration de l'équation (3.2.7)

$$\rho_d = \int_0^{\pi/2} \rho(\theta_i) d\theta_i \quad (3.2.7)$$

Alors qu'en pratique, ρ_d est pris égale à $\rho(60^\circ)$. Ainsi le produit $(\tau\alpha)_{Dir}$ est calculé par la relation suivant :

$$\left(\tau \alpha_{ab} \right)_{Dir} = \tau\alpha_{ab} \sum_{n=0}^{\infty} \left[(1 - \alpha_{ab})^n \cdot \rho_d^n \right] = \frac{\tau\alpha_{ab}}{1 - (1 - \alpha_{ab})\rho_d} \quad (3.2.8)$$

Avec α_{ab} est le coefficient d'absorption de la plaque, donné par l'expression suivante [90]:

$$\alpha_{ab} = \alpha_n [\cos(\theta_i)]^{0.25} \quad (3.2.9)$$

α_n est le coefficient d'absorption de la plaque sous une incidence normale. Par ailleurs, les caractéristiques optiques relatives au produit transmittivité – absorptivité de l'éclairement du au rayonnement diffus et celui réfléchi par le sol sont calculés de la même manière que celui de l'éclairement du au rayonnement direct. Mais comme la distribution de ces deux

composantes est considérée comme non directionnelle, des expressions empiriques ont été proposées pour calculer les angles d'incidence $\theta_{eff-dif}$ et $\theta_{eff-ref}$ qui sont données comme suit :

l'angle d'incidence effectif et relatif à l'éclairement dû au rayonnement diffus est donné par l'équation (3.2.10.a) :

$$\theta_{eff-Dif} = 59.7 - 0.1388\beta + 0.001497\beta^2 \quad (3.2.10.a)$$

Et l'angle d'incidence effectif relatif à l'éclairement dû au rayonnement réfléchi par le sol est donné par l'équation (3.2.10.b) :

$$\theta_{eff,Ref} = 90 - 0.5788\beta + 0.002693\beta^2 \quad (3.2.10.b)$$

β étant l'inclinaison de la surface réceptrice du capteur considéré.

3.2.2.6 Bilan thermique au niveau du capteur plan solaire

Dans notre travail les hypothèses suivantes sont prises en considération :

- La température environnante au système et celle de la voûte céleste sont considérées comme uniformes ;
- La couverture est complètement nettoyée des dépôts de poussière et autre matière conduisant à diminuer la transmission du rayonnement solaire ;
- Les caractéristiques des différents matériaux utilisés dans la fabrication du capteur sont considérées comme constantes et ne varient pas en fonction de la température ;
- L'effet d'ombre créé par les parois latérales sur les performances du capteur plan est négligeable ;
- Vue que l'épaisseur fine de l'absorbeur, Le gradient de température selon sa direction est négligeable ;
- La distribution de la température du fluide est unidirectionnelle ainsi que la vitesse d'écoulement ;

Ainsi sur la figure 3.2.8 sont présentées les différentes énergies thermiques mise en jeux entre les différents éléments constituant le système et celles avec le milieu environnant ainsi que les différentes résistances électriques équivalentes relatives aux différents échanges.

3.2.2.6.1 Bilan thermique de la couverture transparente

Sous l'effet des différents échanges entre la couverture et son environnement, la variation de son énergie interne de la couverture transparente en fonction du temps est exprimée par l'équation (3.2.11):

$$M_{cv} C_{pv} \frac{\partial T_v}{\partial t} = Q_{sv} - Q_{cv-ve-ex} - Q_{r-ve-s} + Q_{cv-vi-ai} + Q_{R-vi-ab} \quad (3.2.11)$$

Avec :

C_{pv} et M_{cv} sont respectivement la masse de la couverture vitrée du capteur solaire et la capacité calorifique du verre

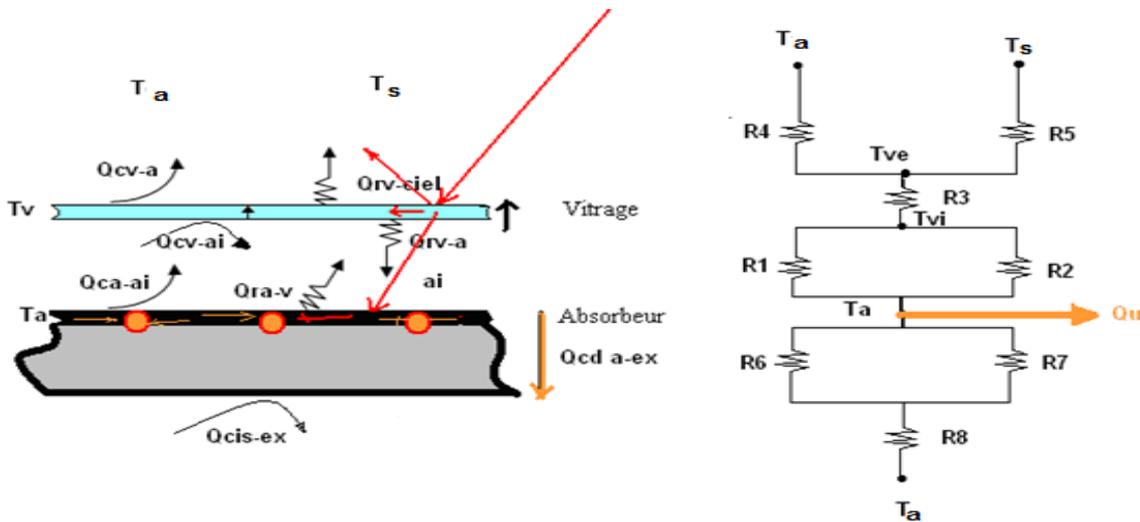


Fig.3.2.8 Bilan thermique au niveau du chauffe eau solaire

- Q_{sv} étant la l'éclairement solaire absorbé par la vitre et qui est exprimée par la relation suivante :

$$Q_{sv} = \alpha_v G(\beta, \gamma) A_v \tag{3.2.12}$$

α_v , $G_{eff}(\beta, \gamma)$ et A_v sont respectivement le coefficient d'absorption du rayonnement solaire par le vitrage, l'éclairement dû au rayonnement global incident sur le capteur et la surface du vitrage.

- $Q_{cv-Ve-ex}$ est la puissance échangée par convection entre le milieu extérieur et la face extérieure du vitrage. A partir du circuit analogique équivalent, elle est quantifiée par l'Equaion (3.2.13) :

$$Q_{cv-Ve-ex} = \frac{T_v - T_a}{R_{cv-Ve-ex}} \tag{3.2.13}$$

Avec T_v et T_a sont respectivement la température du vitrage et celle de l'ambiance environnante le capteur et $R_{cv-Ve-ex}$ est la résistance thermique représentant l'échange de chaleur par convection correspondant et qui est donne par l'équation suivante :

$$R_{cv-V-ex} = \left[+ \frac{1}{h_{cv-Ve-ex} A_v} \right]^{-1} \tag{3.2.14.a}$$

$h_{cv-Ve-ex}$ est le coefficient d'échange convectif entre la surface extérieure du vitrage et l'ambiance, dans notre cas on utilise la relation proposée par [155] :

$$h_{cv-Ve-ex} = 5.67 + 3.86V_v \quad [\text{w/m}^2\text{°K}] \quad (3.2.15)$$

Avec V_v étant la vitesse du vent exprimée en m/s.

- Q_{r-Ve-s} est la puissance échangée par rayonnement dans le domaine des grandes longueurs d'onde qui, selon le circuit équivalent, s'exprime par la relation suivante:

$$Q_{r-Ve-s} = \frac{T_v - T_s}{R_{r-Ve-s}} \quad (3.2.16)$$

Avec T_s et R_{r-Ve-s} sont respectivement la température du ciel et la résistance équivalente au transfert de chaleur par rayonnement infrarouge correspondant, dont son calcul est assuré par la relation proposée par [155], soit:

$$T_s = 0.0552 T_a^{1.5} \quad (3.2.17)$$

Alors que R_{r-Ve-s} est exprimée par l'équation suivante :

$$R_{r-Ve-s} = \frac{1}{h_{r-Ve-s} A_v} \quad (3.2.18)$$

h_{r-Ve-s} est le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement de grande longueur d'onde entre la face extérieure du vitrage et la voûte céleste. Il est exprimé en $\text{W/m}^2\text{°K}$ et donnée par la relation suivante :

$$h_{r-Ve-s} = \varepsilon_v \sigma (T_v + T_s) (T_v^2 + T_s^2) \quad (3.2.19)$$

Avec :

- ε_v et σ sont respectivement l'émissivité du vitrage dans le domaine du spectre électromagnétique de grandes longueurs d'onde et la constante de Stefan Boltzmann ($\sigma=5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{°K}$).
- $Q_{cv-Vi-ai}$ est la puissance échangée par convection entre la face intérieure du vitrage et la lame d'air située entre la couverture vitrée et l'absorbeur et selon le circuit électrique équivalent considéré, elle est calculée par relation suivante :

$$Q_{cv-Vi-ai} = \frac{T_v - T_{ai}}{R_{cv-Vi-ai}} \quad (3.2.20)$$

- $R_{cv-Vi-ai}$ est la résistance d'échange thermique entre la face intérieure du vitrage et l'air contenu dans l'espace vitrage - l'absorbeur. Elle est calculée à son tour par la relation suivante :

$$R_{cv-Vi-ai} = \left[\frac{1}{h_{cv-ai-v} A_v} \right]^{-1} \quad (3.2.21)$$

$h_{cv-ai-V}$ étant le coefficient d'échange convectif entre la lame d'air et la face intérieure de la couverture transparente, pour cela nous avons utilisé l'expression proposée par Hollands[156] et décrite dans [90], ce qui est donnée par l'équation suivante :

$$Nu = 1 + 1.44 \left[1 - \frac{1708(\sin(1.8 \beta))^{1.6}}{Ra \cos(\beta)} \right] \left[1 - \frac{1708}{Ra \cos(\beta)} \right]^+ + \left[\left(\frac{Ra \cos(\beta)}{5830} \right)^{\frac{1}{3}} - 1 \right]^+ \quad (3.2.22)$$

Cette expression reliant le nombre de Nusselt Nu et Rayleigh Ra est valable pour une inclinaison de la paroi variant entre 0° et 75° .

Le signe positif désigne que seules les valeurs positives de l'expression (3.2.22) sont considérées alors que les valeurs négatives seront égalisées à la valeur zéro.

β étant l'inclinaison du capteur et Ra est le nombre de Rayleigh donné par l'équation (3.2.23) :

$$Ra = \frac{g \beta_{air} \Delta T e_{La}^3}{\nu_{air} \alpha_{air}} \quad (3.2.23)$$

g est l'accélération de la pesanteur m/s^2 ;

β_{air} est le coefficient d'expansion volumétrique de l'air $^\circ K^{-1}$;

ΔT est la différence de température entre les deux plaques (vitre et absorbeur) ;

e_{La} est la distance entre l'absorbeur et le vitrage en m ;

ν_{air} est la viscosité cinématique du fluide m^2/s (air dans notre cas) ;

α_{air} est la diffusivité thermique de l'air définie par la relation suivante :

$$\alpha_{air} = \frac{k_{air}}{\rho_{air} C_{p,air}} \quad (3.2.24)$$

k_{air} , ρ_{air} et $C_{p,air}$ sont respectivement la conductibilité thermique, la masse volumique et la chaleur spécifique de l'air calculées dans notre cas en fonction de la température moyennée entre celle du collecteur et du vitrage. Ils sont calculés par les relations présentés en annexe

E. Finalement le coefficient de convection entre la plaque et la lame d'air est donné par :

$$h_{cv-Vi-ai} = \frac{Nu k_{air}}{e_{La}} \quad (3.2.25)$$

- $Q_{r-Vi-ab}$ est la puissance échangée par rayonnement électromagnétique entre le vitrage et la plaque absorbante et qui exprimée par la relation suivante :

$$Q_{r-Vi-ab} = \frac{T_{ab} - T_v}{R_{r-Vi-ab}} \quad (3.2.26)$$

Dont $R_{r-Vi-ab}$ est la résistance équivalente lié à l'échange radiatif effectué entre l'absorbeur et la face intérieure du vitrage. Ce qui est calculé par l'équation (3.2.27):

$$R_{r-Vi-ab} = \frac{1}{h_{r-Vi-ab} A_v} \quad (3.2.27)$$

A_v est la surface du vitrage et $h_{r-Vi-ab}$ est le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement électromagnétique entre le l'absorbeur et le vitrage. Ce qui est exprimé par la relation suivante :

$$h_{r-Vi-ab} = \frac{\sigma(T_v + T_{ab})(T_v^2 + T_{ab}^2)}{\frac{1}{\varepsilon_v} + \frac{1}{\varepsilon_{ab}} - 1} \quad (3.2.28)$$

T_{ab} , ε_v et ε_{ab} sont respectivement la température de l'absorbeur, l'émissivité du vitrage et celle de l'absorbeur dans le domaine des grandes longueurs d'onde.

3.2.2.6.2 Bilan thermique au niveau de l'absorbeur :

La variation de l'énergie interne de l'absorbeur en fonction du temps est liée à plusieurs échanges d'énergie avec les différents éléments constituant le capteur solaire ainsi que le milieu environnant dont :

- Les échanges radiatifs ;
- Les échanges convectifs ;
- Les échanges conductifs.

Ces échanges peuvent se traduire par le bilan énergétique présenté par l'équation suivante :

$$M_{ab} C_{ab} \frac{\partial T_{ab}}{\partial t} = Q_{s-ab} - Q_{cv-ab-ai} - Q_{r-ab-Vi} - Q_{cd-ab-isa} - Q_{cd-ab-isl} - Q_{t-ab-f} \quad (3.2.29)$$

Avec :

M_{ab} et C_{ab} sont respectivement la masse de l'absorbeur et la capacité calorifique du matériau de l'absorbeur ;

- Q_{s-ab} étant l'éclairement solaire transmis à travers la couverture transparente et absorbé par le collecteur et il est égal à :

$$Q_{s-ab} = A_{ab} G(\beta, \gamma) \tau \alpha \quad (3.2.30)$$

A_{ab} et $G(\beta, \gamma)$ sont respectivement la surface de l'absorbeur et l'éclairement du au rayonnement global incident sur cette dernière.

- $Q_{cv-ab-ai}$ est la puissance échangée par convection entre l'air contenu dans l'espace entre le vitrage et le collecteur et l'absorbeur. Elle est évaluée par l'équation (3.2.20);
- $Q_{r-ab-vi}$ est la puissance échangée par rayonnement électromagnétique entre l'absorbeur et le vitrage. Elle est calculée par l'équation (3.2.27).
- $Q_{cd-ab-iso}$ est la puissance thermique échangée entre l'absorbeur et le milieu extérieur à travers la couche de l'isolation arrière, elle est calculée par la relation suivante :
-

$$Q_{cd-ab-iso} = \frac{T_{ab} - T_a}{R_{cd-ab-iso}} \quad (3.2.31)$$

$R_{cd-ab-iso}$ étant la résistance thermique entre l'absorbeur et le milieu environnant à travers l'isolation arrière. Alors, si on suppose que la température de la face extérieure de l'isolant soit égale à la température ambiante, cette résistance est calculée par la relation suivante :

$$R_{cd-ab-iso} = \frac{e_{ab}}{A_{ab}k_{ab}} + \frac{e_{is}}{A_{ab}k_{is}} \quad (3.2.32)$$

Avec e_{ab} et e_{is} sont respectivement les épaisseurs de l'absorbeur et de la couche d'isolation fixée sur la face arrière du capteur plan. k_{ab} et k_{is} sont leurs coefficients de conduction thermique respectifs. Alors que A_{ab} est la surface de l'absorbeur.

- $Q_{cd-ai-isl}$ est la puissance échangée entre la surface latérale du capteur et le milieu ambiant extérieur. Dans notre cas, on suppose que les températures des parois latérales de l'absorbeur et du vitrage ainsi que celle de la lame d'air soit égales à la moyenne arithmétique de la température du vitrage et de celle du collecteur, elle est calculée par la relation suivante :

$$T_{ai} = \frac{T_{ab} + T_v}{2} \quad (3.2.33)$$

$$Q_{cv-ai-isl} = \frac{T_{ai} - T_{ex}}{R_{eq-ai-isl}} \quad (3.2.34)$$

$R_{eq-ai-isl}$ est la résistance thermique équivalente correspondante aux pertes thermiques mise en jeu à travers la paroi latérale du caisson du capteur, elle est calculée par la relation suivante :

$$R_{eq-ai-isl} = \frac{e_{is}}{A_{al}k_{is}} \quad (3.2.35)$$

A_{al} est la surface latérale du caisson du capteur

- Q_{t-ab-f} est la puissance thermique transférée de l'absorbeur vers le fluide caloporteur elle est calculée par la relation suivante :

$$Q_{t-ab-f} = \frac{T_{ab} - T_f}{R_{cv-ab-f}} \quad (3.2.36)$$

Avec $R_{cv-ab-f}$ est la résistance électrique liée au transfert de chaleur convectif entre le fluide caloporteur et la paroi intérieure du tube :

$$R_{cv-ab-f} = \frac{1}{A_{tc}h_{cv-ab-f}} \quad (3.2.37)$$

A_{tc} est la surface intérieure du tube et $h_{cv-ab-f}$ est le coefficient d'échange convectif entre la surface intérieure du tube collecteur et le fluide caloporteur. Ce qui est calculé comme suit :

$$h_{cv-ab-f} = \frac{Nu \ k_{eau}}{D_{ti}} \quad (3.2.38.a)$$

Avec D_{ti} est le diamètre intérieur du tube et Nu est le nombre de Nusselt calculé comme suite :
Dans le cas d'un régime d'écoulement turbulent complètement développé les expressions proposées par Kakaç e al [157] sont utilisées, soit:

$$2300 < Re = \frac{\rho_{eau} v_{eau} D_{hy}}{\mu_{eau}} < 5 \cdot 10^6$$

$$0.5 < Pr < 2000 \quad (3.2.38.b)$$

$$Nu = \frac{\left(\frac{f}{8}\right)(Re - 1000)Pr}{1.07 + 12.7\sqrt{\left(\frac{f}{8}\right)\left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1\right)}} \left(\frac{\mu_{eau}}{\mu_{eau,m}}\right)^n \quad (3.2.38.c)$$

Avec $n=0.11$ dans le cas de chauffage, $n=0.25$ dans le cas de refroidissement et f_d est le coefficient de friction de Darcy, qui pour un tube lisse est calculé par la relation suivante :

$$f_d = (0.79 \log(Re) - 1.64)^{-2} \quad (3.2.38.d)$$

Re , Pr , Nu , et $\mu_{eau,m}$ sont respectivement les coefficients de Reynold, Prandlt et de Nusselt Et la viscosité dynamique du fluide caloporteur.

Dans le cas où l'écoulement soit laminaire ($Re < 2100$), on utilise la relation proposée par Seider et al [158] exprimée par la relation suivante:

$$Nu = 1.86 \left[Re \ Pr \ \frac{D_{ti}}{L_{tc}} \right]^{1/3} \left[\frac{\mu_{eau}}{\mu_{eau,p}} \right]^{0.14} \quad (3.2.39)$$

Avec D_{ti} , L_{tc} et $\mu_{eau,p}$ sont respectivement le diamètre et la longueur du tube ainsi que viscosité dynamique de l'eau calculée à la température de la paroi du tube.

Par ailleurs la variation de l'énergie utile produite par le capteur durant un interval de temps dt est exprimée par la relation suivante :

$$\frac{\partial Q_{uces}}{\partial t} = A_{ces} FR (Q_{s-ab} - U_{pg} (T_{fe} - T_a)) = \dot{m}_f C_{p_{eau}} (T_{fs} - T_{fe}) \quad (3.2.40)$$

Avec :

A_{ces} est la surface du collecteur ;

Q_{uces} énergie thermique utile produite par le chauffe eau solaire ;

\dot{m}_f débit massique du fluide caloporteur ;

FR étant le facteur d'extraction thermique de l'absorbeur défini comme étant le rapport entre la puissance réellement récupérée et la puissance que l'on aurait obtenue si la température du fluide était égale à la température d'entrée du fluide [90], soit :

$$FR = \frac{\dot{m}_f C_{p_{eau}}}{A_{ces} U_{pg}} \left[1 - \exp \left(\frac{-A_{ces} F' U_{pg}}{\dot{m}_f C_{p_{eau}}} \right) \right] \quad (3.2.41.a)$$

F' , appelé efficacité de l'absorbeur est défini comme étant le rapport de la résistance thermique entre l'absorbeur et le milieu ambiant. Il est calculé par la relation présentée dans [90] :

$$F' = \frac{1}{W} \left[\frac{\frac{1}{U_{pg}}}{\frac{1}{U_{pg} (F(W - D_{te}) + D_{te})} + \frac{D_{te} - D_{ti}}{\pi D_{ti} k_s} + \frac{1}{\pi D_{ti} h_{cv-ab-f}}} \right] \quad (3.2.41.b)$$

F étant l'efficacité de l'ailette (tube –absorbeur), elle est calculée par la relation suivante :

$$F = \frac{\tanh \left(m_f \left(\frac{W - D_{te}}{2} \right) \right)}{m_f \left(\frac{W - D_{te}}{2} \right)} \quad (3.2.41.c)$$

Dans les relations précédentes A_{ces} , T_{fe} , Cp_{eau} , \dot{m}_f , W, D_{te} , ks , $h_{cv-ab-f}$ sont respectivement la surface de l'absorbeur, la température du fluide caloporteur, le débit massique du fluide caloporteur, l'entre axe entre les tubes, le diamètre extérieur de la tubulure du radiateur, le coefficient de conduction de la soudure et le coefficient d'échange convectif entre le fluide caloporteur et la paroi intérieure du tube calculés par les équations (3.2.38.a,b,c) et (3.2.39). U_{pg} est le coefficient de pertes global du collecteur donnée par :

$$U_{pg} = U_{av} + U_{ar} + U_l \quad (3.2.42.a)$$

Avec U_{ar} , U_l sont les respectivement les coefficients de perte à travers les surfaces arrière et latérale du caisson du capteur. Ils sont égales à l'inverse des résistances équivalentes exprimées par les relations (3.2.34) et (3.2.35)

U_{av} est le coefficient de pertes globales du capteur à travers la couverture transparente. Il est calculé par la relation semi empirique présenté dans [90], soit :

$$U_{av} = \left[\frac{1}{\frac{C}{T_{pm}} \left(\frac{T_{am} - T_a}{N + fu} \right)^{eu} + \frac{1}{h_{cv-ve-ex}}} \right]^{-1} + \frac{\sigma(T_{am} + T_a)(T_{am}^2 + T_a^2)}{\frac{1}{\varepsilon_{ab} + 0.00591Nh_{cv-ve-ex}} + \frac{2N + fu - 1 + 0.133\varepsilon_{ab}}{\varepsilon_v} - N} \quad (3.2.42.b)$$

Avec

$$f_u = (1 + 0.089h_{cv-ve-ex} - 0.1166h_{cv-ve-ex}\varepsilon_{ab})(1 + 0.7866N) \quad (3.2.42.c)$$

$$C = 520 \left(1 - 0.00051\beta^2 \right) \text{ pour } 0^\circ < \beta < 70^\circ ;$$

et pour $70^\circ < \beta < 90^\circ$, on utilise $\beta = 70^\circ$ (3.2.42.d)

$$e_u = 0.43 \left(1 - \frac{1}{T_{abm}} \right) \quad (3.2.42.e)$$

Avec :

N est le nombre de couvertures

ε_{ab} émissivité de l'absorbeur

ε_v l'émissivité du vitrage

T_{abm} Température moyenne de l'absorbeur.

3.2.2.7 Bilan thermique au niveau de la cuve de stockage

Dans ce travail, nous considérons que le système travaillant sans puisage. Ainsi, durant le jour, le fluide caloporteur cède sa chaleur à l'eau située dans la cuve intérieure à travers la paroi cylindrique et les deux fonds de cette dernière. Par ce fait, nous avons utilisé le modèle brassé dans lequel on suppose que la distribution de température dans la cuve de stockage est homogène. Ainsi durant le jour nous considérons que les pertes thermiques du fluide caloporteur vers le milieu ambiant s'effectuent selon le sens radial à travers les parois cylindriques et axial à travers les parois circulaires et planes des deux fonds circulaires de la cuve de stockage.

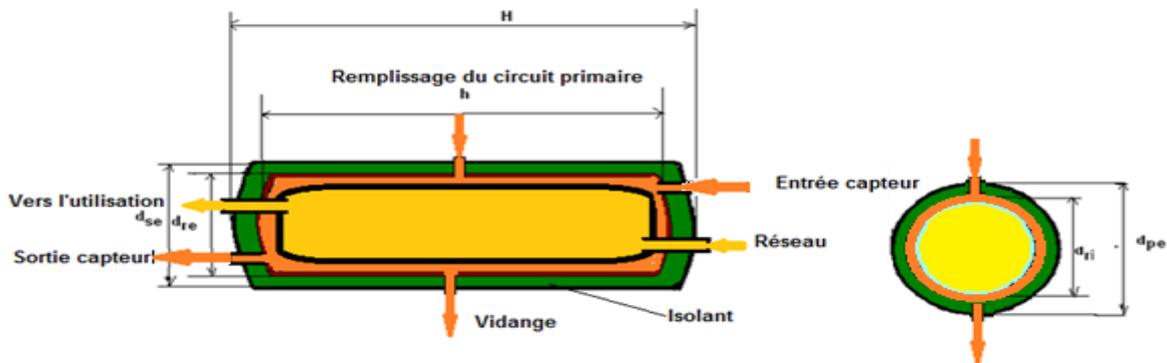


Fig.3.2.9 Présentation de la cuve de stockage utilisé

Selon ces considérations, le bilan énergétique au niveau de la cuve de stockage s'écrit comme suite :

$$M_{st} C_{peau} \frac{\partial T_{st}}{\partial t} = \dot{m}_f C_{peau} (T_{fs} - T_{fe}) - \frac{(T_{fs} - T_a)}{R_{eq-f-ex}} \quad (3.2.43)$$

M_{st} est la masse d'eau contenue dans la cuve de stockage

T_{fs} et T_{fe} sont respectivement les températures de sortie et d'entrée du fluide caloporteur dans la cuve de stockage

Vue la complexité d'échange thermique au niveau de la cuve de stockage, on introduit alors l'efficacité thermique de l'échangeur (cuve cylindrique) on obtient :

$$\dot{m} C_{peau} (T_{fe} - T_{fs}) = \varepsilon_{es} \dot{m} C_{peau} (T_{st} - T_{fe}) \quad (3.2.44)$$

L'efficacité thermique ε_{es} de l'échangeur thermique est généralement déterminée expérimentalement en supposant que la température du stockage est uniforme, elle est définie par la relation suivante :

$$\varepsilon_{es} = \frac{T_{fe} - T_{fs}}{T_{fe} - T_{st}} \quad (3.2.45)$$

Dans notre cas en négligeant les déperditions thermiques au niveau des tubes collecteurs liant la cuve de stockage et le capteur, T_{fe} et T_{fs} correspondent respectivement aux températures de sortie et d'entrée du capteur. Ainsi sa valeur est donnée en annexe G2.

M_{st} , C_{peau} , T_{st} , m , T_f et $R_{eq-f-ex}$ sont respectivement la masse d'eau contenue dans le réservoir de sockage, la capacité calorifique et la température de l'eau contenue dans le réservoir de sockage, le débit du fluide caloporteur, la température du fluide caloporteur et la résistance équivalente du transfert de chaleur entre le fluide caloporteur et le milieu extérieur.

Ainsi en introduisant l'expression (3.2.45) dans (3.2.43) on obtient alors :

$$\frac{\partial T_{st}}{\partial t} = \frac{\varepsilon_{es} m_f C_{peau}}{M_{st} C_{peau}} (T_{fe} - T_{st}) - \frac{(T_{st} - Ta)}{R_{eq-f-ex}} \quad (3.2.46)$$

Et la température de sortie de la cuve de stockage qui correspond à la température d'entrée du capteur est calculée par la relation suivante :

$$T_{fs} = T_{fe} - \varepsilon_{es} (T_{fe} - T_{st}) \quad (3.2.47)$$

Dans l'expression (3.2.46) $R_{eq-f-ex}$ est la résistance équivalente des différentes résistances respectives à chacune des composantes de l'enveloppe de la cuve de stockage. sa détermination est faite selon procédure présentée ci-dessous.

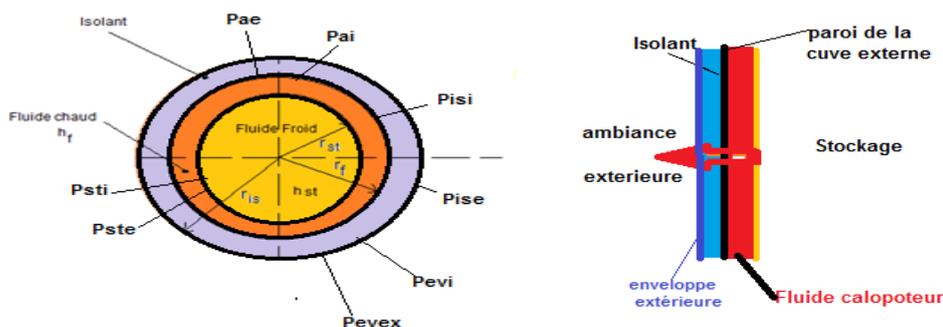


Fig.3.2.10 Configuration de l'enveloppe de la cuve de stockage

Ainsi pour déterminer la résistance thermique équivalente entre le fluide caloporteur et le milieu extérieur pour le cas diurne, on présente sur la figure 3.2.11 le circuit électrique équivalent lié aux échanges thermiques mises en jeu au niveau de la cuve de stockage.

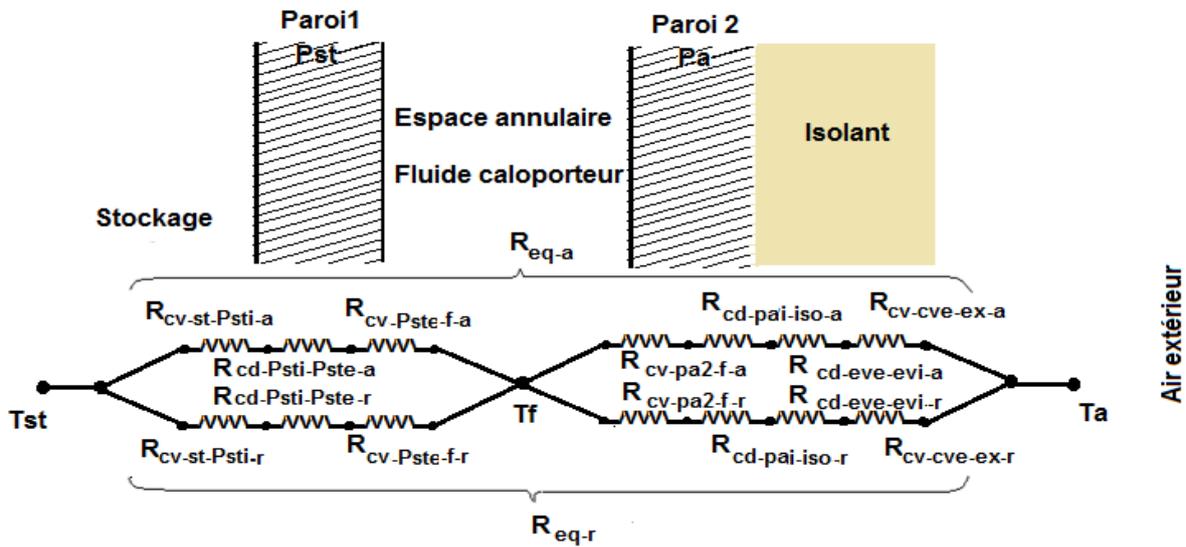


Fig.3.2.11 Circuit électrique équivalent du système de stockage durant le jour

Dont les indices *r* et *a* désignent respectivement les sens radial et axial du transfert de chaleur à travers les parois de la cuve;

cv et *cd* désigne respectivement que le mode de transfert de chaleur est convectif ou conductor ;

pst, *pa*, *s*, *f*, *is*, *ev* et *ex* désignent respectivement les parois intérieure et extérieure, le fluide stocké, la couche d'isolant, l'enveloppe extérieure et le milieu extérieur.

$R_{eq-f-ex}$ est la résistance équivalente à celle liée au transfert thermique entre le fluide caloporteur et le milieu extérieur. Elle est calculée par la relation suivante :

$$R_{eq-f-ex} = R_{eq-r} + R_{eq-a} \tag{3.2.48}$$

Avec R_{eq-r} est la résistance thermique dans le sens radial entre le fluide caloporteur et le milieu extérieur. Elle est exprimée par la relation suivante :

$$\frac{1}{R_{eq-r}} = \frac{1}{R_{cv-f-pai-r}} + \frac{1}{R_{cd-pai-pae-r}} + \frac{1}{R_{cd-isi-ise-r}} + \frac{1}{R_{cd-eve-eve-r}} + \frac{1}{R_{cv-eve-ex-r}} \tag{3.2.49}$$

$R_{cv-f-pai-r}$ est la résistance thermique liée au transfert de chaleur par convection entre le fluide caloporteur et la face intérieure de la paroi P_a de la cuve de stockage elle est exprimée par la relation suivante :

$$R_{cv-f-pai-r} = \frac{1}{A_{ri} h_{cv-f-pai-r}} \quad (3.2.50)$$

$h_{cv-f-pai-r}$ est le coefficient de convection correspondant, il est calculé selon la procédure suivante:

Dans notre cas nous supposons qu'il s'agit d'un écoulement de fluide dans un espace annulaire avec D_{ste} et D_{pai} sont le diamètre extérieur de la cuve de stockage et le diamètre intérieur de l'enveloppe qui constituent l'espace annulaire de l'écoulement. Ainsi le coefficient d'échange convectif entre le fluide contenu dans l'espace annulaire et la paroi Pai est calculé par la relation suivante:

$$h_{cv-f-pai-r} = \frac{Nu \cdot k_{eau}}{D_{pai}} \quad (3.2.51)$$

Avec Nu est le nombre de Nuselt calculé par la relation suivante [155]:

$$Nu = 0.33(Re)^8 (Pr)^n \quad (3.2.52)$$

Dont : $n=0.3$ si le fluide subit un refroidissement (cas de la journée) et $n=0.4$ dans le cas où le fluide subit un échauffement (cas de la nuit).

Re est coefficient de Reynold calculé par la relation suivante :

$$Re = \frac{V_{ec} D_{eq}}{\nu_{eau}} \quad (3.2.53)$$

Avec :

V_{ec} , ν_{eau} et D_{eq} sont respectivement la vitesse d'écoulement du fluide caloporteur dans l'espace annulaire, la viscosité cinématique du fluide et le diamètre équivalent de l'espace annulaire dans lequel se fait l'écoulement et qui calculée par l'équation suivante :

$$D_{eq} = D_{pai} - D_{sti} \quad (3.2.54)$$

Entre l'enveloppe de la paroi P_a et la couverture extérieure de la cuve de stockage P_{st} , le transfert de chaleur se fait uniquement par conduction. Il se fait à travers la paroi P_a , la couche d'isolant et à travers la paroi de l'enveloppe extérieure. Ainsi la résistance électrique équivalente est calculée par l'équation (3.2.55.a) :

$$\frac{1}{R_{cd-pa-is-r}} = \frac{1}{R_{cd-pai-pae-r}} + \frac{1}{R_{cd-isi-ise-r}} + \frac{1}{R_{cd-evi-eve-r}} \quad (3.2.55.a)$$

Avec :

$$R_{cd-pai-pae-r} = \frac{1}{2\pi L_{st} k_{pa}} \log\left(\frac{D_{pae}}{D_{pai}}\right) \quad (3.2.55.b)$$

$$R_{cd-isi-ise-r} = \frac{1}{2\pi L_{st} k_{is}} \log\left(\frac{D_{ise}}{D_{isi}}\right) \quad (3.2.55.c)$$

$$R_{cd-evi-eve-r} = \frac{1}{2\pi L_{st} k_{ev}} \log\left(\frac{D_{eve}}{D_{evi}}\right) \quad (3.2.55.d)$$

pai, *pae*, *isi*, *ise*, *eve* et *evi* désignent respectivement les faces intérieure et extérieure de la paroi Pa, de la couche d'isolant et de l'enveloppe externe de la cuve de stockage. La résistance thermique équivalente est calculée par la relation suivante :

$$R_{cv-eve-ex-r} = \frac{1}{A_{eve} h_{cv-eve-ex-r}} \quad (3.2.56)$$

k_{pa} , k_{is} et k_{co} sont respectivement les coefficients de conduction de la paroi Pa, de l'isolant et de la couverture extérieure de cuve de stockage

$h_{cv-air-pev-r}$ est le coefficient de convection entre la paroi de la cuve de stockage et l'air ambiant. Dans notre cas, nous considérons que c'est un écoulement d'air autour d'un cylindre dont le coefficient d'échange est calculé par les relations proposées par Bernard [155] et qui sont données comme suite :

- Pour le cas d'un écoulement naturel:

$$h_{cv-eve-ex-r} = 1.30 \left(\frac{\Delta T}{D_{eve}}\right)^{1/4} \quad \text{si} \quad 10^3 < Gr Pr < 10^9 \quad (3.2.57.a)$$

$$h_{cv-eve-ex-r} = 1.13 \Delta T^{1/3} \quad \text{si} \quad 10^9 < Gr Pr < 10^{12} \quad (3.2.57.b)$$

Avec :

ΔT est la différence de température entre le milieu extérieur et l'enveloppe de la cuve de stockage et alors que D_{eve} est le diamètre extérieur de l'enveloppe.

Gr , Pr sont les nombres de Grashof et Prandlt exprimées respectivement par les équations (3.2.58.a et 3.2.58.b) :

$$Pr = \frac{\mu_{air} C_{pair}}{k_{air}} \quad (3.2.58.a)$$

$$G_r = \frac{\beta_{air} g \rho_{air}^2 L^3 \Delta T}{\mu_{air}} \quad (3.2.58.b)$$

β_{air} , μ_{air} , ρ_{air} , C_{pair} , k_{air} , g , L sont respectivement le coefficient d'expansion volumique, la viscosité dynamique, la capacité calorifique, le coefficient de conduction de l'air ambiant, l'accélération de la pesanteur, et la caractéristique géométrique de l'écoulement.

$\Delta T = T_{ev} - T_a$ dont T_{ev} et T_a sont respectivement la température de l'enveloppe externe du réservoir de stockage et celle du milieu environnant. Dans ce cas la caractéristique géométrique L de la cuve correspond au diamètre extérieur D_{eve} de l'enveloppe de la cuve de stockage.

- Dans le cas d'une convection forcée, nous avons utilisé la relation présentée dans [155] et exprimée par la relation suivante :

$$h_{cv-eve-ex-r} = A_{eve} \frac{k_{air}}{D_{eve}} \text{Re} D_{eve}^{n_{cv}} \quad (3.2.59)$$

Avec A_{ev} et n_{cv} sont deux paramètres dépendant du nombre de Reynolds dont les valeurs sont données sur le Tableau 3.2.1

Tableau 3.2.1 Valeurs des paramètres A_{ev} et n_{ev} utilisés pour le calcul du coefficient convectif $h_{cv-eve-ex-r}$ [155]

Re	A_{ev}	n_{ev}
0.4 - 4	0.891	0.330
4 - 40	0.821	0.385
40 - 4 000	0.615	0.466
4 000 - 40 000	0.174	0.618
40 000 - 400 000	0.0239	0.805

De même pour les deux couvercles, la résistance thermique R_{eq-a} entre le fluide stocké et le milieu extérieur, elle est calculée de la même manière comme suite :

On suppose que les deux couvercles (fonds de la cuve), l'isolant et la paroi externe sont des parois verticales ayant un contact parfait, ainsi :

$$\frac{1}{R_{eq-a}} = \frac{1}{R_{cv-f-pai-a}} + \frac{1}{R_{cd-pai-pae-a}} + \frac{1}{R_{cd-isi-ise-a}} + \frac{1}{R_{cd-evi-eve-a}} + \frac{1}{R_{cv-eve-ex}} \quad (3.2.60)$$

$R_{cv-f-pai-a}$ est la résistance électrique équivalente relative au transfert de chaleur entre le fluide et la face intérieure de la paroi Pa, elle est calculée par les équations (3.2.61.a-d):

$$R_{cv-is-ex-r} = \frac{1}{A_{pc} h_{cv-f-pai-a}} \quad (3.2.61.a)$$

Avec :

$$h_{cv-f-pai-a} = \frac{Nu k_{pa}}{D_{pai}} \quad (3.2.61.b)$$

A_{pc} , D_{pa} et Nu sont respectivement la surface du couvercle, son diamètre et le nombre de Nusselt donné par la relation proposée par Kreith et al [159] :

$$Nu = 0.68 + \frac{0.670 R_a^{1/4}}{\left[1 + \left(\frac{0.492}{Pr} \right)^{9/16} \right]^{4/9}} \quad \text{pour} \quad R_a \leq 10^9 \quad (3.2.61.c)$$

$$Nu = \left[0.825 + \frac{0.387 R_a^{1/6}}{\left[1 + \left(\frac{0.492}{Pr} \right)^{9/16} \right]^{8/27}} \right] \quad \text{for} \quad R_a > 10^9 \quad (3.2.61.d)$$

Avec:

$$R_{cd-pai-pae-a} = \frac{e_{pa}}{k_{pa} A_{pa}} \quad (3.2.61.e)$$

$$R_{cd-isi-ise-cv-a} = \frac{e_{is}}{k_{is} A_{isi}} \quad (3.2.61.f)$$

$$R_{cd-evi-eve-ex-a} = \frac{e_{ev}}{k_{ev} A_{ev}} \quad (3.2.61.g)$$

$$R_{cv-eve-ex-a} = \frac{1}{A_{ev} h_{cv-eve-ex}} \quad (3.2.61.h)$$

Avec $h_{cv-eve-ex}$ est le coefficient d'échange convectif entre l'air et les faces extérieures de la cuve de stockage. Pour son calcul, nous avons retenu l'expression (3.2.15).

Par ailleurs, durant la nuit la pompe étant arrêtée et le fluide caloporteur reste dans un état stationnaire. Par conséquent, l'échange thermique dans l'espace annulaire se fait naturellement et les déperditions de chaleur de ce dernier vers le milieu extérieur s'effectuent

continuellement jusqu'à ce que sa température devienne inférieure à la température du fluide stocké. Dès lors, le fluide caloporteur restitue de la chaleur emmagasinée dans ce dernier et perd une partie de cette énergie vers le milieu extérieur. Ce qui se transmet à travers l'ensemble des constituants de l'enveloppe de la cuve de stockage et ce qui signifie que l'écoulement de la chaleur change de sens. Ainsi le circuit électrique équivalent aux différentes résistances thermiques mises en jeux est traduit par le schéma présenté sur la figure suivante:

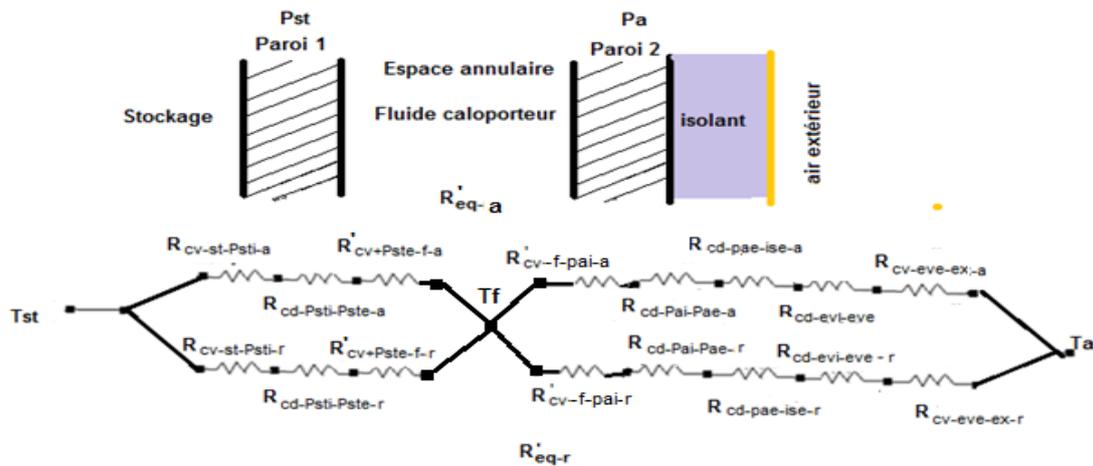


Fig.3.2.12 Circuit électrique équivalent du système de stockage durant la nuit

Le bilan énergétique dans le système de stockage s'écrit alors comme suite :

$$M_{st} C_{p\text{eau}} \frac{\partial T_{st}}{\partial t} = \frac{(T_{st} - T_a)}{R_{eq-st-ex}} \quad (3.2.62)$$

Avec :

M_{st} , T_{st} , $C_{p\text{eau}}$, $R_{eq-st-ex}$ sont respectivement la masse, la température de l'eau stockée, la capacité calorifique de l'eau et la résistance électrique équivalent à la résistance thermique de l'échange de chaleur en le stockage et le milieu extérieur. Ce qui exprimé par la relation suivante :

$$R_{eq-st-ex} = R'_{eq-r} + R'_{eq-a} \quad (3.2.63.a)$$

Dont :

$$R'_{eq-r} = \left[\frac{1}{R_{cv-st-Psti-r}} + \frac{1}{R_{cd-pst-r}} + \frac{1}{R_{cv-pst-f-r}} + \frac{1}{R_{cv-f-pai-r}} + \frac{1}{R_{cf-pai-pae-r}} + \frac{1}{R_{cd-ise-iso-r}} + \frac{1}{R_{cd-evi-eve-r}} + \frac{1}{R_{cv-eve-ex-r}} \right]^{-1} \quad (3.2.63.b)$$

$$\text{Et } R'_{eq-r} = \left[\frac{1}{R_{cv-st-Psti-a}} + \frac{1}{R_{cd-pst-a}} + \frac{1}{R_{cv-pst-f-a}} + \frac{1}{R_{cv-f-pai-a}} + \frac{1}{R_{cd-pai-pae-a}} + \frac{1}{R_{cd-isi-iso-a}} + \frac{1}{R_{cd-evi-eve-a}} + \frac{1}{R_{cv-eve-ex-a}} \right]^{-1} \quad (3.2.63.c)$$

Les résistances $R_{cv-st-Psti-r}$, $R_{cd,psti-pste-r}$, $R_{cd-pai-pae-r}$, $R_{cd-isi-ise-r}$, $R_{cd-evi-eve-r}$, $R_{cv-eve-ex-r}$, $R_{cv-st-Psti-a}$, $R_{cd,psti-pste-a}$, $R_{cd-pai-pae-a}$, $R_{cd-isi-ise-a}$, $R_{cd-evi-eve-a}$, $R_{cv-eve-ex-}$, sont calculées respectivement par les équations (3.2.48)-(3.2.59).

Par ailleurs les résistances thermiques $R_{cv-pst-f-r}$ et $R_{cv-f-pai-r}$ entre le fluide caloporteur et les parois P_{st} et P_{ai} exprimées par les relations suivantes:

$$R_{cv-st-f-r} = \frac{1}{2\pi k_{eff-f}^{st}} \log\left(\frac{D_{pai}}{D_{ste}}\right) \quad (3.2.64-a)$$

$$R_{cv-f-pai-r} = \frac{1}{2\pi k_{eff-f}^{pa}} \log\left(\frac{D_{pai}}{D_{ste}}\right) \quad (3.2.64-b)$$

$h_{cv-ste-f-r}$ et $h_{cv-f-pai-r}$ sont respectivement les coefficients d'échange convectif entre la paroi extérieure de la cuve de stockage et le fluide caloporteur et entre ce dernier et la face intérieure de la paroi Pa . Dans notre cas, nous considérons qu'il s'agit d'un échange convectif naturel dans un espace annulaire dont la température intérieure homogène. Le coefficient d'échange convectif correspondant est calculé par les relations suivantes [159] :

$$\frac{k_{eff,f}^{st}}{k_{eau}^{st}} = 0.386 \left(\frac{\text{Pr}_f^{st}}{0.861 + \text{Pr}_f^{st}} \right)^{1/4} (Ra_f^*)^{1/4} \quad (3.2.64-c)$$

Et

$$\frac{k_{eff,f}^{pa}}{k_{eau}^{pa}} = 0.386 \left(\frac{\text{Pr}_f^{pa}}{0.861 + \text{Pr}_f^{pa}} \right)^{1/4} (Ra_f^*)^{1/4} \quad (3.2.64-d)$$

$$Ra_f^* = \frac{\left[\log\left(\frac{D_v^i}{D_{ab}^i}\right) \right]^4}{L_g^3 \left(D_{Pst}^i^{-3/5} + D_{Pa}^i^{-3/5} \right)^5} Ra_L \quad (3.2.64.e)$$

Dans les équations (3.2.64.c et d), Pr_f^{st} , Pr_f^{pa} et k_f^{st} , k_f^{pa} sont respectivement le nombre de Prandtl et la conductivité thermique du fluide caloporteur calculé à la température de stockage

T_{st} et à la température de la paroi P_a dont dans notre cas on suppose qu'elle est égale à la température du fluide caloporteur T_f .

Dans l'équation (3.2.64.e), L_g correspond à l'épaisseur de l'espace annulaire calculé par la relation suivante :

$$L_g = 0.5(D_{Pst} + D_{Pa}) \quad (3.2.64.f)$$

Le nombre de Rayleigh Ra_L de l'eau contenu dans l'espace annulaire est défini par la relation suivante :

$$Ra_{Lg} = \frac{g\beta_{eau}(T_{st} - T_f)L_g^3}{\alpha_{eau}\nu_{eau}} \quad (3.2.64.g)$$

Avec g , β_{eau} , ν_{eau} et α_{eau} sont respectivement l'accélération de la pesanteur, la viscosité cinématique et la diffusivité thermique de l'eau calculée par la relation suivante :

$$\alpha_{eau} = \frac{k_{eau}}{\rho_{eau}C_{peau}} \quad (3.2.64.h)$$

Dans cette relation, ρ_{eau} et C_{peau} sont respectivement la densité et la chaleur spécifique de l'eau dans l'espace annulaire et ν_{eau} est la sa viscosité cinématique qui est exprimée par la relation suivante :

$$\nu_{eau} = \frac{\mu_{eau}}{\rho_{eau}} \quad (3.2.64.i)$$

μ_{eau} est la viscosité dynamique de l'eau dans l'espace annulaire.

Les propriétés thermiques de l'eau dans l'espace annulaire α_{eau} , β_{eau} , ν_{eau} , μ_{eau} , C_{peau} et Pr_{eau} sont calculées moyennant la température du fluide caloporteur (voir Annexe F).

Pour le cas du transfert de chaleur à travers les deux fonds de la cuve de stockage, le calcul des différentes résistances thermiques entre le fluide stocké et le milieu environnement sont calculées de la même manière que le cas du comportement du système de stockage durant le jour. Ainsi les expressions 3.2.62 -3.2.63 sont retenues pour le calcul de la résistance équivalent aux résistances thermiques mises en jeu entre le fluide stocké et le milieu environnement.

3.2.2.8 Simulation du système de chauffe eau solaire

La simulation du système de chauffe eau solaire consiste à décrire théoriquement son comportement. Pour le faire nous avons considéré un système à circulation forcé, constitué

principalement de deux chauffe eau solaire dont les caractéristiques thermo physiques sont données dans le Tableau G.1 (voir annexe G), aussi d'une cuve de stockage dont les caractéristiques sont mentionnées dans le Tableau G.2 (voir annexe G)

A cet effet, nous avons développé un programme MATLAB qui permet de simuler le comportement du système de chauffe eau solaire en régime transitoire décrit par l'ensemble d'équations présentées précédemment et dont nous avons choisi la méthode utilisée correspond à celle Rung Kuta d'ordre 4 pour leur résolution. Utilisant comme données d'entrées, les caractéristiques thermo - physiques des différents éléments constituant le capteur et la cuve de stockage, les éclairagements dus au rayonnement solaire direct mesurés sur un plan normal, diffus et global mesurés sur un plan horizontal, la température ambiante et la vitesse du vent. Ce qui nous a été fourni par l'unité de Recherche en Energies Renouvelables dans les Milieux Arides situé à Ghardaïa, qui collecte les différents paramètres radiométriques et météorologiques depuis 2004 avec un pas de temps de cinq minutes. Moyennant ainsi, les équations présentées précédemment et celles présentées dans la section 3.1.3, pour un pas de temps de 5 minutes le programme permet de déterminer les différentes caractéristiques du système dont :

- La température moyenne de la plaque absorbante ;
- La température moyenne de la vitre ;
- La température moyenne du fluide caloporteur ;
- Les températures d'entrée et de sortie du fluide caloporteur ;
- La température du stockage ;

En matière d'énergies mises en jeux, ce programme permet de calculer aussi :

- La puissance thermique utile produite par le capteur plan ;
- La différente puissance perdue par les différents éléments du système ;
- La puissance stockée ;
- Le rendement instantané du capteur plan utilisé.

Parmi les résultats que peut produire le programme développé, nous avons choisi comme exemple de calculer les performances d'un chauffe eau solaire pour deux configurations, où dans la première nous considérons que le collecteur solaire n'a qu'une seule couverture vitrée et dans la seconde, un double vitrage est utilisé. Les résultats correspondants sont présentés comme suit :

- Sur les Figures 3.2.13.a et b est présentée l'évolution de la température des différents constituants du système durant le 06 Janvier et le 1^{er} Juillet de l'année 2005 ;

- Sur les Figures 3.2.14.a et b est présentée l'évolution de l'éclairement global collecté par le capteur solaire, de la puissance utile produite par le système et la part de cette dernière cumulée dans le système de stockage durant le 06 Janvier et le 1^{er} Juillet de l'année 2005;
- Sur les Figures 3.2.15.a et b est présentée l'évolution du rendement instantané du capteur plan pour le 06 Janvier et le 1^{er} Juillet de l'année 2005.

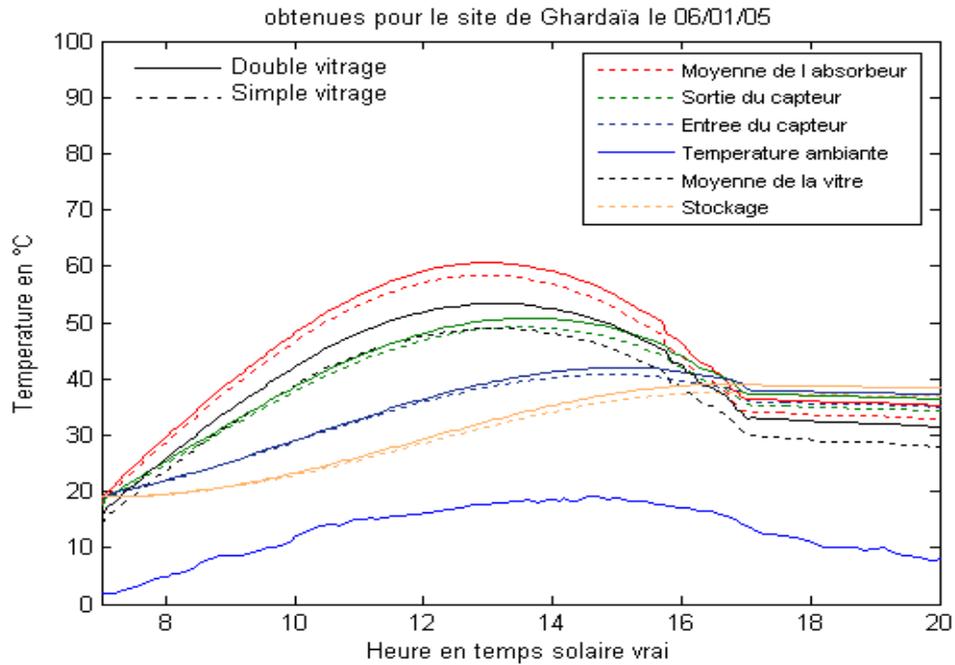


Fig.3.2.13.a Evolution de la température des différents éléments du chauffe eau durant le 6 Janvier 2005 (journée claire)

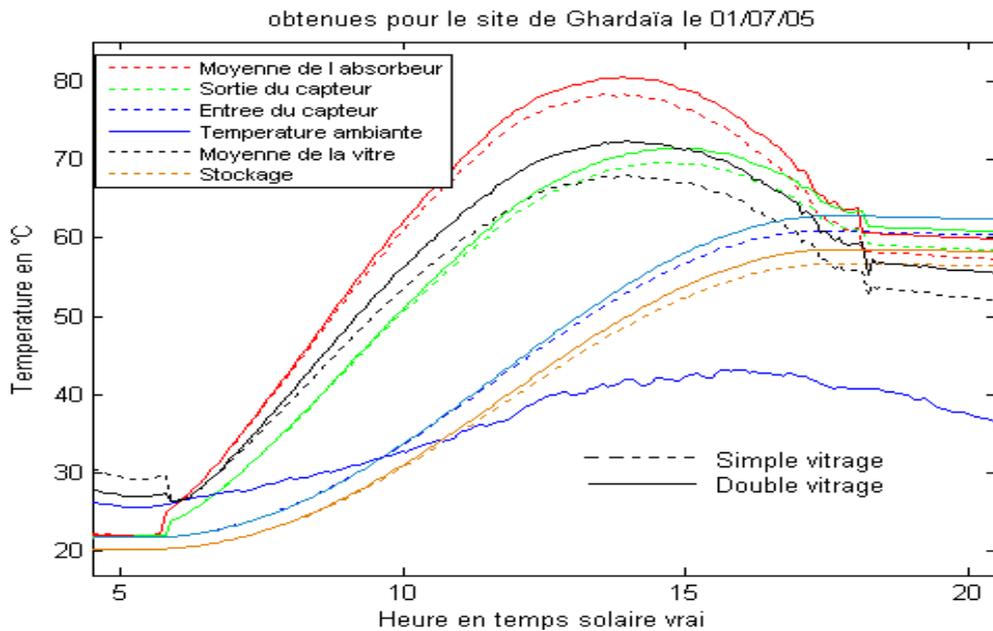


Fig.3.2.13.b Evolution de la température des différents éléments du chauffe eau solaire durant le 1er juillet 2005 (journée claire)

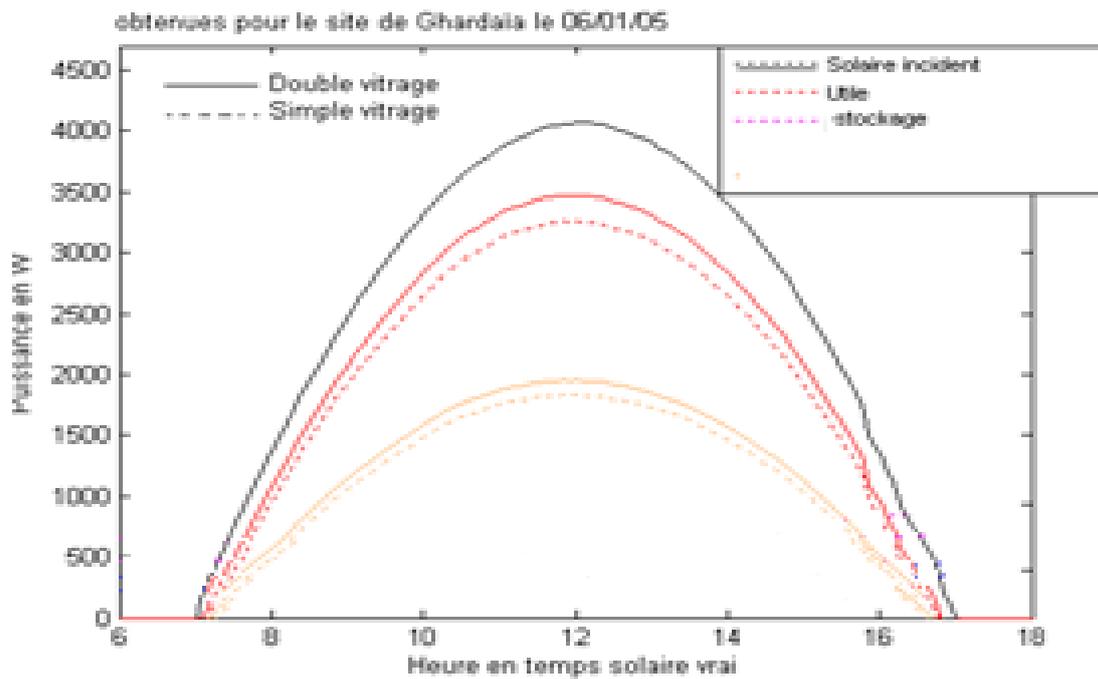


Fig.3.2.14.a Evolution des différentes Puissances mises en jeu dans le système chauffe eau solaire durant le 6 Janvier 2005 (journée claire).

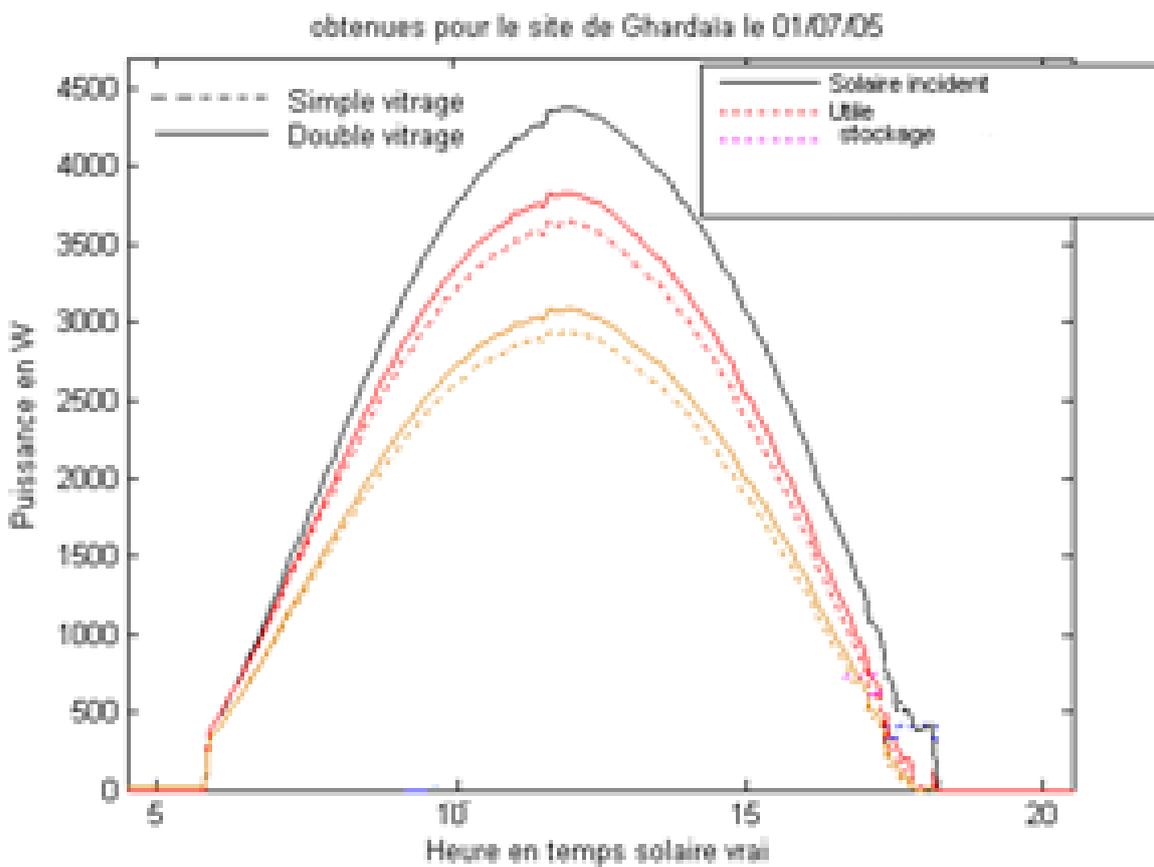


Fig.3.2.14.b Evolution des différentes puissances mises en jeu dans le système chauffe eau solaire durant le 1^{er} juillet 2005 (journée claire).

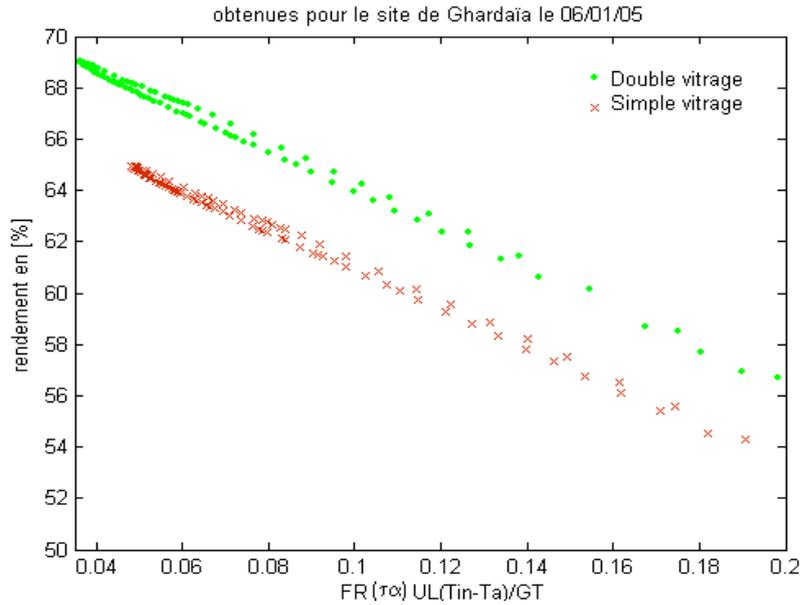


Fig.3.2.15.a Evolution du rendement instantané du capteur durant le 6 Janvier 2005 (journée claire) .

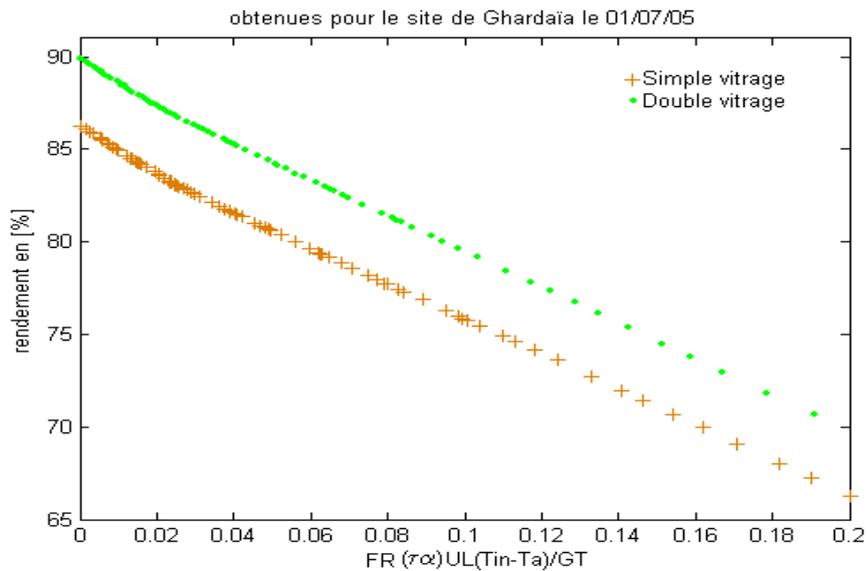


Fig.3.2.15.b Evolution du rendement instantané du capteur durant le 1er juillet 2005 (journée claire)

3.2.2.9 Validation expérimentale du programme développé

Afin de valider notre modélisation ainsi que le programme MATLAB que nous avons développé, nous avons jugé nécessaire d'établir une étude expérimentale qui nous permettra de confronter les résultats théoriques calculés avec ceux obtenus expérimentalement. Ainsi nous avons utilisé le banc d'essai réalisé par l'équipe basse température de la division thermique du Centre de Développement des Energies Renouvelables. Le système retenu consiste en un chauffe eau solaire de marque Orrasset (Turkey) dont les caractéristiques

géométriques et mécaniques sont données sur le Tableau G.1 (Annexe G1) Le capteur solaire est monté sur le banc d'essai relié à un réservoir de stockage d'une capacité de 190 litres. La connexion entre le chauffe eau et le réservoir de stockage est assurée par des tubes flexibles (voir figure 3.2.16.a) et la circulation du fluide caloporteur est assurée par une pompe centrifuge à vitesse variable.

Alors, comme il s'agit de la saison estivale, la température ambiante étant élevée même durant la période nocturne, les apports énergétiques sont relativement élevés et que notre système fonctionne sans puisage. Par conséquent les pertes thermiques du système de stockage seront très faibles et afin d'éviter les faibles gradients de température en le fluide stocké et le fluide chauffé par le collecteur nous avons considéré que la pompe fonctionnera durant 24 heures. Ce qui permettra au fluide de se refroidir durant la période nocturne et par conséquent nous facilitera la détermination des performances du système. Ainsi, Afin de mesurer les principaux paramètres caractérisant les performances du capteur plan, en différents points de l'installation un ensemble d'instruments de mesure sont utilisés. Il s'agit :

- De cinq thermocouples permettant respectivement de mesurer :
 - ❖ La température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur (voir Fig.3.2.16.b);
 - ❖ La température du fluide caloporteur à la sortie du capteur (voir Fig.3.2.16.c) ;
 - ❖ La température du vitrage (voir Fig.3.2.16.d)
 - ❖ La température ambiante (voir Fig.3.2.16.e) ;
 - ❖ La température du stockage (voir Fig.3.2.16.g)
- D'un Pyranomètre permettant de mesurer l'éclairement du au rayonnement global incident sur le capteur (voir Fig.3.2.16.f).
- D'un débitmètre permettant de mesurer le débit du fluide caloporteur (voir Fig.3.2.16.h);

L'ensemble des instruments de mesures sont connectés à un système d'acquisition de donnée (Hydra Data Logger) géré par un programme d'acquisition dans lequel nous avons choisi 5 minutes comme pas temps de mesure. La campagne de mesure a été effectuée durant la période s'étalant entre le 23 et le 28 du mois d'Août de l'année 2011.

Sur les Figures 3.2.17.a et 3.2.17.b sont présentées respectivement l'évolution des différentes températures et celle de l'éclairement global mesurées sur le capteur durant l'été période.

Les valeurs de chacune des températures mesurées sont comparées à celles calculées par le programme développé et évolutions de celles relatives à température:

- ❖ D'entrée du fluide caloporteur sont présentées sur la Figure 3.2.18 ;

- ❖ De sortie du fluide caloporteur sont présentées sur la Figure 3.2.19 ;
- ❖ Moyenne du fluide caloporteur sont présentées sur la Figure 3.2.20 ;
- ❖ Du vitrage sont présentées sur la Figure 3.2.21.

Comme paramètres indicateurs de performance, nous avons retenu les paramètres statistiques MPE, MBE, RMSE, NMBE et RNMSE présentés et décrits dans la section 2.3.6.



Fig.3.2.16.a. Vue d'ensemble du système expérimental

Thermocouple type K utilisé pour la mesure de la température d'entrée



Fig. 3.2.16.b Mesure de la température de d'entrée du capteur.

Thermocouple type K utilisé pour la mesure de la température de sortie



Fig.3.2.16.c. Mesure de la température de sortie du collecteur

Thermocouple type K utilisé pour la mesure de la température du vitrage



Fig.3.2.16.d Mesure de la température du vitrage

Thermocouple type K utilisé pour la mesure de la température ambiante



Fig.3.2.16.e Mesure de la température ambiante

Pyranomètre Kypp & Zonen utilisé pour la mesure de l'éclairement global



Fig. 3.2.16.f Mesure le l'éclairement de l'éclairement global incident sur le collecteur

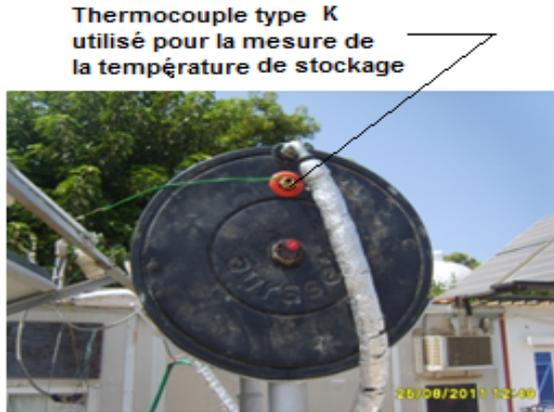


Fig. 3.2.16.g Mesure de la température de stockage



Fig. 3.2.16.h mesure du débit du fluide caloporteur

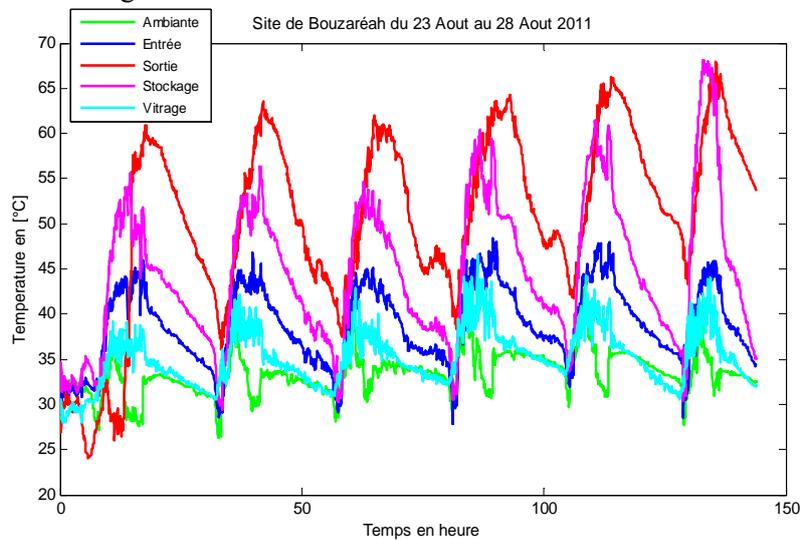


Fig. 3.2.17.a Evolution des différentes températures mesurées au niveau du système chauffe eau solaire durant la période s'étalant entre le 23 et le 28 Août 2011

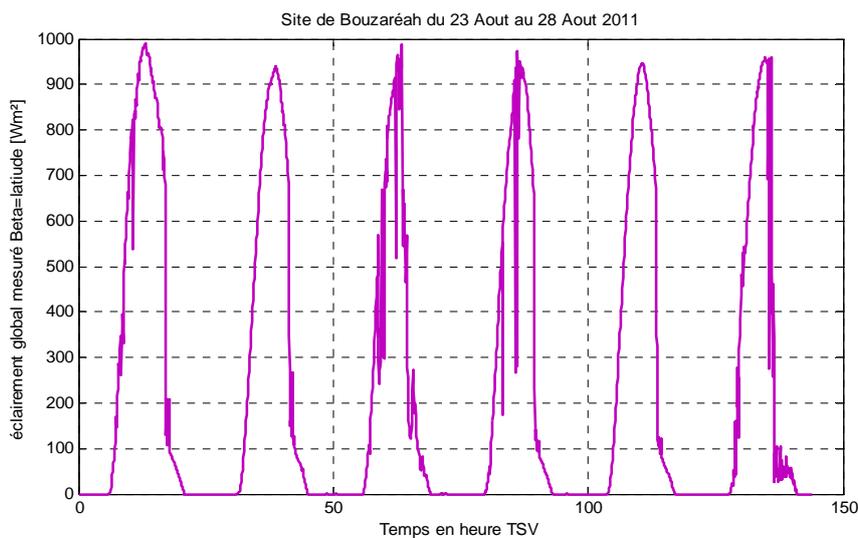
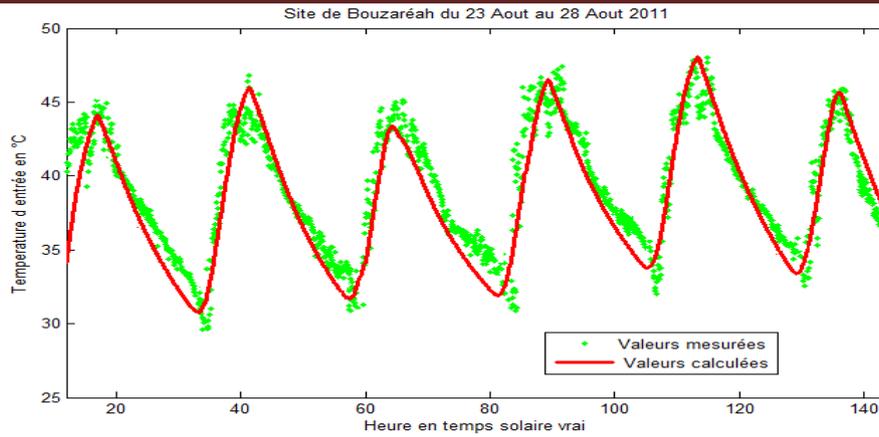
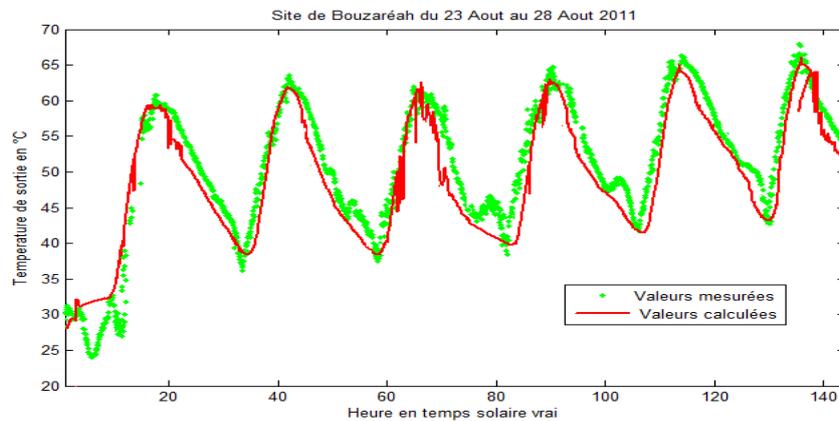


Fig.3.2.17.b Evolution de l'éclairement global mesuré sur le plan du capteur incliné à la latitude (36.8 degrés) durant la période s'étalent entre le 23 et le 28 Août 2011



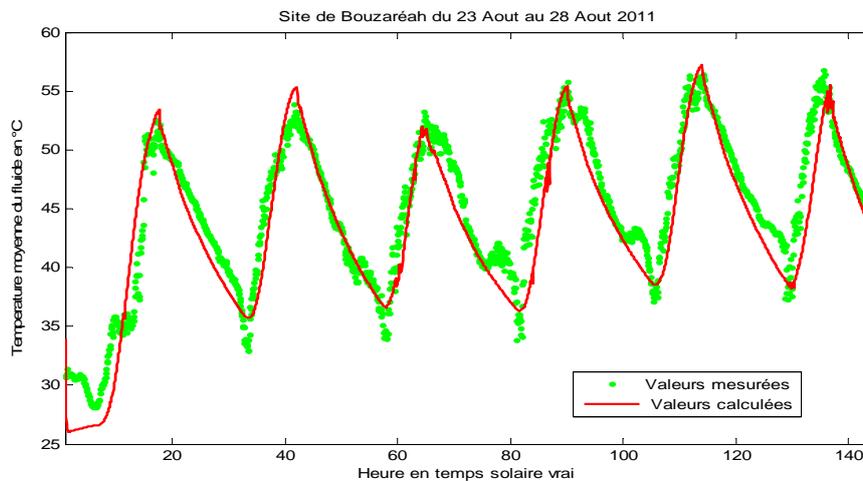
MPE[%]=10.52 ; MBE=4.69°C, RMSE=0.2382 °C, NMBE[%]=8.01 ; NRMSE[%]=0.15%

Fig.3.2.18 Evolution des valeurs de la température du fluide caloporteur mesurées et calculées à l'entrée du collecteur



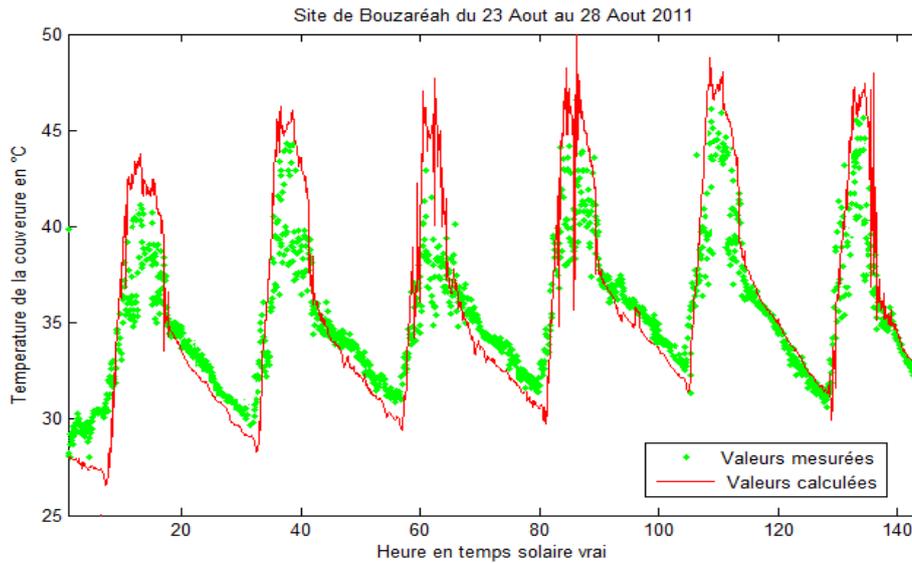
MPE[%]=4.66, MBE=3.24°C, RMSE=0.143°C, NMBE[%]=6.82, NRMSE [%]=0.301

Fig.3.2.19 Evolution des valeurs de la température du fluide caloporteur mesurées et calculées à la sortie du collecteur



MPE [%]=6.43, MBE=2.81°C, RMSE=0.088 °C, NMBE [%]=5.92%, NRMSE [%]=0.185

Fig.3.2.20 Evolution des valeurs de la température moyenne du fluide caloporteur mesuré et de celle calculée par le programme



MPE [%]= -1.46 ; MBE=-0.47°C, RMSE=0.0536 °C, NMBE[%]= -1.37 ; NRMSE [%]=0.15

Fig.3.2.21 Evolution des valeurs des températures du vitrage mesurées
et calculées par le programme

A partir des résultats obtenus et présentés sur les figures 3.2.17-21 et à partir des valeurs des indicateurs statistiques présentés sur chacune d'elles, nous constatons qu'il existe une bonne concordance entre les valeurs des différentes températures mesurées et celles calculées par le programme. Par conséquent nous considérons que le programme MATLAB que nous avons développé présente de bonnes performances et que nous pouvons l'utiliser dans ce qui suit avec confiance.

3.2.3 Effet de la poursuite du soleil par un changement d'orientation du capteur solaire au cours de la journée

Pour pouvoir mettre en évidence l'effet de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe eau solaire, nous n'avons considéré que le cas d'un état de ciel clair. Nous avons alors retenu quatre journées dont chacune d'elle représente une saison de l'année. Les données utilisées dans ce travail sont aussi issues du laboratoire d'évaluation du potentiel énergétique solaire de l'unité de Recherche en énergies renouvelables situé à Ghardaïa. Pour ces journées, les valeurs de l'irradiation directe mesurée sur un plan normal, globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal ainsi que les températures de l'air ambiant sont collectées avec un pas de temps de cinq minutes. Par ailleurs, les valeurs de la vitesse du vent relatives aux différentes journées retenues nous ont été fournies par l'Office National de la Météorologie installé à proximité de URAER sur un pas de temps d'une heure. Ce qui nous a conduits à interpoler ces données (méthode d'interpolation Spline) pour aboutir à des

valeurs selon pas de temps de cinq minutes. Concernant le système de chauffe eau solaire, nous avons choisi un panneau constitué de deux collecteurs montés en parallèle, fonctionnant en circulation forcée et reliés selon une boucle fermée avec une cuve de stockage. Les caractéristiques thermo -mécaniques respectives au chauffe eau solaire et au ballon de stockage sont données dans les Tableaux G.1 et G.2.

3.2.3.1 Les mécanismes retenus

Dans cette étude, nous nous sommes intéressés uniquement aux systèmes de poursuite mono-axiale et nous avons retenu les trois mécanismes à axe de rotation suivants:

- Vertical fonctionnant en mode continu (OVS);
 - Incliné fonctionnant en mode continu (OIS);
 - Vertical auquel on attribue un changement d'orientation à raison de 3 (OVS3P)
 - Incliné auquel on attribue aussi un changement d'orientation à raison de 3 (OIS3P) fois par jour;
 - Le système traditionnel fixe FS.
- Sur la Fig.3.2.22, nous présentons le diagrammes explicatif des changements de l'orientation du chauffe solaire à raison de trois (OVS3P et IO3P) par jour.

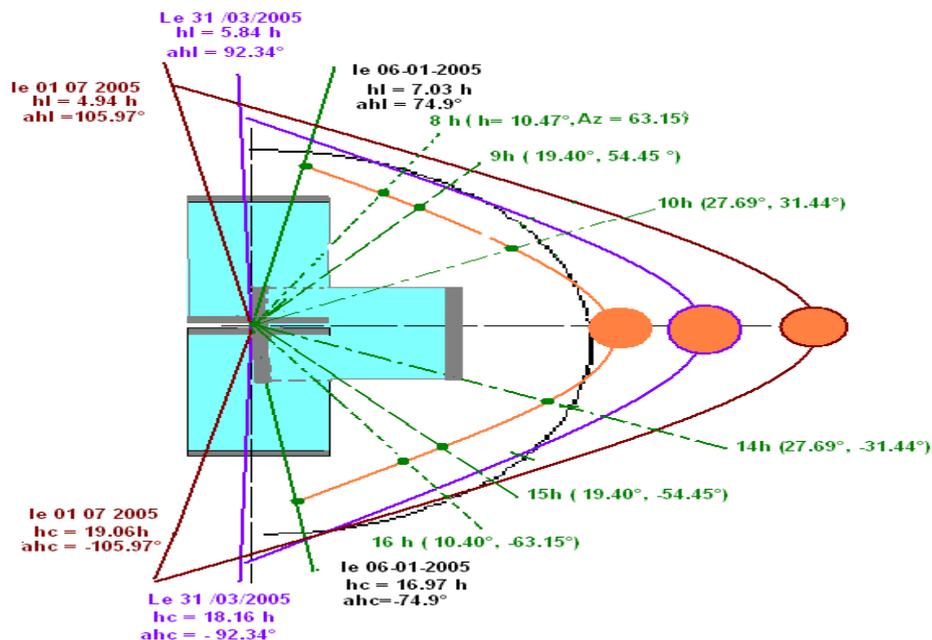
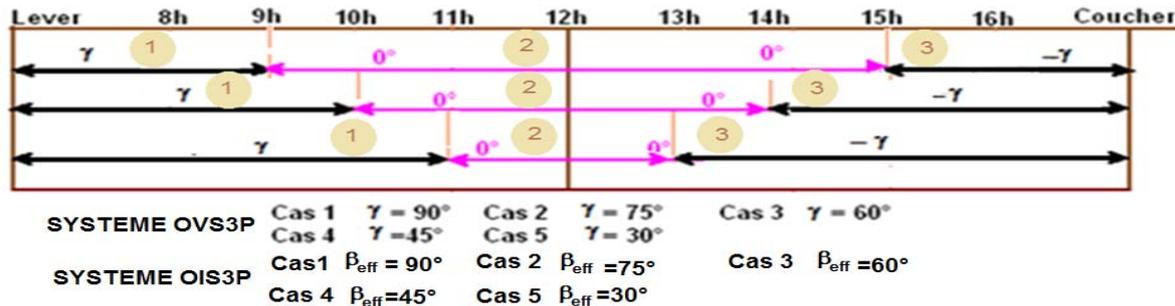


Fig.3.2.22 Diagramme de Changement de l'orientation du chauffe eau solaire à raison de trois fois par jour

- Sur les Tableaux 3.2.2 sont présentés pour chacune des configurations, les tranches horaires de changement d'orientation (système OVS3P) et d'inclinaison (système OIS3P) et les angles retenus.

Tableau 3.2.2 Valeurs de l'azimut γ et d'inclinaison effective β_{eff} retenues et tranches horaires de leurs Applications. (cas d'un changement d'orientation OVS3P ou de l'inclinaison OIS3P de trois fois par jour).



3.2.3.2 Méthodologie adoptée

La méthode retenue dans cette étude consiste à comparer le gain en matière d'énergie thermique utile produite par chacun des systèmes OIS, OVS, OVS3P et OIS3P par rapport à celui produit par le système traditionnel fixe FS.

3.2.3.3 Résultats et discussion

Dans cette étude, nous avons considéré et traité séparément le comportement de chacune des configurations retenues et nous présentons dans ce qui suit les résultats auxquels nous avons aboutis.

3.2.3.3.1 Axe de rotation vertical

➤ Sur les Figures 3.2.23.a et b est présentée l'évolution de l'éclairement global collecté par les systèmes FS, OVS et OVS3P durant le 06 Janvier et le 1er juillet pour les différents scénarios d'orientation appliqués pour les tranches horaires : lever-11h, 11h-13h et 13h – coucher du soleil ;

Généralement la valeur de l'éclairement reçu par un collecteur solaire dépend principalement de l'angle d'incidence du rayonnement solaire par rapport au plan considéré. Alors que les valeurs de ce dernier dépendent de la situation géographique, du site considéré, de la saison, de l'inclinaison du collecteur et de son azimut. Ainsi, à partir des résultats obtenus on constate que :

- Le mécanisme de poursuite continu permet au système du chauffe eau solaire d'acquérir les meilleures performances en matière de quantité d'énergie solaire collectée ;
- Les systèmes auxquels on attribue un changement d'orientation à raison de trois à cinq fois par jours, permettent aussi d'améliorer les performances du système chauffe eau solaire. On constate aussi que cette amélioration dépend principalement d'une part des

valeurs de l'azimut ou de l'inclinaison effective retenus et d'autre part des tranches horaires durant lesquelles elles sont appliquées.

Si parmi les configurations retenues, nous choisissons celle qui consiste à changer l'azimut du capteur à raison de trois fois par jour, à laquelle on attribue respectivement les valeurs de $+90^\circ$, 0° et -90° comme azimut aux tranches horaires s'étalant entre le lever du soleil et 11h, entre 11h et 13h et entre 13h et le coucher du soleil et on observe les résultats relatifs au 06 Janvier (voir Figure 3.2.23.a) et ceux relatifs au 01 Juillet (voir Figure 3.2.23.b). Nous constatons alors que durant la journée du 06 Janvier, cette configuration conduit la surface réceptrice à collecter la plus faible quantité d'énergie solaire par rapport aux autres configurations. Alors qu'elle permet au panneau solaire d'acquérir de meilleures performances durant le 01 juillet. Par contre, pour les mêmes journées et les mêmes tranches horaires, en attribuant au collecteur les valeurs $+45^\circ$, 0° et -45° à chaque orientation respective, on constate que cette configuration conduit le collecteur à acquérir les meilleures performances durant le 06 Janvier alors que c'est l'inverse qui se produit si les résultats du 01 juillet soient considérés.

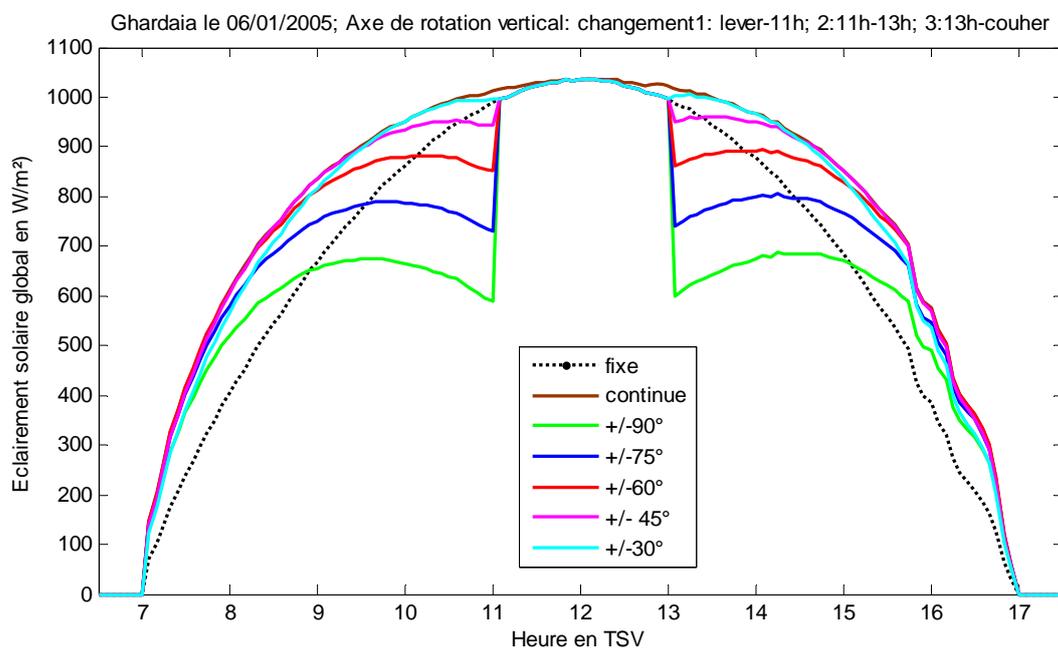


Fig.3.2.23.a Evolution de l'éclairement global collecté par le chauffe eau solaire avec un changement d'orientation à raison de trois fois/jour : lever-11h, 11h-13h et 13-coucher durant le 06 janvier 2005 (Axe de rotation vertical)

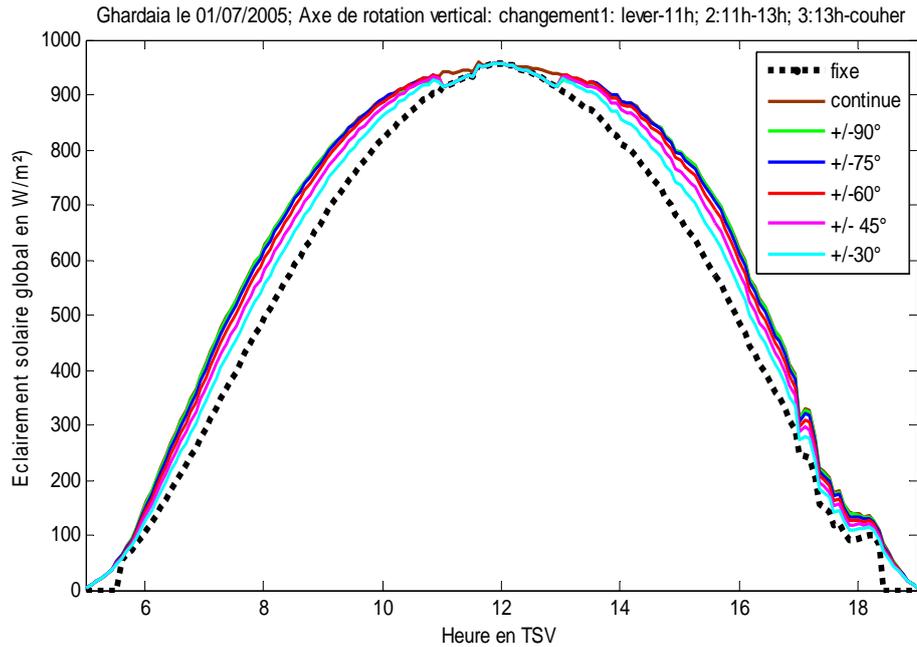


Fig.3.2.23.b Evolution de l'éclairement global collecté par le chauffe eau solaire avec un changement d'orientation à raison de trois fois/jour : lever -11h, 11h-13h et 13-coucher durant le 01 Juillet 2005 (axe de rotation vertical)

3.2.3.3.2 *Axe de rotation incliné*

La même méthodologie a été aussi appliquée pour le cas des systèmes OIS, et OIS3P. Sauf que pour ces derniers, dont pratiquement, attribuer un azimut quelconque, consiste à l'incliner selon un angle correspondant (voir section 2.2). C'est ce que nous avons appliqué dans cette étude et nous donnons sur le Tableau 3.2.3 les valeurs d'inclinaison correspondantes à celles des azimuts calculées pour le cas des systèmes OIS3P.

Tableau 3.2.3 Valeurs de l'inclinaison correspondante à celle de l'azimut du collecteur pivotant autour d'un axe de rotation incliné.

Azimut en [°]	90	75	60	45	30
Inclinaison en [°]	90	50.45	32.08	23.90	19.89

Ainsi la valeur de l'éclairement du au rayonnement global ont été calculées pour chacune des configurations présentées précédemment, pour chacune des journées considérés et à partir des résultats obtenus, les mêmes remarques et commentaires évoqués pour le cas des systèmes tournant autour d'un axe vertical sont reconduits.

Par ailleurs, pour pouvoir confirmer laquelle des configurations qui présente les meilleures performances, nous avons calculé aussi les valeurs du gain de l'énergie utile produite quotidiennement par les différents systèmes de poursuite retenus par rapport à celles obtenues par le système traditionnel fixe *FS*. C'est ce qui est présentés comme suit :

- Sur les Tableaux 3.2.4-3.2.7 sont présentés les valeurs du gain de l'énergie utile produite par les différents les systèmes de poursuite:
 - Fonctionnant en mode continu (OVS et OIS) ;
 - Auxquels on attribue un changement d'orientation à raison de trois fois par jours dont les systèmes OVS3P et OIS3P;

Tableau 3.2.4: Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes *OIS*, *OVS*, *OIS3P*, *OVS3P* par rapport à celles fournies par le système fixe *FS* durant le 06 janvier 2005 (journée claire)

Az en deg.	Lever --9 h--12--15h--Coucher --- +Az ---0°----- -Az---		Lever--10 h--12--14 h--coucher -- +Az -----0°----- -Az -----		Lever--11 h--12--13h--Coucher --- +Az-----0°----- -Az---	
	OIS3P- FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Perte % Axe vertical
	continue	19.07	15.15	19.07	15.15	19.07
90	7.04	4.64	0.25	1.46	-9.83	-7.12
75	12.97	9.45	12.15	7.85	5.18	3.07
60	12.58	10.33	13.17	12.36	13.54	10.04
45	13.08	11.64	13.25	13.19	13.66	11.13
30	13.01	10.71	13.06	12.20	13.15	12.64

Tableau 3.2.5 Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes *OIS*, *OVS*, *OIS3P*, *OVS3P* par rapport à celles fournies par le système fixe *FS* durant le 31 Mars 2005 (journée claire)

Az en deg.	Lever --9 h--12--15h--Coucher --- +Az ---0°----- -Az---		Lever --10 h--12--14 h-- Coucher --- +Az -----0°----- -Az -----		Lever --11 h--12--13h--Coucher --- +Az-----0°----- -Az---	
	OIS3P- FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical
	continue	24.28	22.14	24.28	22.28	24.28
90	14.58	12.13	10.08	13.23	-1.52	0.29
75	14.84	12.55	17.30	16.50	18.61	13.20
60	19.61	17.58	21.81	16.90	20.11	14.38
45	12.23	11.74	11.50	10.10	12.84	11.41
30	9.05	8.54	6.83	8.34	7.82	8.03

Tableau3.2.6 Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes *OIS*, *OVS*, *OIS3P*, *OVS3P* par rapport à celles fournies par le système fixe *FS* durant le 01 Juillet 2005 (journée claire)

Az en deg.	Lever --9 h--12--15h--coucher ---+Az -----0°----- -Az---		Lever --10 h--12--14 h--Coucher --- +Az -----0°----- -Az -----		Lever--11 h--12--13h--Coucher --- +Az-----0°----- -Az---	
	OIS3P- FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical
	continue	34.68	23.77	34.68	23.77	34.68
90	21.16	19.31	20.27	19.10	20.19	19.33
75	21.46	19.72	22.53	20.58	20.41	20.90
60	19.18	18.80	20.86	20.43	20.80	19.40
45	18.70	18.59	19.97	18.36	18.01	18.12
30	17.23	16.61	17.67	17.21	17.46	18.68

Tableau 3.2.7 Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes *OIS*, *OVS*,
OIS3P, *OVS3P* par rapport à celles fournies par le système fixe *FS* durant le 06 Aout
2005 (journée claire)

Az en deg.	Lever --9 h--12--15h--Coucher ---- +Az ---0°--- -Az---			Lever --10 h--12---14 h--oucher -- +Az -----0°----- -Az-----			Lever --11 h--12---13h-coucher -- +Az-- -----0°----- -Az---		
	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical	OIS3P-FS Gain % Axe incliné	OVS3P-FS Gain % Axe vertical			
continue	31.05	25.46	31.05	25.46	31.05	25.46			
90	19.10	12.56	21.15	15.91	21.10	20.10			
75	20.46	13.89	21.32	18.10	22.13	20.26			
60	21.09	14.87	22.67	19.10	22.71	16.04			
45	17.24	09.54	19.41	12.70	19.34	13.57			
30	13.41	13.34	14.59	15.37	22.99	14.66			

A partir des résultats obtenus, nous constatons qu'effectivement, changer l'orientation d'un collecteur solaire continuellement ou plusieurs fois par jour conduit à améliorer les performances d'un système de chauffe eau solaire par rapport à un système traditionnel fixe. Nous constatons alors que la valeur du gain d'énergie utile dépend :

- ❖ De la saison considérée, ce qui peut être confirmé si nous observons les résultats présentés sur le Tableau 3.2.4 relatif au 06 Janvier et comparés à ceux relatifs au 1er juillet et qui sont présentés sur le Tableau 3.2.6 ou à ceux relatifs au 06 Août et présentés sur le Tableau 3.2.7. Nous constatons alors que les valeurs du gain obtenu durant les journées représentatives de la saison estivale sont nettement supérieures à celle obtenue durant le 06 Janvier, journée représentative de la saison hivernale. Ce qui est lié tout simplement à la variation saisonnière de la durée du jour et à l'évolution journalière des coordonnées du soleil.
- Du système considéré, ce qui peut être aussi confirmé si nous observons les résultats indiqués sur les différents Tableaux présentés ci dessus, on remarque que le collecteur solaire muni d'un système de poursuite continue dont l'axe de rotation est incliné présente les meilleures performances suivit par ceux relatifs à celui monté sur le mécanisme à axe de rotation vertical. Ce qui est suivi par ceux relatifs aux systèmes de poursuite travaillant en mode discontinue.

Ainsi si on retient la configuration qui consiste à changer 3 fois par jour l'azimut du collecteur, nous constatons que pour chacune des journées retenues, les configurations qui conduisent le collecteur solaire à acquérir les meilleures performances sont:

- Pour le 06 Janvier, c'est celle qui consiste à attribuer respectivement les valeurs de 45 degrés, 0 et -45 degrés pour les tranches horaires : du lever du soleil-11h, de 11h à 13h et de 13h au coucher du soleil ;

-
- Pour le 31 Mars, c'est celle qui consiste à attribuer respectivement les valeurs de 60 ou 75 degrés, 0 et -60 ou -75 degrés pour les tranches horaires : du lever du soleil-11h, de 11h à 13h et de 13h au coucher du soleil ;
 - Pour le 1er juillet et le 06 août, c'est celle qui consiste à attribuer respectivement les valeurs de 75 ou 90 degrés, 0 et -90 ou -75 degrés pour les tranches horaires : du lever du soleil-11h, de 11h à 13h et de 13h au coucher du soleil ;

En effet, suivre le soleil selon le mode continu, conduit à améliorer les performances thermiques d'un chauffe solaire, mais en contre partie ceci constitue des charges financières supplémentaires qui augmentent considérablement le prix d'investissement initial, les frais d'entretiens ainsi que celui lié à la consommation d'énergie électrique. Par contre, changer plusieurs fois par jour l'orientation du capteur, permet aussi d'augmenter les performances du système sans avoir recours à un système motorisé. Bien sûr que si on opte pour ce mode, ceci conduit à diminuer les performances du système utilisé en matière d'énergie solaire collectée mais, en contre partie il permet d'éviter les dépenses supplémentaires relatives au système motorisé, de son entretien et de sa consommation.

Par ailleurs, opter pour de telles configurations, comme le montrent les résultats obtenus, nécessite encore une certaine affinité du choix des caractéristiques géométriques de l'installation en particulier l'orientation du collecteur. La meilleure manière d'obtenir celles qui conduisent le système à acquérir les meilleures performances est celle qui consiste à optimiser mensuellement le nombre de changement d'orientation par jour, les valeurs des angles correspondant et déterminer les tranches horaires dans lesquelles ils seront appliqués.

3.2.3.4 Optimisation des angles d'orientation du collecteur plan

Pour le faire nous avons utilisé la méthode présentée dans la section 2.3.6 dans laquelle est décrite la méthodologie de la reconstitution des moyennes mensuelles par heure des irradiances globale et diffuse collectées par une surface horizontale à partir des moyennes mensuelles par jour des données météorologiques. Ainsi, nous avons développé un programme MATLAB qui consiste à calculer pour chacun des mois de l'année, les moyennes mensuelles par heure et par jour de l'irradiation globale collectée par chacune des configurations et pour chacun des sites retenus. Le programme est développé selon l'algorithme décrit sur le schéma synoptique présenté sur la Figure 3.2.24 et les résultats d'optimisation sont présentés sur le Tableau 3.2.8 dans lequel les lettres A, B, C, D et E représentent les différents triplets des valeurs d'azimut ou de l'inclinaison effective attribuées à chacune des configurations et auxquelles correspondent respectivement les valeurs (+90

$^{\circ},0,-90^{\circ}$), $(+75^{\circ},0,-75^{\circ})$, $(+60^{\circ},0,-60^{\circ})$, $(+45^{\circ},0,-45^{\circ})$ et $(+30^{\circ},0,-30^{\circ})$. Dans ces triplets d'angles, les signes plus et moins correspondent à l'orientation Est ou Ouest de la surface du capteur.

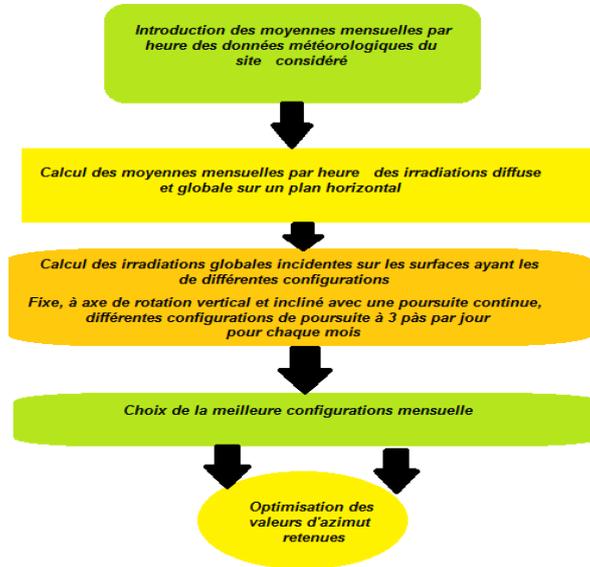


Fig.3.2.24 Algorithme relatif au programme d'optimisation des azimuts d'un collecteur solaire

Tableau 3.2.8 Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculée pour les différentes configurations retenues et selon un changement d'orientation de trois fois/jour (site de Bouzaréah).

	Janv	Fev	Mars	avr	Mai	Juin	juil	Aout	Sept	oct	Nov	Dec
Lever	9h -	-15h	15h -	Couch								
A	3395	5294	5642	6938	7341	7633	6724	7255	6038	4813	3953	3608
B	3472	5402	5698	6936	7291	7564	6678	7224	6056	4891	4045	3703
C	3511	5439	5674	6886	7182	7442	6590	7136	6032	4899	4088	3753
D	3506	5402	5571	6787	7023	7274	6465	6995	5968	4835	4077	3750
E	3461	5292	5396	6649	6823	7071	6313	6812	5867	4703	4014	3703
Lever	10h-	14h	14h-	couch								
A	3317	5255	5708	7042	7488	7798	6851	7378	6095	4812	3876	3503
B	3476	5477	5838	7066	7450	7735	6813	7397	6145	4973	4063	3695
C	3572	5588	5856	7025	7338	7602	6718	7281	6137	5032	4172	3813
D	3598	5598	5759	6916	7159	7410	6575	7126	6071	4985	4193	3850
E	3551	5455	5554	6750	6925	7798	6394	6913	5951	4837	4126	3802
lever	-11h	-13h	13h-	couch								
A	3065	4954	5555	7026	7525	7863	6896	7386	6041	4604	3596	3203
B	3335	5327	5839	7093	7513	7816	6872	7409	6138	4877	3910	3523
C	3520	5556	5884	7077	7414	7689	6785	7344	6164	5023	4120	3745
D	3608	5627	5813	6980	7234	7490	6639	7195	6145	5072	4261	3855
E	3591	5533	5638	6809	6987	7233	6444	6972	5997	4904	4176	3844

Le même travail a été effectué pour les sites d'el Djelfa, Ghardaïa et Timimoun et les résultats correspondants sont présentés respectivement en annexe H. Le même travail est effectué pour optimiser l'inclinaison effective pour le cas du système OIS3P et les résultats correspondants sont présentés en annexe I. A partir des résultats présentés sur le Tableau 3.2.8 ainsi que sur ceux présentés en annexes H et I, nous constatons effectivement que la quantité d'énergie solaire incidente sur le collecteur solaire dépend d'une part des valeurs de l'azimut ou de celles de l'inclinaison effective et des tranches horaires retenues pour l'application considérée. Nous constatons aussi que les valeurs maximales de l'irradiation globale obtenues suivent une évolution saisonnière. En effet, nous constatons que la configuration qui consiste à changer l'orientation du collecteur entre le lever-11h, entre 11h-13h et entre 13h-coucher présente les meilleures performances. Alors, les valeurs de l'angle d'orientation et d'inclinaison optimaux résultants et relatif à chacun des mois et pour chacun des sites sont extraites respectivement des Tableaux 3.2.8, de ceux présentés en annexe H (OVS3P) ainsi que des Tableaux présentés en annexes I (OIS3P) sont présentés sur le Tableau 3.2.9.a et b.

Tableau 3.2.9.a Valeurs mensuelles de l'azimut optimal calculé pour le site de Bouzaréah et appliquée pour les tranches horaires : lever-11, 11h-13h et 13h –coucher du soleil

mois	janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	oct	nov	Déc
lever-11h	+45	+45	+60	+75	+90	+90	+90	+75	+60	+45	+45	+45
γ_{opt} 11h-13h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13h-coucher	-45	-45	-60	-75	-90	-90	-90	-75	-60	-45	-45	-45

Tableau 3.2.9.b Angles d'inclinaison effective optimums mensuels retenus pour le cas du système OIS3P (site de Ghardaïa)

mois	janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	oct	nov	Déc
lever-11h	+60	+60	+60	+45	45	+45	+45	+45	+60	+60	+60	+60
11h-13h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\beta_{ef\ opt}$ coucher -13h	+60	+60	-60	+45	+45	+45	+45	+45	+60	+60	+60	+60

Afin de déterminer avec précision les valeurs de l'azimut auxquelles nous avons abouti, nous avons pensé à affiner encore les valeurs obtenues et à mettre en évidence l'effet de la latitude du lieu sur ces dernières. Pour le faire, nous avons retenu quatre sites dont chacun représente une zone climatique particulière du territoire national dont les coordonnées géographiques ainsi que le classement climatique correspondant sont présentés dans le Tableau 3.1.5.2.

Ainsi, en faisant varier avec un pas angulaire de 5 degrés la valeur de l'azimut relatif à chacun des mois (voir Tableau 3.2.9), entre ces deux limites présentées comme suite:

$$\gamma_{opt} - 15 \leq \gamma_{opt} \leq \gamma_{opt} + 15 \quad (3.2.65)$$

et moyennant la méthode décrite précédemment, on calcule aussi les valeurs de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale reçue par chacune des configurations et pour chacun des sites considérés.

Les valeurs obtenues sont comparées et celle retenue comme d'orientation optimal correspondra à celle de la configuration présentant les meilleures performances. Ainsi les résultats obtenus sont présentés sur le Tableau 3.2.10.a et b

Tableau 3.2.10.a Valeurs mensuelles de l'azimut optimal du collecteur pour chacun des sites considérés (OVS3P)

mois	janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	oct	nov	déc
Bouzaréah	±41.2	±46.7	±58.6	±66.2	±77.1	±83.1	±78.8	±65.5	±56.4	±46.3	±41.6	±39.4
Djelfa	±41.7	±46.7	±58.6	±66.2	±76.8	±83.0	±78.6	±64.7	±56.4	±46.5	±42.1	±40.8
Ghardaïa	±42.1	±46.8	±58.6	±66.0	±76.1	±82.7	±78.1	±63.7	±56.4	±46.5	±42.9	±41.7
Timimoune	±43.1	±47.3	±58.6	±65.8	±75.3	±81.4	±77.4	±62.1	±56.4	±46.8	±43.3	±43.4

Tableau 3.2.10.b Valeurs mensuelles de l'inclinaison équivalente à l'azimut optimal du collecteur pour chacun des sites considérés (OIS3P)

Bouzaréah	57.3	53.6	51.7	45.9	42.9	40.0	41.6	44.7	48.6	50.7	55.4	59.4
djelfa	55.1	51.7	50.2	45.1	41.6	39.8	39.9	43.2	45.7	49.1	53.4	56.6
ghardaïa	54.3	50.3	49.6	44.1	40.3	39.1	40.8	41.9	42.6	47.6	52.1	53.7
timimoun	53.4	49.1	47.3	43.0	39.9	37.3	38.7	38.9	40.8	43.6	47.6	52.1

A partir des résultats présentés sur le Tableau 3.2.10.a, Nous remarquons que les valeurs de l'angle d'orientation optimal suit une évolution saisonnière, présente des valeurs égales durant les deux équinoxes, diminuent et augmentent respectivement durant la période hivernale ($\delta \leq 0$) et estivale ($\delta > 0$) si la valeur de la latitude augmente.

C'est ce qui correspond exactement à l'évolution des angles du lever et du coucher du soleil et ce qui est confirmé par les résultats présentés sur les Figures 3.2.25.a et b. Alors, il est à noter que si on considère les deux latitudes extrêmes de notre pays, la différence prendra la valeur de 9.6 degrés.

3.2.4 Effet à long terme de la poursuite sur les performances d'un système de chauffe solaire

Afin d'évaluer à long terme des performances des différents systèmes de poursuite retenus dans cette étude, de mettre en évidence l'effet de chacun des mécanismes sur l'amélioration des performances d'un système de chauffage d'eau sanitaire et de pouvoir établir une

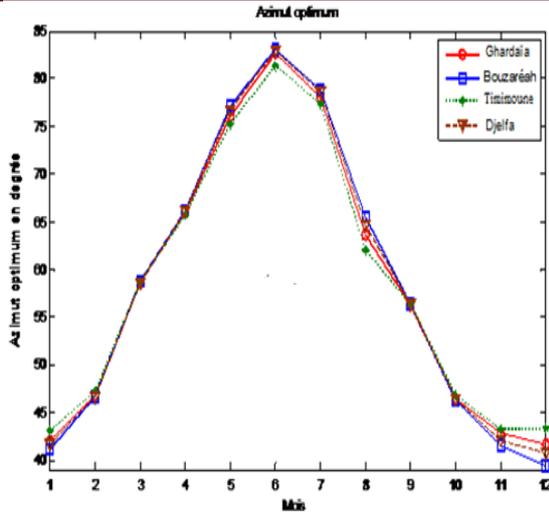


Fig. 3.2.25.a Evolution annuelle de l'angle optimal d'orientation d'un capteur plan et pour les quatre sites retenus

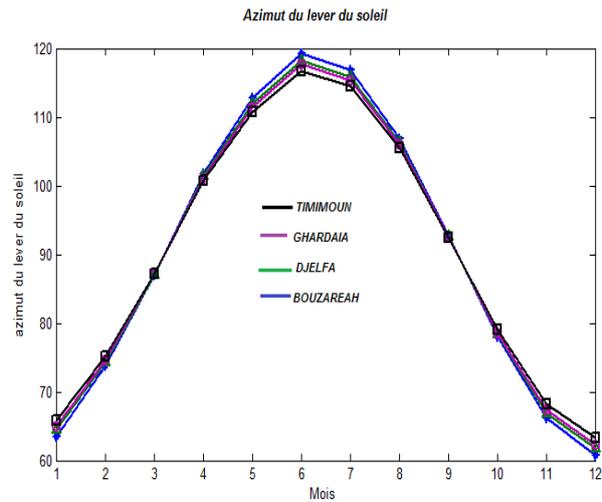


Fig. 3.2.25.b Evolution annuelle de l'azimut relative au lever du soleil sur les quatre sites retenus

comparaison entre ces systèmes, nous avons retenus la combinaison des deux concepts destinés à cette fin. Il s'agit de la méthode d'utilisabilité et celle appelée '*méthode f-Chart*'. La définition et la description du concept d'utilisabilité sont présentées dans la section 3.1.4. Alors que la méthode *f-chart* est définie quant à elle comme étant la fraction d'énergie thermique fournie par un système solaire et qui permet de couvrir une charge thermique quelle soit en eau chaude sanitaire ou une charge de chauffage d'habitation quelconque. Cette méthode a été développée par Klein [160], Klein et al [161]. C'est une méthode qui est généralement utilisée dans l'analyse et la conception des systèmes actifs de chauffage solaire utilisant des liquides ou de l'air comme fluide caloporteurs et par conséquent déterminer leurs dimensions. Dans un premier temps, cette méthode est présentée sous forme de corrélations basées sur des essais à long terme des simulations dans différentes situations climatiques à travers le territoire des états unis et généralisée par la suite pour les divers climats du monde.

De même que pour le cas d'un système photovoltaïque, pour utiliser ces méthodes, il est nécessaire de disposer des valeurs de l'irradiation globale incidente sur un plan selon l'inclinaison du capteur considéré. Ainsi, dans notre cas, nous avons aussi utilisé la méthode que nous avons développée dans la section (2.3.6).

3.2.4.1 Description des méthodes

3.2.4.1.1 Méthode d'utilisabilité φ_{uc} appliquée au chauffe eau solaire

La méthode d'utilisabilité est basée sur un paramètre adimensionnel désigné par φ_{uc} défini comme étant la fraction d'énergie solaire globale incidente sur un collecteur solaire excédent

la quantité appelée énergie critique qui est dépendant de l'inertie thermique de l'élément de conversion considéré. A l'échelle horaire, ce paramètre est exprimé par la relation suivante :

$$\varphi_{uch} = \frac{(G(\beta, \gamma) - G_{tc})^+}{G_t} \quad (3.2.66)$$

Avec $G(\beta, \gamma)$ et G_{tc} sont respectivement l'irradiation solaire globale collectée durant la tranche horaire considérée et la part de cette énergie nécessaire pour vaincre l'inertie de l'élément de conversion, qui dépend principalement des déperditions thermiques.

Ainsi l'énergie utile peut être exprimée en termes d'irradiation critique par la relation suivante

$$Q_{uch} = A_c F_R (\tau \alpha) (G(\beta, \gamma) - G_{tc})^+ \quad (3.2.67)$$

En supposant que l'énergie critique est constante durant une tranche horaire, pour un mois de N jours, la moyenne mensuelle de l'énergie utile pour une tranche horaire est donnée par la relation suivante :

$$Q_{ucj} = \frac{A_c F_R (\tau \alpha)}{N} \sum_N (G(\beta, \gamma) - G_{tc})^+ \quad (3.2.68)$$

Alors, la moyenne mensuelle par jour de l'énergie utile fournie par le système est donnée par la relation suivante :

$$Q_u = A_c F_R (\tau \alpha) G(\beta, \gamma) \varphi_{ucj} \quad (3.2.69)$$

Et l'utilisabilité pour une tranche horaire du mois est définie par la relation suivante :

$$\varphi_{ucj} = \frac{1}{N} \sum_N \frac{(G(\beta, \gamma) - G_{tc})^+}{G(\beta, \gamma)} \quad (3.2.70)$$

Liu et al [162] ont adaptés des courbes reliant les valeurs de l'irradiation critique sous forme d'un paramètre X_c adimensionnel calculé par la relation (3.2.71) et de l'utilisabilité φ_{uc} est calculée quant à elle par la relation (3.2.70).

$$X_c = \frac{G_{tc}}{G(\beta, \gamma)} \quad (3.2.71)$$

Ils ont construis alors, un ensemble de courbes exprimant φ_{uc} en fonction des valeurs fixes de l'indice de clarté K_T [90], dépendantes de l'inclinaison du collecteur représentés dans ce cas par le coefficient R_b . Ce dernier qui est définie comme étant le rapport de l'irradiation directe incidente sur un plan incliné par celle collectée par une surface horizontale. Ainsi ces courbes d'utilisabilité ont été généralisées pour différents valeurs de K_T et du coefficient R_b [90]. Clark et al [21] ont trouvé qu'il est plus convenant de présenter ces courbes sous forme de corrélations et ont développé un simple algorithme pour présenter la forme généralisée de l'utilisabilité φ_{uc} . Les courbes de φ_{uc} en fonction de X_c développées à partir de données

météorologiques à long terme sont présentées par les mêmes relations décrites dans la section 3.1.4

3.2.4.1.2 Méthode *f-chart*

La configuration standard pour le chauffage d'eau sanitaire sur lequel est basée cette méthode est présentée sur la Figure 3.2.26. L'énergie convertie est transférée à travers un échangeur vers la cuve de préchauffage. Cette eau passe à travers un système de chauffage conventionnel qui lui permet d'atteindre la température désirée par l'utilisateur. Une vanne thermostatée est utilisée à cette fin et ce qui évitera d'atteindre la valeur maximale la température d'utilisation.

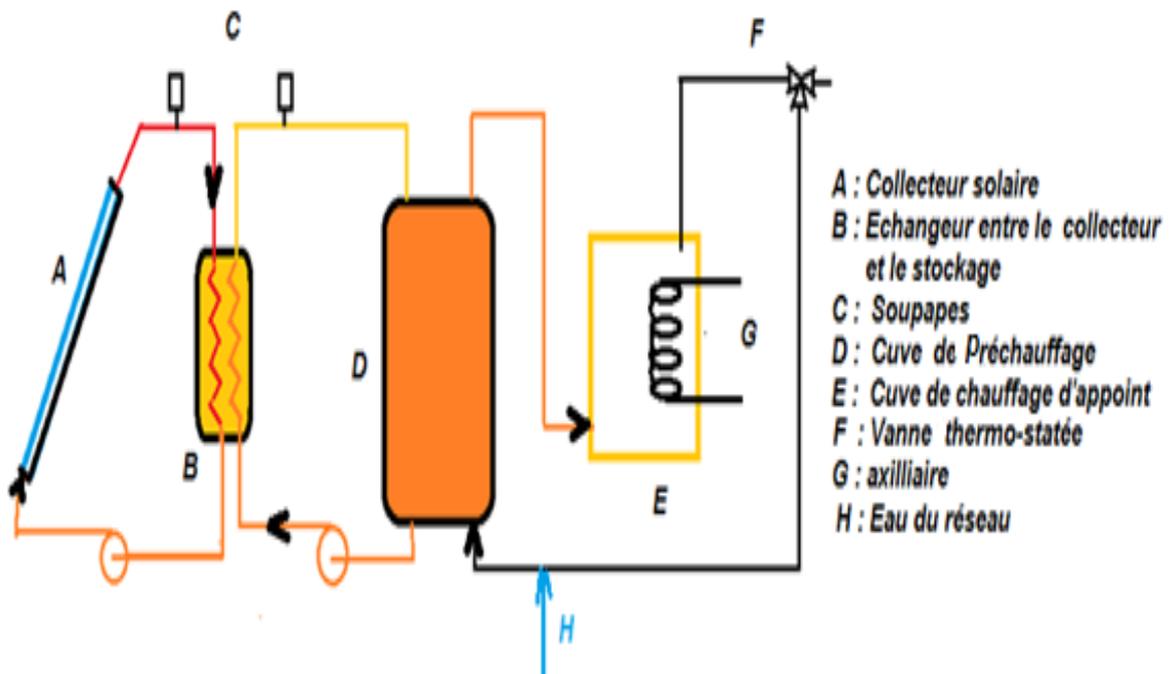


Fig.3.2.26 Configuration standard d'un système chauffe eau solaire sur laquelle est basée la Méthode *f-Chart*

3.2.4.1.2.1 Equations de base de la méthode *f-chart*

La méthode *f-chart* est basée sur des centaines de simulations des performances des systèmes de conversion thermique de l'énergie solaire. Les résultats de ces dernières ont conduit Klein et [90] à établir une corrélation exprimant un coefficient f_{ces} qui représente la fraction mensuelle d'une charge thermique couverte par le système du chauffe eau solaire. Elle est fonction de deux paramètres adimensionnelles X et Y , paramètres représentatifs

respectivement des pertes et du gain énergétiques du capteur. Ils sont exprimés par les relations :

$$X = F_R U_L \frac{F'_R}{F_R} (T_{ref} - T_a) \Delta \tau \frac{A_c}{L_{oat}} \quad (3.2.72)$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \frac{F'_R (\overline{\tau\alpha})}{F_R (\tau\alpha)_n} \frac{A_c}{L_{oat}} G(\beta, \gamma) N \quad (3.2.73)$$

$F_R U_L$ et $F_R (\tau\alpha)_n$ sont des caractéristiques du collecteur qui peuvent être fournies par le fabricant ou peuvent être aussi calculés par les relations suivantes [90]:

$$F_R U_L = F_{av} U_L \left(1 + \frac{A_c F_{av} U_L}{2m_d C_p} \right)^{-1} \quad (3.2.74)$$

Avec

$$F_{av} U_L = F_R U_L \left(1 - \frac{A_c F_R U_L}{2m_d C_p} \right)^{-1} \quad (3.2.75)$$

$$F_R (\tau\alpha)_n = F_{av} (\tau\alpha)_n \left(1 + \frac{A_c F_{av} U_L}{2m_d C_p} \right)^{-1} \quad (3.2.76)$$

Avec

$$F_{av} (\tau\alpha)_n = F_R (\tau\alpha)_n \left(1 - \frac{A_c F_R U_L}{2m_d C_p} \right)^{-1} \quad (3.2.77)$$

$$\frac{F'_R}{F_R} = \left[1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{(m_d C_p)_c} \right) \left(\frac{(m_d C_p)_c}{\varepsilon (m_d C_p)_{\min}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (3.2.78)$$

Avec

A_c : La surface du collecteur (m²);

F'_R : Rendement d'échange du capteur (%);

F_R : Coefficient d'extraction de chaleur du fluide caloporteur du collecteur (%);

U_L : Coefficient de perte globale du capteur (W/m²°C);

$\Delta \tau$: Nombre de secondes ou heure dans le mois;

T_a : Moyenne mensuelle par jour de la température ambiante (°C);

L_{oat} : Charge thermique totale durant le mois (M. Joules);

$G(\beta, \gamma)$: Moyenne mensuelle par jour d'irradiation globale reçue sur la surface du collecteur (M Joules);

N : nombre de jour dans le mois ;

$(\overline{\tau\alpha})$: Moyenne mensuelle du produit transmittance –absorptance ;

$(\tau\alpha)_n$: Produit transmittance – absorptance pour une incidence normal ;

T_{ref} : Température de référence (100°C).

Ainsi pour les systèmes utilisant des liquides comme fluide caloporteur, la fraction f_{ces} représentant la moyenne mensuelle par jour de la charge couverte par le système considéré, est fonction des deux variables adimensionnels X et Y et exprimée sous forme de corrélation donnée comme suite :

$$f_{ces} = 1.029 Y - 0.065 X - 0.245 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.0215 Y^3 \quad (3.2.79)$$

3.2.4.1.2.2 Effet de la capacité de stockage

La méthode f -Chart a été développée pour un système disposant d'un réservoir de stockage d'une capacité standard qui s'évalue à 75 litres d'eau par une unité de surface de capteur. Pour un système ayant une capacité différente, l'expression de X devrait être corrigée comme suite :

$$\frac{X_{co}}{X} = \left[\frac{\text{Capacité réelle}}{\text{Capacité standard}} \right]^{-0.25} \quad (3.2.80)$$

3.2.4.1.2.3 Effet des températures T_{bes} et T_R

Les températures T_{bes} et T_R affectent le niveau de la température moyenne du système et par conséquent affectent les performances du système en matière de pertes thermiques. Ce qui conduit encore à porter des corrections sur le paramètre X comme suite :

$$\frac{X_{co}}{X} = \frac{11.6 + 1.18T_{bes} + 3.86T_R - 2.32T_a}{(T_{ref} - T_a)} \quad (3.2.81)$$

Ainsi l'expression résultante du paramètre X est présentée par la relation suivante :

$$X = \frac{A_c F_R U_L (11.6 + 1.18T_{bes} + 3.86T_R - 2.32T_a) \Delta \tau}{L_{oat}} \quad (3.2.82)$$

La part mensuelle des besoins thermiques couverte par le système de chauffe eau solaire est calculée par la relation suivante :

$$G_L = f_{ces} L_{oat} \quad (3.2.83)$$

Alors que le système d'appoint devrait fournir une quantité d'énergie complémentaire pour combler les insuffisances que peut présenter le système de chauffe eau solaire. C'est ce qui exprimé par la relation suivante :

$$A_{pt} = (1 - f_{ces}) L_{oat} \quad (3.2.84)$$

3.2.4.1.2.4 Calcul de la charge calorifique mensuelle

Le concept *f-Chart* ne dépend pas de la méthode de calcul de la charge thermique L_{oa} alors, le choix de cette dernière est laissé au concepteur, conformément à la demande ou aux normes locales. Alors, dans notre cas, la valeur de la charge thermique L_{oa} est calculée par la relation suivante :

$$L_{oat} = M_{ec} C_p (T_{bes} - T_R) N_{ut} \quad (3.2.85)$$

3.2.4.1.2.5 La demande en eau chaude M_{ec}

C'est la masse d'eau reçue du réseau publique, qui devrait être chauffée à une température fixée selon les besoins et qui est généralement égale à 55 degrés dans le cas d'un système de chauffage d'eau sanitaire. En absence de données précises, et selon que le mode de vie du Nord et de celui du Sud de notre pays diffèrent alors, les besoins en eau chaude sanitaire diffère aussi d'un site à un autre, dans notre cas la demande M_{ec} en matière de masse d'eau chaude sanitaire est calculée par la relation suivante [163] :

$$M_{ec} = \left[\frac{25}{1 + \frac{10}{40 - T_R}} + \frac{15}{1 + \frac{18}{32 - T_R}} + \frac{21.5}{1 + \frac{13}{37 - T_R}} + \frac{7}{1 - \frac{15}{65 - T_R}} + \frac{8}{1 + \frac{5}{45 - T_R}} \right] \quad (3.2.86)$$

Dans cette relation, M_{ec} ne dépend que de la température du réseau du site considéré.

3.2.4.1.2.6 La température de l'eau du réseau

La température de l'eau froide fournie par le réseau publique permet de calculer les besoins d'énergie pour chauffer à la température désirée et par conséquent la quantité d'eau chaude sanitaire requise. Dans notre cas, nous avons utilisé la méthode présentée dans [164] qui permet de générer un profil sinusoïdal de la température de l'eau de réseau en fonction des températures minimale, maximale et ambiante. Dans cette méthode, on suppose alors que la température minimale du sol ou de la température d'eau froide est atteinte le mois de février alors que sa valeur maximale est atteinte le mois d'Août. Ainsi la température de l'eau de réseau s'exprime par la relation suivante :

$$T_R = \frac{T_{\min} + T_{\max}}{2} - \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} hx \cos\left(2\pi \frac{n-2}{12}\right) \quad (3.2.87)$$

n est le numéro du mois et dans notre cas $hx = +1$ puisque notre pays est situé dans l'hémisphère nord du globe terrestre.

3.2.4.1.3 Méthode $\bar{\varphi} - f$ Chart

La méthode d'utilisabilité, est un concept de dimensionnement qui considère que le collecteur solaire ne commence à fonctionner qu'à partir d'un niveau d'énergie solaire critique connu, constant durant le mois et travaillant indépendamment de la cuve de stockage. Mais, généralement dans des situations réelles, le collecteur solaire est connecté à cette dernière, qui sous l'effet de variation des séquences des conditions climatiques et de la charge, sa température change et par conséquent le niveau critique d'énergie solaire le soit aussi. Ainsi la méthode f -chart a été développée pour palier à cette limite et élargir son application à des cas présentant des seuils critiques plus élevés. Ce qui permet aussi d'établir une méthode de conception pour un système solaire en boucle fermée dont le principe de fonctionnement est présenté sur la Figure 3.2.27.

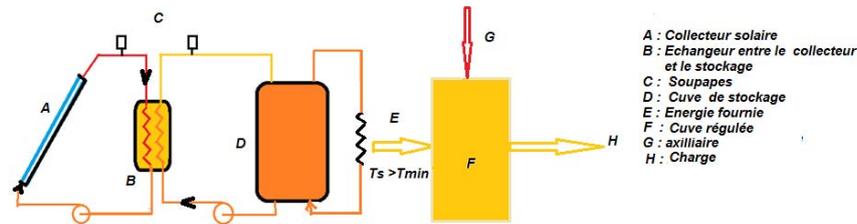


Fig.3.2.27 Configuration standard d'un système de chauffe eau solaire travaillant en boucle fermée et sur laquelle est basée la Méthode φ - f -Chart [165]

Dans ces systèmes, l'énergie délivrée à la charge thermique devrait chauffer une eau à une température ayant une valeur supérieure à celle appelée température minimum spécifiée par l'utilisateur. Par conséquent, le maximum de la moyenne mensuelle par jour de l'énergie utile qui peut être délivrée par un tel système est calculé par la relation suivante :

$$\sum Q_u = A_c F_R (\bar{\tau\alpha}) \bar{G}_t \bar{\varphi}_{\max} \quad (3.2.88)$$

Pour combiner les deux concepts, Klein et al [160] ont modifié et remplacé les expressions des variables X et Y utilisées dans la méthode f -chart par celles données comme suit :

L'ordonnée Y est remplacé par :

$$\varphi_{\max} Y = \varphi_{\max} \frac{A_c F_R (\bar{\tau\alpha}) \bar{G}_t N}{L_{out}} \quad (3.2.89)$$

Et l'abscisse est remplacée par la valeur modifiée X' :

$$X' = \frac{A_c F_R U_L (100) \Delta t}{L_{oat}} \quad (3.2.90)$$

Δt est le nombre d'heure du mois considéré.

Alors, la corrélation exprimant la part de la charge thermique couverte par le système solaire est donnée par l'équation suivante :

$$f_{ces} = \bar{\varphi}_{\max} Y - 0.015 [\exp(3.85 f_{ces}) - 1] [1 - \exp(-0.15 X')] R_{st}^{0.76} \quad (3.2.91)$$

Avec R_{st} est le rapport de la capacité thermique du stockage standard par unité de surface du collecteur (350 kJ/m² °C) par celle correspondant au volume actuel. Ainsi l'expression de f_{ces} est sous une forme implicite qui pourra donc être résolue par la méthode de Newton.

La moyenne mensuelle par jour de la charge thermique couverte par le système solaire ainsi que par le système d'appoint sont calculées respectivement par les relations (3.2.83) et (3.2.84).

3.2.5 Comparaison des performances des différents systèmes de poursuite retenus

Nous avons utilisé ces différentes méthodologies présentées ci-dessus pour mettre en évidence l'effet à long terme de l'utilisation des systèmes de poursuite sur les performances des systèmes de chauffage d'eau chaude sanitaire. Pour le faire nous avons utilisé comme données, les valeurs des moyennes mensuelles par heure et par jour des différents paramètres calculées selon la méthode présentées dans la section 2.3.6.

Pour le calcul de la charge thermique, nous avons considéré un système de chauffage collectif d'eau chaude sanitaire solaire pour satisfaire les besoins d'un ensemble de 20 personnes et pour lequel nous avons prévu un système de stockage d'une capacité de 1000 litres. Ainsi, la charge thermique correspondante est calculée par la relation (3.2.85) qui dépend de la température de l'eau de réseau qui est calculée à son tour par la relation (3.2.86). Comme surface de collection nous avons utilisé celle qui correspond à 8 capteurs solaires de marque Orraset dont les caractéristiques sont données sur le Tableau G1 (annexe G).

Comme sites, nous avons retenu, Bouzaréah, Djelfa, Ghardaïa et Timimoune représentant respectivement les différentes zones climatiques Algériennes.

Ainsi nous avons développé un programme MATLAB qui permet de calculer les performances du système solaire retenu par chacune des méthodes décrites précédemment. Les moyennes mensuelles par jour de la température ambiante, de l'humidité relative, de la durée d'insolation ainsi des coordonnées géographiques du site sont utilisés comme paramètres d'entrées. Sur la Figure 3.2.28 on présente l'organigramme décrivant le

fonctionnement du programme MATLAB développé. Comme exemple de résultats obtenus par le programme, nous présentons sur les Tableaux 3.2.11 et 3.2.12 des exemples de fichier de résultats obtenus pour le site de Bouzaréah et relatifs à deux configurations dont l'une est fixe et correspondante à un panneau de chauffe eau solaire incliné selon une inclinaison optimale saisonnière FS et la seconde correspond à celle à qui on attribut un changement d'orientation à raison de trois fois par jour (OIS3P) tout en utilisant les valeurs de l'angle d'orientation optimal de chaque mois présenté sur le Tableau 3.2.10.

Ce programme permet ainsi de calculer pour chaque journée représentative du mois [90], les performances horaires du système et à partir desquelles sont calculées les performances mensuelles et annuelles.

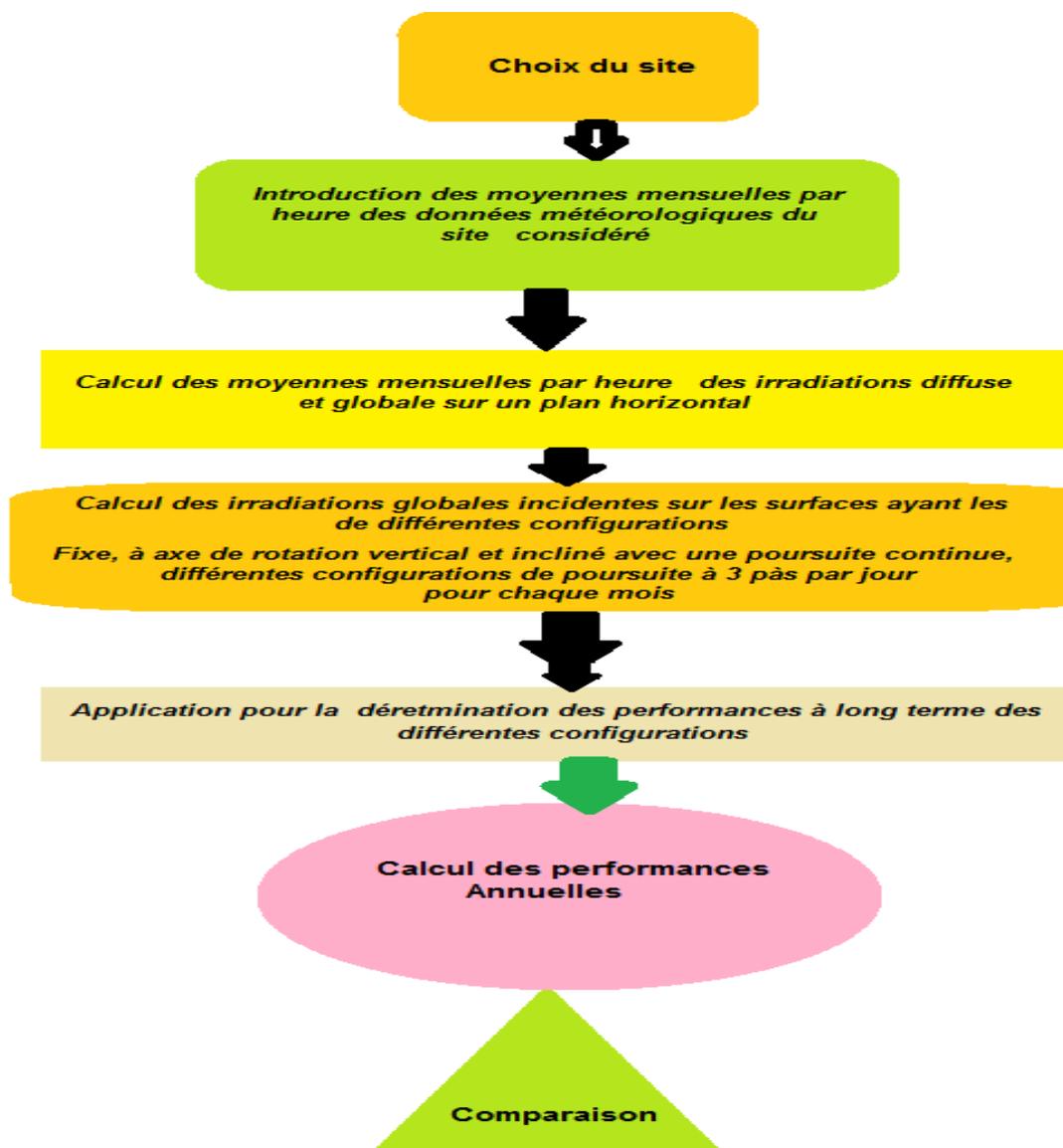


Fig.3.2.28 Algorithme relatif au programme de calcul des performances à long terme d'un système de chauffe eau sanitaire collectif

Tableau 3.2.11 : Performances mensuelles d'un système de chauffe eau solaire fixe *FS* calculées par le programme MATLAB développé.

mois	Mect (1)	T °C	Tres °C	GH kWh/m ²	GT kWh	GTc kWh	phim [%]	Qu kWh	loat [%]	phif [%]	f kWh	Lf kWh	Lphif kWh	qaux kWh
1	1166.1	8.9	11.1	2.1	1853.9	1750.5	3.81	1221.5	2053.5	50.70	51.49	1041.1	1057.4	1012.4
2	1186.7	9.8	8.8	3.4	2479.3	2340.1	77.32	1584.9	1975.4	67.46	68.12	1332.5	1345.6	642.9
3	1167.7	12.6	10.9	4.2	2713.1	2497.6	72.69	1522.7	2063.3	69.86	70.69	1441.3	1458.5	621.9
4	1147.4	14.0	12.9	5.7	3327.8	3059.2	70.78	1814.8	1881.4	87.23	88.44	1641.1	1663.9	240.3
5	1093.0	17.6	17.4	6.0	3429.1	3153.3	69.98	1822.5	1676.0	95.64	96.58	1602.9	1618.7	73.1
6	1001.5	20.7	22.8	6.4	3429.4	3144.0	75.48	1914.2	1296.0	100.00	100.00	1296.0	1296.0	0.0
7	839.4	24.3	29.0	5.9	3277.3	2997.3	77.21	1857.0	938.1	100.00	100.00	938.1	938.1	0.0
8	793.0	24.5	30.2	5.7	3352.1	3078.8	76.19	1939.9	850.5	100.00	100.00	850.5	850.5	0.0
9	951.5	22.4	25.1	4.9	2991.3	2739.5	78.50	1792.8	1156.8	100.00	100.00	1156.8	1156.8	0.0
10	1022.9	20.7	21.8	3.3	2366.4	2228.4	79.70	1525.1	1408.4	81.69	82.04	1150.5	1155.4	257.9
11	1105.8	13.8	16.5	2.4	2057.3	1944.9	88.92	1436.4	1677.5	64.68	64.73	1085.0	1085.8	592.5
12	1167.0	9.8	11.0	2.0	1866.6	1875.9	86.65	1329.2	2059.4	50.85	51.68	1047.2	1064.2	1012.1

Tableau 3.2.12 : Performances mensuelles d'un système de chauffe eau solaire (OIS3P) auquel on attribue un changement de rotation à raison de trois fois par jour calculées par le programme MATLAB que nous avons développé.

mois	Mect l	Ta °C	Tres °C	GH Wh/m ²	GT kWh	GTc kWh	phim [%]	Qu kWh	loat kWh	phif [%]	f [%]	Lf kWh	Lphif kWh	qaux kWh
1	1166.1	8.9	11.1	2.1	2025.2	1982.0	85.8	1260.33	2053.5	53.71	54.80	1103.0	1125.3	950.5
2	1186.7	9.8	8.8	3.4	2803.2	2770.2	83.8	1867.82	1975.4	73.32	74.79	1447.9	1477.3	527.4
3	1167.7	12.6	10.9	4.2	3221.7	3142.7	79.1	1904.08	2063.3	78.73	79.00	1623.2	1630.1	440.1
4	1147.4	14.0	12.9	5.7	3713.4	3549.9	74.2	2245.82	1881.4	93.10	94.20	1749.9	1772.3	131.6
5	1093.0	17.6	17.4	6.0	4032.8	3856.8	76.0	2377.85	1676.0	100.00	100.00	1676.0	1676.0	0.0
6	1001.5	20.7	22.8	6.4	4069.7	3890.2	73.7	2483.23	1296.0	100.00	100.00	1296.0	1296.0	0.0
7	839.4	24.3	29.0	5.9	3791.7	3598.9	75.6	2370.78	938.1	100.00	100.00	938.1	938.1	0.0
8	793.0	24.5	30.2	5.7	3735.9	3638.1	79.3	2381.13	850.5	100.00	100.00	850.5	850.5	0.0
9	951.5	22.4	25.1	4.9	3266.7	3093.4	78.4	2093.16	1156.8	100.00	100.00	1156.8	1156.8	0.0
10	1022.9	20.7	21.8	3.3	2654.6	2719.2	84.5	1784.74	1408.4	87.60	88.11	1233.5	1240.9	174.8
11	1105.8	13.8	16.5	2.4	2274.6	2237.2	87.5	1586.21	1677.5	68.91	67.85	1156.5	1138.1	521.0
12	1167.0	9.8	11.0	2.0	1982.3	2132.7	87.7	1371.45	2059.4	52.52	53.03	1081.6	1092.1	977.7

Avec T , T_{res} , GH , GT , GT_c , $phim$, Qu , $loat$, $phif$, f , Lf , $Lphif$ et $Qaux$ sont respectivement la température ambiante, celle du réseau, le cumul de l'irradiation globale calculée sur un plan horizontal, celle calculée sur le plan de la configuration retenue, l'irradiation critique, l'utilisabilité, cumul mensuel de l'énergie utile produite par le système, la charge totale mensuelle, la fraction de la charge mensuelle couverte par le système selon la méthode ϕ - f -chart, la fraction de la charge couverte par le système selon la méthode f -chart, la charge thermique couverte par le système selon la méthode f -chart, la charge thermique couverte par le système selon la méthode ϕ - f -chart et celle couverte par le système d'appoint.

3.2.5.1 Validation des résultats obtenus par programme

Afin de valider les performances du programme développé, nous avons confronté les résultats calculés par ce dernier avec ceux obtenus moyennant le logiciel SIMSOL [165] du CSTB, qui constitue une partie du logiciel TRNSYS et qui est destiné au calcul des performances d'une installation de chauffe eau solaire.

En effet, pour pouvoir dresser cette comparaison, nous avons adopté et introduit dans le répertoire des fichiers 'data', celui relatif au site de Bouzaréah écrit selon le format exigé par

le logiciel SIMSOL et dont la configuration retenue dans cette étude est présentée sur la Figure 3.2.29.

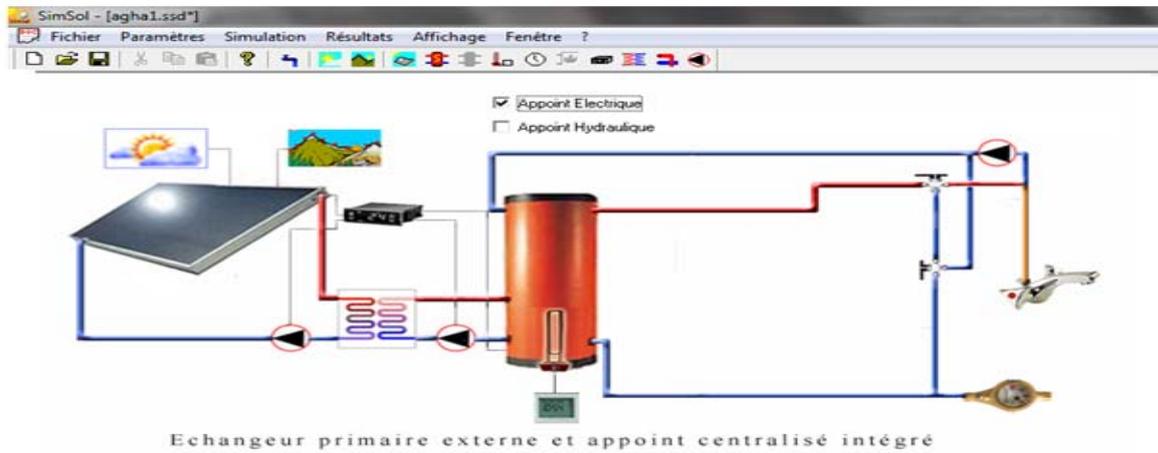


Fig.3.2.29 Configuration du système de chauffage retenue et simulée par le logiciel SIMSOL

3.2.5.2 Caractéristiques des composantes du système utilisé

Comme dimensions du système utilisé, nous avons utilisé 8 chauffe eau solaires dont chacun ayant une surface de 2.07 m² et l'ensemble constitue une surface réceptrice équivalentes de 16.56 m². La structure porteuse est inclinée à la latitude du lieu et orientée plein Sud. Comme performances thermiques, le chauffe eau solaire présente un rendement global η_{ces} et optique $\tau\alpha$ évalués respectivement à 0.78 et 0.62 et un FRU_L égal à 0.78.

✓ Cuve de stockage

Le volume de stockage retenu est de 1000 litres contenues dans une cuve vertical avec une isolation en mousse polyuréthane d'une épaisseur de 40 mm.

✓ Appoint : Le système de chauffage d'appoint retenu est du type : électrique.

Sur les Tableaux 3.2.13, 3.2.14, 3.2.15 et 3.2.16 sont présentées respectivement les moyennes mensuelles par jour de la température de l'air ambiant, de l'irradiation globale incidente sur une surface unitaire horizontale, de la température de l'eau du réseau et de la consommation journalière en volume d'eau, évaluées par le Programme MATLAB et par le logiciel SIMSOL. Il est à noter que sur chacun des tableaux susmentionnés, les valeurs écrites en gras correspondent à celles estimées par le programme développé sous MATLAB.

Tableau 3.2.13 Moyennes mensuelles par jour de la température extérieure calculée respectivement par les programmes SIMSOL et MATLAB (°C):

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
9.6	10.6	12.4	14.6	18.0	21.3	24.7	24.9	22.1	18.3	13.9	10.5
8.9	9.8	12.9	14.0	17.6	20.7	24.3	24.5	22.4	20.7	13.8	9.8

Tableau 3.2.14 Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation Globale incidente sur le plan horizontal Calculées par les Programmes SIMSOL et MATLAB (kWh/m².jour)

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
2.10	3.00	4.10	5.53	6.20	6.52	6.32	6.23	5.07	3.45	2.37	2.03
2.10	3.2	4.22	5.61	6.04	6.44	6.49	6.42	4.95	3.30	2.40	2.14

Tableau 3.2.15 Moyennes mensuelles par jour de la Température d'eau du réseau calculées par les programmes SIMSOL et MATLAB (°C)

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
11.1	8.8	10.9	12.9	17.4	22.8	29.0	30.2	27.1	22.8	18.4	12.9
10.2	8.8	10.2	14.1	19.5	24.8	28.8	30.2	28.8	23.9	19.1	12.2

Tableau 3.2.16 Valeurs mensuelles de la consommation en eau chaude sanitaire de référence estimée pour chaque mois, en litres/jour par les programmes SIMSOL et MATLAB

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
1166	1186	1167	1147	1093	993	839	822	891	1022	1105	1167
1174	1186	1174	1134	1061	978	846	798	845	987	1095	1143

3.2.5.3 Résultats et discussions

Ainsi en utilisant comme données d'entrées dans le logiciel SIMSOL, les valeurs horaires de la température ambiante, de la température de l'eau de réseau, de l'irradiation globale calculées sur un plan incliné à la latitude du lieu à partir des irradiances globale et diffuse incidente sur un plan horizontal, le logiciel permet d'évaluer les performances du système de chauffage d'eau sanitaire collectif et les résultats correspondants sont présentés selon ce qui suit :

Sur la Figure 3.2.30 est présentée l'évolution annuelle des températures du capteur et celle de la cuve de stockage simulées par le logiciel SIMSOL.

Sur le Tableau 3.2.18 sont présentés les résultats du bilan énergétique du système obtenus à partir du logiciel SIMSOL et sur lequel sont portés aussi, en caractères gras, les mêmes paramètres calculés par le programme MATLAB et sur la colonne de droite du Tableau 3.2.18 sont portées les valeurs de l'erreur relative correspondante à la comparaison des performances calculées par chacun des programmes.

Ainsi, à partir des résultats obtenus et présentés sur l'ensemble des Tableaux 3.2.13 -3.2.18, nous constatons qu'il existe une bonne concordance entre les valeurs calculées par le logiciel SIMSOL et celles obtenues par le programme MATLAB que nous avons développé.

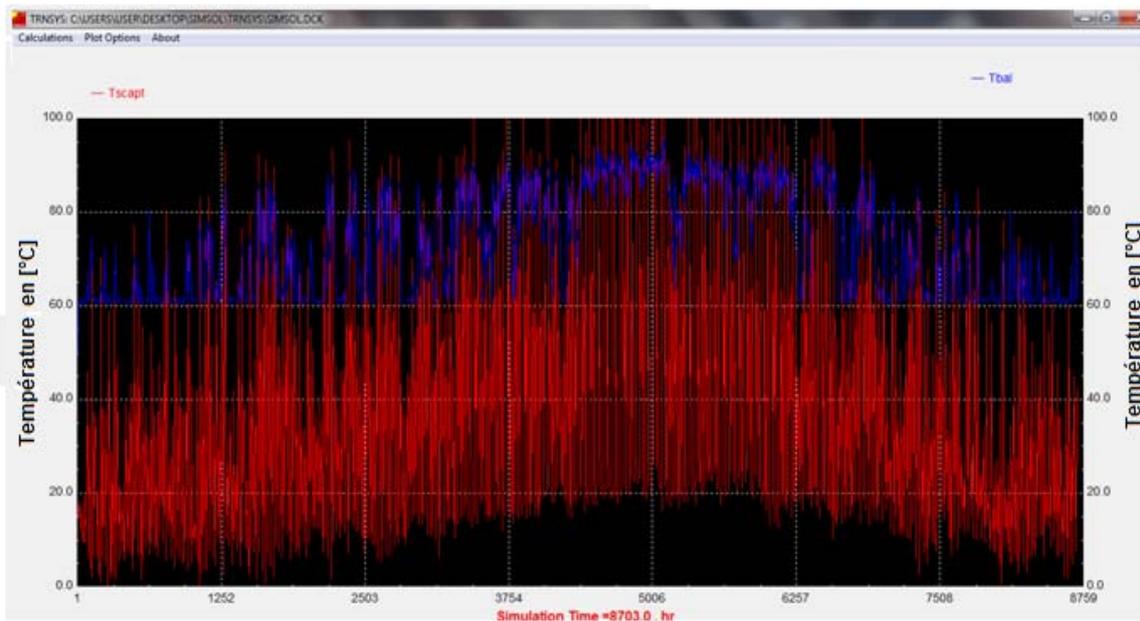


Fig.3.2.30 Evolution annuelle des températures du capteur et de la cuve de stockage simulées par le logiciel SIMSOL

3.3.5.4 Application de la méthode à l'évaluation des performances des systèmes de poursuite considérés

Pour comparer et mettre en évidence l'effet des différentes conditions climatiques sur les performances des différents systèmes retenus dans cette étude, nous avons considéré les quatre sites : Bouzaréah, Ghardaïa, Timimoune et Djelfa représentant les différentes zones climatiques du territoire national. Sur les Figures 3.2.31, 3.2.32, 3.2.33 et 3.2.34 sont présentées respectivement l'évolution annuelle de la charge thermique correspondante à chacun d'eux.

Tableau 3.2.17 Performances du système de chauffage collectif d'eau chaude sanitaire calculée par le programme MATLAB pour la configuration fixe FS (site de Bouzaréah)

m ois	BEC (litre)	T [°C]	Tres [°C]	GH kW h/m ²	GT kWh/ mois	GTc kWh/ mois	φ [%]	Qu kWh/ mois	Loat kWh / mois	f [%]	φ-f [%]	Lf φ-f kWh/ mois	LkWh/ mois	Qau x 1 kWh / mois	Qaux 2 kWh/ mois
1	1174.0	8.9	10.2	2.1	1774	1651.7	69.06	1068.1	2103	48.18	36.26	1013	762.5	1090	1340.5
2	1186.7	9.8	8.8	3.4	2429	2276.7	77.87	1457.3	1975	67.05	58.79	1325	1161.3	651	814.1
3	1174.0	12.6	10.2	4.2	2802	2584.5	74.38	1685.8	2103	71.49	64.04	1503	1346.8	599	756.2
4	1133.9	14.0	14.1	5.7	3234	2965.0	77.43	1923.5	1810	88.74	84.56	1607	1531.3	204	279.7
5	1061.8	17.6	19.5	6.0	3215	2923.5	73.64	1968.2	1547	97.61	93.16	1519	1442.0	37	105.8
6	957.5	20.7	24.8	6.4	3156	2848.9	80.82	1994.1	1172	100.00	100.0	1172	1172.3	0.0	0.0
7	845.7	24.3	28.8	5.9	3046	2753.8	87.65	1976.3	950	100.00	100.0	951	950.7	0.0	0.0
8	793.0	24.5	30.2	5.7	3203	2923.9	83.24	2129.0	850	100.00	100.0	920	850.5	0.0	0.0
9	845.7	22.42	28.8	4.9	2986	2747.4	81.50	1955.9	920	100.00	100.0	850	920.1	0.0	0.0
10	957.5	0.7	24.9	3.3	2374	2218.2	83.30	1628.3	1211	92.25	86.77	1117	1051.1	94	160.2
11	1061.8	13.8	19.5	2.4	1973	1841.8	79.90	1285.1	1498	69.01	59.33	1034	888.7	464	609.2
12	1133.9	9.8	14.2	2.0	1766	1733.0	79.61	1136.0	1871	52.62	41.61	988	778.7	886	1092.6

Tableau 3.2.18 Comparaison des résultats obtenus par le Programme SIMSOL et par le programme MATLAB développé

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Jui	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc*	Total
Besoins kWh 7.63%	1994 2103	1880 1975	1981 2103	1780 1810	1478 1548	1113 1172	884 950	885 850	990 920	1220 1211	1484 1497	1786 1871	17475 18808
Production solaire kWh 6.98%	875 762.5	1098 1161.3	1376 1346.8	1473 1531.3	1481 1442.2	1242 1172.3	1035 950.7	1088 850.8	1150 920.1	1074 1051.1	909 888.7	952 778.7	13753 12856
Couverture solaire %	48 48.18	62 67.05	74 71.49	88 88.74	100 97.61	100 100	100 100	100 100	100 100	88 86.77	61 69.01	53 52.62	81 81.78
Pertes de distribution kWh	132	120	133	128	133	128	133	133	128	133	128	128	1557
Energie d'appoint électrique kWh 1.31%	1427 1340.5	832 814.1	620 756.2	295 279.7	224 105.8	27 0.0	14 0.0	0 0.0	16 0.0	203 160.2	566 609.2	1002 1092.6	5226 5158.3

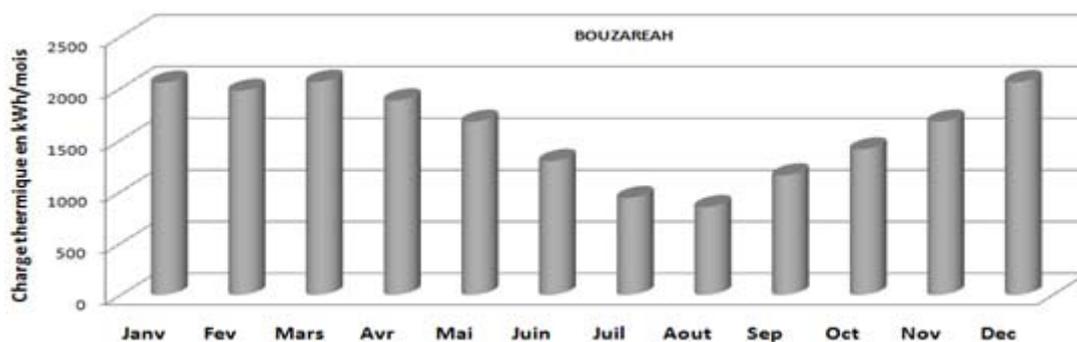


Fig.3.2.31 Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Bouzaréah

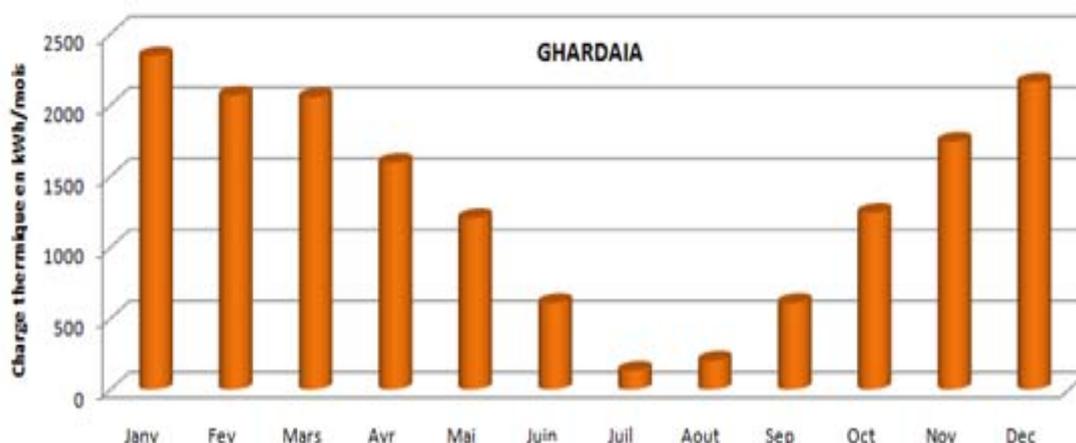


Fig.3.2.32 Distribution du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Ghardaïa

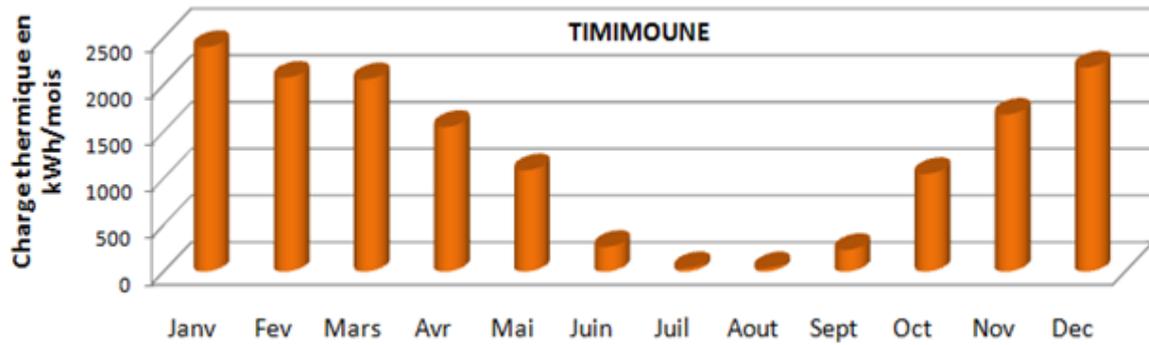


Fig.3.2.33 Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site de Timimoune

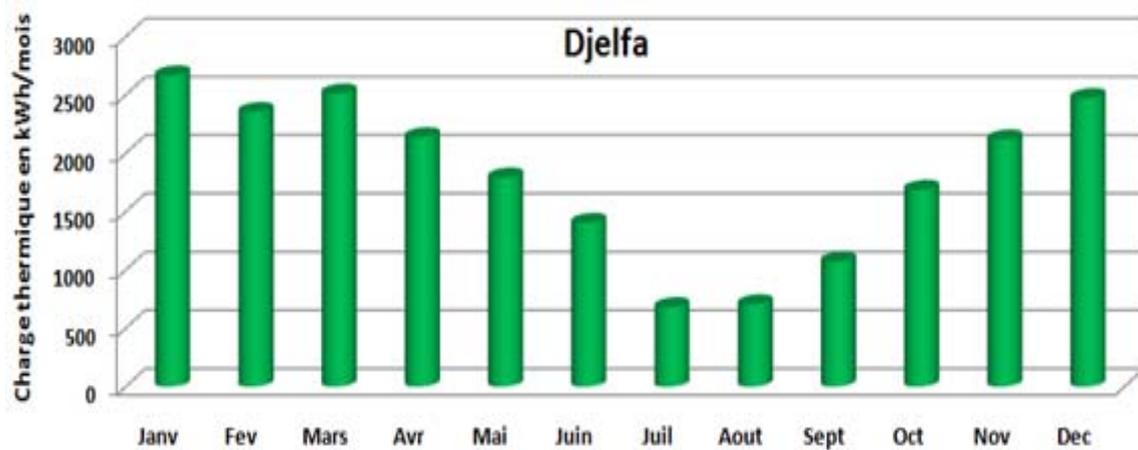


Fig.3.2.34 Valeurs du cumul mensuel de la charge thermique en eau chaude sanitaire : site d'El Djelfa

3.3.5.5 Résultats et discussion

Ainsi, moyennant les différentes caractéristiques climatiques relatives à chacun des sites et moyennant le programme MATLAB que nous avons développé, les différents paramètres représentatifs du concept de la méthode ϕ - f -chart et retenus comme performances du système chauffe eau solaire collectif considéré sont évalués et présentés comme suit :

- ❖ Sur les Figures 3.2.39, 3.2.40, 3.2.41 et 3.2.42 sont présentées les valeurs du cumul annuel de l'énergie thermique utile produite par les systèmes solaires retenus et celle produite par les systèmes d'appoints correspondant ;
- ❖ Sur les Figures 3.2.45, 3.2.46, 3.2.47 et 3.2.48 sont présentées les valeurs de la fraction de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge couverte par chacun des systèmes.

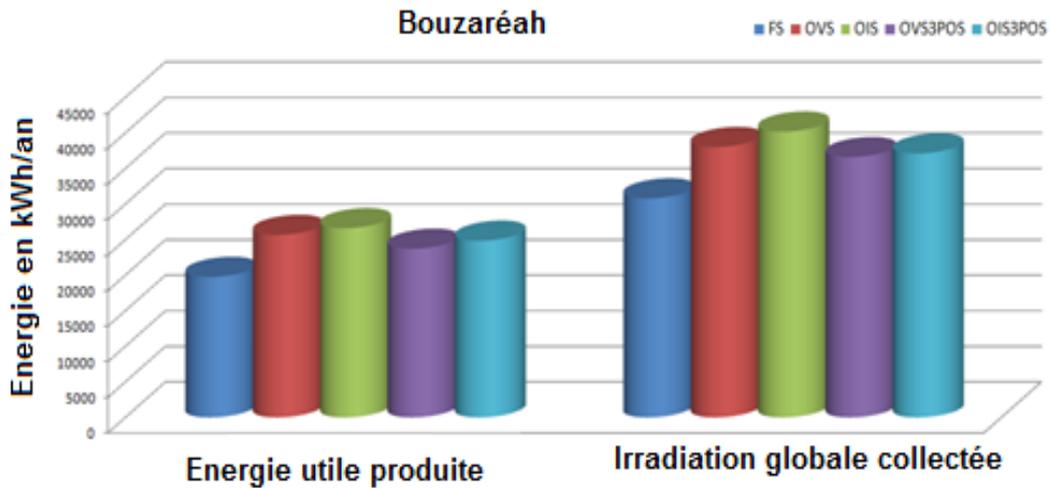


Fig.3.2.35 Valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale collectée et de l'énergie utile produite par les différents systèmes : Site de Bouzaréah

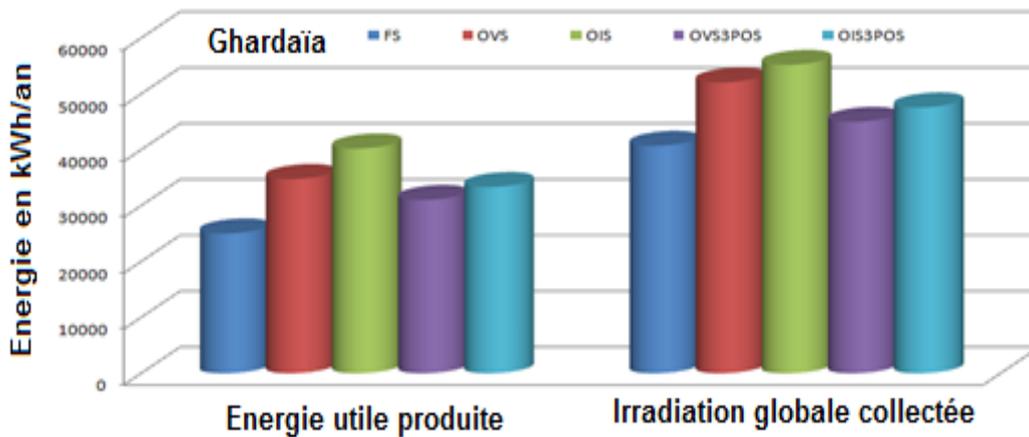


Fig.3.2.36 Valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale collectée et de l'énergie utile produite par les différents systèmes : Site de Ghardaïa

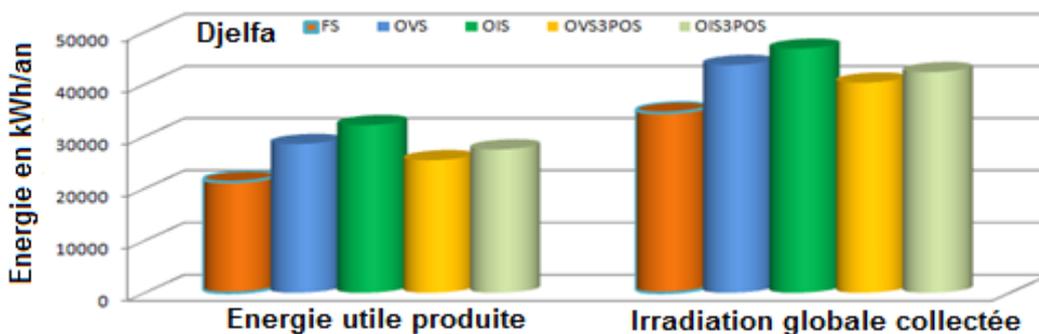


Fig.3.2.37 Valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale collectée et de l'énergie utile produite par les différents systèmes : Site de Djelfa

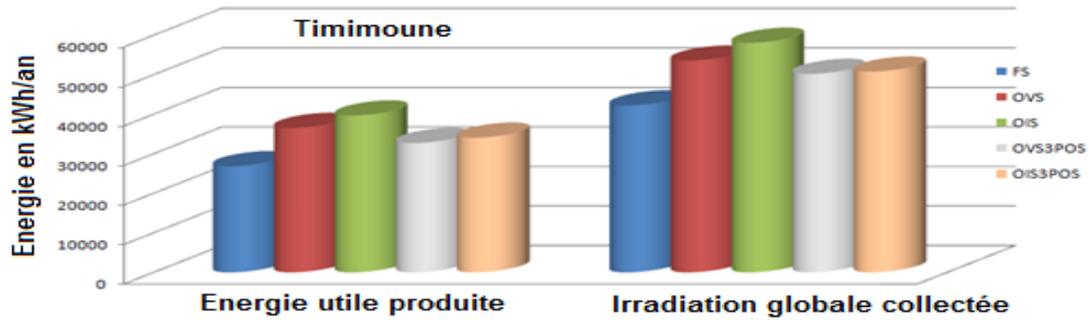


Fig.3.2.38 Valeurs du cumul annuel de l'irradiation globale collectée et de l'énergie utile produite par les différents systèmes : Site de Timimoune

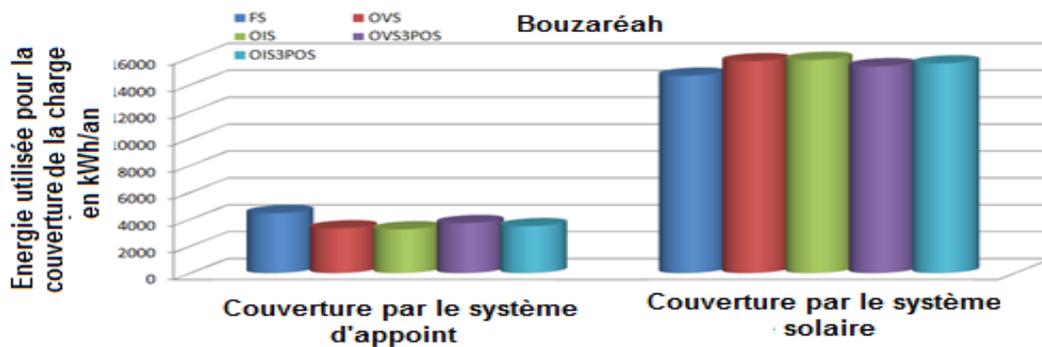


Fig.3.2.39 Couverture de la charge assurée par les systèmes d'appoint et solaire. Site de Bouzaréah

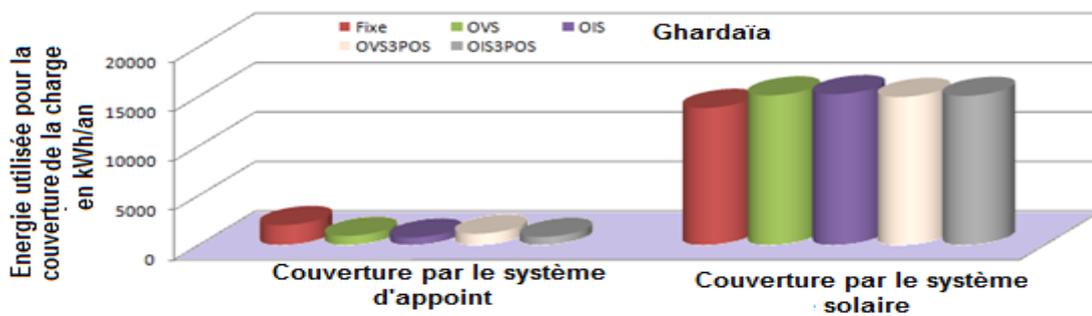


Fig.3.2.40 Couverture de la charge assurée par les systèmes d'appoint et solaire. Site de Ghardaïa

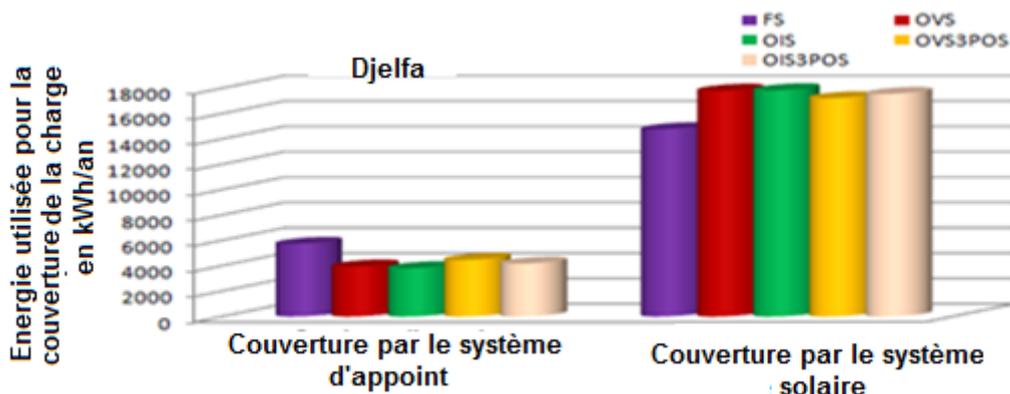


Fig.3.2.41 Couverture de la charge assurée par les systèmes d’appoint et solaire : Site de Djelfa

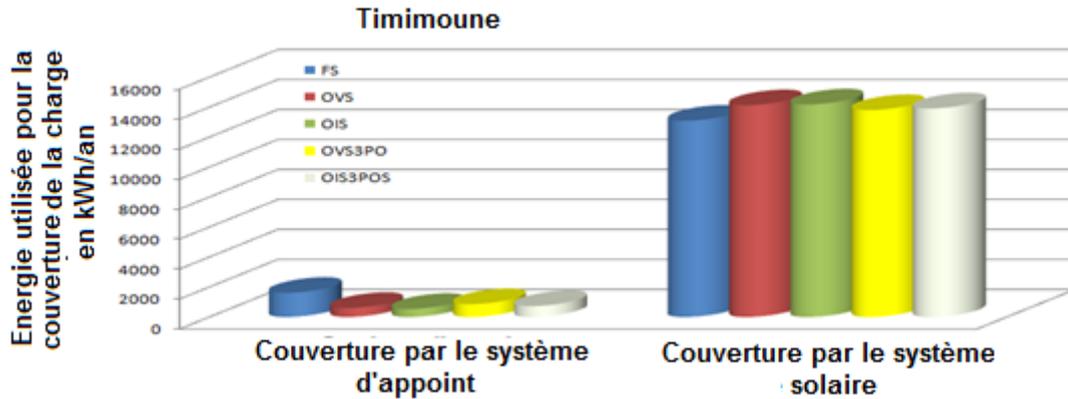


Fig.3.2.42 Couverture de la charge assurée par les systèmes d’appoint et solaire : Site Timimoune

A partir des résultats présentés sur les figures 3.2.35 – 3.2.38, de ceux présentés sur les Figures 3.2.39 - 3.2.42, nous constatons que les quantités annuelles de l’irradiation globale collectée et celles de l’énergie utile produite par les systèmes varient d’un système à un autre et d’un site à un autre. En effet, nous constatons que les systèmes motorisés présentent les meilleures performances suivies respectivement par ceux auxquels on attribue un changement d’orientations à raison de trois fois par jour et finalement par le système traditionnel fixe.

Alors, les plus grandes valeurs du cumul annuel sont celles obtenues sur le site de Timimoune suivies progressivement par celles obtenues sur le site de Ghardaïa, Djelfa et de Bouzaréah. Ce qui s’explique par les mêmes arguments évoqués dans les sections précédentes.

Par contre, nous constatons que celles produites par les systèmes d’appoint présentent des valeurs plus notables pour les sites de Bouzaréah et de Djelfa, indiquant que sur ces sites, les systèmes thermiques considérés présentent relativement des déficits en matière de productions d’énergie thermique et par conséquent d’un déficit du potentiel solaire. En effet, les valeurs du cumul annuel fourni par le système d’appoint diminuent du système le moins performant (FS) au système le plus performant (OIS) et du site présentant un potentiel énergétique solaire le plus importants (Timimoune et Ghardaïa) au site caractérisé par le plus faible potentiel (Bouzareah).

A partir des résultats présentés sur les Figures 3.2.43 – 3.2.45, nous constatons que l’utilisabilité φ_{uc} et la couverture de la charge thermique varient aussi d’un site à un autre et d’un système à un autre. Nous constatons aussi que la fraction d’énergie solaire collectée par les systèmes et utilisable dépasse les 80% pour les quatre sites considérés et atteignant les

90% pour le site de Timimoune. Alors que généralement les différents systèmes permettent de couvrir plus de 70% de la charge annuelle, ce qui est aussi bien notable pour le site de Timimoune dont l'utilisation des systèmes de poursuite solaire permette de couvrir les 85% de la charge contre les 72 % assuré par de système fixe.

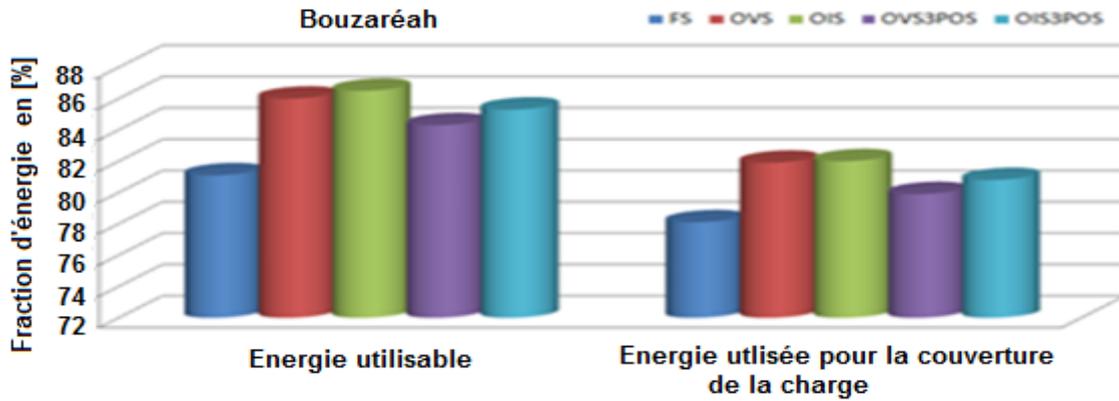


Fig. 3.2.43 Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et fraction de la charge annuelle couverte par les différents systèmes solaires :Site de Bouzaréah

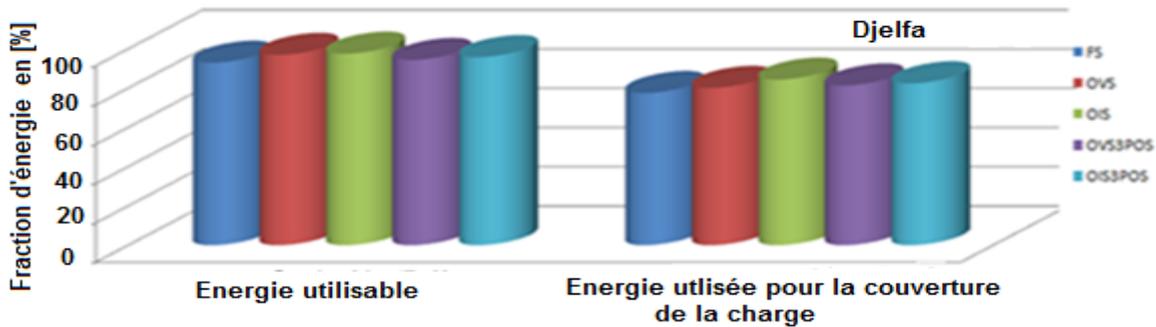


Fig. 3.2.44 Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge annuelle couverte par les différents systèmes solaires : Site de Djelfa

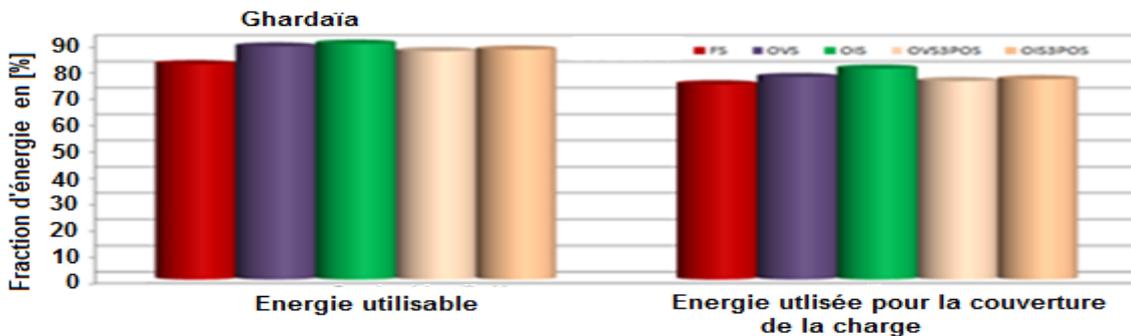


Fig. 3.2.45 Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge annuelle couverte par les différents systèmes solaires : Site de Ghardaïa

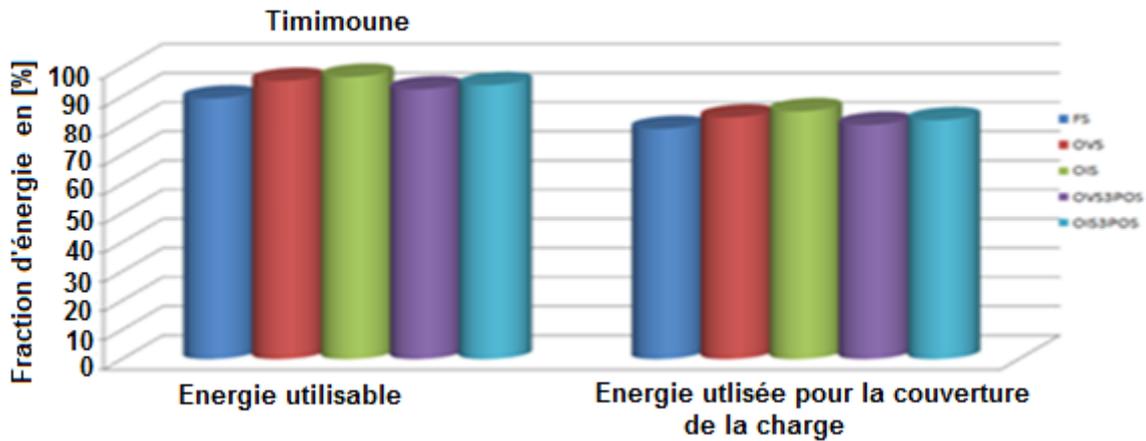


Fig. 3.2.46 Fraction annuelle de l'énergie solaire utilisable et la fraction de la charge annuelle couverte par les différents systèmes solaires : Site de Timimoune

Par ailleurs, à partir des résultats présentés sur les Figures 3.2.49 - 3.2.52, nous constatons que les valeurs du gain annuel d'énergie utile produite par chacun des systèmes de poursuite retenus varient d'un système à un autre. Il apparait que les systèmes les plus performants sont ceux munis d'un système de poursuite continue suivis par ceux correspondants à la configuration de poursuite discontinue à axe de rotation incliné et vertical et auxquelles on attribue un changement d'orientation à raison de fois par jour. Par ailleurs, bien que les performances d'un système de poursuite dépendent des caractéristiques climatiques et bien fortement de la disponibilité du potentiel énergétique solaire, ces systèmes présentent les meilleures performances s'ils sont installés à Timimoune que s'ils le sont Ghardaïa, à Djelfa et à Bouzaréah.

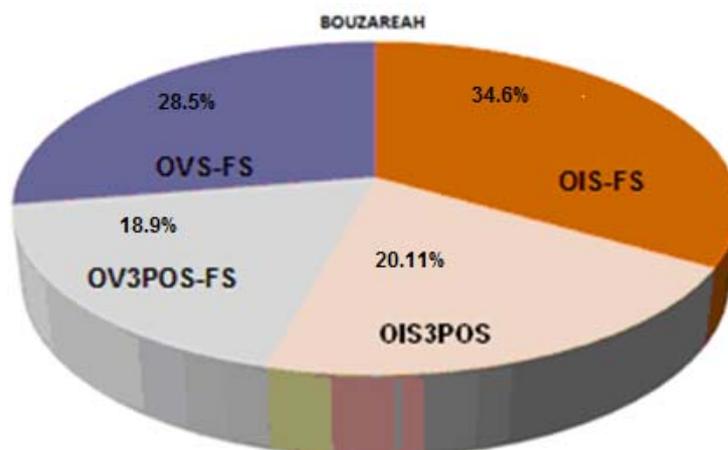


Fig. 3.2.47 Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS : Site de Bouzaréah

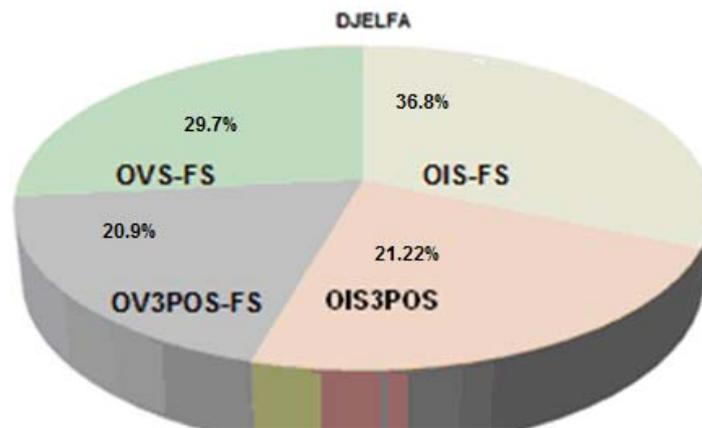


Fig. 3.2.48 Valeurs du gain d'énergie utile produites par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS : Site de Djelfa

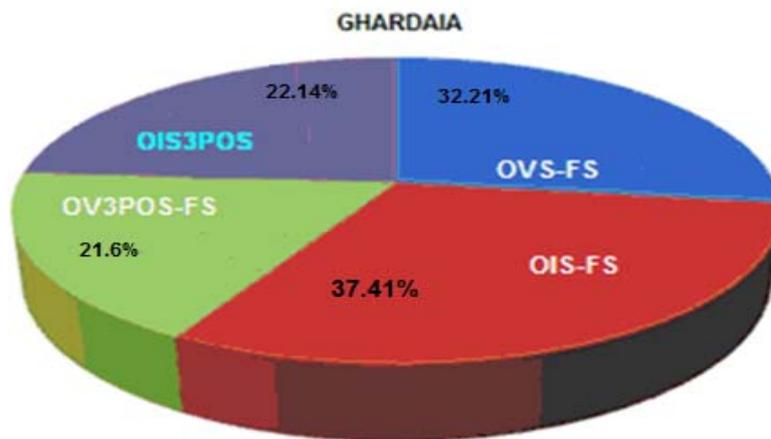


Fig. 3.2.49 Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS : Site de Ghardaïa

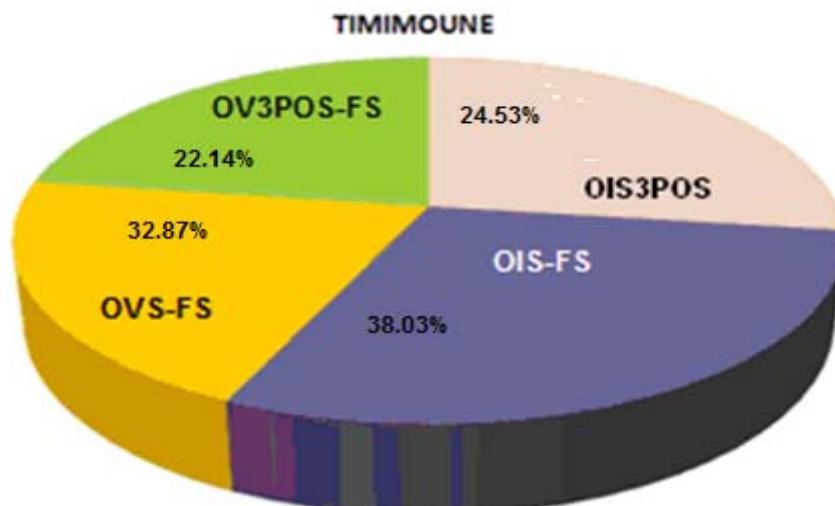
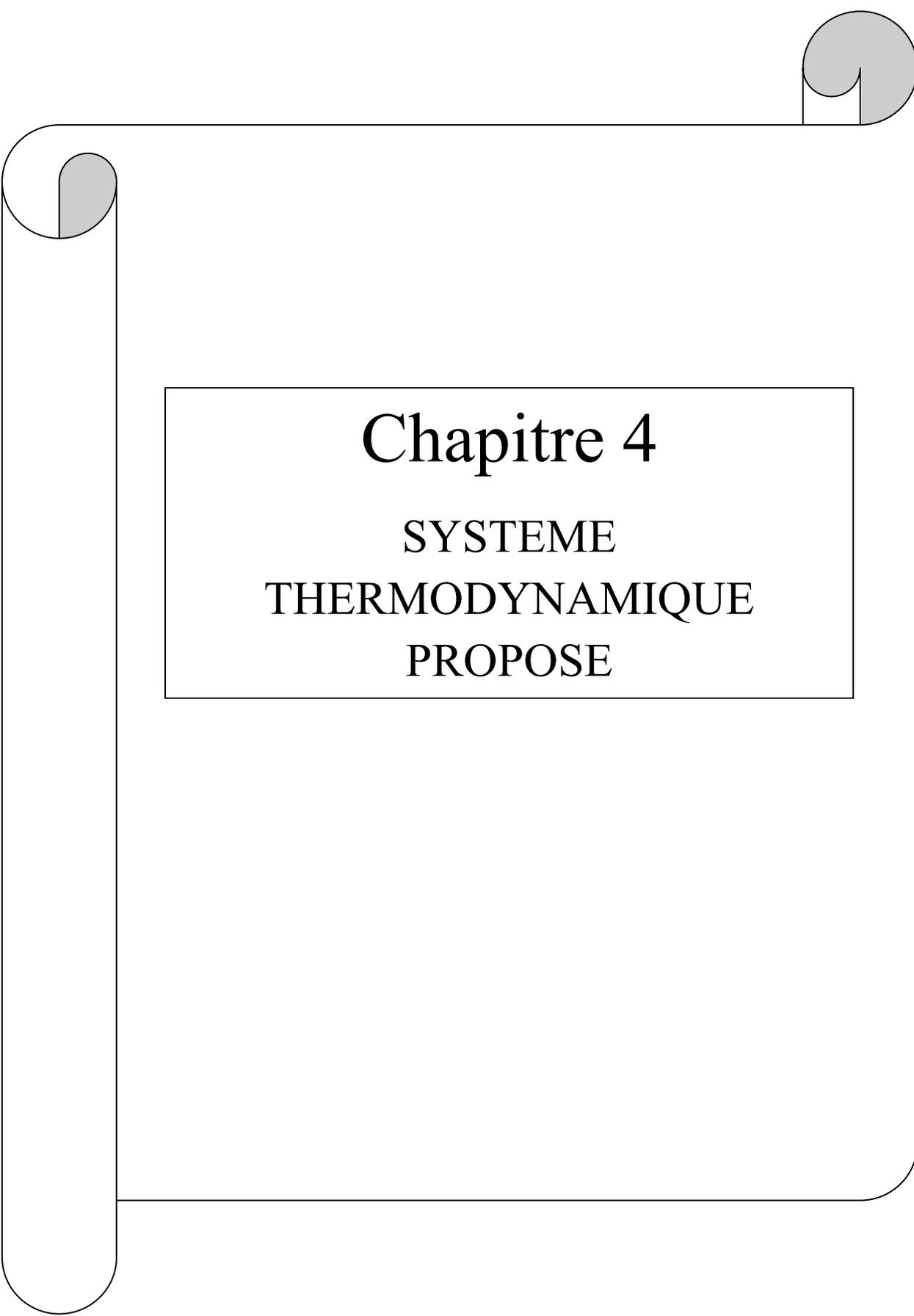


Fig. 3.2.50 Valeurs du gain d'énergie utile produite par les systèmes de poursuite par rapport à celle produite par le système fixe FS : Site de Timimoune

3.3.5.6 Conclusion

Ce travail nous conduit à conclure qu'effectivement, utiliser un système de poursuite pour entrainer un système de chauffe eau sanitaire permet d'améliorer considérablement ces performances. En effet, utiliser un système de poursuite continue certainement permet au système d'acquérir de meilleures performances mais, en contre partie ceci est pénalisant en matière du coût initial, de frais d'entretiens et de rechanges supplémentaires et de consommation d'énergie. Par contre, utiliser un système dont on change son orientation de trois par jour permet d'éviter les dépenses supplémentaires et permet aussi d'améliorer les performances de ce type de système. Il suffit de le faire individuellement quand il s'agit de petites installations ou de prévoir des mécanismes de bras de levier ou par un système à vis sans fin manuelle, pour chaque trois ou quatre panneaux quand il s'agit des installations à moyenne capacité. Nous pouvons conclure aussi que ces mécanismes peuvent être aussi utilisés facilement dans les applications photovoltaïques à petite à moyenne échelle.

A decorative border resembling a scroll, with a grey shaded area on the left side and a grey shaded area at the top right corner.

Chapitre 4
SYSTEME
THERMODYNAMIQUE
PROPOSE

4. SYSTEME THERMODYNAMIQUE PROPOSE

4.1 Présentation du système

Le système que nous avons retenu est un mécanisme thermodynamique dont son fonctionnement est assuré selon le mode sensible. La partie sensible de ce système permet de motoriser une paire de vérins pneumatiques (voir Figure 4.1.1) ou un vérin à double effet qui entraine le collecteur solaire vers la position du soleil dans le sens où l'azimut de sa surface soit égal à celui du soleil. Ce système est constitué principalement de deux tubes cylindriques en cuivre dont la surface externe est peinte en couleur noire matte et remplis d'un gaz très volatile (R134a). Sous l'effet du rayonnement solaire absorbé par les deux collecteurs, le gaz se dilate et devient pressurisé et la valeur de la pression régnant dans chacun d'eux dépend de l'énergie absorbée.

Un système d'ombrage est utilisé pour créer un déséquilibre en matière de surface éclairée lors de l'exposition des deux tubes et par conséquent créer un déséquilibre de pression régnant dans les deux volumes. En effet, les forces de pression les plus élevées correspondant à la surface la plus ensoleillée, entraînent le piston du vérin pneumatique, qui à son tour, par le biais d'un mécanisme de bras de levier, entraîne en rotation la structure porteuse du capteur. Le processus continu jusqu'à ce que les forces du cylindre correspondant s'affaibliront tout en donnant l'occasion au second d'être mieux éclairé et le mouvement du système ne s'arrêtera jusqu'à ce que l'état d'équilibre est atteint et qui signifie que l'azimut du système et celui du soleil sont égaux.

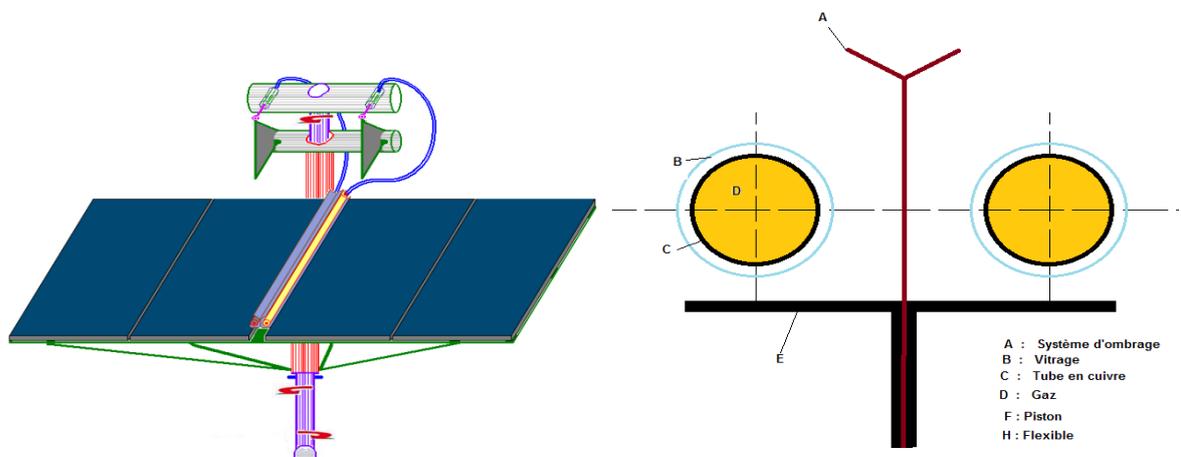


Fig.4.1.1 Schémas descriptifs et fonctionnel du système

Le système d'ombrage constitue un élément indispensable dans le fonctionnement du mécanisme par conséquent son dimensionnement devrait être déterminé avec précision. Ce qui dépend principalement de la configuration, des dimensions de chacune de ses parties. Ainsi, pour pouvoir simuler le fonctionnement du système il est nécessaire de déterminer la part de la surface éclairée de chacun des deux collecteurs et dans ce qui suit nous présentons la méthode retenue pour leur calcul.

4.2 Calcul des surfaces éclairées

La méthode retenue pour le calcul des dimensions du système d'ombrage est celle qui consiste à déterminer les angles limitant des tranches géométriques et angulaires de l'enveloppe de chacun des tubes utilisés comme éléments sensibles du système. C'est ce que nous présentons dans ce qui suit :

4.2.1 Cas limite d'équilibre

L'équilibre du système ne sera assuré que si les pressions régnantes à l'intérieur des deux tubes soient égales. Par conséquent, les éléments sensibles devraient être alors éclairés d'une manière équitable, ce qui signifie aussi que les surfaces correspondantes soient égales. Ce cas est alors présenté sur la figure ci-dessous :

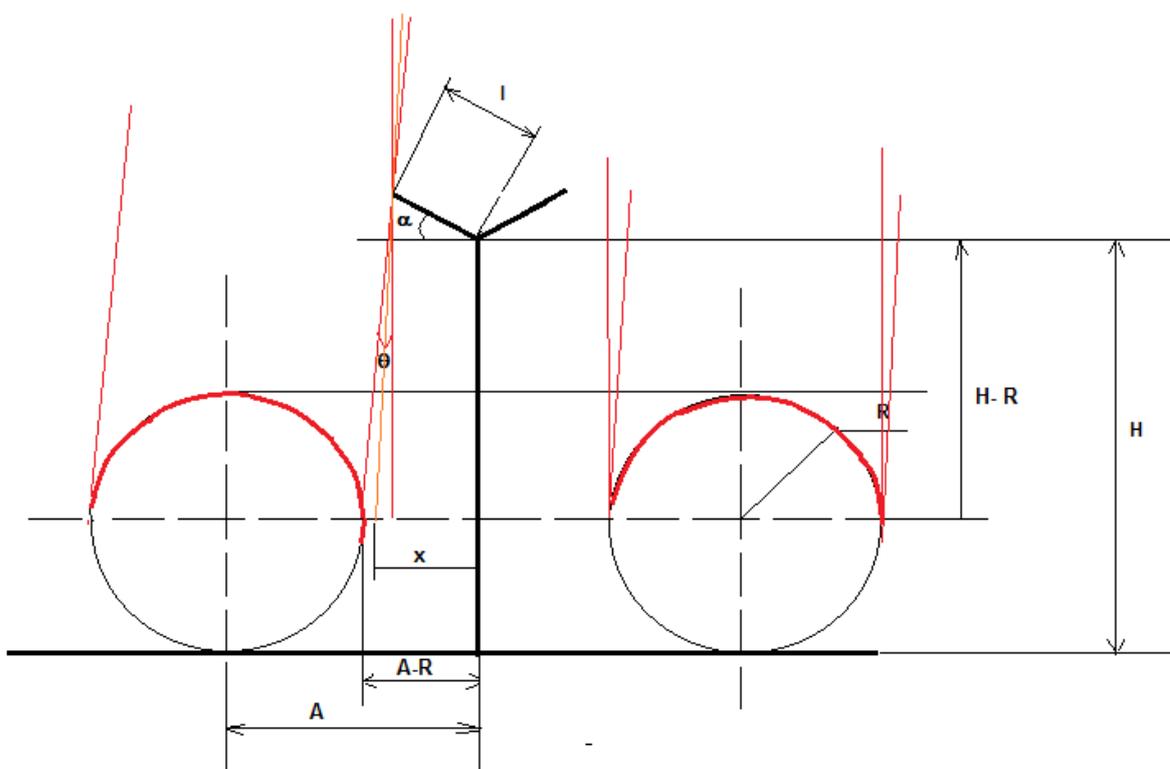


Fig.4.2.1 Cas limite, où les deux tubes ayent des surfaces S1 et S2 éclairées équitablement

Dans ce cas de figure on écrit :

$$S_1 = S_2 = \pi R L \quad (4.2.1)$$

Et selon cette considération, la distance x sera limitée comme suit :

$$x \in [l \cos(\alpha), A - R - l \cos(\alpha)] \quad (4.2.2)$$

Et l'angle d'incidence sera limité quand à lui comme suit :

$$\theta \in \left[0, \tan^{-1} \frac{A - R - l \cos \alpha}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.3)$$

Et dans ces conditions :

$$x = [H - R + l \sin(\alpha)] \tan(\theta_i) + l \cos(\alpha) \quad (4.2.4)$$

Par conséquent l'angle θ_i est calculé par la relation suivante :

$$\theta_i = \left[\frac{x - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.5)$$

4.2.2 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_2 \leq \theta_i \leq \theta_3$

Dans ce cas, l'angle d'incidence θ_i devrait être compris entre les valeurs limites θ_2 et θ_3 qui sont calculées par les équations suivantes :

$$\theta_2 = \tan^{-1} \left[\frac{A - R - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.6)$$

$$\theta_3 = \tan^{-1} \left[\frac{A - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.7)$$

Dans ce cas, les valeurs respectives de θ_i et de x sont calculées par les équations (4.2.8) et (4.2.9) :

$$\theta_i = a \tan \left[\frac{x - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.8)$$

$$x = [(H - R + l \sin(\alpha))] \tan(\theta_i) + l \cos(\alpha) \quad (4.2.9)$$

la surface éclairée du tube 1 soit calculée par la relation suivante

$$S_1 = \pi R L \cos(\theta_i) \quad (4.2.10)$$

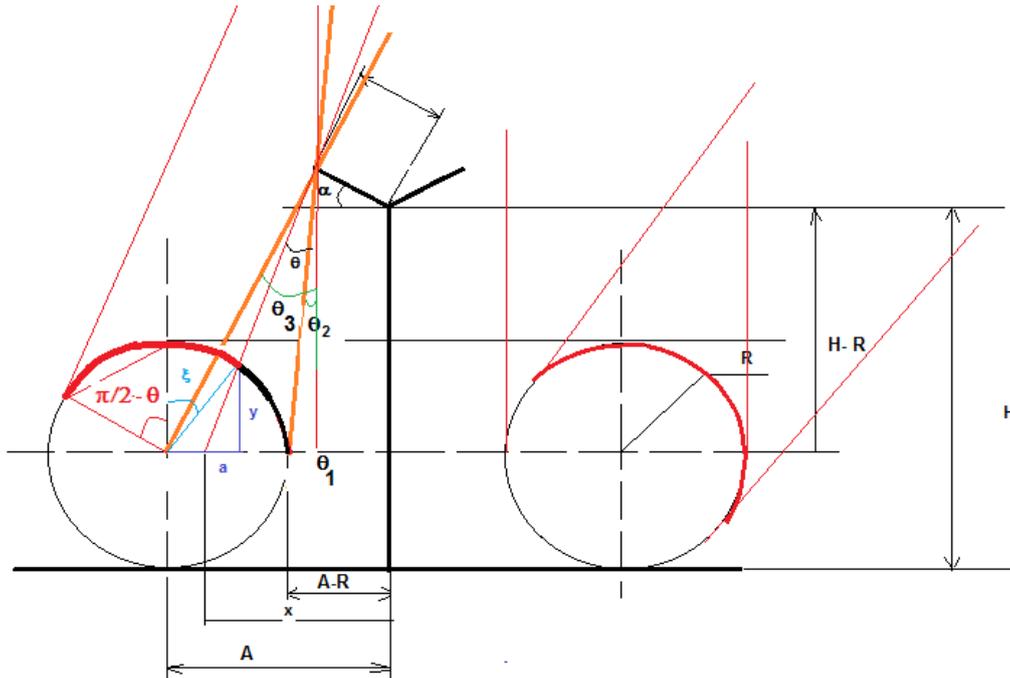


Fig. 4.2.2 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_2 \leq \theta_i \leq \theta_3$

Alors que la surface éclairée du tube 2 est calculée selon ce qui suit :

A partir de figure (4.2.2), on peut déduire les relations géométriques suivantes :

$$a[H - R + l \sin(\alpha)] = y(x - l \cos(\alpha)) \tag{4.2.11}$$

à partir de laquelle on peut écrire :

$$\frac{a}{y} [H - R + l \sin(\alpha)] + l \cos(\alpha) = x \tag{4.2.12}$$

$$\frac{a}{y} = \tan(\theta_i) \tag{4.2.13}$$

$$\tan(\theta_i) [H - R + l \sin(\alpha)] + l \cos(\alpha) = x \tag{4.2.14}$$

On peut écrire aussi que:

$$R^2 = (A - x + a)^2 + y^2 \tag{4.2.15}$$

En remplaçant x et a par leurs expressions correspondantes dans l'équation (4.2.14) on obtient :

$$[A - \tan(\theta_i)(H - R - l \sin(\alpha) - l \cos(\alpha) + y \tan(\theta_i))]^2 + y^2 = R^2 \tag{4.2.16}$$

Ainsi pour chaque valeur de θ_i , celle de y est obtenue par une méthode numérique qui, dans notre cas correspond à la méthode de Newton.

Par conséquent les surfaces éclairées et respectives à chacun des tubes sont calculées comme suit :

$$S_1 = \pi RL \cos(\theta) \quad (4.2.17)$$

$$S_2 = \left[\left(\frac{\pi}{2} - \theta \right) + \zeta \right] RL \cos(\theta) \quad (4.2.18)$$

avec

$$\zeta = a \cos\left(\frac{y}{R}\right)$$

4.2.3 Tranche où l'angle d'incidence $\theta_3 \leq \theta_i \leq \theta_4$

Dans ce cas de situation, l'ensoleillement des deux tubes est faite selon la manière présentée sur la Fig.4.2.3.

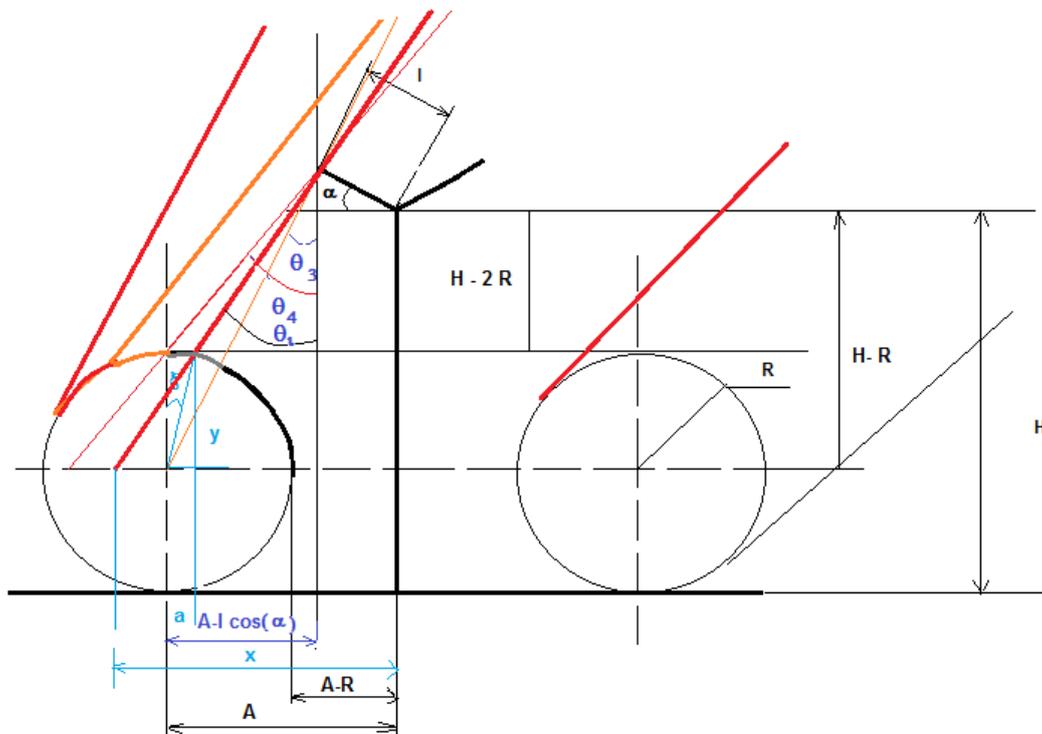


Fig.4.2.3 Cas où l'angle d'incidence $\theta_3 \leq \theta_i \leq \theta_4$

Ainsi, les valeurs de θ_3 et de θ_4 sont calculées respectivement par l'équation (4.2.7) et par l'équation suivante :

$$\theta_4 = \tan^{-1} \left[\frac{A - l \cos(\alpha)}{H - 2R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.19)$$

La part de surface éclairée de chacun des deux tubes est calculée comme suite :

A partir de la figure (4.2.3) nous pouvons déduire les relations suivantes :

$$\frac{x - A + a}{x - l \cos(\alpha)} = \frac{y}{H - R + l \sin(\alpha)} \quad (4.2.20)$$

Avec :

$$a^2 + y^2 = R^2 \tag{4.2.21}$$

$$a = \sqrt{R^2 - y^2} \tag{4.2.22}$$

En remplaçant a par son expression dans l'expression (4.2.20), on aboutit à l'expression suivante :

$$\left(x - A + \sqrt{R^2 - y^2}\right)(H - R + l \sin(\alpha)) - (x - l \cos(\alpha))y = 0 \tag{4.2.23}$$

Cette équation étant résolue numériquement (méthode de Newton) pour calculer la valeur de y , ce qui nous permet alors de déduire celle de ξ à partir la relation suivante :

$$\zeta = a \cos\left(\frac{y}{R}\right) \tag{4.2.24}$$

4.2.4 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_4 \leq \theta_i \leq \theta_5$

Ce cas de configuration est présenté sur la figure (4.2.4)

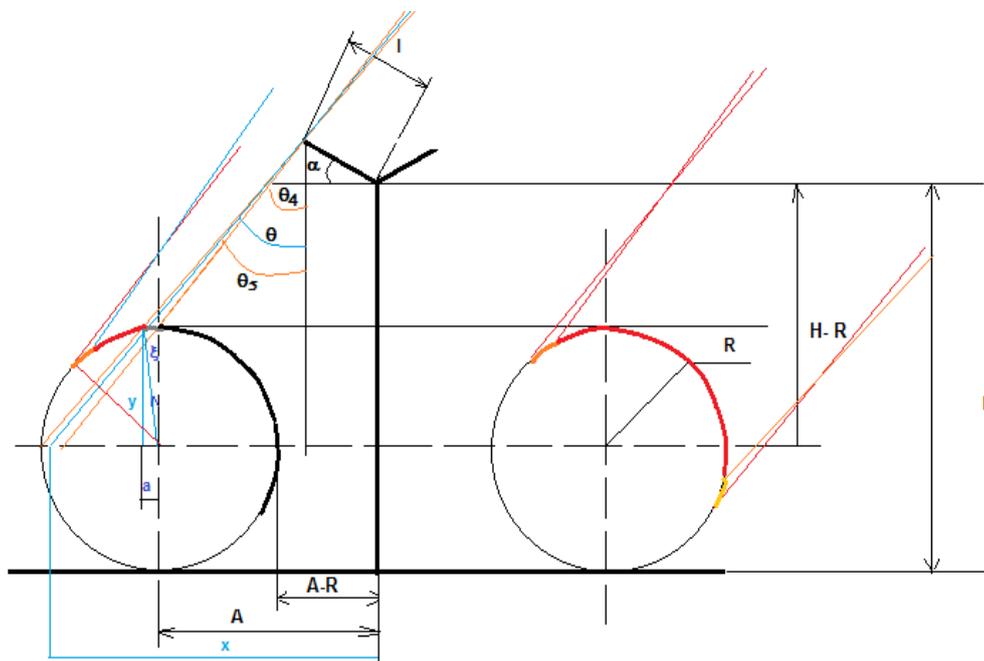


Fig.4.2.4 Cas où l'angle d'incidence $\theta_4 \leq \theta_i \leq \theta_5$

L'angle θ_4 est calculé par l'équation (4.2.19) et à partir de la figure (4.2.4) on déduit l'équation permettant de calculer θ_5 , qui est exprimé par la relation suivante :

$$\theta_5 = \tan^{-1} \left[\frac{A + R - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \tag{4.2.25}$$

Alors, celle permettant de calculer les valeurs de la distance x est donnée comme suite :

$$x = [H - R + l \sin(\alpha)] \tan(\theta_i) + l \cos(\alpha) \quad (4.2.26)$$

Et pour calculer la surface éclairée de chacun des tubes considérés, à partir de la Fig.4.2.4, les relations nécessaires sont déduites comme suit :

$$\frac{A - x - a}{x - l \cos(\alpha)} = \frac{y}{H - R + l \sin(\alpha)} \quad (4.2.27)$$

Avec :

$$a^2 + y^2 = R^2 \quad (4.2.28)$$

$$a = \sqrt{R^2 - y^2} \quad (4.2.29)$$

En remplaçant a par son expression dans l'équation (4.2.27). Nous obtenons alors l'expression suivante :

$$\left(x - A - \sqrt{R^2 - y^2} \right) (H - R + l \sin(\alpha)) = (x - l \cos(\alpha)) y \quad (4.2.30)$$

Qu'on peut mettre sous la forme :

$$\left(x - A - \sqrt{R^2 - y^2} \right) (H - R + l \sin(\alpha)) - (x - l \cos(\alpha)) y = 0 \quad (4.2.31)$$

Qui est aussi résolue numériquement pour obtenir la valeur de y qui sera à son tour incérée dans l'équation (4.2.32) pour déduire la valeur de l'angle ξ .

$$\xi = a \cos\left(\frac{y}{R}\right) \quad (4.2.32)$$

Ainsi les surfaces éclairées S_1 et S_2 , respectives à chacun des deux tubes sont calculées respectivement par les équations suivantes :

$$S_1 = \pi R L \cos(\theta) \quad (4.2.33)$$

$$S_2 = \left[\left(\frac{\pi}{2} - \theta \right) R + \xi R \right] L \cos(\theta) \quad (4.2.34)$$

4.2.5 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_5 \leq \theta_i \leq \theta_6$

C'est le cas limite où le tube 2 recevra un éclairage solaire qui s'affaiblit au fur et à mesure que la valeur de l'angle d'incidence s'approche de la valeur θ_6 et qui s'annulera dès que l'égalité aura lieu. Ainsi dans ce cas, selon la Fig.4.2.5 le calcul des surfaces éclairées S_1 et S_2 respectives des tubes 1 et 2 se traduit comme suit :

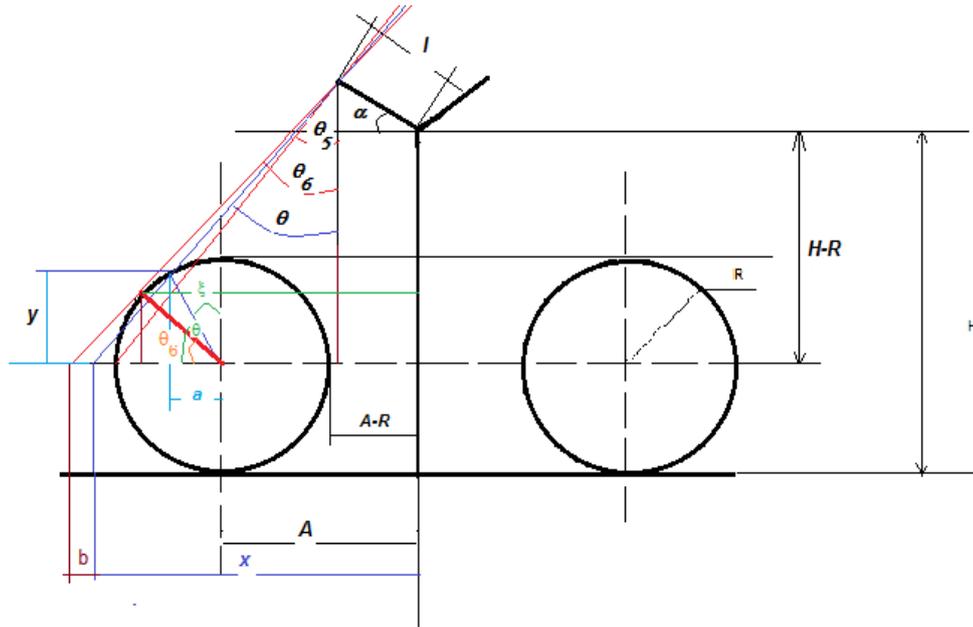


Fig.4.2.5 Cas ou l'angle d'incidence $\theta_5 \leq \theta_i \leq \theta_6$

Les valeurs angulaires limites θ_5 et θ_6 sont calculés comme suit:

Celle de θ_5 est calculée par l'équation suivante :

$$\theta_5 = a \tan \left[\frac{A + R - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.35)$$

Alors que pour calculer celle de θ_6 nous procédons comme suit :

A partir de la Fig.4.2.5 on peut déduire les relations suivantes :

$$\frac{x - A - R \cos(\theta_6) + b}{x + b - l \cos(\alpha)} = \frac{R \sin(\theta_6)}{H - R + l \sin(\alpha)} \quad (4.2.36)$$

Et :

$$\tan(\theta_6) = \left[\frac{b + x - l \cos(\alpha)}{H - R + l \sin(\alpha)} \right] \quad (4.2.37)$$

A partir de cette dernière, la valeur de la distance b est déduite par l'équation suivante :

$$b = (H - R + l \sin(\theta_6)) \tan(\theta_6) - x + l \cos(\alpha) \quad (4.2.38)$$

En remplaçant expression de b dans l'équation (4.2.36) on aboutit alors à l'équation suivante :

$$\begin{aligned} & (-A - R \cos(\theta_6) + (H - R + l \sin(\alpha)) \tan(\theta_6) + l \cos(\alpha)) (H - R + l \sin(\alpha)) \\ & - R \sin(\theta_6) (H - R + l \sin(\alpha)) \tan(\theta_6) = 0 \end{aligned} \quad (4.2.39)$$

Bien que l'équation (4.2.39) étant non linéaire, pour calculer la valeur de θ_6 on utilise la méthode itérative de Newton.

Selon la même manière utilisée pour les cas des configurations précédentes et à partir de la Fig.4.2.5, la procédure de détermination des surfaces S1 et S2 est décrite comme suite :

On peut écrire alors que :

$$x = [H - R + l \sin(\alpha)] \tan(\theta_i) + l \cos(\alpha) \quad (4.2.40)$$

On déduit aussi l'égalité suivante :

$$\frac{x - A - a}{x - l \cos(\alpha)} = \frac{y}{H - R + l \sin(\alpha)} \quad (4.2.41)$$

Avec

$$a = \sqrt{R^2 - y^2} \quad (4.2.42)$$

Et la combinaison des équations (4.2.41) et (4.2.42) nous permet alors d'écrire :

$$\left(x - A - \sqrt{R^2 - y^2} \right) (H - R + l \sin(\alpha)) - y (x - l \cos(\alpha)) = 0 \quad (4.2.43)$$

De même, comme cette expression présente une équation non linéaire en fonction de y , sa résolution est accomplie par la méthode itérative de Newton et une fois la valeur de y est déterminée on déduit celle de l'angle ξ moyennant la relation suivante :

$$\zeta = a \cos\left(\frac{y}{R}\right) \quad (4.2.44)$$

Finalement les surfaces S1 et S2 éclairées sont calculées par les équations (4.2.45) et 4.2.46) :

$$S_1 = \pi RL \cos(\theta) \quad (4.2.45)$$

$$S_2 = \pi R [(\theta_6 - \theta_5) - (\zeta - \theta_5)] L \cos(\theta_i) \quad (4.2.46)$$

4.3 Effet des dimensions des différents éléments constituant le système d'ombrage

Les dimensions des éléments constituant le système d'ombrage et dont dépend sa sensibilité sont présentés sur la figure ci-dessous :

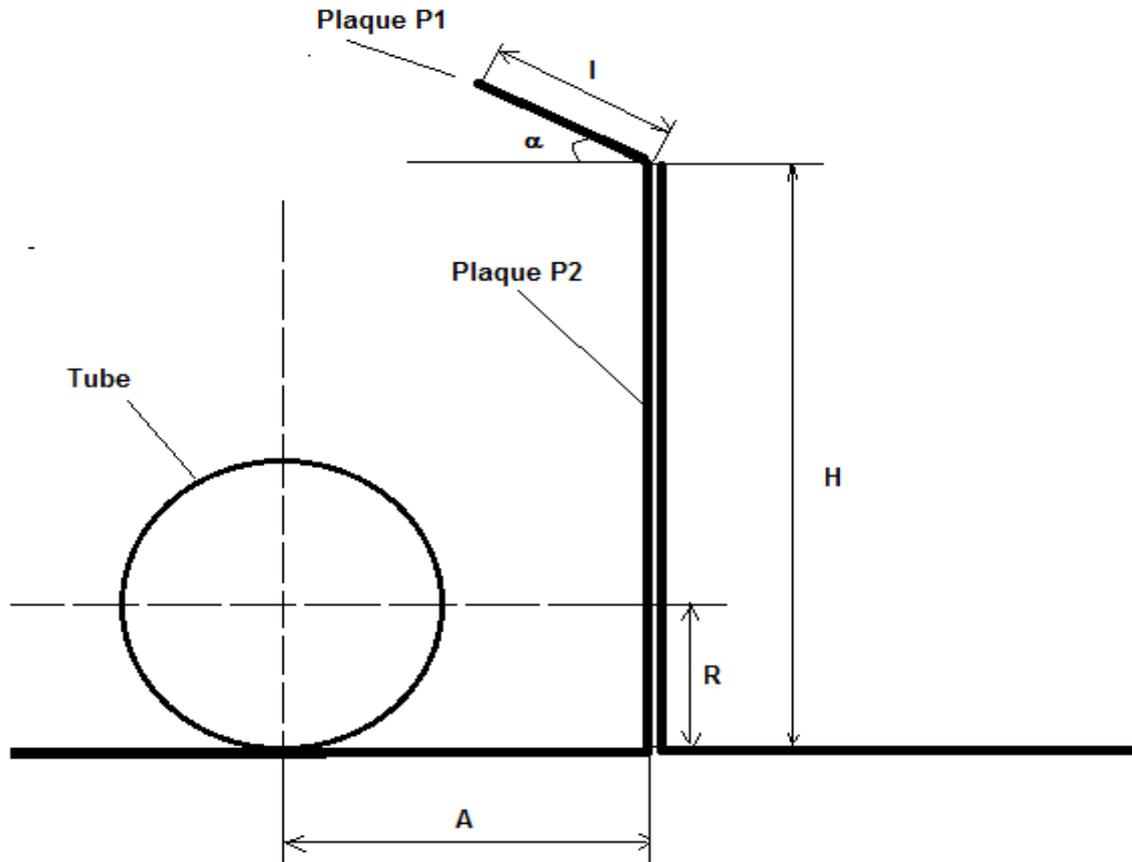


Fig.4.3.1 Dimensions des éléments constituant le mécanisme d'ombrage

- La hauteur H de la plaque P1 ;
- La longueur l de la plaque P2 ;
- L'inclinaison α de la plaque P2 par rapport au plan du système ;
- La distance A entre l'axe du tube et la plaque P1 ;

Ainsi à partir des équations (4.2.6), (4.2.7), (4.1.19), (4.1.25) et (4.1.37) on constate que les valeurs des angles limites $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5, \theta_6$ dépendent des valeurs de chacune des dimensions des éléments susmentionnés. Alors pour voir l'effet de chacun de ces derniers, nous avons dressé l'évolution de chacun des angles limites $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5$ et θ_6 en fonction de la variation de chacun de ces paramètres et les résultats obtenus sont présentés comme suit :

l'évolution de chacun des angles limites $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5$, et θ_6 en fonction de la variation :

- de la distance A entre l'axe du tube et la plaque P1 est présentée sur la Figure (4.3.2);
- de la longueur l de la plaque P2 est présentée sur la Figure (4.3.3);
- de chacun de la hauteur H de la plaque P1 est présentée Sur la Figure (4.3.4) ;

- de l'inclinaison α de la plaque $P2$ par rapport au plan du système est présentée Sur la Figure (4.3.5).

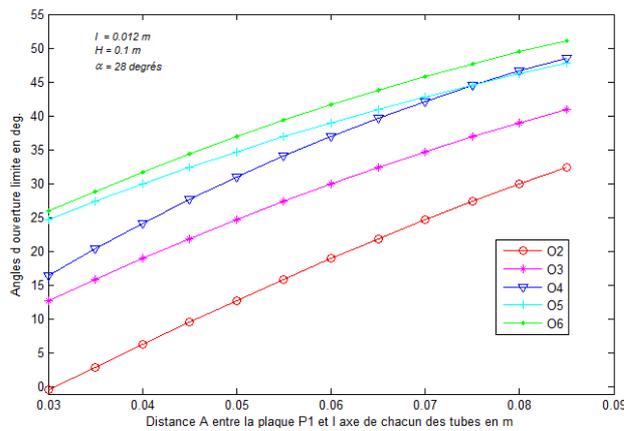


Fig.4.3.2 Effet de la distance A sur les angles limite $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6

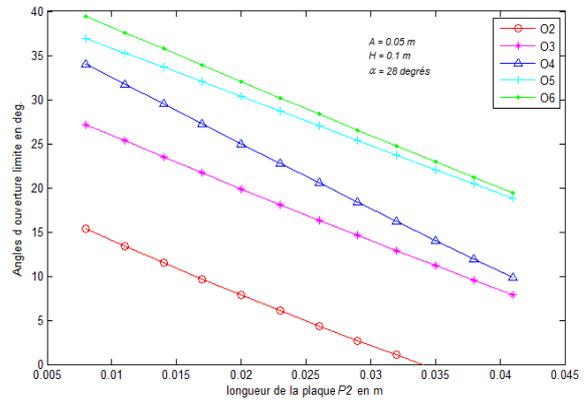


Fig.4.3.3 Effet de la largeur l de la plaque P2 sur les angles limite $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6

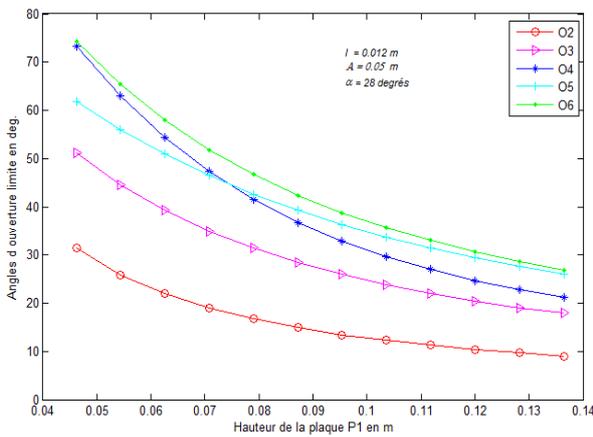


Fig.4.3.4 Effet de la hauteur H de la Plaque P1 sur les angles limite $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6

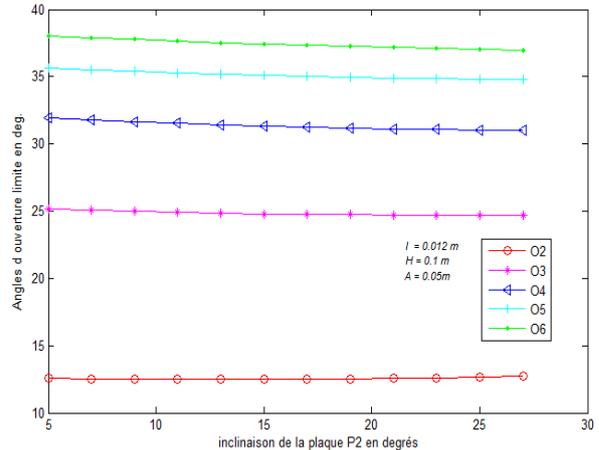


Fig.4.3.5 Effet de l'angle α sur les angles limite $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6

Ainsi selon les résultats obtenus, on constate que les dimensions de chacun des éléments destinés à créer de l'ombrage sur les parties sensibles du mécanisme affectent les valeurs des angles limites que nous avons retenus. En effet plus la valeur de la distance A augmente (voir Fig.4.3.2) plus celles des angles limites augmentent aussi, ce qui conduit à diminuer la sensibilité du système en particulier pour les faibles angles d'incidence. Alors que si on augmente la valeur de la hauteur H (voir Fig.4.3.4) ou celle de la longueur l , dimensions respectives des plaques $P1$ et $P2$ (voir Fig.4.3.3), on constate que les valeurs des angles $\theta_2, \theta_3, \theta_4, \theta_5,$ et θ_6 diminue et par conséquent à partir d'une certaine limite, les surfaces des deux tubes ne seront que partiellement éclairés en particulier pour les positions avoisinantes l'état d'équilibre, ce qui conduit aussi à affecter la sensibilité du système.

Ainsi pour pouvoir maintenir l'effet optimum des différents éléments sur la sensibilité du système proposé, nous avons jugé nécessaire d'établir une optimisation des dimensions de chacun d'eux dont, la distance A entre l'axe du tube et la plaque $P1$, la hauteur H de cette dernière ainsi que la largeur l de la plaque $P2$.

Pour le faire, nous supposons que le mécanisme est installé à Bouzaréah, considéré comme fixe orienté vers l'équateur et incliné selon la latitude du site. Cependant, en faisant varier les valeurs des rapports H/A et l/H , durant le 25 mai nous avons dressé alors l'évolution des surfaces éclairées $S1$ et $S2$ respectives des tubes T_{u1} et T_{u2} et la configuration que nous avons retenu est celle qui conduit à ce que les deux tubes soient éclairés d'une manière optimale tout le long de la journée considérée. Comme résultats, les valeurs des rapports H/A et l/H retenues comme optimale sont égales à 1.3 et 0.19 (voir fig.4.3.6). En effet, pour un rapport l/H fixé à 0.19, si le rapport H/A augmente, les surfaces $S1$ et $S2$ seront soumises à une occultation plus importante respectivement durant le matin et l'après midi (voir Figure 4.3.7), ce qui diminue la température de l'unité la plus ombrée et par conséquent, diminue la sensibilité du système. Par contre si ce rapport est inférieur à la valeur optimum, on constate sur les résultats présentés sur la Fig 4.3.8 que la surface du tube 1 ne sera égalisée à celle du tube 2 à midi en temps solaire vrai. Ce qui présente une des anomalies du système dans ces considérations. C'est les mêmes remarques et commentaires sont reconduits si on procède de la même manière pour le cas du rapport l/H (voir Figures 4.3.9 et 4.3.10).

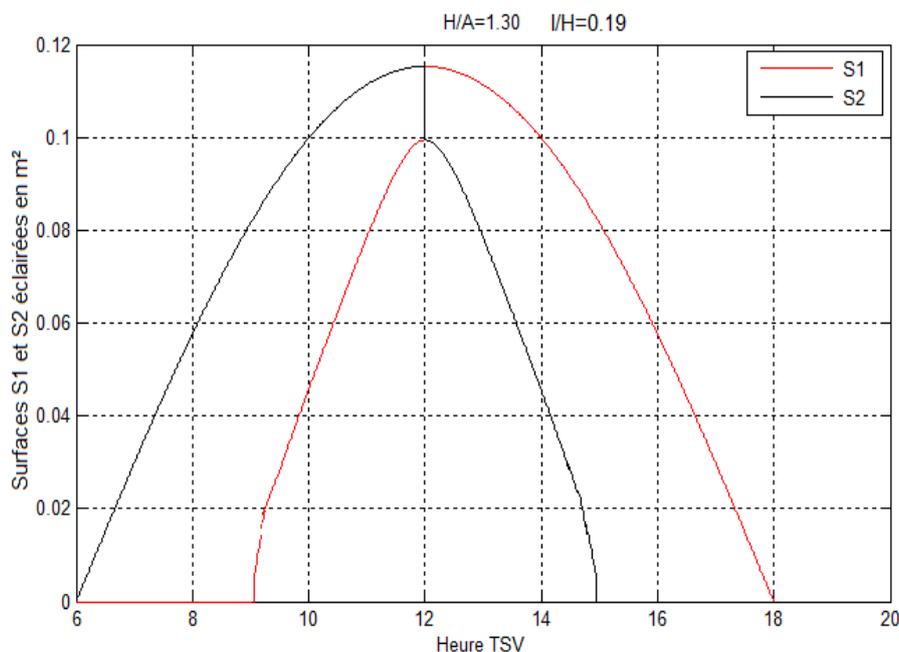


Fig. 4.3.6 Evolution des surfaces S1 et S2 25 mai pour un rapport optimum

$H/A=1.3$; $l/H=0.19$

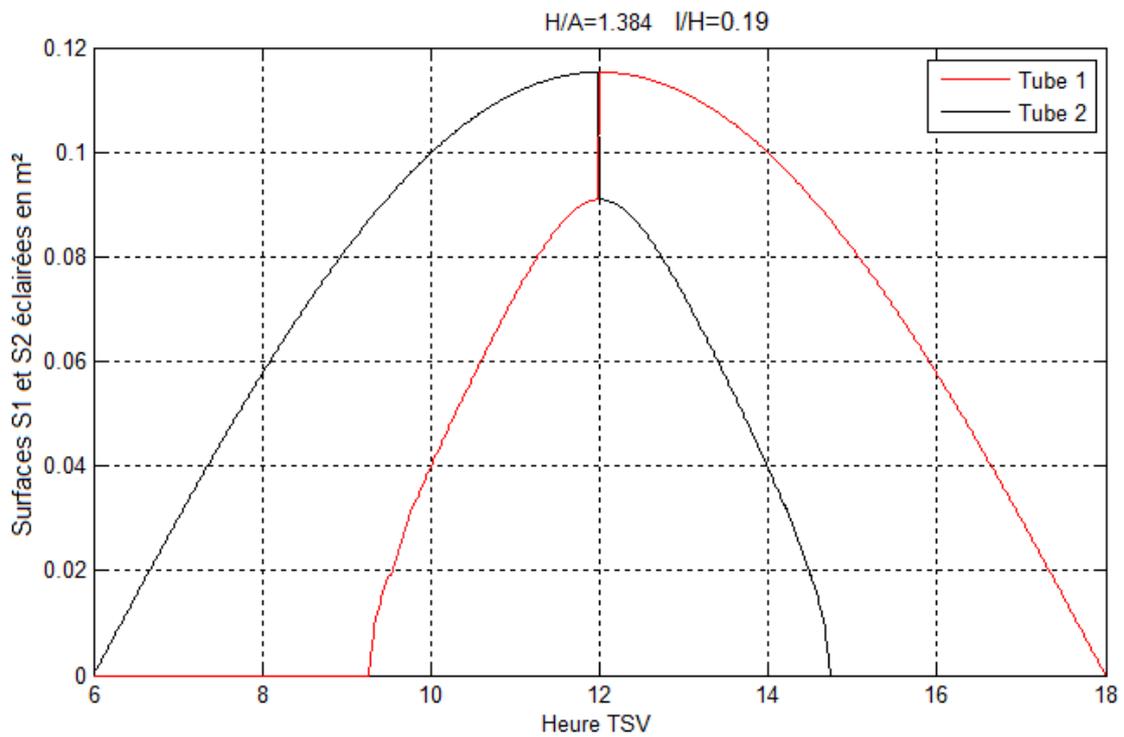


Fig.4.3.7 Evolution des surfaces S1 et S2 25 mai pour un rapport optimum

$H/A > 1.3 \quad l/H = 0.19$

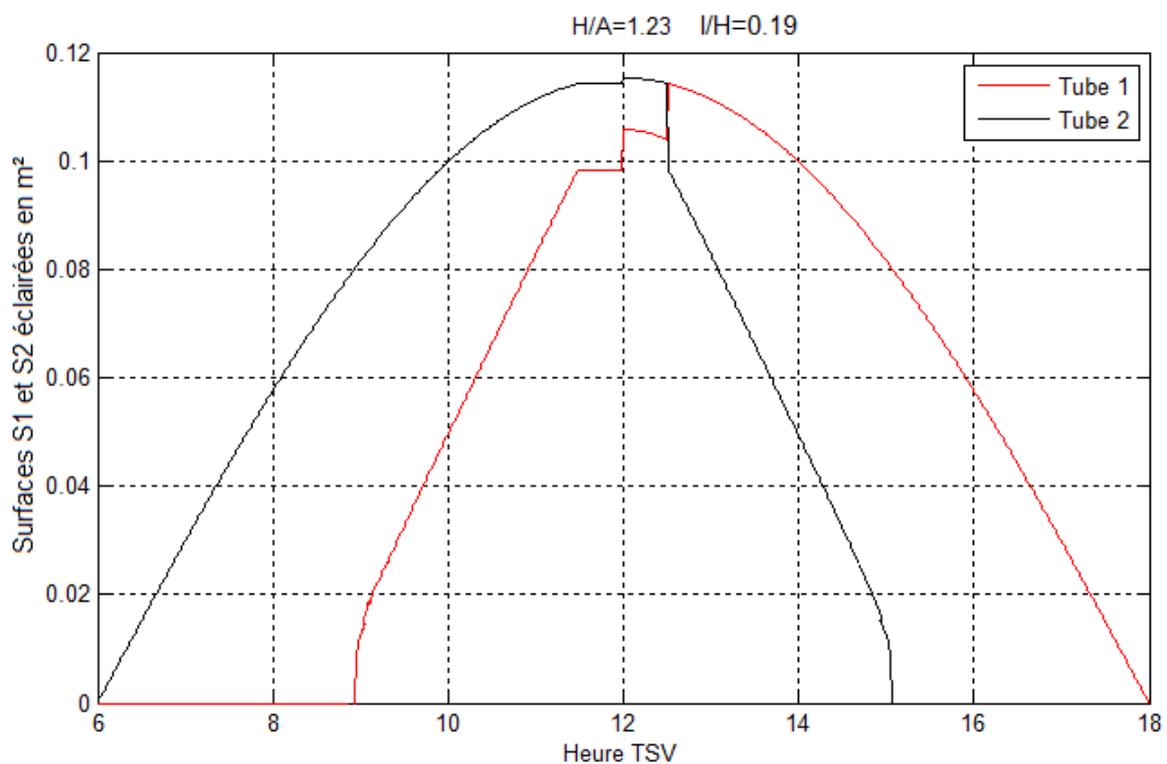


Fig.4.3.8 Evolution des surfaces S1 et S2 25 mai pour un rapport optimum

$H/A < 1.3 \quad l/H = 0.19$

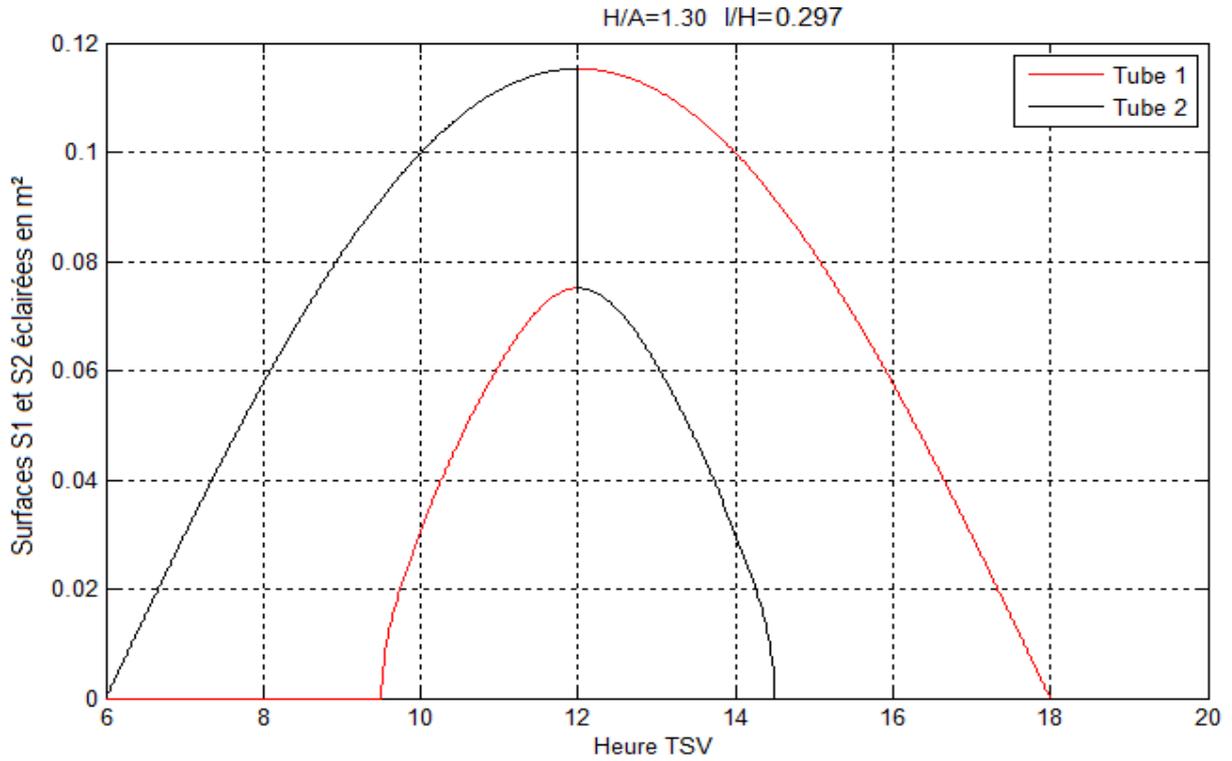


Fig.4.3.9 Evolution des surfaces S1 et S2 25 mai pour un rapport optimum $H/A=1.3$, $l/H>0.19$

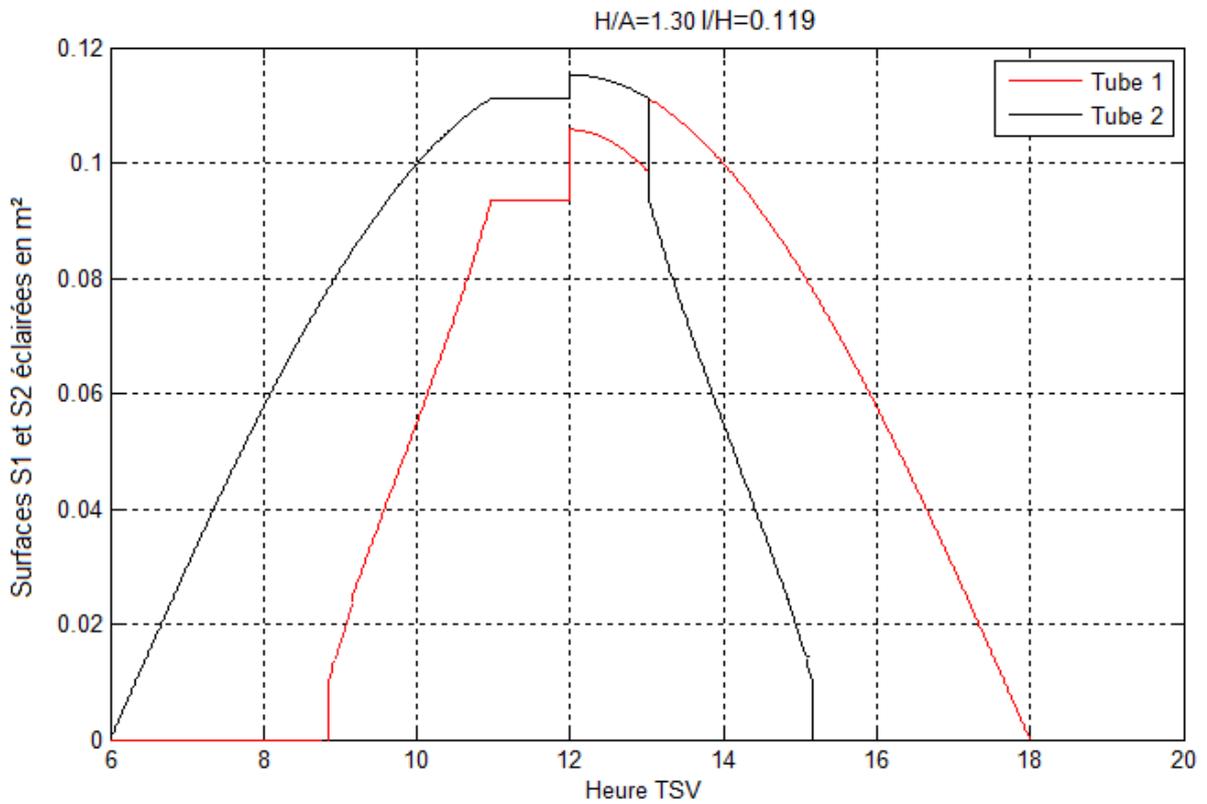


Fig. 4.3.10 Evolution des surfaces $S1$ et $S2$ 25 mai pour un rapport optimum $H/A=1.3$, $l/H<0.19$.

Et finalement la configuration retenue est présentée sur la Figure 4.3.11



Fig. 4.3.11 configuration du système d'ombrage retenue

4.4 Inertie thermique du système

4.4.1 Définition

L'équilibre thermique d'un système, s'il se conçoit bien théoriquement, en pratique il constitue une notion de limite. Si on suppose que le système est en équilibre à une température T_1 et si on modifie brusquement l'une des conditions de cet équilibre, l'évolution de la température du système en fonction du temps $T(t)$ se fera vers une autre température d'équilibre T_2 dont $T(t)$ peut généralement être décrite par une loi exponentielle ayant la forme suivante :

$$T(t) = T_1 + (T_2 - T_1) \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_s}\right) \right) \quad (4.4.1)$$

Avec T_1 est la température du système à l'instant $t=0$;

T_2 température asymptotique à l'équilibre ($t \rightarrow \infty$) ;

τ_s est la constante de temps, paramètre représentant l'inertie thermique du système.

Pour simplifier la détermination des paramètres de la corrélation décrivant l'évolution $T(t)$ de la température entre les états d'équilibre, initial et final, on note que la différence de la température $\theta(t) = T(t) - T_1$ et posant $\theta_{eq} = T_2 - T_1$ on aura alors l'expression résultante suivante :

$$\theta_{sys}(t) = \theta_{eq} \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right) \right) \quad (4.4.2)$$

4.4.2 Procédure expérimentale

Pour déterminer expérimentalement la constante du temps du mécanisme, nous avons considéré les deux tubes (voir Figure 4.4.1) dont l'un est vide et le second étant rempli de fluide (air pressurisé). Pour mesurer l'évolution de la température Sur chacun des absorbeurs, nous avons installé un thermocouple du type K (voir Figure 4.4.2). Ces derniers sont reliés à une acquisition de données Fluke Data Logger (voir Figure 4.4.4) via des câbles de compensation (voir Figure 4.4.3). Pour chauffer les deux collecteurs, nous les avons exposés au rayonnement solaire (voir figure 4.4.1) durant la période s'étalant entre 12 heure à 13h dont la valeur de l'éclairement solaire variée entre 800 W/m^2 et 885 W/m^2 . La durée de l'échauffement correspond à celle permettant d'atteindre une limite asymptotique de la température qui était égale dans ce cas à 65°C .



Fig.4.4.1 Echauffement des deux tubes au fil du soleil



Fig. 4.4.2 Mesure de la température de l'absorbeur



Fig.4.4.3 Connexions des thermocouples par les câbles de compensations



Fig. 4.4.4 Enregistrement des données sur l'acquisition de données (Gelante) à 40 voies

Dans la même ambiance et une fois chauffés, nous avons mis les deux tubes à l'ombre jusqu'à ce que ces derniers atteignent une température égale à celle de l'environnement avoisinant appelée aussi température d'équilibre (voir Figure 4.4.5). Ainsi lors du chauffage et du refroidissement nous avons enregistré l'évolution de la température selon un pas de temps de 30 secondes. Nous présentons sur la Figure 4.4.5 l'évolution de la température de chacun des absorbeurs dont l'un est rempli de 12 g d'air et pressurisé initialement à 6 bars et le second est soumis à la pression atmosphérique.

A partir des résultats obtenus, nous constatons que l'échauffement et le refroidissement du tube rempli d'air et pressurisé se fait plus lentement que pour le tube vide. Ce qui s'explique simplement par le fait que le tube rempli d'air présente une inertie thermique plus élevée que le tube vide et une fois chauffé. Lors du refroidissement, l'écart de température entre les deux tubes est plus remarquable. Ce qui s'explique à notre sens par le fait qu'une fois chauffé, l'air enfermé dans l'enceinte, se refroidit aussi plus lentement à cause du faible coefficient convectif responsable de l'échange de chaleur entre l'air et la paroi du tube.

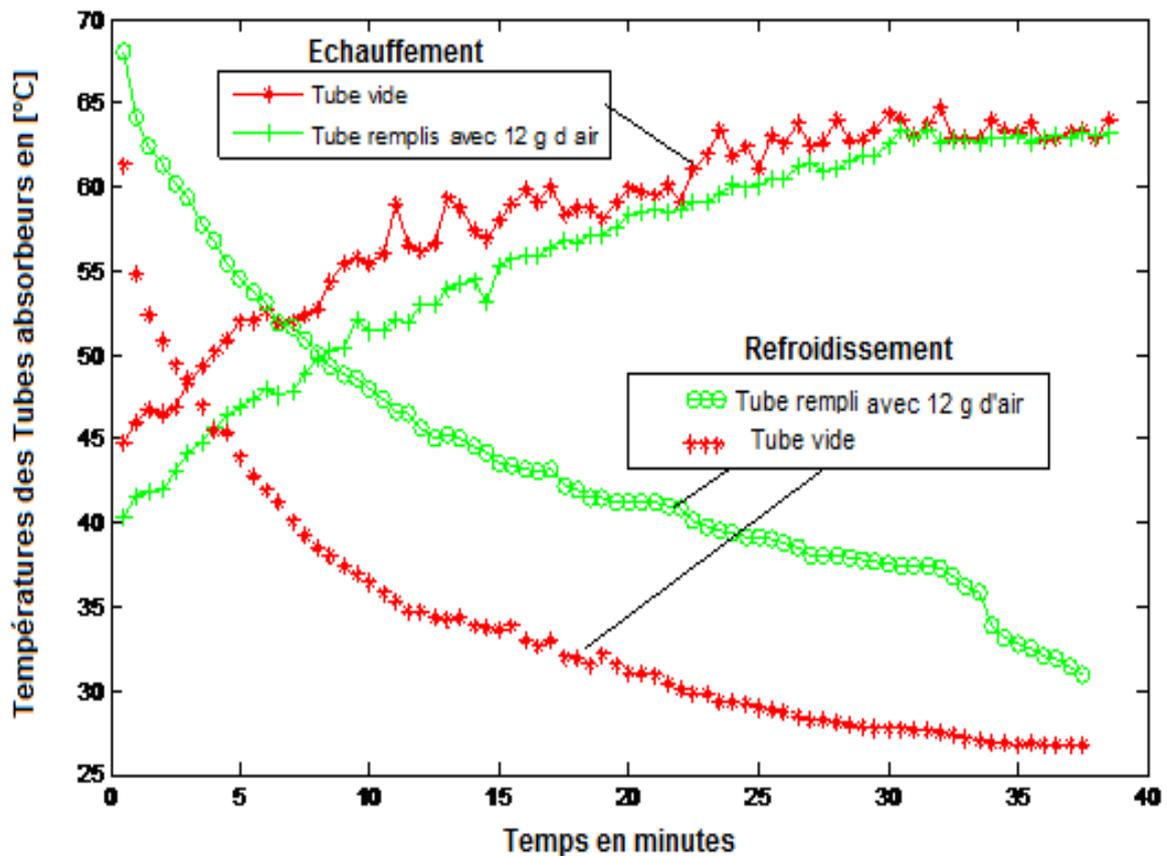


Fig.4.4.5 Evolution des températures d'échauffement et de refroidissement des deux tubes

4.4.3 Calcul de la constante de temps

Afin de déterminer la valeur de la constante de temps, on présente l'évolution de la température des deux tubes sous la forme $\theta_{sys} = f(t)$ (voir équation 4.4.2). Ces informations sont utilisées comme données d'entrées dans le logiciel Origine 7.5 pour établir les corrélations liant des paramètres physiques dépendant en particulier de celle ayant la forme :

$$\theta_{sys}(t) = a \left(1 - \exp(-b t) \right) \quad (4.4.3)$$

Comme résultats, on présente sur les Figures 4.4.7 et 4.4.8 respectivement l'évolution de la température expérimentale $\theta_{sys} = T_{ab} - T_{eq}$ en fonction du temps du tube pressurisé et de celui dans lequel règne la pression atmosphérique environnante, de celle relative à la relation empirique déterminé par le logiciel. Dans ces mêmes figures sont portées aussi les expressions relatives aux corrélations obtenues, les valeurs correspondantes de θ_{eq} , de τ_s ainsi que celle du coefficient de corrélation R^2 , paramètre indicateur de la performance de la relation empirique obtenue et à laquelle il est associé.

A partir des résultats présentés sur les Figures 4.4.7 et 4.4.8 on constate que pour chacun des cas, il y a une bonne concordance entre l'allure des valeurs de la température obtenues expérimentalement et la courbe représentative de la corrélation obtenue. C'est ce qui est d'ailleurs confirmé par les valeurs des coefficients de corrélation R^2 obtenus.

En effet à partir des corrélations relatives à chacun des cas et moyennant la méthode d'identification nous avons déterminé la valeur de la constante du temps et de la température d'équilibre correspondantes aux valeurs a et b de l'équation (4.4.3) comme suit:

$$\begin{aligned} \theta_{eq} &= a \\ \tau_s &= 1/b \end{aligned} \quad (4.4.4)$$

Par conséquent, les valeurs des constantes de temps sont égales à 7.10 mn et à 10.74 mn, correspondantes respectivement au système vide et rempli et indiquant que :

- L'air pressurisé à 6 bars et contenu dans le tube augmente considérablement l'inertie thermique du système ;
- Le système présente ainsi une inertie thermique relativement élevée

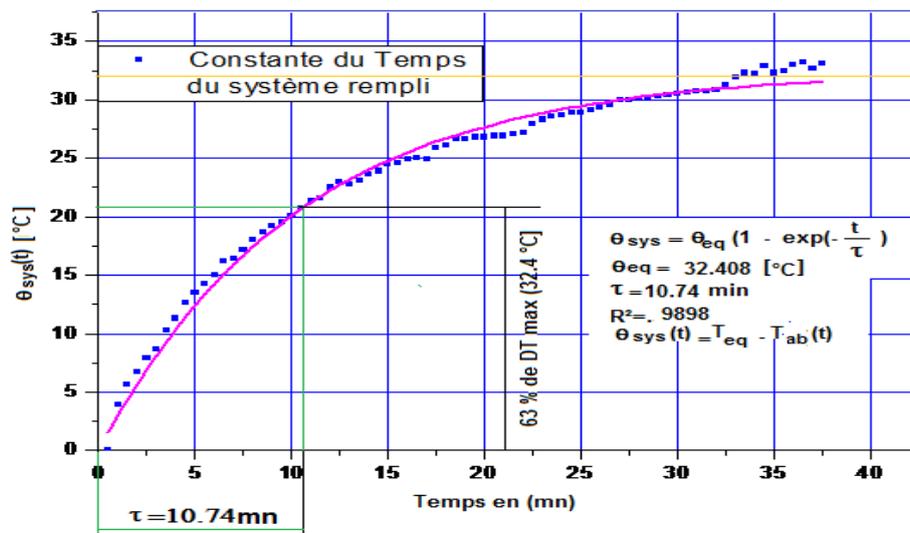


Fig.4.4.6 Ajustement de l'équation $\theta_{sys}(t)=f(\theta_{eq},t)$ par une corrélation en vue de la détermination de la constante de temps τ_s . (cas où l'absorbeur est rempli d'air).

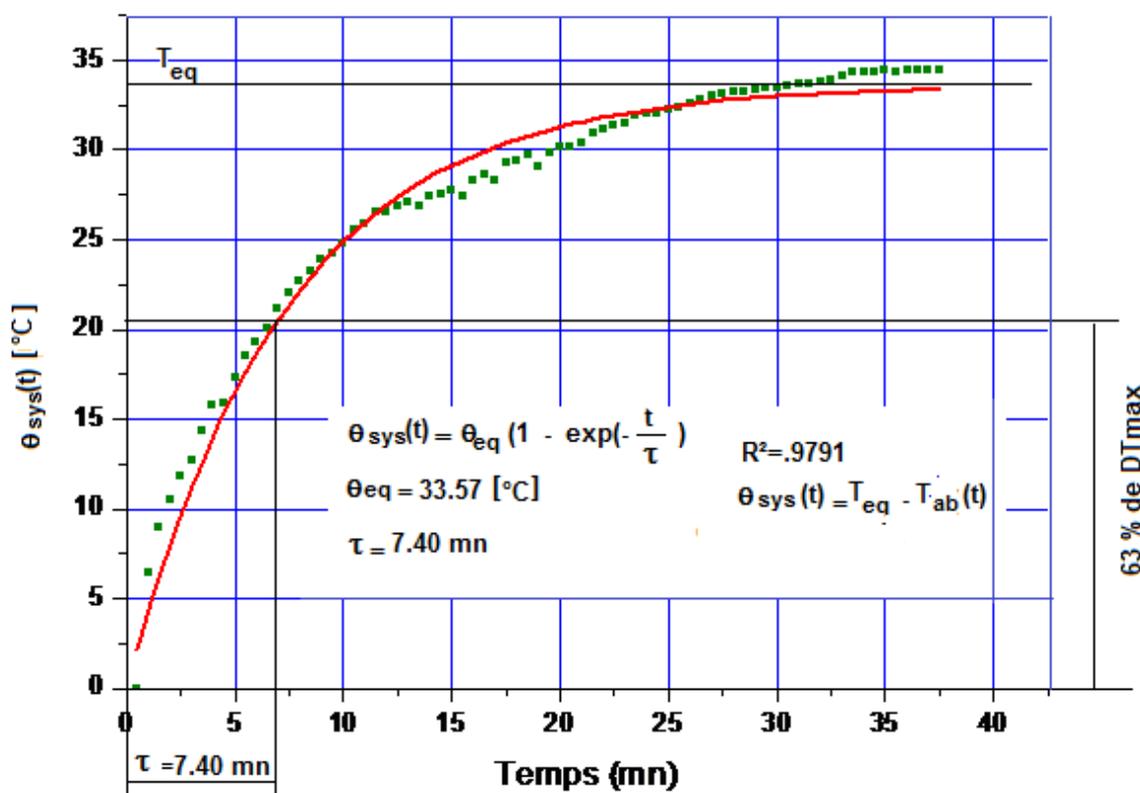


Fig.4.4.7 Ajustement de l'équation $\theta_{sys}(t)=f(\theta_{eq},t)$ par une corrélation en vue de la détermination de la constante de temps τ_s . (cas où l'absorbeur est vide).

4.5 Bilan thermique du système

L'élément sensible du système est constitué de deux tubes séparés symétriquement par une plaque métallique permettant de créer de l'ombrage en cas de déséquilibre en matière d'orientation du système, qui conduit l'un des deux tubes à ce qu'il soit plus ensoleillé que

l'autre et par conséquent créer un déséquilibre en matière de pression régnant dans chacun des tubes. Ainsi le gaz soumis à la pression la plus importante actionne le piston qui conduit le système à s'orienter davantage vers le soleil à ce que les deux tubes soient éclairés équitablement.

Il s'agit de deux tubes en cuivre de 40 mm de diamètre extérieur et de 1440 mm de longueur. La surface extérieure des deux tubes est peinte en noir mat et à l'intérieur sont remplis de gaz très volatile qui se détend en fonction de la quantité d'énergie solaire qu'ils reçoivent. Les deux tubes sont enfermés dans deux enveloppes vitrées excentriques (pyrex) de 4 mm d'épaisseur. Ces dernières protègent les tubes des intempéries et limitent les déperditions thermiques convectifs et radiatifs de l'absorbeur vers le milieu environnant.

Ainsi pour simuler le comportement du système en régime transitoire, nous avons établi un bilan thermique pour chacun des éléments constituant le système dont les hypothèses retenues sont données comme suite :

- ✓ La température environnante au système et celle de la voûte céleste sont considérées comme uniformes ;
- ✓ Les caractéristiques des différents matériaux utilisés dans la fabrication du capteur sont considérées comme constante et ne varient pas en fonction de la température ;
- ✓ La distribution de température de l'absorbeur ainsi que celle de la couverture transparente est homogène ;
- ✓ L'écoulement de chaleur à travers les parois cylindriques est uni-axial et se fait selon le sens radial ;
- ✓ On néglige l'effet de stratification dans les enceintes cylindriques et annulaires ;
- ✓ La couverture est complètement nettoyée des dépôts de poussière et autre matière conduisant à diminuer la transmission du rayonnement solaire ;
- ✓ La distribution de la température du fluide est homogène;

Pour pouvoir évaluer les performances thermiques du système considéré en régime transitoire, on dresse ci-dessous le bilan thermique au niveau de chacun des éléments du système dont l'ensemble des énergies mises en jeu sont présentées sur la Figure 4.5.1.

4.5.1 Bilan thermique de l'enveloppe vitrée

Le bilan d'échange thermique au niveau du contrôle de volume limité par l'enveloppe transparente de l'élément sensible s'écrit comme suite :

$$m_v C_{pv} \frac{\partial T_v}{\partial t} = Q_S - Q_{r-v-a} - Q_{c-v-a} + Q_{r-ab-v} + Q_{c-ab-v} \quad (4.5.1)$$

Avec :

- ❖ Q_S est l'éclairement solaire incident et absorbé par l'enveloppe transparente. Ce qui est calculé par l'équation suivante :

$$Q_S = G(\beta, \gamma) \alpha_v \quad (4.5.2)$$

Avec $G(\beta, \gamma)$ et α_v sont respectivement l'éclairement solaire global incident et le coefficient d'absorption du vitrage.

- ❖ Q_{r-v-a} est la puissance thermique échangée par rayonnement électromagnétique entre le vitrage et la voûte céleste calculée par la relation proposée par Incropera et al [166] soit :

$$Q_{r-v-a} = \varepsilon_v \sigma A_v \left(T_v^4 - T_{amb}^4 \right) \quad (4.5.3)$$

Avec ε_v , σ , A_v , T_{amb} et T_v sont respectivement l'émissivité du vitrage, la constante de Stefan Boltzman , la surface externe de l'enveloppe ainsi que sa température, qui sont évaluées respectivement par les relations suivantes :

$$A_v = 2\pi R_{v-e} L \quad (4.5.4)$$

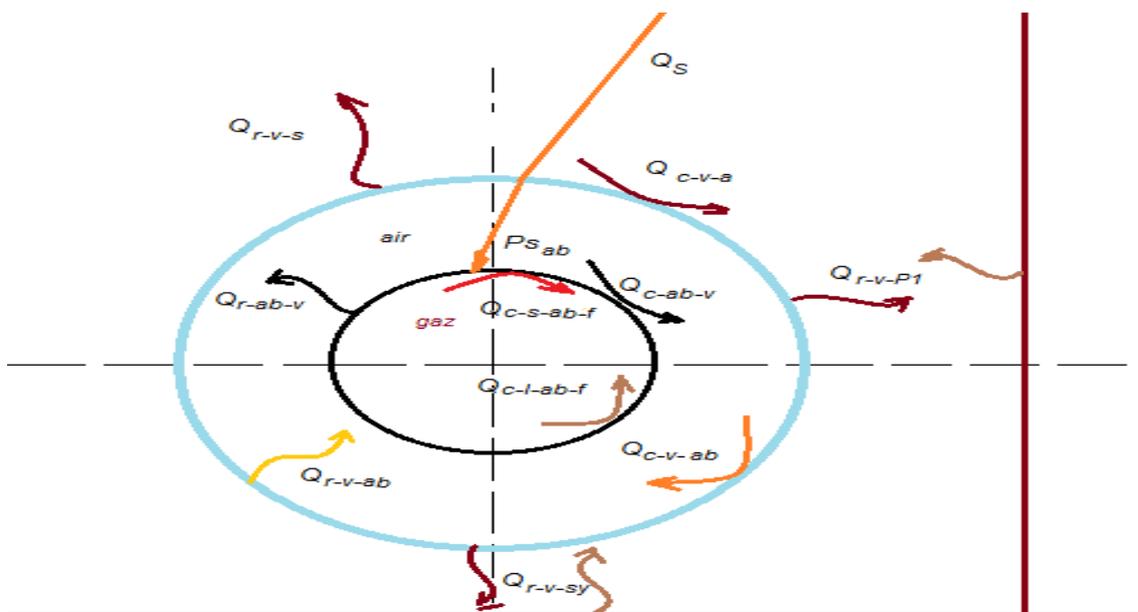


Fig.4.5 Bilan thermique au niveau d'élément sensible

- ❖ $Q_{cex-v-a}$: est la puissance thermique échangée par convection dans l'espace annulaire situé entre le vitrage et le milieu environnement. Elle est calculée par la relation suivante :

$$Q_{cex-v-a} = h_{cex-v-a} A_v (T_v - T_a) \quad (4.5.5)$$

L'air du milieu environnement circule autour de la couverture cylindrique avec une vitesse V_v , l'écoulement du fluide est supposé être normal à l'axe de la couverture. Ainsi le transfert convectif de chaleur est estimé selon les relations empiriques proposées par T.A.Stuetzele [166] et valides pour un écoulement autour d'un cylindre.

$$h_{cv-f-p-r} = \frac{Nu_{vex} k_{air}}{D_{v,ex}} \quad (4.5.6)$$

et selon ce modèle, le nombre de Nusselt est calculé par l'équation (4.5.7) :

$$Nu_{vex-a} = 0.3 + \frac{0.62 (R_{e,v,a})^{0.5} (Pr_{air}^{ex})^{1/3}}{\left[1 + \left(\frac{0.4}{Pr_{air}^{ex}} \right)^{2/3} \right]^{1/4}} \left[1 + \left(\frac{R_{e,v,a}}{282000} \right)^{5/8} \right]^{4/5} \quad (4.5.7)$$

Pour une enveloppe cylindrique le nombre de Reynold, $R_{e,v,a}$ est défini par la relation suivante :

$$R_{e,v,a} = \frac{\rho_{air}^{ex} V_v D_{v,ex}}{\mu_{air}^{ex}} \quad (4.5.8)$$

Avec

ρ_{air}^{ex} est la masse volumique de l'air calculée à la température moyenne environnante T_{amb} , D_v est le diamètre extérieur de la couverture vitrée et μ_{air}^{ex} est la viscosité dynamique de l'air calculée à température moyenne T_{amb} .

Par ailleurs, le nombre de Prandtl, Pr_{air}^{ex} est défini par la relation suivante :

$$Pr_{air}^{ex} = \frac{\mu_{air}^{ex} C_{p,air}^{ex}}{\rho_{air}^{ex}} \quad (4.5.9)$$

- ❖ Q_{c-v-ab} exprime la quantité d'énergie convective échangée entre la face interne du vitrage et l'air situé dans l'espace annulaire entre la face externe de l'absorbeur et la face interne de l'enveloppe. Cette quantité est exprimée par la relation suivante :

$$Q_{c-v-ab} = \frac{2 \pi k_{eff,air}^{in}}{\log\left(\frac{D_{vin}}{D_{abex}}\right)} (T_{ab} - T_v) \quad (4.5.10)$$

Avec :

D_{vin} , D_{abex} , T_v , et T_{ab} sont respectivement le diamètre intérieur de la couverture transparente, le diamètre extérieur, les températures intérieure et extérieure respectives du vitrage et de l'absorbeur constituant l'élément sensible.

$k_{eff,air}^{in}$ est le coefficient de conduction thermique effective de l'air enfermé dans l'espace annulaire, ayant une épaisseur avoisinante d'un centimètre, calculé par l'expression proposée par T.A.Stuetzele [166], ce qui conduit généralement cette pellicule d'air à être dans un état stationnaire et permet de limiter les échanges convectifs entre l'air et les différentes parois constituant ce dernier. La corrélation utilisée dans ce travail pour exprimer ces échanges est donnée comme suite :

$$\frac{k_{eff,air}^{in}}{k_{air}^{in}} = 0.386 \left(\frac{Pr_{air}^{in}}{0.861 + Pr_{air}^{in}} \right)^{1/4} (Ra^*)^{1/4} \quad (4.5.11)$$

Avec :

$$Ra^* = \frac{\left[\log\left(\frac{D_{vin}}{D_{ab,ex}}\right) \right]^4}{L_g^3 \left(D_{ab,ex}^{-3/5} + D_{v,in}^{-3/5} \right)^5} Ra_L \quad (4.5.12)$$

Dans l'équation (4.5.11), Pr_{air}^{in} et k_{air}^{in} sont respectivement le nombre de Prandtl et le coefficient de conduction de l'air dans l'espace annulaire.

Dans l'équation (4.5.12), L_g correspond à l'épaisseur de l'espace annulaire calculé par la relation suivante :

$$L_g = 0.5(D_{v,in} + D_{ab,ex}) \quad (4.5.13)$$

Le nombre de Rayleigh de l'air contenu dans l'espace annulaire est calculé par la relation suivante :

$$Ra_{Lg} = \frac{g\beta_{air}^{in}(T_{ab} - T_v)L_g^3}{\alpha_{air}^{in}\nu_{air}^{in}} \quad (4.5.14)$$

Avec g , β_{air}^{in} , ν_{air}^{in} et α_{air}^{in} sont respectivement l'accélération de la pesanteur, la viscosité cinématique et la diffusivité thermique de l'air calculée par la relation suivante :

$$\alpha_{air}^{in} = \frac{k_{air}^{in}}{\rho_{air}^{in}C_{p,air}^{in}} \quad (4.5.15)$$

Dans cette relation, ρ_{air}^{in} et $C_{p,air}^{in}$ sont respectivement la densité et la chaleur spécifique de l'air dans l'espace annulaire.

Les propriétés de l'air dans l'espace annulaire dont α_{air}^{in} , β_{air}^{in} , ν_{air}^{in} , μ_{air}^{in} , μ_{air}^{in} , $C_{p,air}^{in}$ et Pr_{air}^{in} sont calculées par les relations correspondantes présentées en annexe E et sont fonctions de la température moyenne de ce dernier qui est exprimée par la relation suivante:

$$T_{an} = 0.5(T_{ab} + T_v) \quad (4.5.16)$$

❖ Q_{r-ab-v} , correspond à la quantité de puissance radiative échangée entre l'absorbeur et le vitrage, la relation utilisée pour son évaluation est celle proposée par Mullik et al [167] et correspondante à un échange entre deux longs cylindres concentriques, soit :

$$Q_{r-ab-v} = h_{r-ab-v}A_v(T_{ab} - T_v) \quad (4.5.17)$$

$$h_{r-ab-v} = \frac{\sigma(T_{ab}^2 + T_v^2)(T_{ab} + T_v)}{\frac{1}{\varepsilon_{ab}} + \frac{1 - \varepsilon_v}{\varepsilon_v} \left(\frac{D_{ab,ex}}{D_{v,in}} \right)} \quad (4.5.18)$$

Avec σ est la constante de Stefan Boltzmann et A_v est la surface intérieure du vitrage.

4.5.2 Bilan thermique au niveau de l'absorbeur

Recevant un éclairage solaire, le collecteur absorbe une partie de ce rayonnement, une fois chauffé, il émet une partie de son énergie sous forme d'onde électromagnétique vers la face intérieure du vitrage, une autre partie est échangée par voie convective et conductive respectivement avec et à travers l'air enfermé dans l'espace annulaire et une autre partie est transmise vers le fluide enfermé dans son intérieur. C'est ce qui se traduit par l'équation suivante :

$$m_{ab} C_{cu} \frac{\partial T_{ab}}{\partial t} = Q_{pS} - Q_{r-ab-v} - Q_{c-ab-v} - Q_{ab-f} \quad (4.5.19)$$

- ❖ Q_{pS} est la quantité d'énergie solaire transmise à travers l'enveloppe vitrée, incidente sur l'absorbeur, absorbée par ce dernier et quantifiée par la relation suivante :

$$Q_{pS} = G(\beta, \gamma) A_{ab} \tau \alpha \quad (4.5.20)$$

- ❖ Q_{r-ab-v} est la puissance électromagnétique radiative échangée entre l'absorbeur et le vitrage, qui est évaluée par l'équation (4.5.17) ;
- ❖ $Q_{cin-ab-v}$ est la puissance thermique échangée par voies convective et conductive entre les deux parois et qui est évaluée par l'équation (4.5.10) ;
- ❖ Q_{ab-f} est la puissance transmise par l'absorbeur vers le fluide enfermé dans ce dernier et qui dépend principalement des caractéristiques thermodynamiques et physiques du fluide utilisé.

Ainsi, dans cette étude, nous avons retenu deux fluides dont :

- le premier étant de l'air qui se présente toujours dans les applications solaires sous forme de gaz et donc ses caractéristiques thermo-physiques présentent de faibles variations dans la plage de température où il sera utilisé dans notre travail et qui peut être aussi considéré comme un gaz parfait ;
- Le second est le fluide frigorigène R134a considéré comme un fluide très volatile et qui selon ses caractéristiques thermodynamiques peut se présenter selon deux phases. Il présente aussi des caractéristiques (Température et Pression critiques) qui nous permettent de l'utiliser dans la plage de température dans laquelle travaille notre système.

- Ainsi dans le cas ou le fluide utilisé est de l'air, la chaleur échangée entre le fluide et l'absorbeur est purement sensible, ce qui correspond à celle échangée par voie convective et quantifiée par la relation suivante :

➤

$$Q_{ab-f} = h_{ab-f} A_{ab,in} (T_{ab} - T_f) \quad (4.5.21)$$

Avec $A_{ab,in}$, T_{ab} , T_f et $h_{ab-f-p-r}$ sont respectivement la surface intérieure de l'absorbeur, sa température, la température du fluide à l'intérieur du cylindre et le coefficient d'échange convectif entre le fluide et la surface intérieur du tube, il est calculé par la relation proposée par Mullik et al[167] soit:

$$h_{cv-f-p-r} = \frac{Nu_{air} k_{air}}{D_{ab,in}} \quad (4.5.22)$$

Avec $Nu_{air} = C [Gr_{air} Pr_{air}]^m \quad (4.5.23)$

Gr_{air} et Pr_{air} sont respectivement le nombre de Prandtl et le nombre de Grashof relatifs à l'air contenu dans le tube i, calculés respectivement par les équations (4.4.24) et (4.4.25) :

$$Pr_{,air} = \frac{\mu_{air} C_{p,air}}{k_{air}^i} \quad (4.5.24)$$

$$Gr_{,air} = \frac{\beta_{e-air} g(\rho_{air}) L^2 (T_{ab} - T_f)}{(\mu_{air})^2} \quad (4.5.25)$$

C et m sont des coefficients dépendants de la valeur du produit $PrGr$ ils sont déterminés à partir du Tableau 4.1

Tableau 4.1 Coefficient C et m relatifs à l'équation de calcul du nombre du Nusselt pour le cas d'une convection naturelle.

$Gr.Pr$	C	m
$10^{-10} - 10^{-2}$	0.675	0.058
$10^{-2} - 10^2$	1.02	0.148
$10^2 - 10^4$	0.850	0.188
$10^4 - 10^7$	0.480	0.25
$10^7 - 10^{12}$	0.125	0.33

❖ Cas d'un fluide frigorigène

Dans le cas de l'utilisation d'un fluide frigorigène, l'échange de chaleur entre la paroi interne de l'absorbeur et ce dernier se fait selon deux formes, la première correspond à l'échange convectif par chaleur sensible avec la phase gazeuse et la seconde correspond quant à elle à un échange par chaleur latente de vaporisation (ébullition de la phase liquide), échange entre sa phase liquide et les parois de l'absorbeur. Pour le calcul des coefficients des échanges thermiques correspondants, nous avons retenu les équations proposées par Chen [168] soit :

$$h_{dp} = F_{dp}h_{ce} + S_{dp}h_{cn} \quad (4.5.26)$$

Le coefficient d'échange convectif du fluide h_{ce} est calculé par le modèle proposé par Orian et al [169], soit :

$$h_{ce} = 0.023 \text{Re}_l^8 \text{Pr}_l^4 \quad (4.5.27)$$

Et le coefficient d'échange convectif nucléé (ébullition) est calculé par la relation proposée par Küçüksille et al [170] donnée comme suit :

$$h_{cn} = 0.0012 \frac{k_l^{.79} C_{pl}^{.45} \rho_l^{.49}}{\sigma^{.5} \mu_l^{.29} (\rho_g h_{fg})^{.24}} \Delta T_{sat}^{.24} \Delta P_{sat}^{.75} \quad (4.5.28.a)$$

Avec :

$$\Delta T_{sat} = T_{ab} - T_f \quad (4.5.28.b)$$

$$\Delta P_{sat} = P_{sat}(T_{ab}) + P_{sat}(T_f) \quad (4.5.28.c)$$

Avec k_l , C_{pl} , ρ_l , et μ_l , sont respectivement le coefficient de conduction thermique, la capacité calorifique, la masse volumique, la viscosité du fluide frigorigène à l'état liquide ;

ρ_g , h_{fg} et σ sont respectivement la masse volumique, la chaleur latente de vaporisation ;

T_{ab} , et T_f sont respectivement la température de l'absorbeur et du fluide frigorigène.

$$S_{dp} = \frac{1}{1 + 2.53 \cdot 10^{-6} R_{etp}^{1.17}} \quad (4.5.28.d)$$

$$R_{e,dp} = R_{e,l} F_{dp}^{1.25} \quad (4.5.28.d)$$

$$F_{dp} = 1 \quad \text{si } \frac{1}{X_{tt}} \leq 0.1$$

$$F_{dp} = 2.35 \left[\frac{1}{X_{tt}} + 0.213 \right]^{0.736} \quad \text{si } \frac{1}{X_{tt}} > 0.1 \quad (4.5.28.e)$$

Avec X_{tt} est le paramètre de Lockhart-Martinelli dans [169] qui est calculé par :

$$X_{tt} = \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0.5} \left(\frac{\mu_l}{\mu_g} \right)^{0.1} \left(\frac{1-x}{x} \right)^{0.9} \quad (4.5.28.f)$$

x est la fraction de vapeur contenue dans le mélange du fluide frigorigène quantifiée par la relation suivante :

$$x = \frac{m_g}{m_l + m_g} \quad (4.5.28.i)$$

Avec :

k_l , k_v , ρ_l , ρ_v , c_l , c_v , μ_l et μ_v sont respectivement la conductibilité thermique, la masse volumique, la chaleur spécifique, la viscosité dynamique du fluide frigorigène à l'état liquide (l) et à l'état vapeur (v) qui sont calculés par les relations proposées par Orian et al [169] et exprimées par les relations suivantes :

$$\rho_l = -0.0027T_f - .0056P + 1.3116 \quad (4.5.29.a)$$

$$\rho_v = -0.1054T_f + 5.6313P - 2.4347 \quad (4.5.29.b)$$

$$c_l = 0.0005T_f + 0.0201P + 1.22791 \quad (4.5.29.d)$$

$$c_v = 0.0014T + 0.0264P + 0.7999 \quad (4.5.29.e)$$

$$\mu_l = -0.2502 - 0.0045T + 0.0088P \quad (4.5.29.f)$$

$$\mu_v = 10.3233 + 0.0252T_f + 0.1571P \quad (4.5.29.i)$$

$$k_l = 0.4278T_f + 94.21 \quad (4.5.29.j)$$

$$k_v = 0.076T_f + 0.06656P + 11.6216 \quad (4.5.29.k)$$

σ_f est la tension de surface du fluide frigorigène et son évaluation est assurée par la corrélation proposé par Küçüksille et al [170] exprimée par l'équation suivante :

$$\sigma_f = -0.00038T_f^2 - 0.1675T_f + 37 \quad (4.5.29.l)$$

h_{fg} est la chaleur latente de vaporisation du fluide R134a [171]

$$\Delta h_{fg} = T_f (v_g - v_l) \left[P_{sat} \log(10) \left(-\frac{B_s}{T_f^2} + \frac{C_s}{T_f \log(10)} + D_s - E_s \left(\frac{\log_{10}(e)}{T_f} + F_s \log_{10}(F_s - T_f) \right) \right) \right] \quad (4.5.30)$$

P_{sat} est la pression de la vapeur saturante du fluide frigorigène calculée par la relation proposée par Badr et al [171] suivante :

$$\log_{10}(P_{sat}) = A_s + \frac{B_s}{T_f} + C_s \log_{10}(T_f) + D_s T_f + E_s \left(\frac{F_s - T_f}{T_f} \right) \log_{10}(F_s - T_f) \quad (4.5.31)$$

Avec :

$A_s = 39.88371727$, $B_s = -3436.632228$, $C_s = -12.47152228$, $D_s = 4.7304424410 \cdot 10^{-3}$, $E_s = 0$ et $F_s = 0$.

4.5.3 Bilan thermique au niveau du fluide

Recevant de la chaleur de la part de la paroi interne de l'absorbeur, le fluide s'échauffe et se détend à l'intérieur de l'enceinte. Ainsi en régime stationnaire du système et dans le cas où le fluide utilisé est de l'air, son énergie interne varie selon la relation suivante :

$$M_{air} C_{pair} \frac{\partial T_{air}}{\partial t} = h_{c,ab,air} A_{ab,in} (T_{ab} - T_{air}) \quad (4.5.32.a)$$

Alors s'il s'agit du fréon R134a, le bilan d'énergie au niveau du fluide se traduit par l'équation suivante :

$$M_{fr} C_{pfr} \frac{\partial T_f}{\partial t} = h_{dp} (T_{ab} - T_f) - M_{fr} \Delta h_{fg} \quad (4.5.32.b)$$

4.6 Evaluation des performances du système

Dans cette étude, les performances du système ont été évaluées selon deux étapes. Dans la première, nous avons considéré uniquement le comportement de l'élément moteur dans son enceinte fermée. Dans ce cas, nous considérons que le collecteur est fixe, incliné selon la latitude du lieu, orienté vers l'équateur, chauffé par le rayonnement solaire et les transformations thermodynamiques du gaz enfermé dans le tube sont considérées comme isochoriques. Cette étape nous permettra d'évaluer d'une part les performances de l'élément sensible du système et d'autre part, de déterminer les conditions dans lesquelles ce dernier

travaillera et par conséquent choisir celles qui le conduisent à fournir de meilleures performances. Parmi ces conditions, c'est celles qui conduisent à avoir une pression développée par le fluide frigorigène à l'intérieur de l'enceinte convenable et qui assure le bon fonctionnement du système. Cette dernière dépend principalement de la charge du fluide frigorigène, de sa température et des caractéristiques thermodynamiques du fluide utilisé. Ainsi l'équation reliant les différents paramètres et décrivant l'état du fluide frigorigène proposée par DuPond [172] et donnée comme suite :

$$P_f = \frac{R_f T_f}{(V_f - b)} + \frac{\sum_{j=2}^5 \left[A_j + B_j T_f + C_j \exp\left(\frac{-K_f T_f}{T_{cr}}\right) \right]}{(V_f - b)^j} \quad (4.6.1)$$

Où les coefficients relatifs à cette équation sont présentés sur le Tableau 4.2:

Tableau 4.2 Coefficients de l'équation d'état, relatifs au fluide R134a

	2	3	4	5
A	$-8.909485 \cdot 10^{-2}$	$-1.016882 \cdot 10^{-3}$	$1.778071 \cdot 10^{-5}$	$-7.48144 \cdot 10^{-8}$
B	$4.408654 \cdot 10^{-5}$	$2.574527 \cdot 10^{-6}$	$-4.016976 \cdot 10^{-8}$	$1.670285 \cdot 10^{-10}$
C	-2.074834	$2.142829 \cdot 10^{-2}$	$-2.977911 \cdot 10^{-4}$	$1.255922 \cdot 10^{-6}$
$b=3.755677 \cdot 10^{-4}$; $K_f=4.599967$; $T_{cr}=375.06 \text{ }^\circ\text{C}$; $R_f=0.0816 \text{ kJ/Kg}^\circ\text{K}$				

Alors que pour l'air, en le considérant comme un gaz parfait, l'équation d'état utilisée est celle proposée par Mariotte – Boyle, soit :

$$P_{air} = \frac{m_{air} r_g T_{air}}{V_{air}} \quad (4.6.2)$$

Pour l'air $r_g=287 \text{ Joules/Kg}^\circ\text{K}$ est la constante des gaz parfaits, m_{air} est la masse d'air injectée. Et dans le cas d'une transformation iso-chorique, on peut écrire la relation suivante :

$$P_f^{(t+1)} = P_f^t \frac{T_f^{(t+1)}}{T_f^{(t)}} \quad (4.6.3)$$

Ainsi, connaissant la masse du fluide introduite dans l'enceinte, le volume de cette dernière, les caractéristiques thermo-physiques des différents éléments constituant le système, nous avons développé un programme MATLAB qui permet de simuler le comportement du système en régime transitoire. Ce programme est basé principalement sur toutes les équations régissant les différents échanges de chaleur les équations d'état de chacun des fluides utilisés. Comme données d'entrées et caractérisant le site considéré, nous avons utilisé celles relatives

à deux journées claires dont les paramètres météorologiques et radiométriques sont mesurés selon un pas de temps de cinq minutes.

. Comme résultats de la simulation nous présentons ce qui suit :

- Sur les Figures 4.6.2 et 4.6.4 est présentée l'évolution des différentes composantes du rayonnement solaire mesurées sur le site de Ghardaïa respectivement durant le 17 juin 2007 et celles mesurée sur le site de Bouzaréah durant le 28 Novembre de l'année 2011 ;
- Sur les Figures 4.6.3 a, b et c sont présentées respectivement la variation de la température de chacune des composantes du système (absorbeur, vitrage, air), de celle de l'air, pour différentes charges et de l'évolution de sa pression à l'intérieur de l'enceinte durant le 17 juin 2007 (Ghardaïa);
- Sur les Figures 4.6.4 a, b et c sont présentées respectivement la variation de la température de chacune des composantes du système (absorbeur, vitrage, fréon R134a), celle du fluide frigorigène R134a, pour différentes charges et l'évolution de sa pression à l'intérieur de l'absorbeur durant le 17 juin 2007 (Ghardaïa) ;
- Sur les Figures 4.6.5 a, b et c sont présentées respectivement la variation de la température de chacune des composantes du système (absorbeur, vitrage, air), de celle de l'air pour différentes charges et de l'évolution de sa pression à l'intérieur de l'absorbeur durant le 28 Novembre 2011(Bouzaréah);
- Sur les Figures 4.6.6 a, b et c sont présentées respectivement la variation de la température de chacune des composantes du système (absorbeur, vitrage, fréon R134a), de celle du fluide frigorigène R134a pour différentes charges et de l'évolution de sa pression à l'intérieur de l'enceinte durant le 28 Novembre 2011(Bouzaréah);

A partir des résultats obtenus on constate que :

- l'évolution de la température des différents constituants suit celle des éclairagements et celle de la température ambiante mais avec un décalage horaire par rapport à midi en temps solaire vrai (voir Figures 4.6.3.a, 4.6.4.a, 4.6.5.a et 4.6.6.a). Ce qui est lié à notre sens à l'inertie thermique du système.
- en faisant varier la charge du fluide dans le tube '(voir Figures 4.3.3.b, 4.6.4.b, 4.6.5.b et 4.6.6.b), l'allure des courbes de l'évolution de la température relative à chacune des charges prennent la même forme alors, que plus la masse injectée est plus importante plus l'inertie thermique devient plus importante par conséquent plus que le système

s'échauffe plus lentement. C'est ce qui peut être confirmé par la valeur de la constante du temps du système vide et chargé (voir Figures 4.4.6 et 4.4.7).

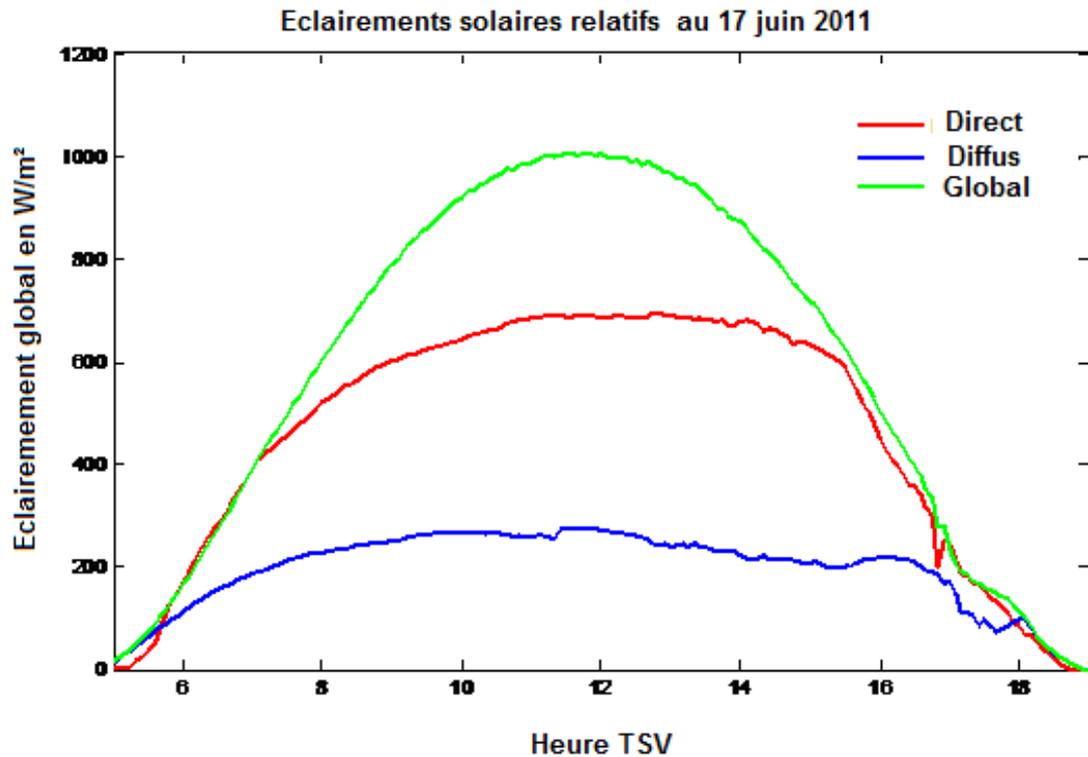


Fig.4.6.1 Eclairément direct mesuré sur un plan normal, Diffus et Global mesurés sur un plan horizontal à Ghardaïa durant le 17 juin 2011

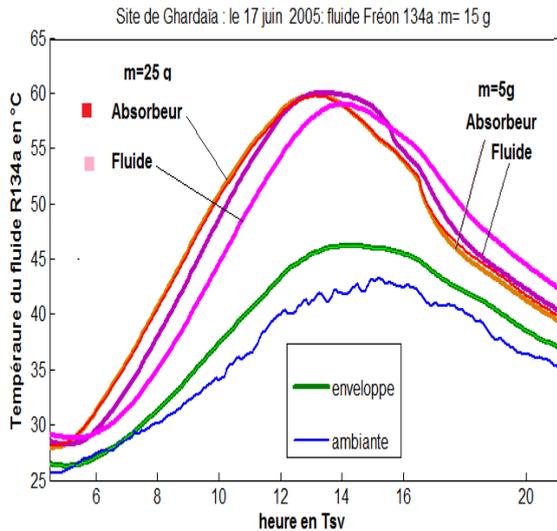


Fig.4.6.2 a Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, de l'air (m=15g) enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme et celle de l'ambiance mesurée. Le 17 juin 2011.

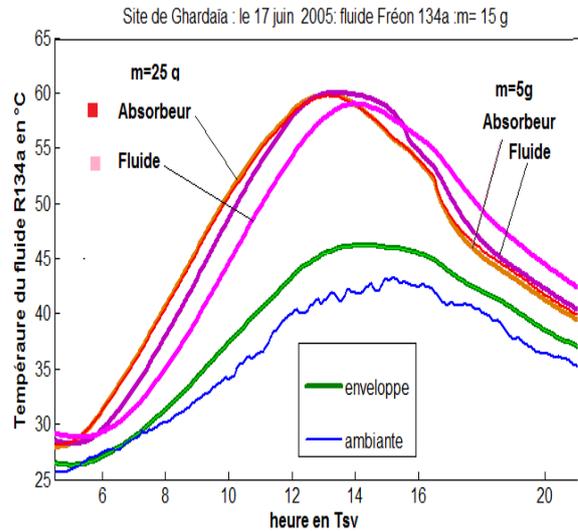


Fig.4.6.3.a Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, du Fréon R134a (m=5g m=25g) enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme et celle de l'ambiance mesurée. Le 17 juin 2011.

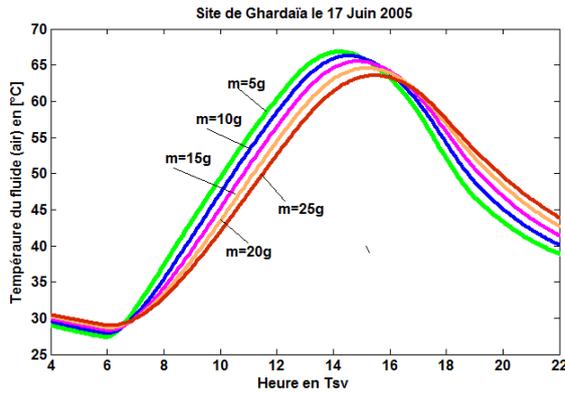


Fig.4.6.2.b Evolution de la température de l'air enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme le 17 juin 2011 et pour différentes charges

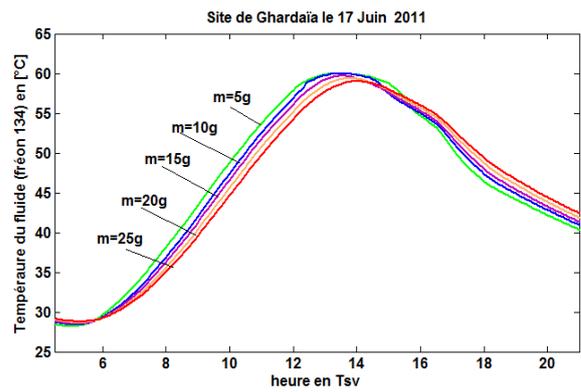


Fig.4.6.3.b Evolution de la température du fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme le 17 juin 2011 et pour différentes charges

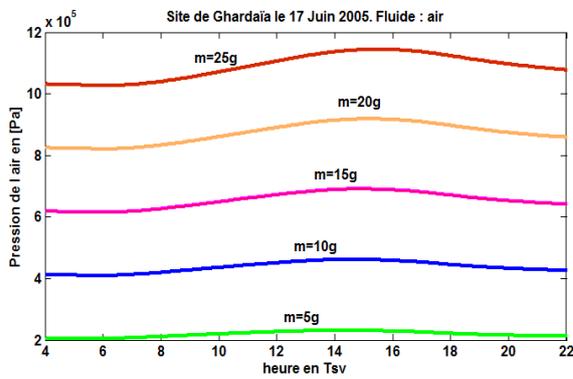


Fig.4.6.2.c Evolution de la Pression de l'air enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme pour le 17 juin 2011 et pour différentes charges.

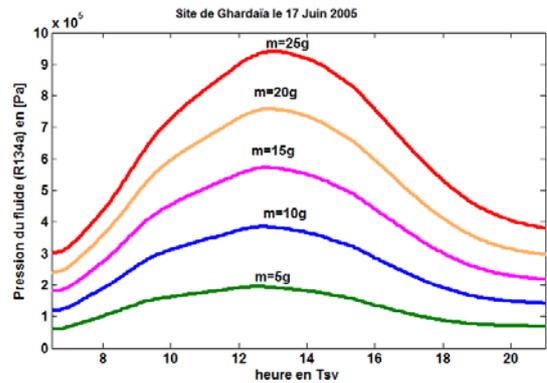


Fig.4.6.3.c Evolution de la Pression du fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme pour le 17 juin 2011 et pour différentes charges.

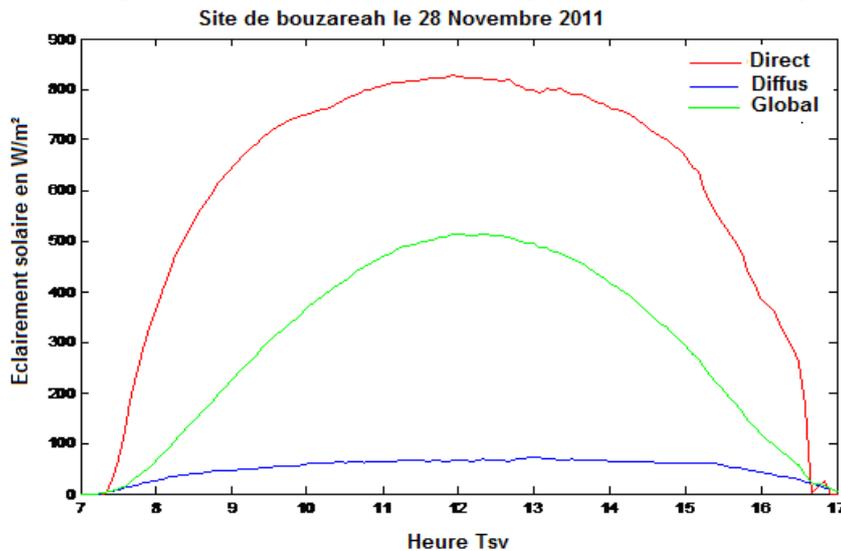


Fig.4.6.4 Eclairement direct mesuré sur un plan normal, Diffus et Global mesurés sur un plan horizontal durant le 28 Novembre 2011

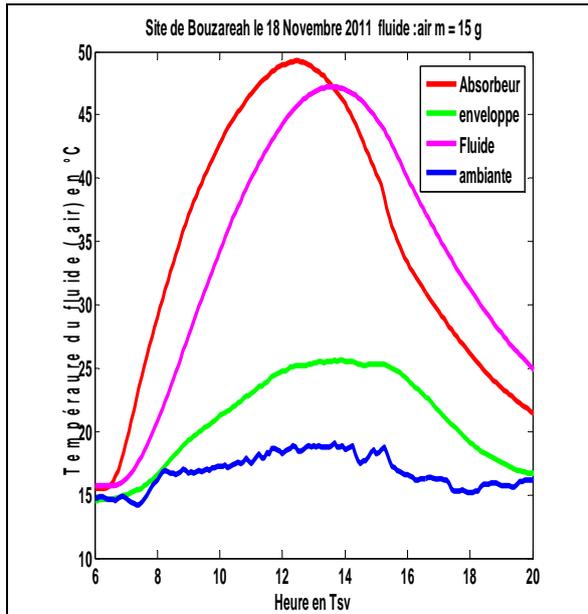


Fig.4.6.5.a Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, de l'air (m=15g) enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme et celle de l'ambiance mesurée. Le 28 Novembre 2011.

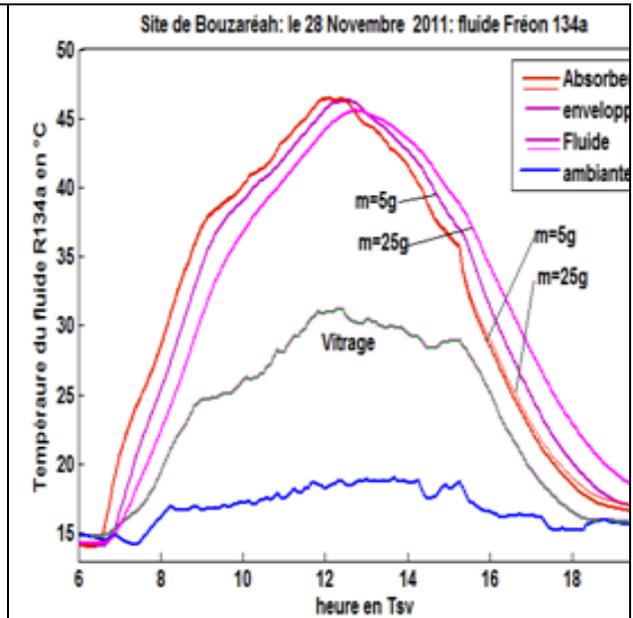


Fig.4.6.6.a Evolution de la température de l'absorbeur, de l'enveloppe, du Fréon R134a (m=5g m=25g) enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme et celle de l'ambiance mesurée. Le 28 Novembre 2011.

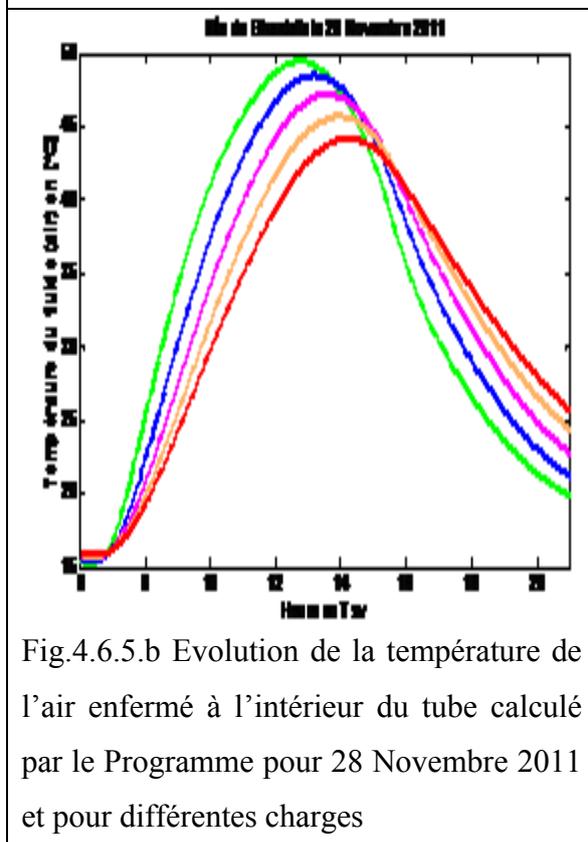


Fig.4.6.5.b Evolution de la température de l'air enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme pour 28 Novembre 2011 et pour différentes charges

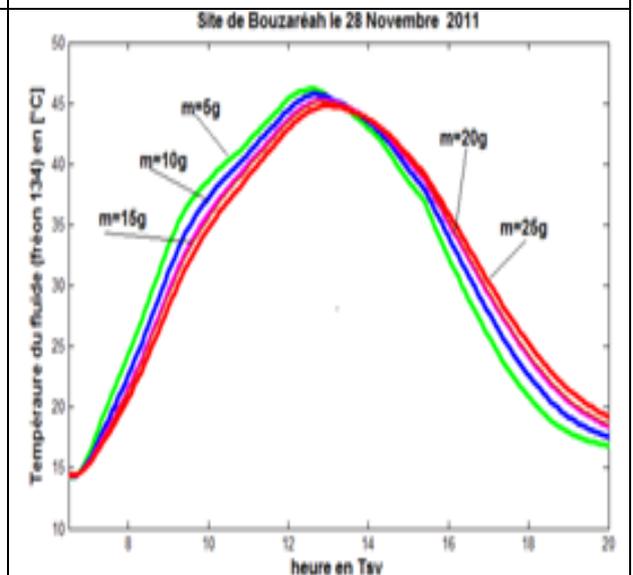
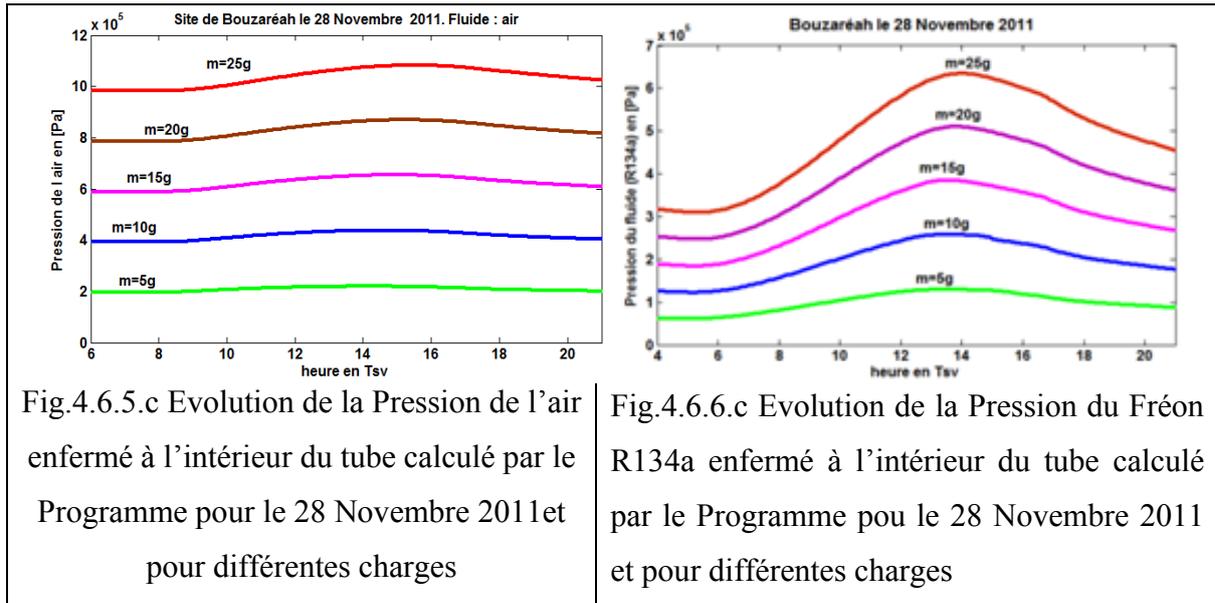


Fig.4.6.6. b Evolution de la température du Fréon R134a enfermé à l'intérieur du tube calculé par le Programme pour le 28 Novembre 2011 et pour différentes charges



- En utilisant de l'air comme fluide moteur, l'ensemble des éléments constituant le système atteignent des températures supérieures à celles des mêmes composantes si ces dernières sont placées dans les mêmes conditions et le fluide moteur utilisé soit le fréon R134a. On constate aussi que, l'ensemble des courbes relatives au Fréon R134a présentent un décalage de l'échauffement des différentes composantes du système (voir résultats présentés sur les Figures 4.6.3.b et 4.6.5.b contre ceux présentés sur les Figures 4.6.4.b et 4.6.6.b).
- Au cours d'une journée, et dans les mêmes conditions on constate que plus la charge du fluide moteur est importante plus la pression augmente (voir figures 4.6.3.c, 4.6.4.c, 4.6.5.c et 4.6.6.c) alors pour une même charge, l'évolution de la pression de l'air dans l'enceinte est quasi constante (voir Figure 4.6.3.c et 4.6.5.c). Par contre, celle du fluide R134a augmente au fur et à mesure que sa température augmente aussi (voir Figures 4.6.4.c et 4.6.6.c).

Ce qui a été confirmé par un travail expérimental que nous avons établi et qui consiste à mettre en évidence l'évolution de la pression d'air et du Fréon R134a en fonction de la température selon la transformation isobarique.

Pour le remplissage des fluides dans les tubes nous avons procédé comme suite :

Pour l'air, nous avons utilisé le compresseur disponible au niveau du centre de développement des énergies renouvelables comme le montre la Figure 4.6.7 La masse de l'air injectée dans le tube est déterminée selon le principe de la double pesée et par une balance de précision disponible au niveau de la division biomasse comme le montre la Figure 4.6.8.

Alors que pour le fréon R134a, dans une première phase nous avons créé du vide à l'intérieur du tube pour extraire l'air se trouvant dans le tube (voir Figure 4.6.9). Une fois fait, nous avons rempli ce dernier par du Fréon R134a dont la masse est déterminée de la même façon utilisée pour l'air et comme le montre la Figure 4.6.10.

Ainsi pour chacun des cas nous avons exposé le tube au rayonnement solaire selon un angle égal à la latitude du lieu et nous avons mesuré l'évolution de la pression régnant dans le tube en fonction de la température de l'absorbeur.

Le transmetteur de pression utilisé est de marque Fluke (voir Figure 4.6.11) dont la valeur de la pression est lue directement sur un multimètre voir Figure 4.6.12. Alors que la température est mesurée par un thermocouple type du Type K fixé sur la surface externe de l'absorbeur (voir figure 4.6.13) dont sa valeur est lue sur un enregistreur Fluke –Hydra data Logger (voir figure 4.6.14).

Ainsi comme résultats, on présente sur les Figures 4.6.15 et 4.6.16 respectivement l'évolution iso-chorique de la pression en fonction de la température régnant dans l'enceinte pour différentes charge d'air (masses injectées sont égales à 5g, 8g et 12g) et du fréon R134a (masse injecté 10g, 15g et 35g). Sur ces mêmes figures sont dressées aussi les courbes théoriques de l'évolution de la pression en fonction de la température du fluide calculée aussi moyennant respectivement les équations d'état (4.6.1), (4.6.2) et l'équation (4.6.3) régissant le processus de transformation thermodynamique iso-chorique d'un fluide compressible dont les masses d'air et du fréon injecté sont égales à 5g, 10g, 15g, 20g, 25g et 35g. Alors vu la complexité d'ajustement de remplissage de masse nous avons pu réaliser que les remplissages de 5g (2.2 bars), 8g (4.3 bars) et 12g (6.1 bars) pour l'air et de 10 g (1.2 bars), 15 g (2.4 bars) et 35 g (4.6 bars) pour le fluide R134a.

A partir des résultats obtenus, nous constatons que pour l'air, il existe une très bonne concordance entre les valeurs de la pression calculées et celles mesurées (5g, 8g et 12 g) (voir Figure 4.6.15).

Si on observe les résultats présentés sur la Figure 4.6.16 et qui sont relatifs au Fréon R134a, on constate que pour les charges égales à 10 g et 15g il existe une bonne concordance entre les valeurs mesurées et celle calculées par l'équation d'état (4.6.1). Alors pour la charge correspondant à 35g, on constate que l'allure de la courbe obtenue expérimentalement ne correspond pas à celle déterminée moyennant l'équation d'état (4.6.2). Ce qui est dû à notre sens qu'à ce niveau de charge, les deux phases du fluide étaient présentes dans l'enceinte.



Fig. 4.6.7 Remplissage de l'air sous pression



Fig. 4.6.8 Pesé de la masse du fluide pressurisé dans les tubes. (Double pesée)



Fig. 4.6.9 mise en sous vide le tube pour le remplissage du Fréon R134a



Fig. 4.6.10 Remplissage du fréon R134a



Fig. 4.6.11 Transmetteur de pression 'Fluke'



Fig. 4.6.12 Fixation des Thermocouples du type K sur l'absorbeur



Fig. 4.6.13 Lecture de la pression sur le multimètre Fluke



Fig.4.6.14 Lecture de la température sur le data logger Fluke

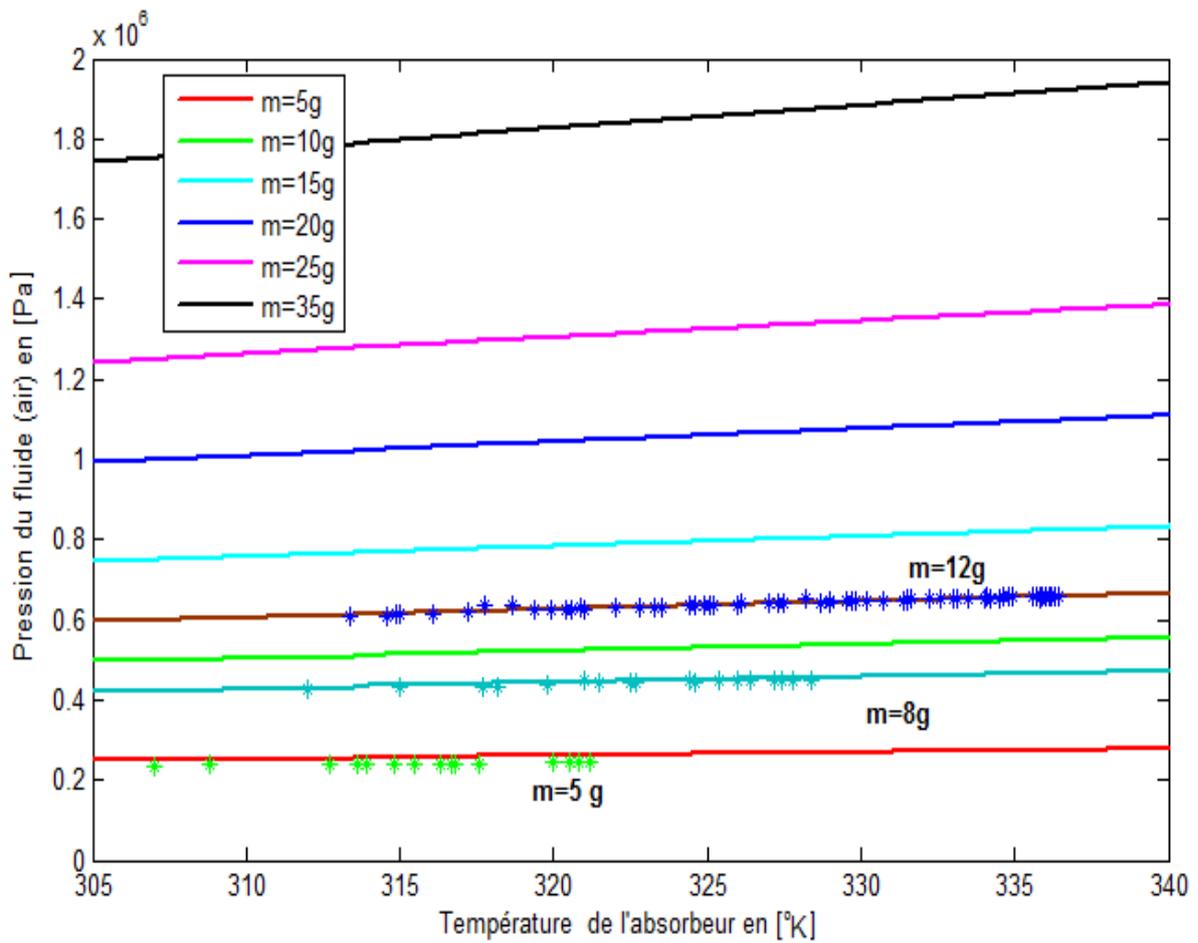


Fig. 4.6.15 Evolution iso-chorique de la pression de l'air en fonction de la température pour différentes charges théoriques et expérimentales.

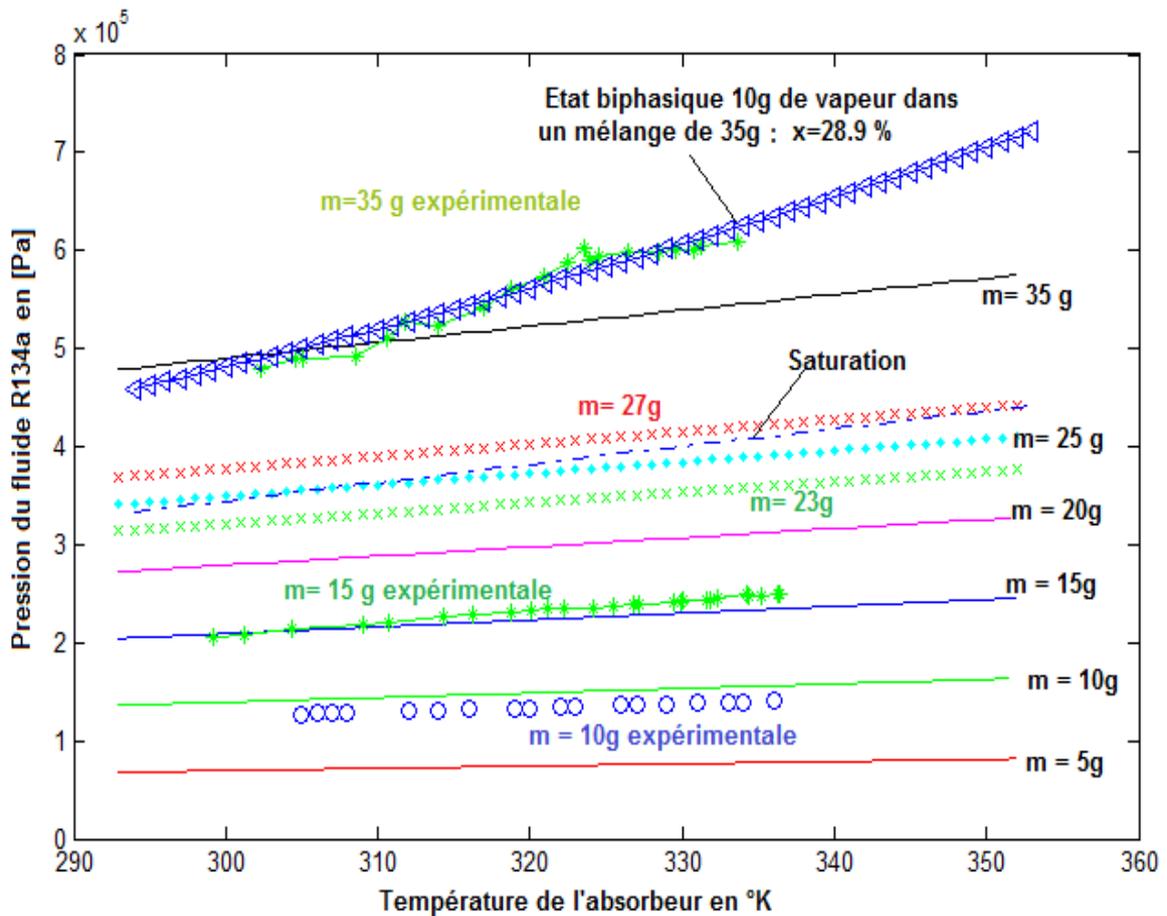


Fig. 4.6.16 Evolution iso-chorique de la pression en fonction de la température du Fréon R134a pour différentes charges théoriques et expérimentales.

Par ailleurs, à partir des résultats présentés sur la Figure 4.5.16, on constate que dans les mêmes conditions la courbe de la pression de saturation calculée par l'équation 4.5.31 est comprise entre celle de la vapeur obtenue respectivement de 23g et 27g. Ce qui signifie que la saturation du fluide commence à partir d'une charge avoisinant les 25g du R134a. En effet en additionnant les pressions partielles de vapeur saturante à celle de la vapeur correspondante à 10g de charge on obtient celle obtenue expérimentalement pour 35g de charge. Par conséquent l'état du fluide R134a correspond à un état diphasique dont la proportion de vapeur dans le mélange est de 28.9%.

Ainsi, à partir des résultats obtenus, on peut conclure que l'air présente un très faible gradient de pression ce qui ne permet pas au système de fonctionner d'une manière convenable. Par ailleurs l'utilisation d'un fluide frigorigène tel que le R134a, permet d'atteindre des différences de pression assez importantes et suffisante pour créer une différence entre les

forces de pression sur chacun des cylindres du vérin utiliser et permet par conséquent au système de fonctionner. D'autre part l'ordre de grandeur des températures atteintes sur l'absorbeur du système sont inférieures à la température critique du R134a, ce qui nous permet d'utiliser avec confiance ce dernier comme fluide moteur.

4.7 Etude du comportement réel du système

4.7.1 Modélisation du comportement du système

Dans le cas du fonctionnement réel du système voir Figure 4.7.1, à l'état d'équilibre, là où les deux enceintes sont chauffées équitablement, la pression régnant dans les deux tubes étant égale et le système est maintenu dans une position fixe jusqu'à ce qu'un déséquilibre en matière d'éclairage incident sur les deux enceintes soit établi. En effet dans le tube plus éclairé, régnera une pression plus élevée que celle régnant dans le second, ce qui entraîne le

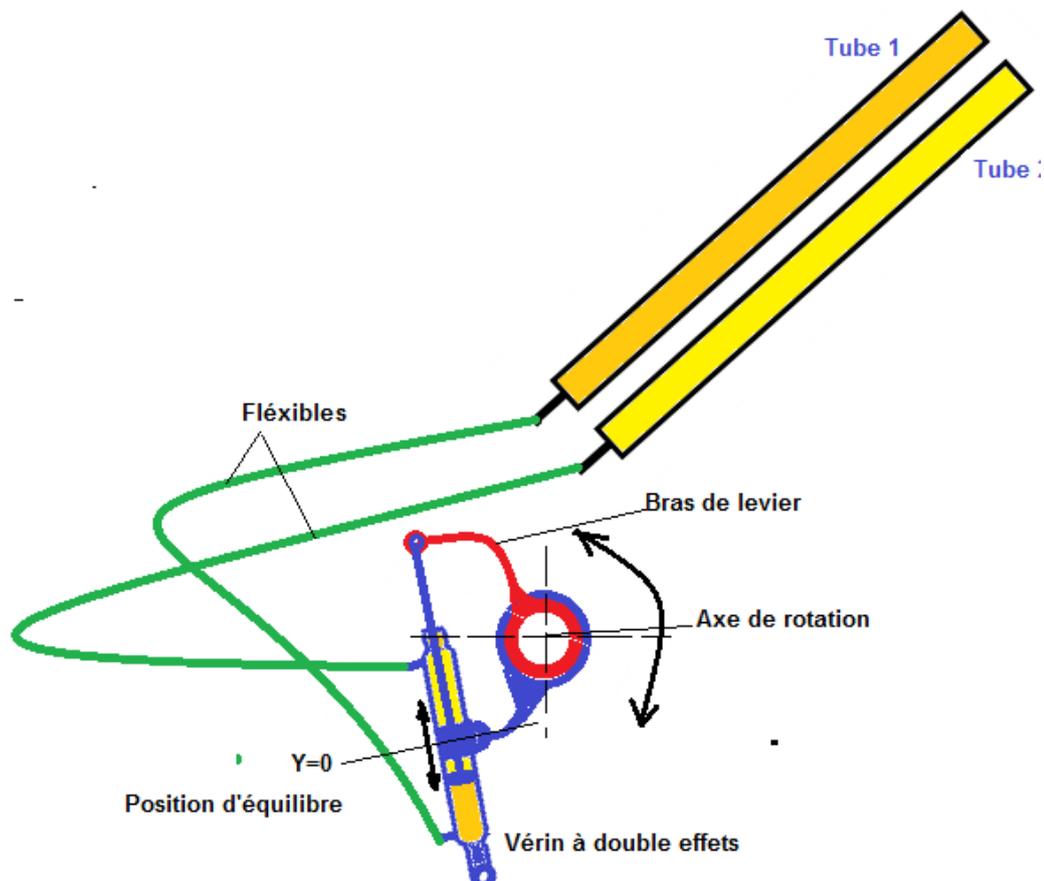


Fig.4.7.1 Principe de fonctionnement du système

piston correspondant à pousser le collecteur solaire et l'orienter d'avantage vers la position du soleil. Par conséquent une partie du gaz situé dans le tube le plus pressurisé rejoint le vérin, perdant une partie de pression, de sa température ce qui conduit à une variation de ses caractéristiques thermodynamiques en particulier son volume spécifique. Alors que la même

quantité du fluide est supposée se déplacer du second cylindre du vérin vers le tube le moins ensoleillé. C'est ce qui se traduit par l'équation de conservation de masse suivante :

$$m_f = \left[\frac{V_0 - (-1)^i A_p Y}{v_{f,i}} \right] \quad (4.7.1)$$

avec $i=1,2$

V_0 étant le volume du tube utilisé, A_p est la surface transversale du piston du vérin utilisé, Y est le déplacement de l'axe de ce dernier sous l'effet de la différence de pressions régnantes dans les deux tubes, $v_{f,i}$ est le volume spécifique du fluide sous les conditions de pression et de température régnant dans le tube i .

Afin de décrire et de déterminer les caractéristiques thermodynamiques du fluide frigorigène utilisé et de connaître les proportions de chacune de ses phases des conditions de fonctionnement réelles et en basant sur l'équation d'état de Van der Waal [173], de nombreuses équations ont été proposées dont celles de Redlich et al [173]. Ces dernières sont valables tant pour le domaine gazeux (vapeur surchauffée) que pour le domaine liquide, à condition que les paramètres introduits soient ajustés, pour chaque corps, aux données expérimentales. Le modèle de Soave et al [173] présente l'un des modèles les plus utilisés à nos jours. Ce qui est exprimé par l'équation suivante :

$$P_f = \frac{RT_f}{v_f - b} - \frac{a(T_f)}{v(v-b)} \quad (4.7.2.a)$$

Avec :

$$b = 0.086640 \frac{RT_{c,f}}{P_{c,f}} \quad (4.7.2.b)$$

$$a(T_f) = 0.42748 \frac{R^2 T_{c,f}^2}{P_{c,f}} \Theta(T_f) \quad (4.7.2.c)$$

Avec une dépendance entre la température et le facteur $\Theta(T_{c,f})=1$

Et en générale :

$$\Theta(T_f) = \left[1 + k_s \left(1 - \sqrt{\frac{T_f}{T_{c,f}}} \right) \right]^2 \quad (4.7.2d)$$

Et k_s est tel que :

$$k_s = 0.37464 + 1.54226\omega_f - 0.26992\omega_f^2 \quad (4.7.2.e)$$

Où ω_f est le facteur acentrique, défini à partir du rapport de la pression critique et de la pression de saturation à 70% de la température critique, Guillemet [174], soit:

$$\omega_f = -1 - \log_{10} \left(\frac{P_{sat}(T_f = 0.7T_{c,f})}{P_{c,f}} \right) \quad (4.6.2.f)$$

Alors, pour le calcul des caractéristiques du fluide frigorigène, il est plus simple de réécrire l'équation de Soave et al présentée dans [173] soit l'équation (4.7.2.a), comme tous les modèles d'équations d'états généralisées, sous la forme dite « cubique » en faisant intervenir le facteur de compressibilité Z_f qui est défini par la relation suivante :

$$Z_f = \frac{P_f v_f}{R_f T_f} \quad (4.7.2.g)$$

Ainsi l'équation d'état sous sa forme cubique s'écrit :

$$Z_f^3 + c_3 Z_f^2 + c_2 Z_f + c_1 = 0 \quad (4.7.2.h)$$

avec:

$$c_3 = -1 + B$$

$$c_2 = A - 3B^2 - 2B$$

$$c_1 = -AB + B^2 + B^3$$

Dont :

$$A = \frac{a(T_f)P_f}{(RT_f)^2} \quad \text{et} \quad B = \frac{bP_f}{R_f T_f}$$

Ainsi pour une pression et une température donnée, l'équation d'état cubique fournit trois solutions dans les deux extrêmes sont les coefficients de compressibilité de la phase gazeuse et de la phase liquide à partir desquels on calcule le volume spécifique liquide de la phase liquide et celui de la phase gazeuse. Ce qui nous permettra de calculer toutes les caractéristiques thermodynamiques du fluide frigorigène utilisé (du R134a dans notre cas).

Quant à l'équation de la quantité de mouvement, elle est basée d'une part sur les forces de pression créées par le gaz enfermé dans chacun des tubes et d'autre part par l'inertie mécanique de tous les éléments en mouvement de translation et de rotation.

Ainsi selon la deuxième loi de Newton on a :

Le moment d'inertie du collecteur x l'accélération angulaire = \sum couples mécaniques externes. Ce qui nous permet d'écrire :

$$\left(X_g + M_{sys} R_r^2 \right) \ddot{\Psi} = -A_m R_r^2 \dot{\Psi} + (P_{f,2} - P_{f,1}) A_p R_r \quad (4.7.3)$$

Avec Ψ étant l'angle de rotation de l'axe du collecteur, qui est relié à la course linéaire Y du vérin de l'équation suivante :

$$\Psi = \frac{Y}{R_r} \quad (4.7.4)$$

M_{sys} , est la masse totale des éléments en mouvement dont celle de la structure porteuse, des modules photovoltaïques et des éléments sensibles du mécanisme de poursuite ;

R_r , X_g , A_m , P_{f2} , P_{f1} et A_{ps} sont respectivement la longueur du bras de levier, le moment d'inertie de masse totale des modules photovoltaïques, de la structure porteuse, de la partie sensible du système de poursuite, le coefficient d'amortissement, la pression du fluide dans les tubes 2 et 1 et la surface frontale du piston du vérin.

L'amortisseur est prévu pour être utilisé dans notre système pour éviter d'une part le mouvement rapide du collecteur et d'autre part, permettant un recule facile du collecteur lors du changement de la direction du collecteur [88]. C'est ce qui est représenté dans notre équation par le coefficient d'amortissement A_m .

X_g est le moment d'inertie équivalent à l'ensemble des éléments en mouvement de rotation dont les deux modules PV, la structure porteuse, les éléments sensibles du système de poursuite retenue. Ainsi :

$$X_g = L_{red}^2 (\sum m_{e,i}) \quad (4.7.5)$$

L_{red} est la longueur réduite du système, calculée par la relation suivante :

$$L_{red} = \frac{2L_{pv}m_{pv} + L_{es}m_{es} + L_{str1}m_{str1} + L_{str2}m_{str2}}{m_{str1} + m_{str2} + 2m_{pv} + m_{es}} \quad (4.7.6)$$

Avec L est la distance entre le centre de gravité de l'élément de masse m et l'axe de rotation. P_v , e_s , $str1$ et $str2$ désignent respectivement le module photovoltaïque, l'élément sensible, les éléments bas et haut de la structure porteuse. Dans notre cas la longueur réduite et la masse totale des éléments tournant sont respectivement égale à 0.9764m et 38.6 kg.

4.7.2 Résultats et discussion

Ainsi moyennant toutes les équations décrites dans les sections 4.3 , 4.5 et 4.6 et en utilisant les données météorologiques et radiométriques relatives au site de Ghardaïa et mesurées durant le 17 juin 2007, nous avons développé un programme qui permet de décrire le comportement du système. Il est à noter que pour la résolution de l'équation d'état cubique et de l'équation différentielle (4.7.3) nous avons utilisé les fonctions respectivement les fonctions 'solve' et 'dsolve' du logiciel MATLAB. Ainsi, nous donnons sur la Figure (4.7.2) l'organigramme décrivant le fonctionnement du programme développé.

Les caractéristiques mécaniques des différents éléments constituant le système sont données sur le Tableau 4.3.

Tableau 4.3 Caractéristiques des différents constituants du système proposé

Moment d'inertie de la masse totale tournante	37.689 kg m ²
Masse des éléments en mouvement	38.6 kg
Longueur de l'élément sensible	1.48 m
Diamètre de l'élément sensible	0.04 m x 0.042m
Longueur de l'enveloppe vitrée	1.48 m
Diamètre de l'enveloppe transparente	0.06 x 0.068 m
Diamètre du piston du vérin	0.045 m
Longueur du bras de levier	0.16 m
Peinture utilisée sur l'absorbeur : noir mate	

Les résultats de simulation obtenus sont présentés comme suit :

- ❖ Sur les Figures 4.7.3, 4.7.4 et 4.7.5 sont présentées respectivement les variations des températures de l'absorbeur, du fluide et de la pression régnante dans les deux tubes de l'élément sensible ;

A partir des résultats obtenus, on constate que la température de l'absorbeur présente des fluctuations le long de la journée (voir figure 4.7.3), ce qui est lié à notre sens à l'instabilité de la position du collecteur et qui est du aux inerties mécaniques et thermiques du système. On remarque aussi que l'amplitude des fluctuations de la température du fluide est plus faible que celle du collecteur (voir figure 4.7.4). Ce qui est lié à notre sens aux échanges de chaleur entre l'absorbeur et le fluide frigorigène et aussi à l'inertie thermique du système. Les mêmes remarques sont faites aussi sur l'évolution de la pression à l'intérieur de chacun des deux absorbeurs (voir figure 4.7.5).

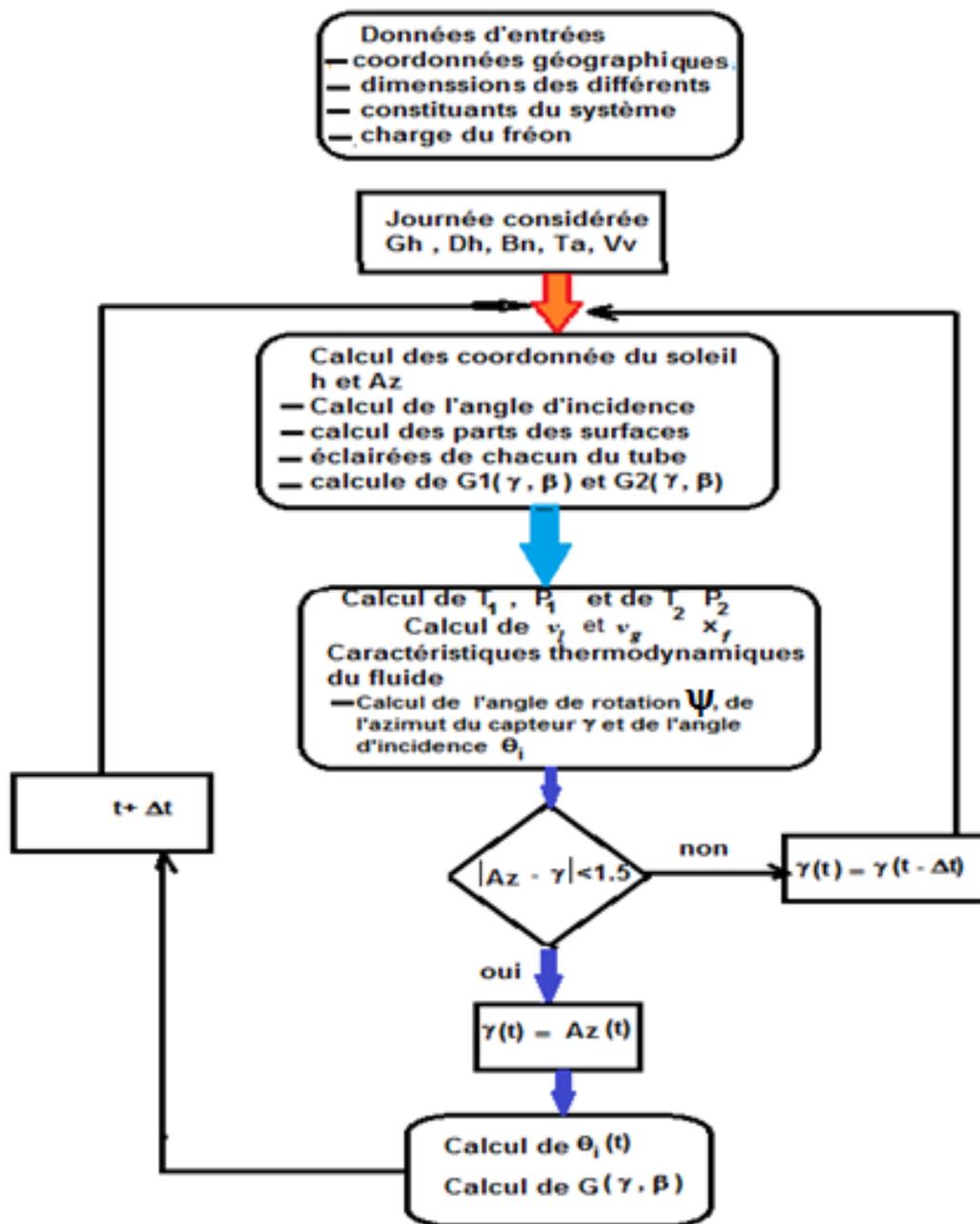


Figure 4.7.2 Organigramme relatif au fonctionnement du programme développé sous MATLAB pour le calcul des performances du système proposé

Par ailleurs, l'évolution des températures des deux absorbeurs, de celle des fluides et de leurs pressions observées respectivement sur les figures 4.7.3, 4.7.4 et 4.7.5 présentent des fluctuations opposées de manière à ce que, si la température ou la pression de l'un augmente celle de l'autre diminue. Ce qui est lié principalement à l'instabilité du mouvement du système lors de son mouvement d'Est en Ouest qui conduit par conséquent à créer un déséquilibre en matière d'éclairage des deux tubes.

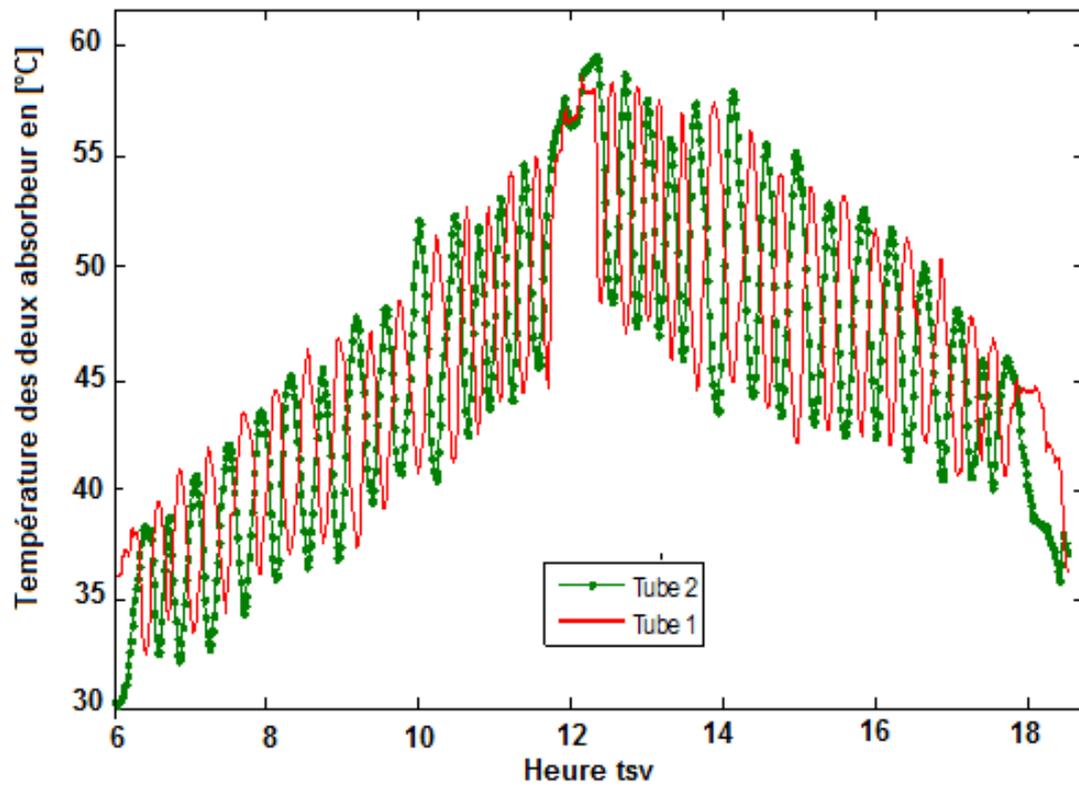


Fig.4.7.3 Evolution de la température des deux absorbeurs en mouvement

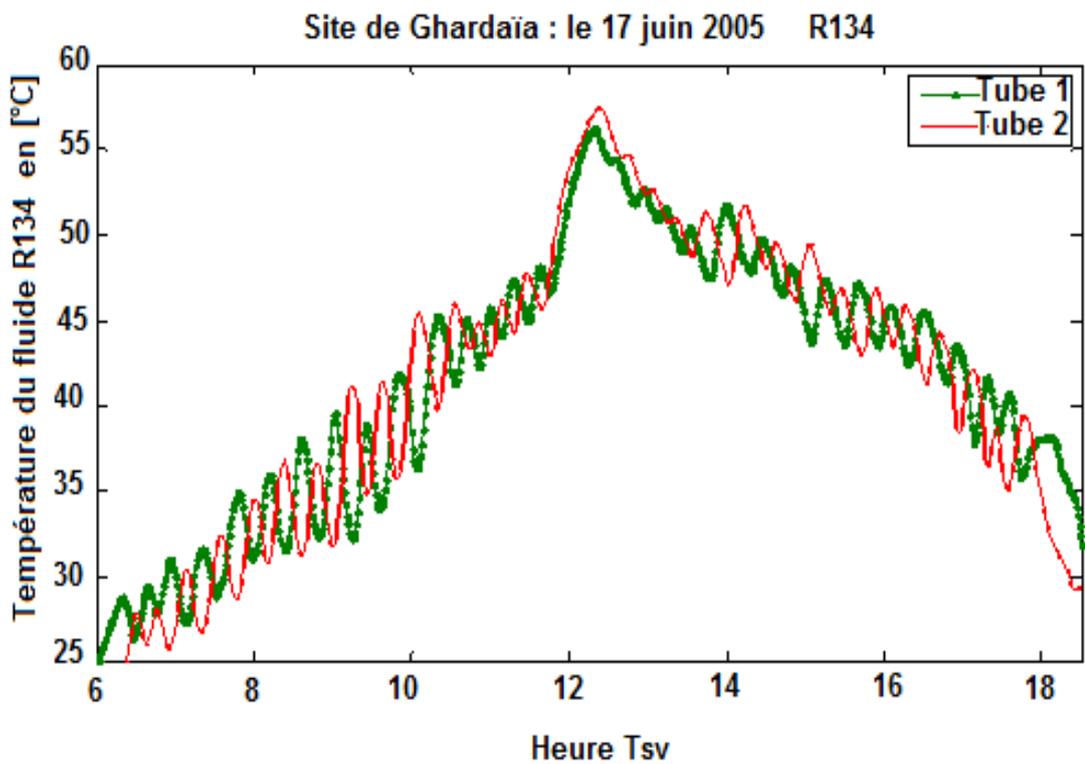


Fig.4.7.4 Evolution de la température du fluide R134a contenu dans les deux absorbeurs en mouvement

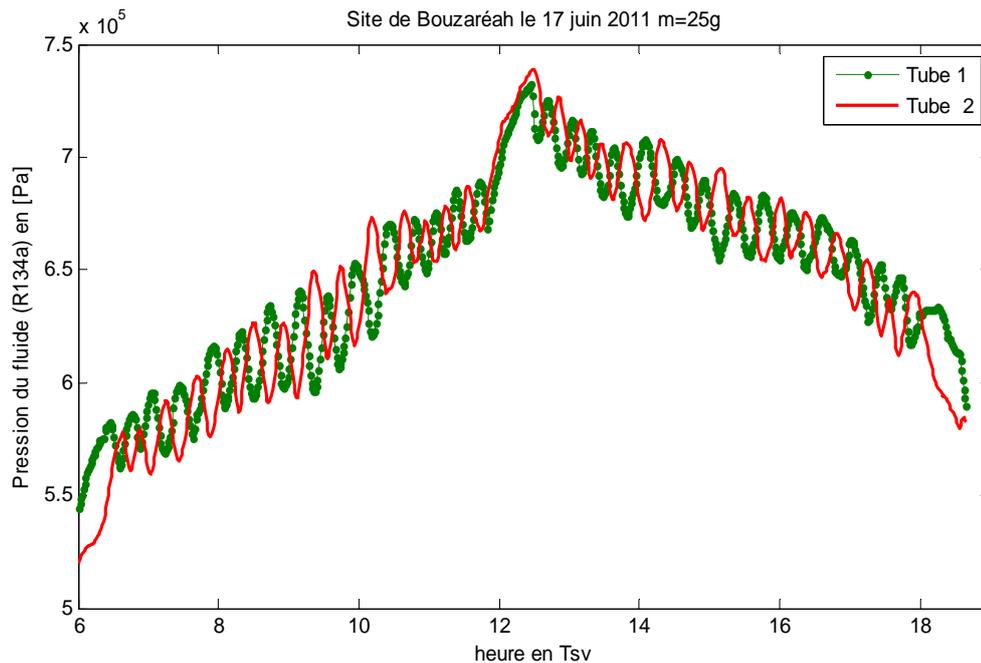


Fig. 4.7.5 Evolution de la pression régnante dans les deux absorbeurs en mouvement
 Par ailleurs, selon les équations présentées précédemment on constate que la réponse du système dépend des caractéristiques géométriques de chacun des éléments du système. Ainsi, afin de les mettre en évidence, nous avons considéré l'effet du diamètre du piston du vérin utilise de ceux du coefficient d'amortissement et de la longueur du bras de levier. Ce qui nous a conduits aux résultats qui sont présentés comme suit :

L'évolution de l'azimut du collecteur, celle de l'angle d'incidence et de l'éclairement global reçu par le collecteur sous l'effet:

- ❖ Du diamètre du piston du vérin sont présentées respectivement sur les figures 4.7.6, 4.7.7 et 4.7.8 ;
- ❖ De la longueur du bras de levier sont présentées respectivement sur les Figures 4.7.9, 4.7.10 et 4.7 ;
- ❖ Du coefficient d'amortissement sont présentées respectivement Sur les Figures 4.7.12, 4.7.13 et 4.7.14 .

4.7.2.1 Effet du diamètre du piston

A partir des résultats présentés sur les Figures 4.7.6 – 4.7.8, on constate que plus on augmente le diamètre du piston, plus que l'amplitude des fluctuations augmente. Ce qui est lié tout simplement aux forces de pression qui sont proportionnelles à la surface du piston.

4.7.2.2 Effet de la longueur du Bras de levier

A partir des résultats présentés sur les Figures 4.7.9-4.7.11, on constate que plus que la longueur du bras du levier augmente l'amplitude des fluctuations augmente aussi. Ce qui peut être contradictoire si on considère seulement son effet sur l'angle de rotation du système mais, dans notre cas la longueur du bras de levier influe aussi sur la valeur du couple résistant du système tournant. Ce qui fait que plus la longueur du bras de levier augmente plus que la valeur du couple résistant diminue.

4.7.2.3 Effet du coefficient d'amortissement

Afin de limiter les fluctuations de rotation du collecteur, nous avons prévu un système d'amortissement qui permet de limiter les déplacements rapides du système, lui permet de changer de direction avec facilité et de préserver les performances du système. Ainsi selon les résultats présentés sur les figures 4.7.12- 4.7.14, on constate que plus on augmente le coefficient d'amortissement, les fluctuations diminuent en amplitude et la stabilité du mécanisme est atteinte pour un coefficient d'amortissement supérieur ou égal à 2000 N/m/s.

4.8 Conclusion

Dans cette étude, le système que nous avons proposé consiste en un mécanisme de poursuite passif, autonome basé sur un principe thermodynamique utilisant un gaz comme fluide moteur qui s'échauffe sous l'effet du rayonnement solaire qu'il reçoit et entraîne par ses forces de pression un vérin pneumatique qui à son tour, par le biais d'un mécanisme de bras de levier oriente le collecteur vers la position du soleil. En effet, la sensibilité du mécanisme dépend fortement de l'éclairement qui reçoit, des performances thermiques des collecteurs de

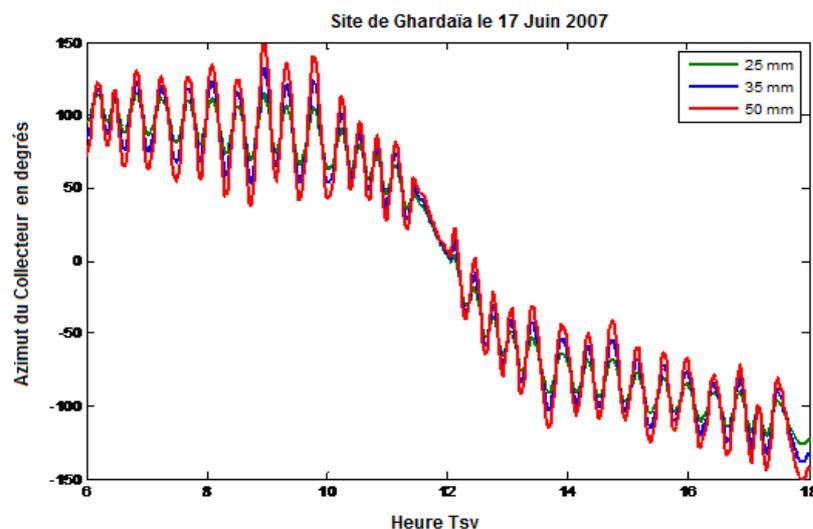


Fig.4.7.6 Effet du diamètre du piston du vérin sur l'évolution de l'azimut du collecteur

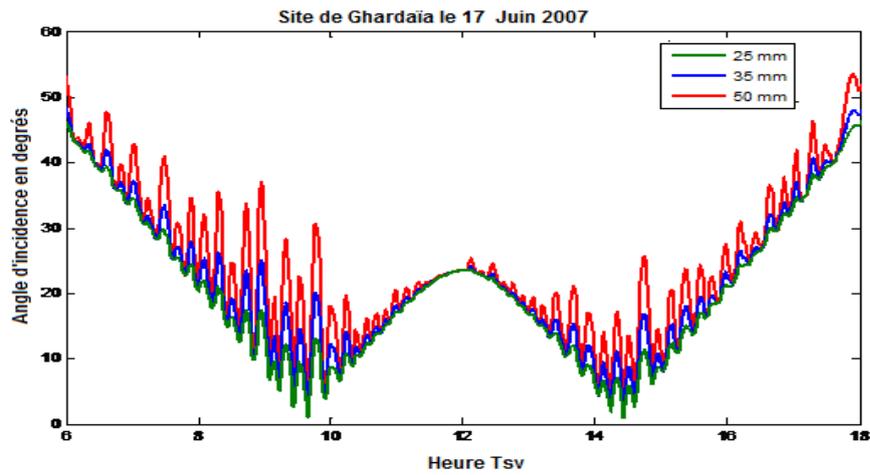


Fig.4.7.7 Effet du diamètre du piston du vérin sur l'évolution de l'angle d'incidence du rayonnement sur le collecteur

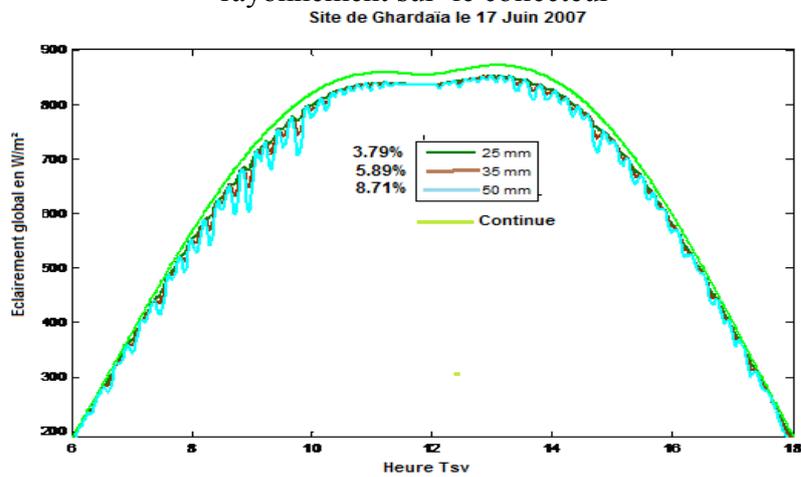


Fig.4.7.8 Effet du diamètre du piston du vérin sur l'éclairement solaire incident sur le collecteur

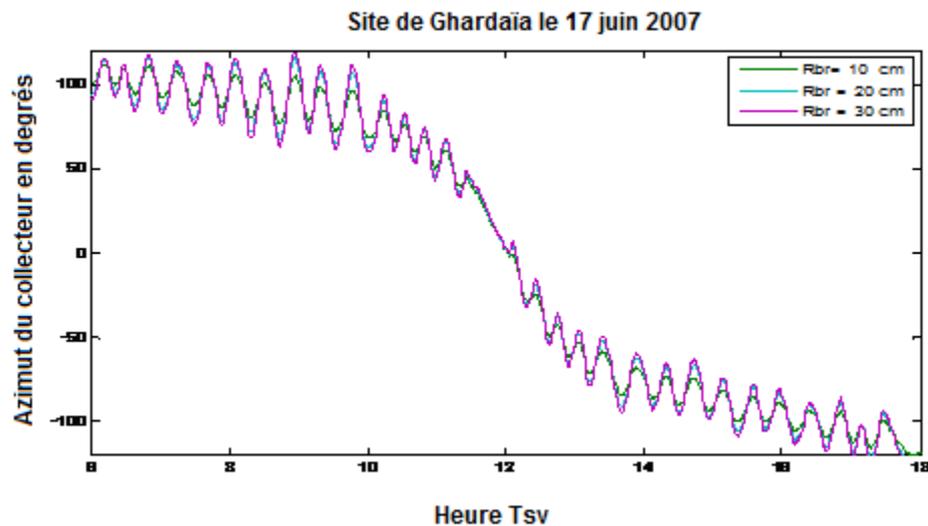


Fig. 4.7.9 Effet de la longueur du bras de levier sur l'évolution de l'azimut du collecteur

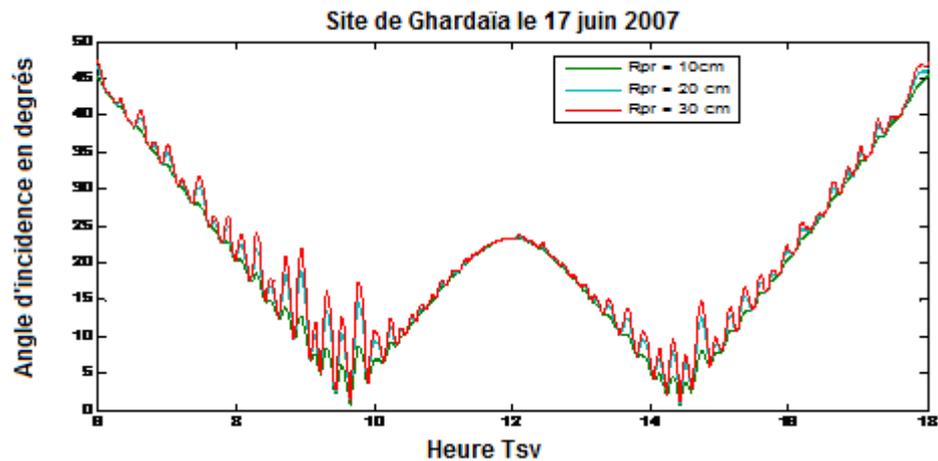


Fig. 4.7.10 Effet de la longueur du bras de levier sur l'évolution de l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur la surface du collecteur

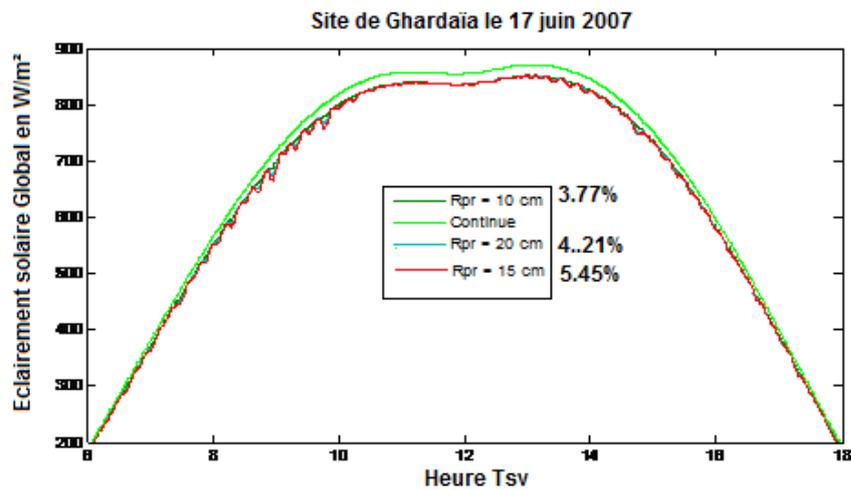


Fig.4.7.11 Effet de la longueur du bras levier sur l'éclairement solaire incident sur le collecteur

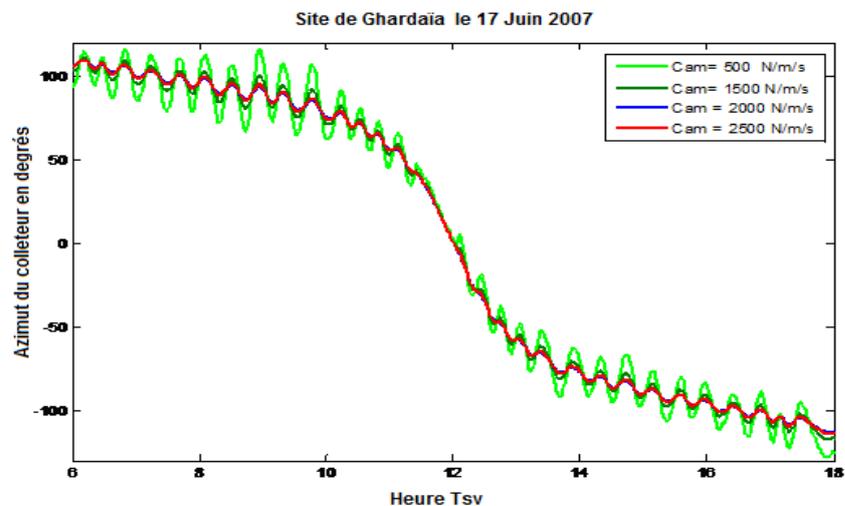


Fig. 4.7.12 Effet du coefficient d'amortissement sur l'évolution de l'azimut du collecteur

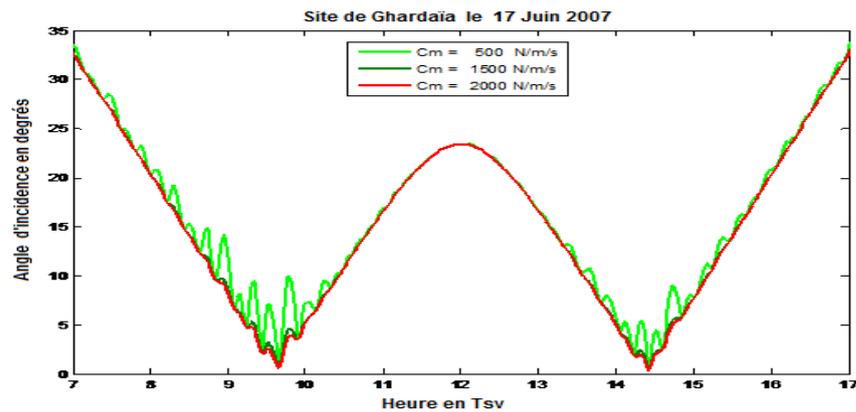


Fig.4.7.13 Effet du coefficient d'amortissement sur l'évolution de l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur la surface du collecteur

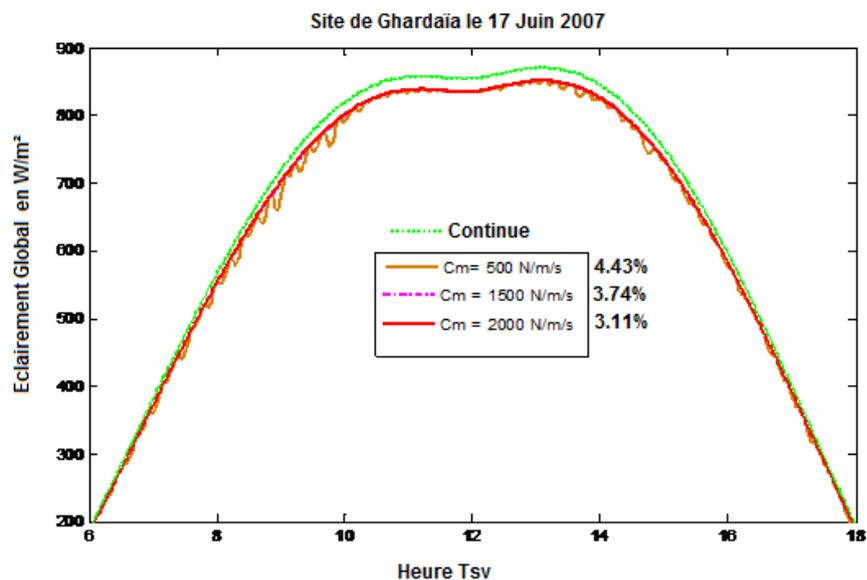


Fig. 4.7.14 Effet du coefficient d'amortissement sur l'éclairement solaire incident sur le collecteur

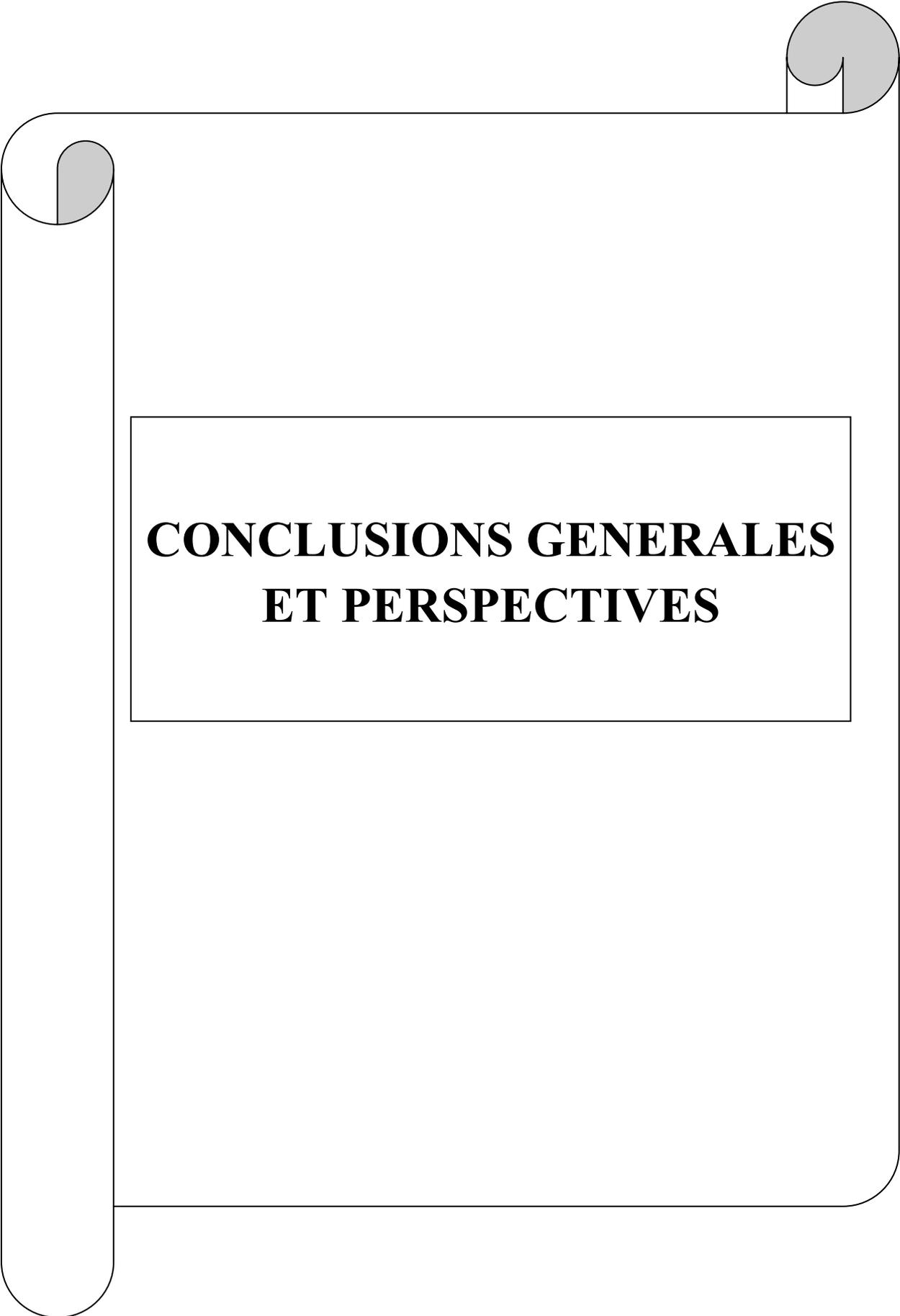
leurs inerties thermiques. Elles dépendent aussi des caractéristiques thermodynamiques du fluide utilisé ainsi que de la dépendance entre leurs caractéristiques en particulier celle liant l'évolution de la pression en fonction de la température et le volume spécifique. Cette dernière dépend principalement de l'état du fluide (gazeux, état sauré, phase liquide et phase gazeuse) et des caractéristiques du milieu dans lequel il est enfermé. Ainsi, le système que nous avons réalisés est constitué de deux tubes en cuivre peints en noir, couverts par deux enveloppes cylindriques et transparentes, chargés du fluide frigorigène R134a. Les essais de fonctionnement en régime statique sous divers charges du fluide a été fait sous des conditions réelles de fonctionnement, alors l'échauffement des tubes est assuré par l'effet de l'éclairement solaire. Ainsi les résultats obtenus ont montré que la réponse du système en matière de pression, dépend principalement du fluide utilisé et de sa charge considérée. Ainsi

les meilleures performances correspondent à une charge assurant un état diphasique du fluide dans le tube. Ce qui permet à ce dernier d'augmenter rapidement en pression et par conséquent augmenter la sensibilité de l'élément considéré. Critère que nous ne pouvons pas réaliser si on utilise l'air comme fluide moteur. Par ailleurs, en fonctionnement dynamique du système, la simulation a montré que ce dernier, autant que tout système de poursuite travaillant en mode sensible et en boucles ouverte, présente des fluctuations. L'amplitude de ces dernières sont liées aux forces de pressions dépendant quand à elles de l'éclairement solaire reçu, de l'ambiance environnante et des dimensions des différentes constituants du mécanisme. Parmi lesquels nous citons principalement le diamètre du piston du vérin utilisé et le bras de levier, de l'inertie mécanique du collecteur avec sa structure porteuse. En effet, pour minimiser l'amplitude de la fluctuation l'utilisation d'un mécanisme d'amortissement s'avère nécessaire ce qui permet d'éviter les déplacements de rotation rapide, de faciliter le retour du collecteur et minimiser les amplitudes de fluctuations.

Par ailleurs, pratiquement, lors de la mise en marche du système (voir Figure 4.8), nous avons rencontré plusieurs problèmes en particulier celle liées au flexibles que nous avons utilisé, reliant les deux éléments sensibles au vérin, qui présentant une section faible sections par conséquent des pertes de charges importantes (c'est ce que nous n'avions pas pris en considération dans l'étude du comportement théorique du système.



Fig. 4.8 Système de poursuite proposé

A decorative frame resembling a scroll, with a central rectangular box containing the title. The scrollwork is black with grey shaded areas at the top and bottom corners.

**CONCLUSIONS GENERALES
ET PERSPECTIVES**

5 CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Dans ce travail, des systèmes de conversion photovoltaïque et thermodynamique de l'énergie solaire qui utilisent des capteurs plans comme collecteurs ont été considérés et leurs performances ont été évaluées. A cet effet, plusieurs structures porteuses ont été retenues dont deux fixes et trois autres mobiles pouvant tourner autour d'un seul ou de deux axes permettant aux collecteurs de suivre les positions du soleil, de son lever à son coucher. Par ailleurs, élaborer cette étude, des données réellement mesurées selon divers pas de temps et divers états de ciel, ont été utilisées. Ce qui nous a permis d'étudier le comportement de ces systèmes sous des conditions réelles de leur fonctionnement et de mettre en évidence l'effet d'utilisation des mécanismes de poursuite sur leurs performances. Ceci nous a permis aussi d'établir une comparaison entre les performances des différents mécanismes de poursuite retenus par rapport aux systèmes traditionnels fixes et dont le gain d'énergie produite est utilisé comme indicateur de meilleures performances. Certainement, utiliser des systèmes de poursuite conduit à augmenter le coût de l'installation et d'entretien et par conséquent augmenter le prix du kWh de l'énergie thermique ou électrique produite en particulier dans notre pays, qui compte parmi ceux qui ne détiennent ni la technologie de leur fabrication ni les techniques de leur entretien. D'autant plus que pour leur fonctionnement, ils consomment une quantité d'énergie électrique qui sera soustraite à celle produite par le système et par conséquent, diminue les performances globales de ce dernier. Pour cette raison nous avons proposé un système de la poursuite autonome basé sur les principes thermodynamiques et fonctionnant en mode sensible. Ainsi les différentes parties de notre travail nous ont conduits à établir les conclusions énumérées comme suit :

- L'utilisation d'un mécanisme de poursuite pour entraîner un système de conversion de l'énergie solaire conduit à améliorer considérablement ses performances par rapport à un système traditionnel fixe;
- Si nous considérons l'effet de l'état du ciel, nous constatons que l'utilisation des systèmes de poursuite constitue une solution très intéressante pour les journées claires, dépendant de l'indice de clarté caractérisant l'état du ciel pour les journées partiellement claires, et devient non intéressante pour être appliqué durant une journée caractérisée par un état de ciel couvert ;

- D'autre part, si nous considérons l'effet de saison, nous constatons également que la quantité d'énergie électrique produite par les différents systèmes et le gain correspondant, suivent une variation saisonnière. Ils dépendent principalement de la disponibilité des différentes composantes du rayonnement solaire, en particulier de la composante directe normale, de la durée du jour et de la variation saisonnière des conditions météorologiques ;

Les performances des systèmes de conversions de l'énergie solaire dépendent aussi principalement du mécanisme de poursuite retenu pour leur entraînement, du choix de l'inclinaison optimale du panneau alors :

- ❖ Pour un état de ciel clair, le système photovoltaïque munit d'un système de poursuite solaire à deux axes conduit à de meilleurs résultats, dont le gain d'énergie électrique produit par rapport aux systèmes fixe dépasse les 20% et pouvant atteindre les 55% en période estivale. Ce qui est suivi par celui tournant autour d'un axe incliné si le même angle d'inclinaison optimum est retenu et par celui incliné selon l'inclinaison optimum saisonnière si le même axe de rotation est retenu. Les mécanismes de poursuite mono-axial permettent aux systèmes photovoltaïque d'acquérir un gain de production dépassant les 15% et pourra atteindre des valeurs dépassant les 40% ;
- ❖ Pour un état de ciel couvert, installer le collecteur dans une position horizontale permet au système d'acquérir les meilleures performances. Car, incliner le capteur conduit à réduire la valeur du facteur de forme entre la surface du collecteur et la voûte atmosphérique. Ce facteur est une expression géométrique, qui constitue un facteur multiplicatif permettant ainsi de projeter l'irradiation diffuse horizontale sur le plan incliné considéré. Ainsi utiliser un mécanisme de poursuite conduit à réduire la quantité d'énergie électrique produite par le système jusqu'à une valeur de 6% et 10% respectivement par rapport à celle produite par un système traditionnel fixe ou horizontal ;
- ❖ L'étude expérimentale que nous avons établi moyennant les deux systèmes que nous avons conçu et réalisé dont les mécanismes de poursuite à axe de rotation vertical et celui à axe de rotation incliné et commandé par PLC, nous a conduit à confirmer qu'effectivement, utilisé un système de poursuite pour entraîner un panneau photovoltaïque permet d'augmenter les performances du système PV comparativement à celles du même système, si ce dernier est installé selon une configuration traditionnelle ;

- ❖ Si toutes les conditions d'état de ciel sont considérées, les systèmes de poursuite présentent toujours de meilleures performances par rapport aux systèmes fixes présentent des gains annuels dépassant les 15% et 30% si respectivement les systèmes de poursuite mono et bi- axial sont considérés. Par contre, si les performances du système à deux axes sont comparés à ceux à un seul axe, les valeurs des gains annuels ne dépassent pas les 7% et atteindre pour certaines configurations des valeurs inférieures à 3%. Ce qui signifie pour ce cas que les systèmes de poursuite mono-axial peuvent être compétitifs par rapport à celui à deux axes ;
- ❖ L'étude de l'effet de la poursuite solaire selon la méthode φ - F -Chart a été utilisée, validé et par le biais de laquelle, les résultats ont montré aussi l'importance de l'utilisation des mécanismes de poursuite dans les applications photovoltaïques et ont confirmé les résultats obtenus pour le cas où une année de mesures réelles ont été considérées. Selon cette méthode, nous avons aussi mis en évidence l'effet des conditions climatiques ainsi que l'effet de la situation géographiques sur les performances des systèmes de poursuite ;
- ❖ L'impacte des systèmes de poursuite sur performances économiques et environnementales ont été mis en évidence moyennant le logiciel HOMER et à partir desquelles nous avons constaté que du côté économique, le système hybride PV-diesel combinés à un système de stockage présente les meilleures performances et apparait aussi que dans ce cas, l'utilisation d'un système de poursuite à deux axes conduit aussi le système à acquérir les meilleures performances suivis par ceux du systèmes mono-axial et pivotant autour d'un axe incliné et par celui tournant autour d'un axe vertical. Par contre, du côté environnemental, c'est le système photovoltaïque autonome qui présente la meilleure performance avec une émission zéro.

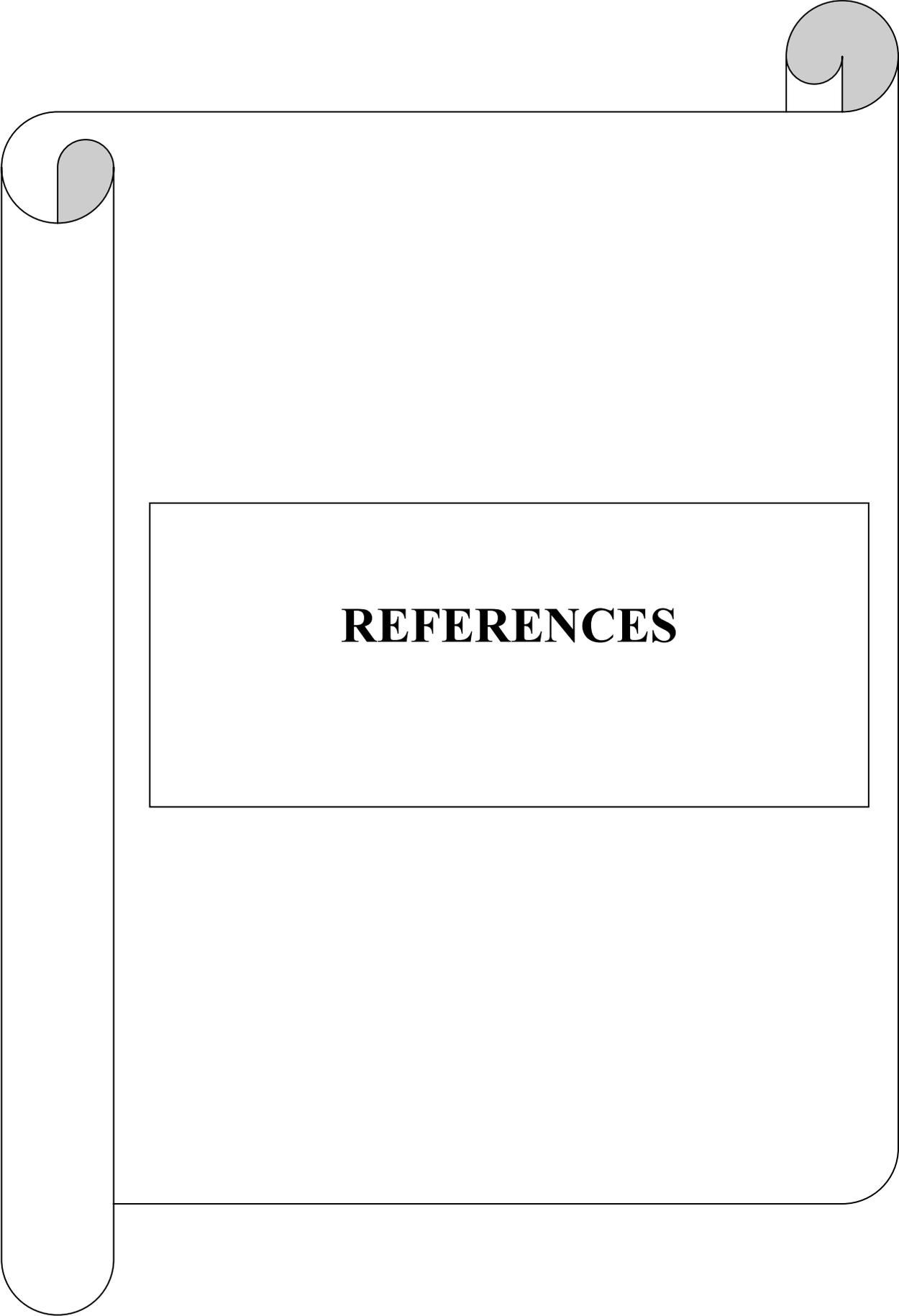
D'autre part, les résultats obtenus ont montré que pour augmenter les performances d'un système de conversion de l'énergie solaire, il suffit simplement de changer plusieurs fois par jour son orientation. En effet, changer cette dernière trois par jour, permet d'acquérir un gain d'énergie thermique utile produit par un système de chauffe eau solaire pouvant atteindre 25% par rapport à celle produite par un système fixe, alors que le même système, fonctionnant dans les mêmes conditions et suivant continuellement le soleil, permet d'obtenir un gain d'énergie thermique utile évalué à plus de 25% dans certaines conditions.

Vu le prix de revient du kWh thermique ou électrique produit respectivement par les systèmes photovoltaïques ou thermiques en particulier en rajoutant des systèmes de poursuite nous a conduit à proposer un mécanisme de poursuite qui ne nécessite ni de source d'énergie, ni de

systèmes de commande ou de contrôle. Le système proposé est très simple, pourra être fabriqué avec des moyens locaux et pourra être utilisé dans des petites applications à capteur plan. Les résultats obtenus montrent que ce système suit la trajectoire azimutale du soleil sauf qu'il présente une instabilité dont l'écart entre l'azimut du soleil et celui du système peut atteindre une valeur de 15 degrés, ce qui influe donc sur les performances du système.

A partir de ce travail, plusieurs perspectives théoriques et expérimentales peuvent être envisagées. Du point de vue théorique, l'étude du comportement des différents systèmes ainsi que la détermination de leurs performances ont été faites dans le cas de fonctionnement idéal. Alors, nous prévoyons compléter ce travail théorique par des études expérimentales qui permettent d'approfondir celle effectuées dans ce travail et mettre en évidence l'effet de quelques contraintes de fonctionnement des systèmes de poursuite qui peuvent affecter leurs performances. Parmi ces contraintes nous citons celles liées à l'angle d'ouverture, qui constitue une des principales caractéristiques du système de poursuite considéré. En effet, chaque mécanisme de poursuite solaire présente une limite d'ouverture qui, selon les techniques de sa fabrication et selon sa puissance, peut varier de 50 à 80 degrés. Ce qui conduit le système d'application à des pertes de collecte d'énergie solaire assez considérable par rapport à un système de poursuite idéal, en particulier au voisinage du lever et du coucher du soleil. Alors que lors de la réalisation du génie civil de la plate forme de l'installation conduit aussi aux erreurs d'alignement, donc une erreur de un à cinq degrés sur la verticalité de l'axe de rotation qui selon sa hauteur peut engendrer des erreurs sur l'angle d'incidence par rapport à celui d'un cas idéal. Ceci conduit aussi en réalité à des pertes d'énergie. L'effet de vent, qui à partir d'une certaine vitesse, ou de rafales conduit à un développement du phénomène de turbulence qui peut décaler le panneau solaire de son orientation escomptée et par conséquent affecter ses performances.

D'autre part dans le proche avenir, nous prévoyons achever la réalisation du système de poursuite proposé, mettre au point son fonctionnement et tester ses performances. Nous prévoyons aussi à concevoir et à réaliser deux systèmes de poursuite actifs commandés par des microcontrôleurs et dont l'un poursuit le soleil selon deux axes et l'autre selon un seul axe. Ce qui nous permettra d'une part à acquérir une expertise dans ce domaine et d'autre part à valider notre travail théorique

A decorative border resembling a scroll or ribbon surrounds the page content. It features rounded corners and a vertical strip on the left side. The word "REFERENCES" is centered within a rectangular frame in the middle of the page.

REFERENCES

- [1] L. Gladius. Optimum tilts of a solar collector". Sol and Wind Technology, 4 pp 407-410, 1987
- [2] Y.M. Chen, C.H. Lee, H.C. Wu. "Calculation of the optimum installation angle for fixed solar – cell panels based on genetic algorithm and the simulated annealing method". IEEE Transaction Energy Conversion. 2, pp: 779-783. 2005
- [3] G.R. Sara, F.A.W. Hamada. " Optimum tilt angle for a flat plate solar collector ". Energy Conversion and Management; 28, pp: 185-191. 1988
- [4] Sash so layman. "On the optimum tilt of solar absorber plates", Renewable Energy, 1, pp:551-4, 1991.
- [5] M.Iqbal. "Optimum collector slope for residential heating in adverse climates". Solar Energy, 22 (1), pp :77-9, 1979.
- [6] K.K.Gopinathan. " Solar irradiation on variously oriented sloping surfaces ". Solar Energy; 47 (3):173-9, 1991.
- [7] P. Kern, I. Harris. "On the optimum tilt of a solar Collector". Sol Energy; 17(2), pp:97-102, 1975
- [8] M.M. El Kassaby. "Monthly and daily optimum tilt angle for south facing solar collectors; Theoretical model, experimental and empirical correlations". Solar and Wind Technology; 5 (6), pp:589-596. 1988.
- [9] J.P. Chiou, M.M. El Nagggar. "Optimum slope for solar insulation on flat surface tilted toward the equator In heating season". Solar Energy; 36(5), pp:471-478; 1986
- [10] V.H. Morcos. "Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Assiut, Egypt". Renewable Energy; 4(3), pp:291-8. 1994
- [11] Li Z, Liu X, Tang T. "Optical performance of inclined South-North single-axis tracked solar panels". Energy 2010; 35:2511-16.
- [12] Z. Li, X.Liu, T. Tang T. "Optical performance of vertical single-axis tracked solar panels". Renewable Energy; article in press: 1-5. 2010
- [13] M. Kacira, M.Simsek, Y.Babur, S.Demirkol . "Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa. Turkey." Renewabl Energy; 29(8) pp:265-275, 2004.
- [14] T.P. Chang. " The gain of single – axis tracked panel according to extraterrestrial radiation". Applied Energy; 86 (7-8), pp:1074-9, 2009.
- [15] T.P. Chang. " Output energy of photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system". Applied Energy; 86(10) pp:2071-8. 2009.

REFERENCES

- [16] M.M. Abu-Khader, O.O. Badran, S. Abdallah. "Evaluating multi-axes sun tracking system at different modes of operation in Jordan". *Renewable sustainable Energy Review*, 12(3), pp:864-873, 2008.
- [17] S. Abdallah. "The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaic". *Energy Conversion & Management*,45(11-12), pp:1671-9, 2004.
- [18] C. Sungur. "Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panels in Turkey". *Renewable Energy*; 34(4), pp:1119-1125; 2009.
- [19] A. Al- Mohamad. "Efficiency improvement of photo-voltaic panels using a sun-tracking system". *Applied energy* 79(3), pp:345-354, 2004.
- [20] M.C. Peel, Finlayson B.L., McMahon. "Updated world map of the Koppen-Geiger climate classification". *Hydrology earth system science* , 11, pp:1633-1644, 2007.
- [21] D.R.Clark ,S.A Klein, W.A.Beckman. "A Method for estimating the performances of photovoltaic systems". *Solar Energy* 33, pp:551-561, 2004.
- [22] HOMER – "Getting Started Guide for HOMER Version 2.1. 2005", National Renewable Energy Laboratory, Operated for the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [23] Production d'électricité d'origine renouvelable, collection chiffre e statistique, copy right 2010 © Observert
- [24] http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/12e-inventaire-Chap_03_AfriqueNord.pdf
- [25] <http://www.mem-algeria.org/francais/index.php>
- [26] <http://www.mem-algeria.org/obser-er/inventaire/pdf/électricité en algerie.htm>
- [27] <http://www.solarfeedintariff.net/worldmap.html>
- [28] B.Baïri. *Les énergies renouvelables en Algérie, réalités et perspectives*. Coopération Algéro-italienne sur les énergies renouvelable. Milano, Mai 22-23, 2007.
- [29] G.Michael. Report on the solarPaces Start Mission to Algeria. IEA solarSpaces, Executive Secretary. September 14-18 2003
- [30] http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/sat_baro/barobilan/barobilan8.pdf
- [31] <http://www.fao.org>
- [32] <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-centraleA.htm>
- [33] http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_électrique_mixte_de_Hassi_R'Mel
- [34] <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-centraleA.htm>
- [35] <http://www.solarpaces.org/News/Projects/Algeria.htm>

- [36] sofiane mihoub. Commande d'héliostat réfléchissant le rayonnement solaire vers une cible fixe. Mémoire de Magister. Université d'Abou Bekr bel Kaid de Tlemcen, Faculté des Science. Département de Phisique, Décembre 2010.
- [37] <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-centraleB.htm>
- [38] <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-centraleC.htm>
- [39] <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-centraleE.htm>
- [40] S.Dernedde. Centrales thermiques solaires. Ciquième recontre tuniso-allemande sur les energies renouvelables. Tunis 3-6-2008.
- [41] www.eco-smart.com
- [42] F.Farenda, M.Galdoni, S.leva, M.Monaco, A.Timidei. Analysis of PV system with single -axis tracking energy production and performances. IEEE (11), 130:136, (2011).
- [43] www.PVressources.com
- [44] P.Singthong. The solar tracking system by using digital solar position sensor.American Journal of Engineering and science, 3 (4), 668:681, 2010.
- [45]X.Zhong, Z.Wu, Z.yu Intelligent solar tracking control implemented on an FPGA. Insitute of electronical engineering, Yuan university, 2007.
- [46] M.Haddadi. Elaboration d'un commande pour héliostat. Revue des Energies Renouvelable,ICPWE , 153 :157, 2003.
- [47] K.A. Akhmed dyarov, B.A. Bazarov, B.Ishankuliev, K.E. Karshenas, G.Schaimerdanguliev. Economic Efficiency of the FV 500 solar photovoltaic station with automatic tracking of the sun.Applied Journal Energy, 22, 44:47, (1986.
- [48] A.B. Maish. “ Performance of a self-aligning solar array tracking controller”. In Proceeding of the IEEE photovoltaic specialists conference, Kissimimee, FL, USA, May 21-25, 1990.
- [49] A.K. Agrawel. “Two axis tracking system for solar cocentraors. Renewable Energy,2,181:182, 1992.
- [50] D.G. Brown, K.W. Stone. High accuracy/low cost tracking system for solar concentrators using a neural network. In proceeding of the 28th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Atlanta, GA, USA, August 8-13, 1993.
- [51] S.A. Kalogirou. Design and construction of a one –axis sun tracking. Solar Energy; 57 (6); 465:469; 1996.
- [52] A.JN Khalifa, S.S. Al Mutawally. Effet of two axis tracking on the performance of compound parabolic concentrators. Energy Conversion and Management. 39 (10); 1073:1079, 1998.

- [53] H.A. Youcef. Design and implementation of a fuzzy logic computer – controlled sun tracking system. In proceedings of IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Bled Slovenia, July, 12-16, 1999.
- [54] J.A. Urbano, Y.Matsumoto, R.Asomoza, F.J. Aceves, A.Sotelo, A.Jacome. 5 Wp PV module-based stand – alone solar tracking system. In proceedings of the 3rd world conference of photovoltaic energy conversion, 3, 2463:2465, 12-16, May 2003.
- [55] W.Jian, M.Cao. Emulation sunflower. In proceeding of the International Symposium on Test and Measurement, Shezhen, China, Jun 1-5, 2003.
- [56] I. Luque-Herdia, C.Martin, M.T. Mananes, J.M. Auger, V.Bodin, J.Alonso, V.Diazr, G.Sala. A subdegree precision sun tracker for 1000X microprocessor modules. In proceeding of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, May 11-18, 2003.
- [57] P. Roth, A. Georgieg, H.Boudinov. Design and construction of a system for sun tracking system . Renewable Energy, 29, 393:402 , 2004.
- [58] M.Berenguel, F.R. Rubio, A.Valverde, P.J. Lara, M.R. Arahal, E.F.Camacho, M. Lopez. An artificial vision-based control system for automatic heliostat positioning offset correction in central receiver solar power plant. Solar Energy, 76, 563:57, 2004.
- [59] J.Rikze, Y. Chaiko . Solar tracking system:More efficient use of solar panel. World Academy of science, Engineering and Technology. Vol.41. 2008.
- [60] J.Damm . An active solar tracking system, Home Brew Magazine. Issue 17, june /july 1990.
- [61] K.Aiuchi, M.Nakamara, K.Yushida, Y. Katayama, K. Nakamura. Sun tracking photo-sensor for solar thermal concentrating system. In Proceeding of International Solar Energy Conference, Portland, OR., USA, July 11-14, 2004.
- [62] F.M. Al-Naima, N.A. Yghobien. Design and construction of a solar tracking system. Solar and Wind Technology. 7, 611:617, 1990.
- [63] W. Lorenz. Design guidelines for glazing with a seasonally dependent solar transmittance . Solar Energy, 63, 79:96, 1998.
- [64] M.Blanco-Muriel, D.C. Alarcon-Padilla, T.Lopez-Moraalla, M. Lara-coira. Computing the solar vector. Solar Energy, 70,5, 431 :441.
- [65] J.J. Michalsky. The astronomical almanac's algorithm for approximate solar position. Solar Energy, 40, 227:235, 1988.
- [66] S. Abdallah, S.Nijmeh. Two axis sun tracking system with PLC control. Energy Conversion and Management. 45, 1931-1939, 2004.

- [67] S. Abdallah. The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate PV. *Energy Conversion and Management* . 45, 1671-1679, 2004.
- [68] L.Samuel, O.Esther, L.Ben, M.Wagdi, K.George, O.Wilfried. Design of a low cost solar tracking photovoltaic PV module and wind turbine combination system. *American Society for Engineering Education*. 2006.
- [69] I.Redha, A.Andreas. Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*, 76, 577:589, 2004.
- [70] K.K.Chong, F.L. Siaw, C.W. Wong, G.S.Wong. Design and construction of non-imagine planar concentrator for concentrator photovoltaic system. *Renewable Energy* , 34, 1364:1370, 2009.
- [71] K.K.Chong, C.W. Wong. General formula for on-axis sun tracking system and its application in improving tracking accuracy of solar collector. *Solar Energy*, 83, 298:305, 2009.
- [72] B.J.Huang, F.S. Sun , Feasibility study of one axis three position tracking solar PV with a low concentration ratio reflector, *Energy Conversion and management*. 48 (2007) 1273-1280.
- [73] A. Al-Mohamad. Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a sun tracking system. *Applied Energy*, 79, 345:354, 2004.
- [74] T.P.Chang , 2009, "Performance study on east –west oriented single-axis tracked panel", *Energy* 34 pp. 1530-1538 .
- [75] J.Bione, O.C. Vilela, N.Fraidenraich. Comparison of PV Water pumping systems driven by fixed, tracking and V-through generators. *Solar Energy*, 76, 703:711, 2004.
- [76] T.Tomson. Discrete two-posinal tracking of solar collectors. *Renewable Energy*, 33, 400:405, 2008.
- [77] J.T. Agee, A.Aboc Apok, M.D.Lazzer. Solar tracker technologie : Market trends and field applications. *Advanced Material Research*. 18-19, 339:444, 2007.
- [78] B. Ai,H. Shen,Q. Ban, B.Ji, X. Liao.Calculation of the hourly and daily radiation incident on three step tracking planes. *Energy conversion and Management*, 44, 1999:2011, 2003.
- [79] I.M. Michaelides, S.A. Kalogiro, I. Chrysis, G. Roditis, A. Hadjiyianni, H.D. Kambezidis. Comparison of performance and cost effectiveness of solar water heaters at different collector tracking modes in Cyprus and Greece. *Energy Conversion and Management*, 40, 1287:1303, 1999.

- [80] E. Lorenzo, M. Perez, A. Ezpelita, J. Acedo. Design of tracking photovoltaic systems with a single vertical axis. *Progress in PV Research and Applications*. 10, 533:543, 2002.
- [81] J.Mumbo. Development of a photovoltaic powered forced circulation grain dryer for use in the tropics. *Renewable Energy* 6 (7) , 855:62, 1995.
- [82] Y.P. Pavel, H.J. Gonzalez, Y.V. Vorobiev. Optimization of the solar energy collection in tracking and no tracking PV solar system. In *Proceeding of the 1st international conference on electrical and electronics engineering*. ICEEE; 310-314, 2004.
- [83] N.H. Halwa, A.B.G. Bahgat, A.M.R.E. Shafee, E.T.E Shenawy. Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems. *Energy Sources*, 22, 22:24, 2000.
- [84] M.T.Olardiran. Mean global radiation captured by inclined collectors at various surface azimuth angles in Nigeria. *Applied Energy*, 52, 317:330, 1995.
- [85] S.Nann. Potential for tracking PV system and V-Throughs in moderate climates. *Solar Energy* 45,6, 385:393, 1990.
- [86] W.C.Dickinson. Annual available radiation for fixed and tracking collectors. *Solar Energy*, 21,249:251, 1978.
- [87] Solar Module Trackers by Zomeworks ltd. Oasis Montana Inc. *Renewable Energy Supply and Design*. <http://www.oasismontana.com>
- [88] M.J. Clifford, D. Eastwood. Design of a novel passive solar tracker. *Solar Energy*, 77, 269:280, 2004.
- [89] J.E. Braun, J.C. Mitchell, Solar geometry for fixed and tracking surfaces, *Solar Energy*. 31(1983) 439-444.
- [90] Duffi, W. Beckman, *Solar Engineering of thermal process*, second ed, Wiley,USA, 1991.
- [91] F. Kasten . A new table and approximate formula for relative optical mass. *Architecture . Meteorological Geophysics. Bioclimatology*. Ser B ,14, 206:223, 1980
- [92] P.J.Lunde . *Solar thermal engineering* . Willey, New York 1980.
- [93] R.Penndorf, Tables of the refractive index for standard air and Rayleigh scattering coefficient for the spectral region between 0.2 an 20 μm and their application to atmospheric optics. *Journal of Optical Society*, 47,2, 176:182, 1957.
- [94] M.Iqbal. *An introduction to solar radiation*. Academic Press. 1983.
- [95] A. Angstrom. On the atmospheric transmission of sun radiation and on dust. *Geografis Annal*, 2, 156:166 (1929).
- [96] M.P. Thakaekara. The solar constant and the solar spectrum measurement from a research aircraft at 38000 feet. NASA, Goddard Space Fligh Center, Repport X-322-68-304 (Greenbelt Maryland) August 1968 (Also avalaible as NASA TMX-63324).

REFERENCES

- [97] T. Sasamori, J. London, D.V. Hoyt. Radiation Budget of south hemisphere. American Meteorology Society .Boston, 13, 9:23, 1972.
- [98] R.E.Bird and R.L. Hulstrom. A simplified clear sky model for direct and diffuse insolation on horizontal surfaces. SERI/TR-642-761. Solar Energy Research Institute, Golden Colorado. 1981.
- [99] G.W. Paltridge and C.M.R Platt. Radiative Processes in meteorology and climatology. Elsevier, New York 1976.
- [100] S.Barbaros, G.Cannistraro, C.Ciaconia, A.Orioli. The ASHREA clear sky model. An evaluation in the Mediterranean zone.Solar and Wind Technology, 5 (1); 111:116, 1988
- [101] M.Koussa, M. Haddadi, A.Malek. Validation de quelques modèles de reconstitution des éclairagements dus au rayonnement solaire direct, diffus et global par ciel clair. Revue des Energies Renouvelable. Vol 9, 4 , 25-45, 2006.
- [102] M.R. Rietveld. A new method for estimating the regression coefficients in the formula relating solar radiation to sunshine. Agricultural and Meteorological . 1978; 19: 243-252.
- [103] J.Glover, J.S. McCulloch. The empirical relation between solar radiation and hours of sunshine. Journal of Roy. Me, Soc.1958; 84: 172-175.
- [104] E. Hay. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. Solar Energy 1979; 23: 301-307.
- [105] S. J .Reddy. An empirical method for the estimation of total solar radiation. Solar Energy 1971; 13: 289-294.
- [106] A.A.M. Sayigh. Solar energy engineering. Academic Press, INC (London) LTD 1977.
- [107] R.K. Swartman, O. Ogunlade. Solar radiation estimates from common parameters, Solar Energy 1967; 11:170-172.
- [108] H.P. Garg, S.N Garg. Prediction of global solar radiation from bright sunshine hours and other meteorological data, Energy Conversion and management 1983; 23: 113-118.
- [109] M. Hussain. Estimation of global and diffuse irradiation from sunshine duration and atmospheric water vapor content. Solar Energy 1984; 33: 217-220.
- [110] A.S. Sambo. Empirical models for the correlation of global solar radiation with meteorological data for northern Nigeria. Solar and Wind Technology 1986; 3: 89-93.
- [111] Iqbal M. Correlation of average diffuse and beam radiation with hours bright sunshine. Solar Energy 1979; 23: 169- 173.
- [112] Benjamin Liu BYH, Richard, Jordan RC. The interrelationship and characteristic distribution of, direct, diffuse and total solar radiation. Solar Energy 1960; 4: 1-19.

REFERENCES

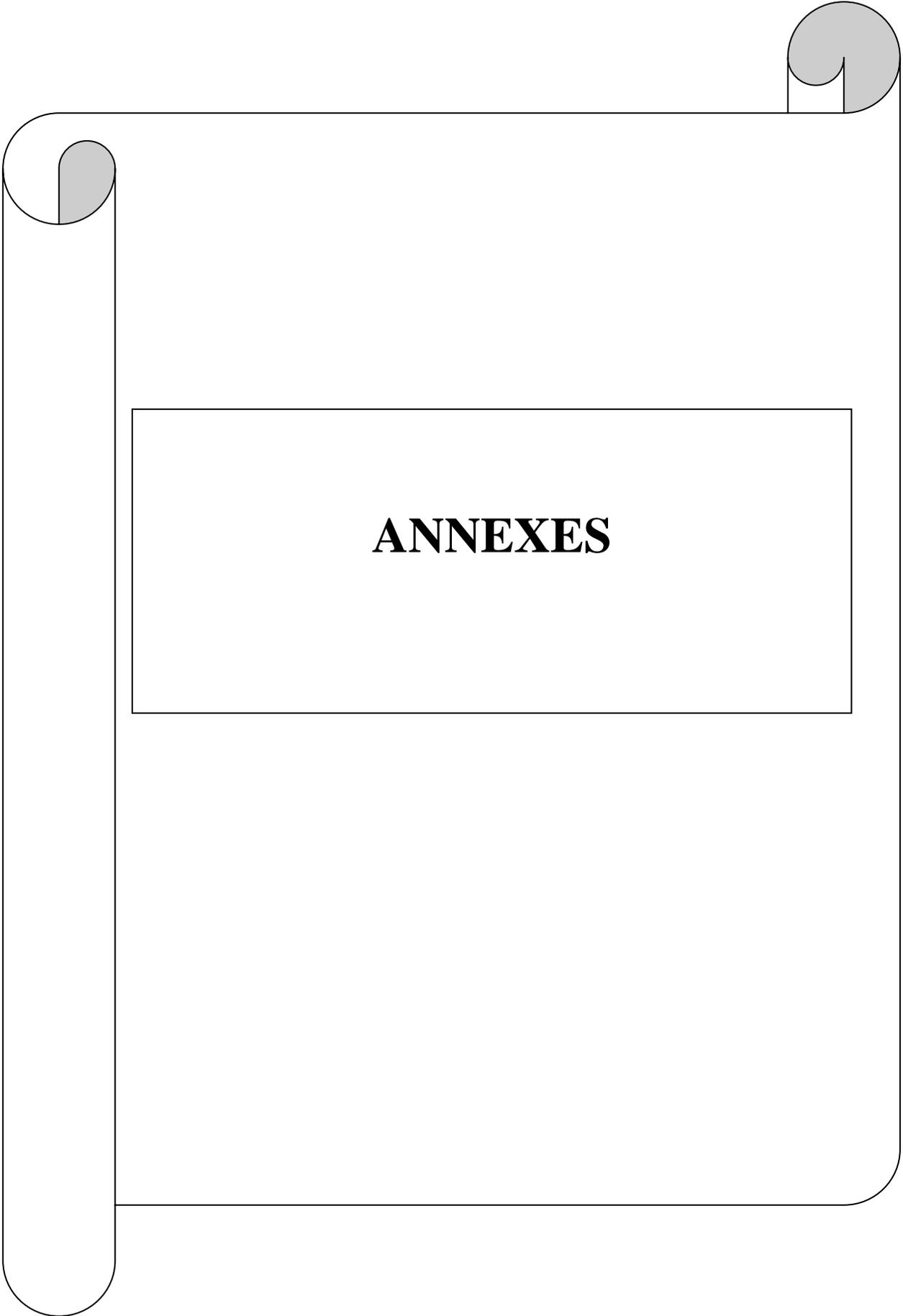
- [113] Page JK. The estimation of monthly mean values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from Sunshine records for latitudes 40°N-40°S. Proceeding .U.N. Conf. of New Source of Energy 1961; paper No- S98, Vol 4: 378-390.
- [114] Manuel Collares-Pereira and Ari Rabl. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. Solar Energy 1979; 22: 155-164.
- [115] Erbs DG, Klein SA, Duffie JA. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. Solar Energy 1982; 28:293- 302.
- [116] Iqbal, M. A Study of canadian diffuse and total solar radiation data, I. monthly average daily horizontal radiation. Solar Energy 1979; 22: 81-86.
- [117] M.Koussa , A.Malek and M.Haddadi, “Statistical comparison of monthly mean hourly and daily diffuse and global solar irradiation models and a Simulink program developpement for various Algerian climates. Energy Conversion and Management.50, pp: 1227-1235, 2009.
- [118]M.Koussa ,M.Haddadi, A.Malek. « Reconstitution des irradiations globale, et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque » . Revue des énergies renouvelables, vol 10(1), pp.75-92, 2007.
- [119] V. Bahel, R Srinivsan, H. Bakhsh. Statistical comparison of correlations for estimating of global horizontal solar radiation .Energy 1987; 12: 1309-1316.
- [120] K .Svozil, N. Neufeld, A. Zeroual , M.Ankrim. The diffuse - global correlation: Its application to estimating solar radiation on tilted surface in Marrakech, Morocco. Renewable Energy 1996; 7: 1-13.
- [121] Ma.CCY, M.Iqbal. Statistical comparison of solar radiation correlations, Monthly average global and diffuse radiation on horizontal surfaces. Solar Energy 1984; 33:143-148.
- [122] R.J. Stone. Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models. Solar Energy 1993; 50: 247-258.
- [123] P.C. Jain. “Estimation of monthly average hourly global and diffuse radiation”. Solar and Wind Technology ;5, pp:7-14. 1984.
- [124] M.Koussa, M.Haddadi et A Malek. Proposition d'une Méthodologie de Reconstitution des Moyennes Mensuelles par Heure des Irradiations Diffuse et Globale en Fonction des Moyennes Mensuelles par Jour de Quelques Paramètres Météorologiques. Revue internationale d'héliotechnique, Energie - Environnement - n° 36 (2007) 63-74.
- [125] B.Y.H Liu, R.C. Jordan. The long term Average perfotmance of flat plate collectors. Solar Energy, 7, 53, 1963.
- [126] Klucher TM. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. Solar energy

- 1979 ; 23:111-114.
- [127] Temp RC, Coulson Kl. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy* 1977 ; 19(2):179-184.
- [128] Baltas P, Tortoreli M, Russell PE. Evaluation of power output for fixed and step tracking photovoltaic Arrays. *Solar Energy*. 1986;37(2):147-163.
- [129] Perez R, Stewart R, Arbogast C, Seals R, Scott J. An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping Surfaces: description, performance, validation, site dependency evaluation.. *Solar Energy* 1986;36(6):481-497.
- [130] Singer S, Rozenshtein B, Surazi S. Characterization of PV Array output using a small number of measured parameters. *Solar Energy* 1984;32(5):603-607.
- [131] Chan DSH, Philips JR, Phang JCH. A comparative study of extraction method for solar cell model. *Solid- State Electron*1986;29:329-337.
- [132] Appelbaum J. Starting and steady-state characteristics of DC motors powered by solar cell generators. *IEEE Transaction on Energy Conversion* 1986 11(4):635-642.
- [133] Akbaba M, Alattawi MAA. A new model for I-V characteristics of solar cell generators and it's applications. *Solar Energy Material Solar Cells* 1995;37:123-132.
- [134] Townsend TU. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems. MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [135] Eckstein JH. Detailed modeling of photovoltaic components. MS thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1990.
- [136] D.P. Hohm, M.E. Ropp , "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithm". *Progress in Photovoltaic*, vol 11, p.47-62, January 2003.
- [137] J. Sun , H. Grotstollen, "Averaged modelling of switching power converters Reformulations and theoretical basics ". *IEEE PESC '92*, pp. 1166-1172, 1992.
- [138] M.Lavabre. *Electronique de Puissance Conversion de l'Energie*. Edition Casteille, 1998 .
- [139] BP Solar. 80 Watt photovoltaic module BP 380. www.bpsolar.com.au
- [140] Elminir HK, Ghitas AE, El-Hussainy F, Hamid R, Beheary MM, Abdel-Moneim KM. Optimum solar flat-plate collector slope: Case study of Helwan, Egypt. *Energy Conversion and Management* 2006;47:624-637.
- [141] Gunerhan H, Hepbasli A. Determination of the optimum tilt angle of solar collector for building applications. *Build environ* 2007; 42:779-783.
- [142] Neville RC. Solar energy collector orientation and tracking mode. *Sol Energy* 1978 ; 20(1):7-11.

REFERENCES

- [143] Kelly NA, Gibson TL. Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system. *Sol Energy* 2009; 83(11):2092-2102.
- [144] A.Whillier. Solar Energy collection and its utilization for house heating. PHD thesis,MIT, Cambridge, MA (1953)
- [145] R.Cole. long term average performance predictions for compound parabolic concentrator solar collectors. Proceeding in ISES Meeting, Orlando, Florida, USA, june 1977.
- [146] S. J. Heberl, P.E. Soolycon Cho. Literature review of uncertainty of analysis methods, PV Fchart Method. Energy Systems Laboratory. Texas Engineering Experiment Station. Texas A&M University system. October 2004.
- [147] Australia's Arid Lands. 2005 29th, Nov 2005 [cited 2009 5th, Nov]; Disponible sur: <http://www.cazr.csiro.au/contacts.htm>.
- [148] B. Hare, "Guide to the Kyoto Protocol", G. International, Editor. Climate Policy Director: Amsterdam, (1998).
- [149] Y. Lang, "Acid Rain". (2009) [cited 2009 Dec, 8]; Disponible sur : http://en.wikipedia.org/wiki/Acid_rain.
- [150] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi et M. Belhamel, " Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria", published in *Applied Energy*, published in [Volume 86, Issues 7-8](#), July-August 2009, Pages 1024-1030.
- [151] A.N. Celik, "Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods". *Energ Convers Manage*, Vol.44, N°12, pp.1951-1968, 2003.
- [152] Solar Module Price Highlights: October 2009.(2009) [cited 2009 28th October]; Available from: <http://www.solarbuzz.com>.
- [153] <http://meteonorm.com/download/software/>
- [154] J. Camerlynck, "Modelling of renewable energy system in the Maldives",Utrecht University: Netherlands,2004.
- [155] J.Bernard. Energie solaire, calcul et optimization. Ellipse Edition Merkenig SA 2004.
- [156] K.J.T. Hollands , T.E. Unny, G.D. Raithby, L.Konicek. Free convection heat transfer a cross inclined air leyers.Transaction, ASME Journal of Heat and Mass Transfert, 98,189 (1976).
- [157] S.Kakaç, S.R.M. Shah, W. Aung. Handbook of single-phase convection heat transfer . Wiley –interscien. Heat trafert , a basic approach edition Mac craw hill, 1985.
- [158] E.M. Seider C.E.Tate. Heat transfer and pressure drop of liquids in tubes. Indian
- [159] F.Kreith et .Kreider. Principles of solar engineering. Mc Craw Hill, 1978.
- [160] S.A.Klein. Calculation of flat plate collector utilizability. *Solar Energy*, 21,393, 1978.

- [161] S.A.Klein, W.A. Beckman. A generalized design method for closed – loop solar energy systems. *Solar Energy*, 22, 269 1979.
- [162] B.Y.H., R.C.Jordan. A rational procedure for predicting the long term average performance of flat plate solar energy collectors. *Solar Energy*, 7 53, 1963.
- [163] M.F.Ferradji, D.Nibou. Etude du système d’appoint pour les installations de chauffage d’eau sanitaire. Mémoire de fin d’étude, Institut de Génie Mécanique, Département d’Energétique . Université de Blida. Janvier 2000.
- [164] RETSCREEN INTERNATIONAL. [www.rerscreen .net](http://www.rerscreen.net).
- [165] Installations solaires collectives, SimSol 2.0. <http://www.CSTB.org>
- [166] T.A.Stuetzele. Automatic control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Through Plan. Thesis of Master of Science 2002.
- [167] S.C. Mullik, S.K. Nanda. Heat loss for linear solar Concentrator. *Applied Energy*, 11, 1:13 (1982).
- [168] J.C.Chen. Correlation for boiling heat transfer to saturated liquids in convective flow. In *Indian Engineering Chemistry Process Development*; 5:322:329 1966.
- [169] G. Orian, M.Jelinek, A.Levy. Flow boiling of binary solution in horizontal tube. *Energy*, 35; 35:44, 2010.
- [170] E.U. Küçüksille, R. Selbas, A. Sencan. Data minimum technique for thermophysical properties of refrigerants. *Energy Conversion and Management*. 50, 399:412, 2009.
- [171] O.Badr, P.W. O’ Callaghan, S.D. Probert. Thermodynamic and thermophysical properties of organic working fluids for Rankine –cycle engines. *Applied Energy*, 19, 1-40, (1985).
- [172] DuPond. Thermodynamic properties. Technical information T-134a-SI. 1:27. 2008.
- [173] Christophe Coquelet. Etude des fluids frigorigène. Mesure et Modélisations. Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris. 24 octobre 2003.
- [174] P.Guillemet, O.Lottin. Modélisation des équilibres Liquide –Vapeur, Application aux mélanges d’huile et de fluide frigorigènes HFC. *International Journal of Refrigeration*. 27, 102 :110, 2004.
- [175] R.Bernard, G.Menguey, M.Shwartz. Le Rayonnement solaire. Conversion Thermique et Applications. *Technique & Documentation Lavoisier* 2ieme édition 1980.
- [176] S.A. Hakem. Etude stochastique des performances journalières d’un chauffe eau solaire. Memoire de Magister. Faculté de Génie Mécanique et Génie des Procédés. Département de thermo énergétique. Université des Sciences et de la technologie Houari Boumediene 2009.



Annexe A Mouvement apparent du soleil

A. Mouvement apparent du soleil :

En vertu de la loi de Kepler, le centre de gravité de la terre décrit une trajectoire elliptique ayant le soleil comme foyer, dans un plan appelé plan de l'écliptique. Par ailleurs, la terre tourne autour d l'axe des pôles, et le plan équatorial qui lui est perpendiculaire est incliné de 23 degrés 27 minutes par rapport au plan de l'écliptique.

A.1 La sphère céleste:

On appelle sphère céleste, une sphère imaginaire, de rayon arbitraire et de centre un point O quelconque de l'espace, qui porte à sa surface les positions M du soleil telles qu'on les voit à un instant donné à partir du centre considéré.

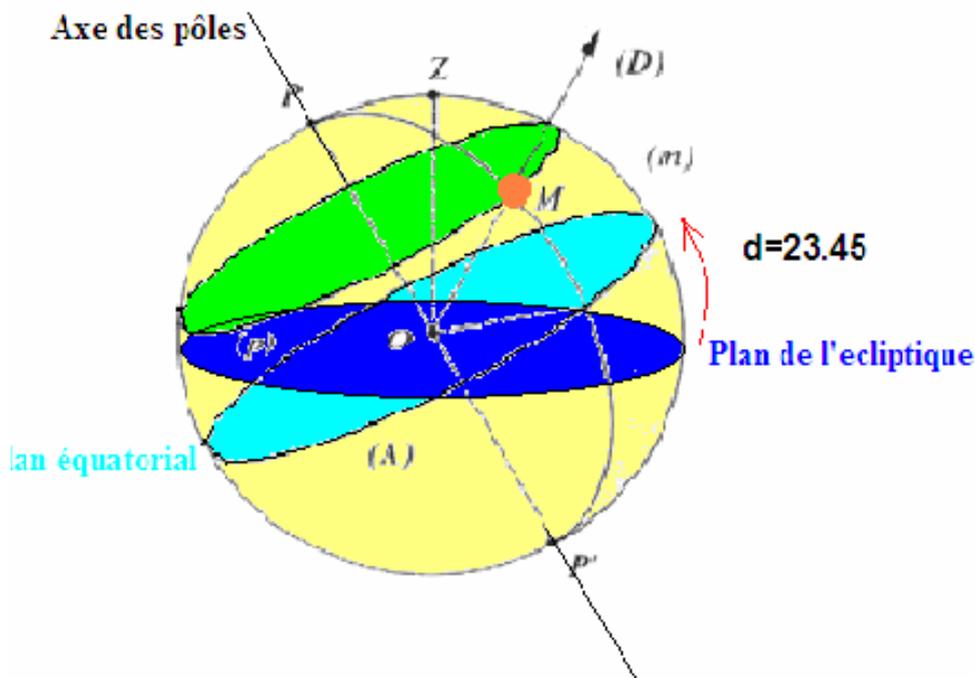


Figure A.1 : La sphère céleste

A.2 Repérage d'un point à la surface de la terre :

Un lieu donné du globe terrestre est parfaitement défini par la connaissance de sa latitude φ et de sa longitude λ .

A.2.1 La latitude φ :

La latitude d'un point est l'angle (voir Figure A.2) formé par le plan de l'équateur et le plan passant par le centre de la terre et le point considéré. La latitude est généralement exprimée en degrés et minutes.

A.2.1 Longitude d'un lieu λ :

La longitude d'un lieu est l'angle λ formé par le plan du méridien du lieu et le plan de

ANNEXES

référence (GREENWICH). La longitude est exprimée en degrés et minutes.

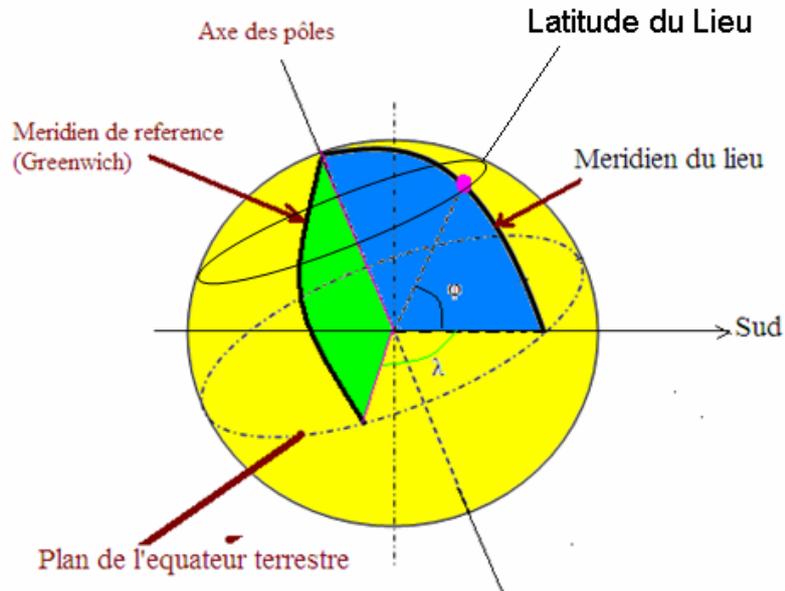
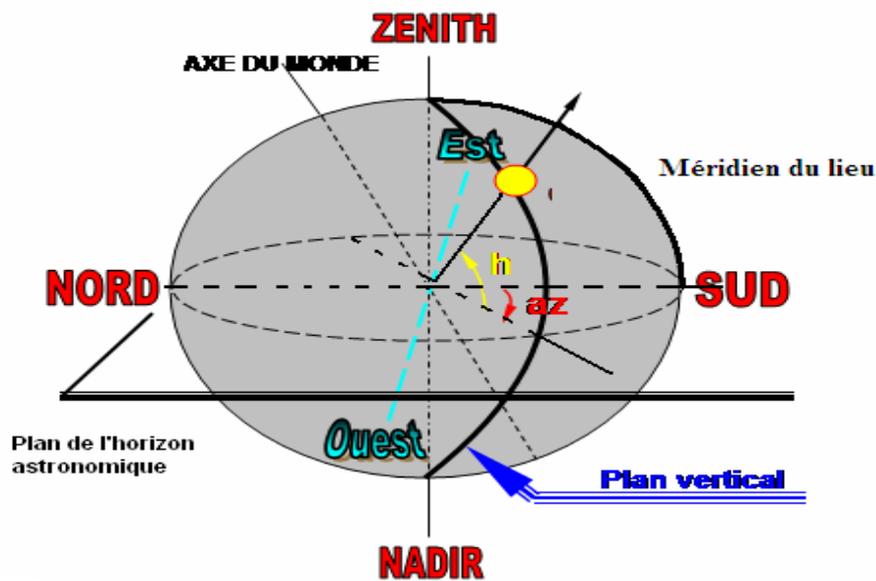


Fig.A.2 Coordonnées géographiques

A1.3 Repérage du soleil par rapport à un point de la surface de la terre

Le repère le plus usuelle pour décrire la trajectoire du soleil par rapport un observateur situé sur la surface de la terre est le repère horizontal (voir Figure A.3). Ce dernier est basé sur le plan de l'horizon astronomique et ces coordonnées qui lui correspondent sont la hauteur du soleil h et l'azimut Az du soleil.



(a)

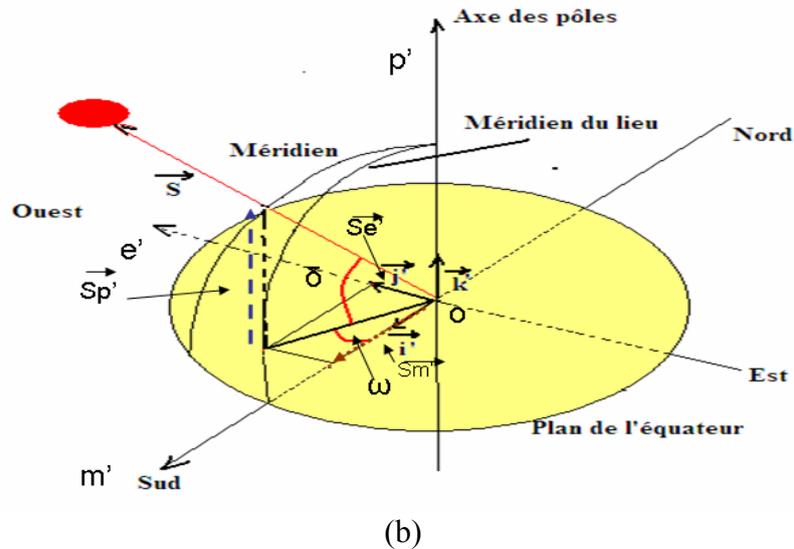


Figure A.3 : Repère horizontal.

A.3.1 Hauteur du soleil h :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et la projection de cette direction sur le plan horizontal.

Quelques valeurs remarquables :

Au lever et au coucher la valeur de la hauteur du soleil est nulle, alors que sa valeur maximale h_{max} est atteinte pour un jour donné à midi en tsv (voir définition tsv ultérieurement).

A.3.2 Azimut du soleil Az :

C'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan de l'horizon et la direction pleine Sud.

Quelques valeurs remarquables :

Pour un jour n_j quelconque de l'année, la valeur de l'azimut du soleil $A_z = 0$ à midi tsv , par contre au lever et au coucher du soleil, la valeur maximale est atteinte.

A.4 Repère équatorial :

Ce système est basé sur la direction de l'axe du monde et sur le plan de l'équateur terrestre qui lui est perpendiculaire. Les coordonnées qui lui correspondent sont la déclinaison δ et l'angle horaire ω (voir Figure A.4).

A.4.1 La déclinaison δ :

C'est l'angle formé par le plan de l'équateur céleste et la direction du soleil. Sa valeur peut être calculée à partir de plusieurs relations dont :

- ✓ Relation de Copper (d'après [90])

ANNEXES

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + nj)\right) \quad (\text{A.1})$$

nj étant le numéro du jour dans l'année, δ est donnée en degrés.

✓ Relation de B. Bourges [175]

$$\delta = 0.3723 + 23.2565 \sin(\omega_a t_o) + 0.1149 \sin(2\omega_a t_o) - 0.1712 \sin(\omega_a t_o) - 0.7580 \cos(\omega_a t_o) + 0.36956 \cos(2\omega_a t_o) + 0.0201 \cos(3\omega_a t_o) \quad (\text{A.2.a})$$

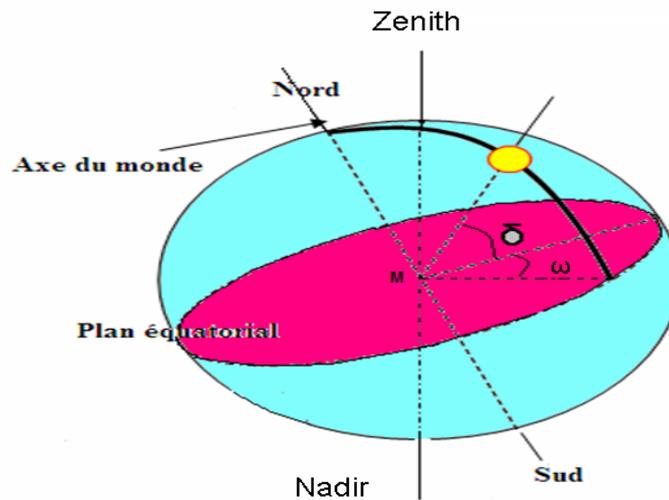


Fig. A.4 : Repère équatorial

Où

$$\omega_a = \frac{360}{365.2422} \quad t_o = 78.801 + 0.2422(\text{année} - 1969) - \text{int}(0.25(\text{année} - 1969)) \quad (\text{A.2.a})$$

Int caractérise la partie entière de la valeur considérée

A partir de ces deux relations nous constatons que la déclinaison ne dépend que du numéro du jour nj de l'année.

Quelques valeurs remarquables de δ :

- Solstice d'été (21 juin) $\delta = 23.45$ degrés ;
- Solstice d'hiver (21 décembre) $\delta = -23.45$ degrés ;
- Equinoxes (21 mars et 21 septembre) $\delta = 0$.

A.4.2 Angle horaire ω :

C'est l'angle formé par le plan du méridien du lieu et le cercle horaire (cercle horaire contenant la direction de l'axe du monde et passant par le centre du soleil M). L'angle ω est lié au temps solaire vrai (défini ci-après) par la relation suivante :

$$\omega = 15(t_{sv} - 12) \quad (\text{A.3})$$

ANNEXES

ω est exprimé en degrés, compté positivement vers l'Est et négativement vers l'Ouest et il s'annule à 12 heures tsv.

A.5 Relation entre les deux repères horizontal et équatorial :

Le but de ce paragraphe est de développer le calcul menant aux relations classiques utilisées pour le calcul de la hauteur du soleil h et de son azimut A_z . Le vecteur de direction \vec{S} dans le repère horizontal s'écrit:

$$\vec{S} = S_z \vec{i} + S_e \vec{j} + S_n \vec{k} \quad (\text{A.4})$$

Où les composantes S_z , S_e et S_n s'écrivent :

$$\begin{aligned} S_z &= \sin(h) \\ S_e &= \cos(h) \sin(A_z) \\ S_n &= \cos(h) \cos(A_z) \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Par ailleurs, ce même vecteur directionnel s'écrit dans le repère équatorial (voir Figure A.5) :

$$\vec{S} = S_m \vec{i} + S_e \vec{j} + S_p \vec{k} \quad (\text{A.6})$$

Où les composantes S_m , S_e et S_p s'écrivent :

$$\begin{aligned} S_m &= \cos(\delta) \cos(\omega) \\ S_e &= \cos(\delta) \sin(\omega) \\ S_p &= \sin(\delta) \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Afin de déterminer la matrice de passage de l'un des systèmes par rapport à un autre, il suffit de faire une rotation autour de l'axe ee' . Ceci permet d'écrire la base (i, j, k) du repère équatorial en fonction de la base $(\vec{i}, \vec{j}, \vec{k})$ du repère horizontal (voir Figure A.5).

Ainsi en écrivant les coordonnées des vecteurs unitaires du repère équatorial sur la base du repère horizontal on obtient les relations suivantes :

$$\begin{aligned} \vec{i} \cdot \vec{i} &= \cos(\varphi) & \vec{j} \cdot \vec{i} &= 0 & \vec{k} \cdot \vec{i} &= \sin(\varphi) \\ \vec{j} \cdot \vec{i} &= 0 & \vec{j} \cdot \vec{j} &= 1 & \vec{j} \cdot \vec{k} &= 0 \\ \vec{k} \cdot \vec{i} &= \sin(\varphi) & \vec{k} \cdot \vec{j} &= 0 & \vec{k} \cdot \vec{k} &= -\cos(\varphi) \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

Donc, on peut écrire:

$$\begin{aligned} \vec{i} &= \cos(\varphi) \vec{i} + 0 \cdot \vec{j} + \sin(\varphi) \vec{k} \\ \vec{j} &= 0 \vec{i} + 1 \vec{j} + 0 \vec{k} \\ \vec{k} &= \sin(\varphi) \vec{i} + 0 \vec{j} - \cos(\varphi) \vec{k} \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

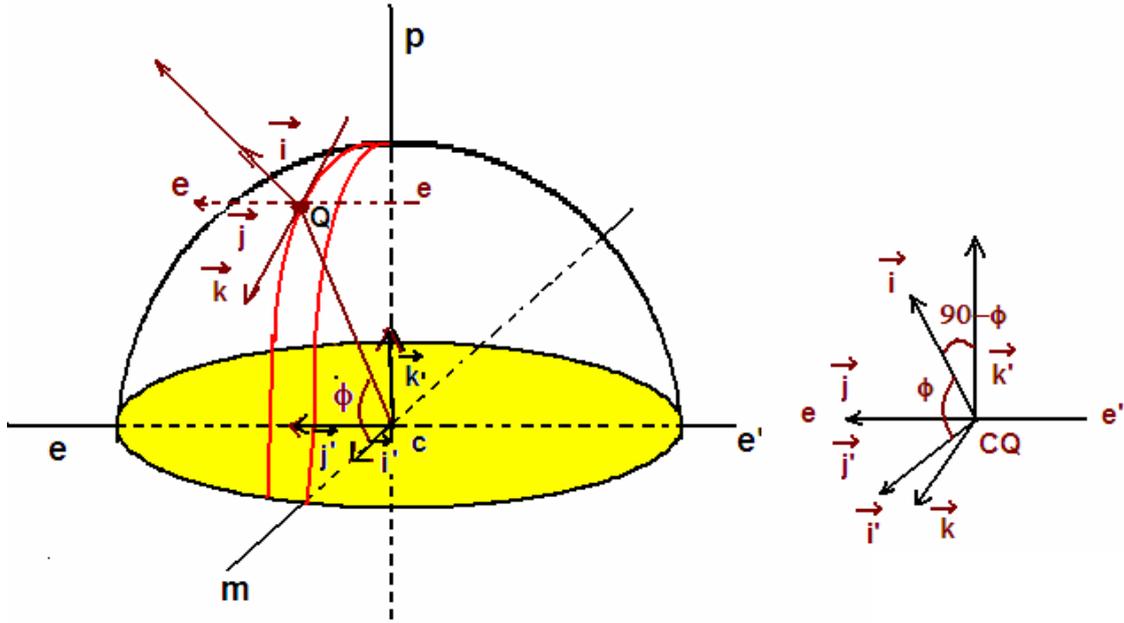


Fig. A.5: Relation entre les repères horizontal et équatorial.

Ce qui peut être écrit en notation matricielle sous la forme suivante:

$$M_p = \begin{bmatrix} \cos(\varphi) & 0 & \sin(\varphi) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(\varphi) & 0 & -\cos(\varphi) \end{bmatrix} \quad (\text{A.1.10})$$

Pour passer du repère équatorial au repère horizontal ; il suffit donc de multiplier le vecteur directionnel du soleil \vec{S} (repère équatorial) par la matrice de passage M_p , ce qui se traduit par :

$$\vec{S} = M_p \cdot \vec{S} \quad (\text{A.11})$$

Ou encore :

$$\begin{bmatrix} S_z \\ S_e \\ S_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\varphi) & 0 & \sin(\varphi) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(\varphi) & 0 & -\cos(\varphi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_m \\ S_e \\ S_p \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$

En développant ce produit et en remplaçant S_z , S_e , S_n , S_m , S_e et S_p par leurs expressions données par (A.5) et (A.7) nous obtenons alors :

$$\begin{aligned} \sin(h) &= \sin(\varphi)\sin(\delta) + \cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) & (\text{a}) \\ \cos(h)\sin(A_z) &= -\cos(\delta)\sin(\omega) & (\text{b}) \\ \cos(h)\cos(A_z) &= -\sin(\delta)\cos(\varphi) + \cos(\delta)\sin(\varphi)\cos(\omega) & (\text{c}) \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

Dans certaines applications, la valeur de la hauteur du soleil est remplacée par celle de l'angle qu'il lui est complémentaire appelé distance zénithale définie comme suite :

ANNEXES

$$\theta_z = 90 - h \quad (\text{A.14})$$

A.6 Conséquences:

A.6.1 La hauteur du soleil

A partir de la relation (A.13.a), apparaît que la hauteur du soleil dépend des deux coordonnées équatoriales dont la déclinaison et l'angle horaire ainsi que la latitude du lieu considéré. Nous donnons respectivement sur les Figures A.6 et A.7 l'évolution de la hauteur du soleil durant les équinoxes et le solstice d'été calculés pour quatre sites situés selon les différentes latitudes du territoire national.

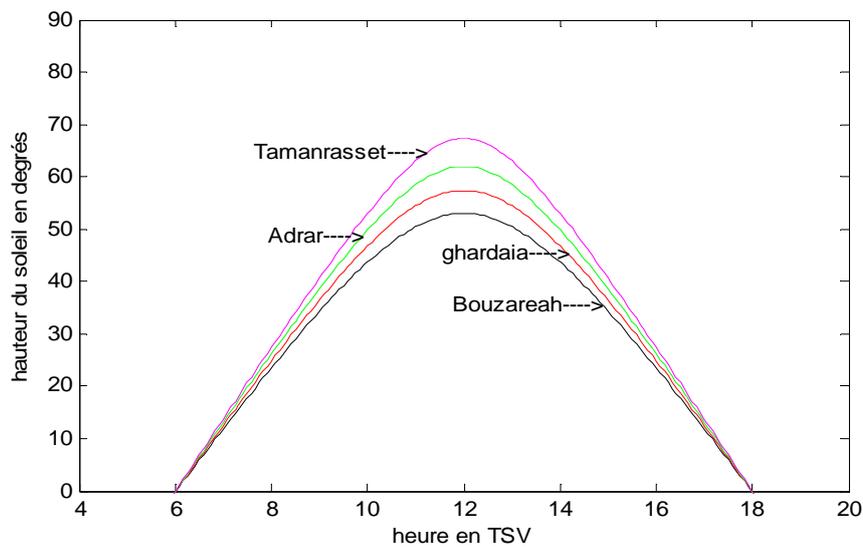


Figure A.6. Evolution de la hauteur du soleil en fonction de la latitude (équinoxe printemps)

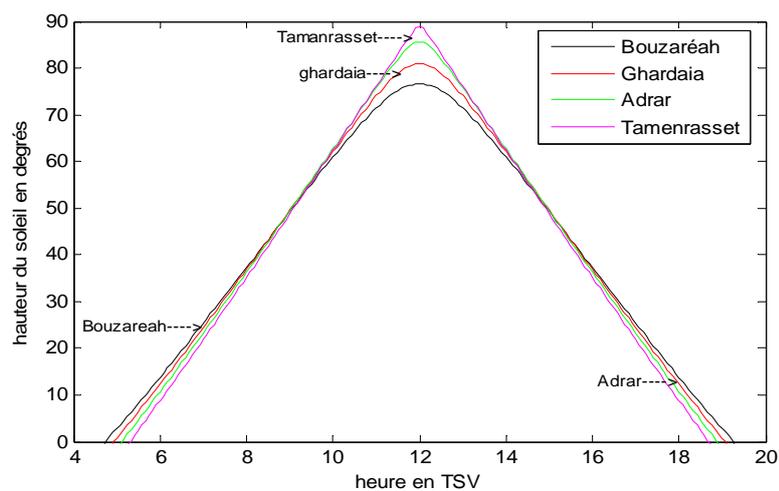


Fig. A.7 : Evolution de la hauteur du soleil en fonction de la latitude (Solstice d'été)

A.6.2 Hauteur du soleil maximale h_{max}

ANNEXES

La hauteur du soleil est maximale à 12 heure tsv , heure pour laquelle, selon l'expression (A.3), la valeur de l'angle horaire ω s'annule. L'injection de ce résultat dans l'équation (A.13.a) conduit alors à la relation suivante :

$$h_{\max} = 90 - (\varphi - \delta) \quad (A.15)$$

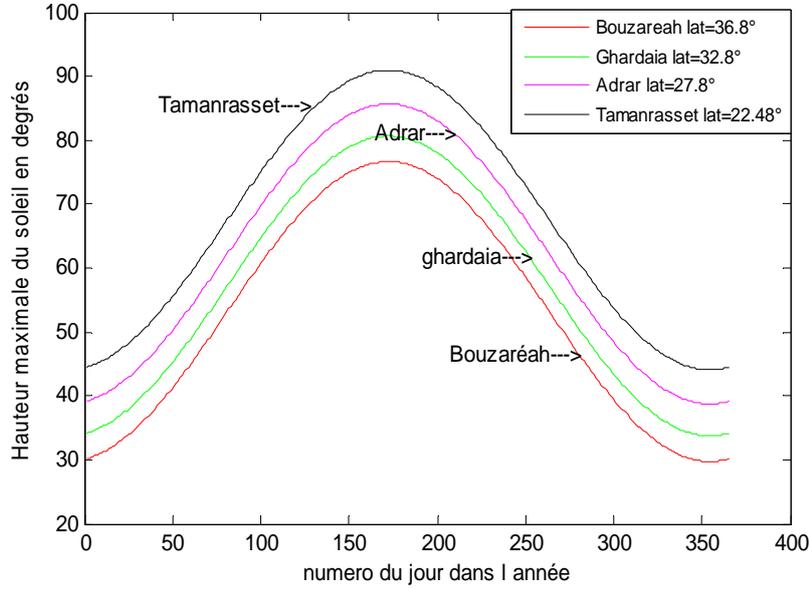


Fig. A.8 : Evolution de la hauteur maximale du soleil à la cour de l'année pour quelques sites Algériens

A.6.3 Durée astronomique du jour

Au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil h est nulle. L'injection de ce résultat dans l'expression (A.13.a) nous permet de déterminer les angles horaires du soleil au lever et au coucher ω_l et ω_c .

$$\omega_l = \omega_c = \cos^{-1}(-\operatorname{tg}(\varphi)\operatorname{tg}(\delta)) \quad (A.16)$$

ah_l et ah_c sont exprimés en degrés. Pour les exprimer en heure, l'expression suivante est utilisée:

$$\omega_l = \omega_c = \frac{1}{15} \cos^{-1}(-\operatorname{tg}(\varphi)\operatorname{tg}(\delta)) \quad (A.17)$$

Ainsi la durée astronomique du jour est déduite et elle est calculée par le simple relation suivante:

$$T = 2\omega_c \quad (A.18)$$

Cette relation montre que la durée astronomique du jour dépend de la situation géographique du site, caractérisée par sa latitude φ et de la saison de l'année, caractérisée par la déclinaison δ .

Ainsi nous donnons sur la Figure A.9 l'évolution de la durée astronomique du jour au cours de l'année pour quelques sites algériens.

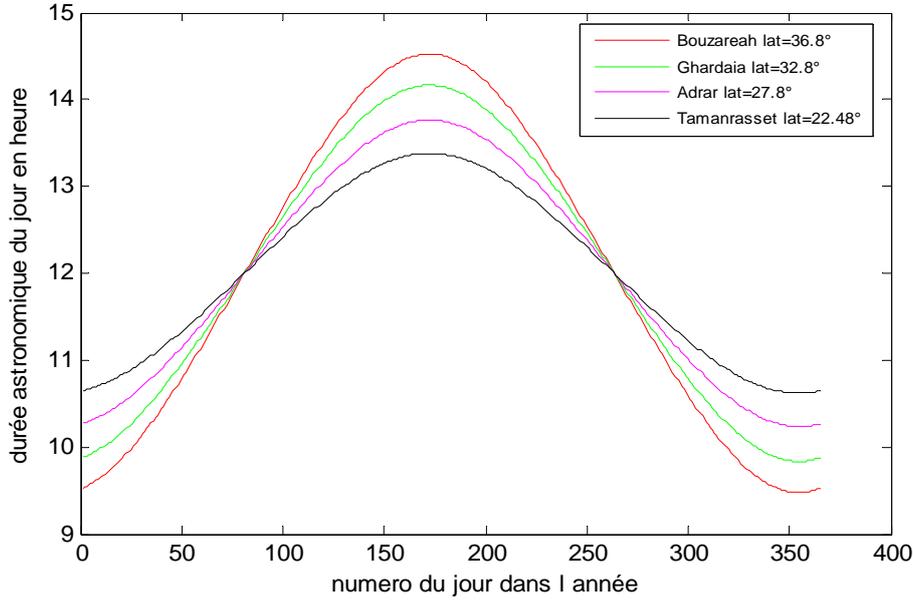


Figure A.9 : Evolution de la durée astronomique du jour en fonction de la latitude

A.6.3 L'azimut du soleil

L'Azimut du soleil A_z peut prendre des valeurs variant entre -180° et $+180^\circ$. Pour les sites situés sur les hémisphères nord et sud et dont la latitude est comprise entre 23.45° et 66.45° , A_z peut prendre des valeurs comprises entre -90 et 90 degrés pour les journées de l'année dont la durée est inférieure à 12 heures. Par contre elle prend des valeurs supérieures à 90° et inférieures à -90° au lever et au coucher du soleil pour la saison de l'année où la valeur de la déclinaison est positive. Pour les régions tropicales, A_z peut prendre n'importe quelles valeurs quand $(\delta - \varphi)$ étant positive dans l'hémisphère nord et négative dans l'hémisphère sud. Ainsi, pour calculer cette coordonnée, il est nécessaire de connaître dans quels cadrans le lever et le coucher du soleil auront lieu. Ce qui peut être déterminé par la relation entre l'angle horaire ω et $\omega_{e\omega}$ indicateur de la position du soleil par rapport aux quatre cadrans. Braun et al [89] ont proposé une relation générale pour ce cas de configuration.

$$\gamma_s = C1C2\gamma'_s + 180C3\left(\frac{1-C1C2}{2}\right) \quad (A.19)$$

Avec γ'_s est l'azimut du pseudo surface dans le premier ou le quatrième cadran. Il est calculé par la relation suivant :

$$\sin(\gamma'_s) = \frac{\sin(\omega)\cos(\delta)}{\sin(\theta_z)} \quad (A.20)$$

Où

ANNEXES

$$\operatorname{tg}(\gamma'_s) = \frac{\sin(\omega_s)}{\sin(\delta)\cos(\omega) - \cos(\varphi)\tan(\delta)} \quad (\text{A.21})$$

$$C1 = \begin{cases} 1 & \text{if } |\omega| \leq \omega_{eo} \\ -1 & \text{if } |\omega| > \omega_{eo} \end{cases} \quad (\text{A.22})$$

$$C2 = \begin{cases} 1 & \text{if } (\varphi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{if } (\varphi - \delta) < 0 \end{cases} \quad (\text{A.23})$$

$$C3 = \begin{cases} 1 & \text{if } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{if } \omega < 0 \end{cases} \quad (\text{A.24})$$

$$\cos(\omega_{eo}) = \frac{\operatorname{tg}(\delta)}{\operatorname{tg}(\varphi)} \quad (\text{A.25})$$

Sur la Figure A.10 est présentée l'évolution de l'azimut du soleil durant le solstice d'été calculé pour trois sites algériens.

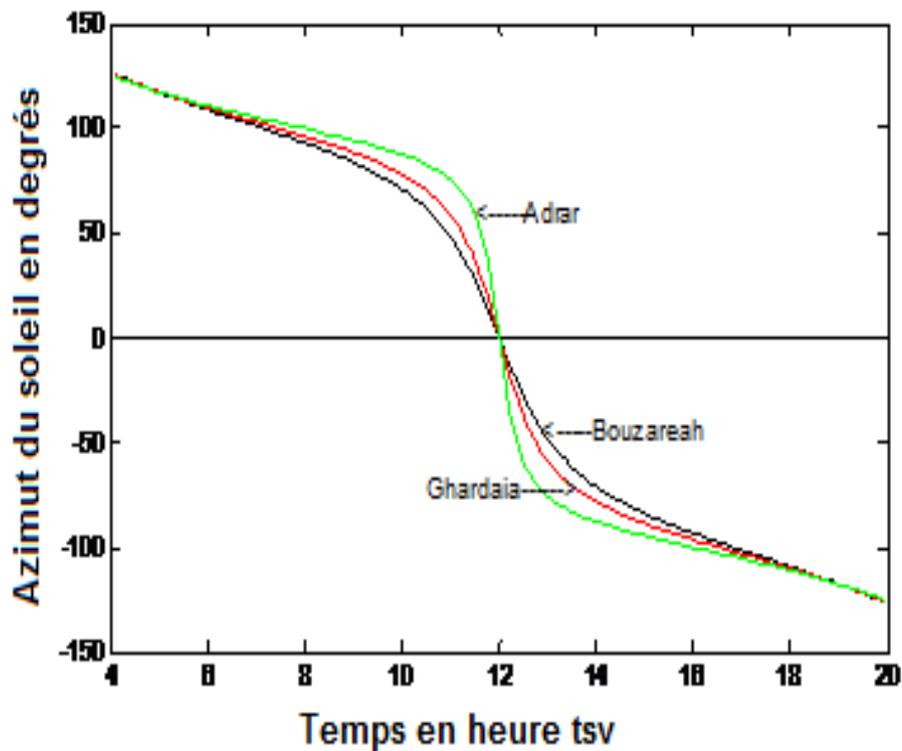


Fig. A.10 : Evolution de l'azimut du soleil en fonction de la latitude (Solstice d'été)

Annexe B Calcul du temps

B.1 Le temps solaire moyen T_{sm} :

La rotation de la terre autour d'elle-même introduit la notion de temps solaire moyen (T_{sm}). C'est le temps qui sépare en moyenne deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu. La rotation complète de la terre autour d'elle-même se fait en 24 heures en moyenne.

B.2 Le temps légal T_l :

Les temps légaux utilisés dans chaque pays correspondent approximativement au T_{sm} du faisceau de longitude où il se situe avec un décalage généralement exprimé en heures.

B.3 Le temps universel T_u

Le méridien retenu comme origine est celui de Greenwich et le temps solaire moyen de ce méridien correspond au T_u .

L'heure T_u d'un pays quelconque est facilement calculable moyennant l'utilisation de la relation suivante :

$$T_u = T_l + D_{ec} \quad (B.1)$$

Où D_{ec} est le décalage horaire, exprimé en nombre entier d'heures dépendant du pays. Pour l'Algérie par exemple $D_{ec} = - 1$ heure.

Le temps universel est relié au T_{sm} (donc au T_l) par la l'expression suivante :

$$T_l = T_{sm} - C(L) \quad (B.2)$$

$C(L)$ est une correction tenant compte de la longitude du lieu, égale à 4 minutes par degrés. Elle est comptée positive pour une situation à l'Est du méridien de Greenwich, négative pour un lieu situé vers l'Ouest du méridien. Par exemple, le site d'Alger Bouzaréah étant situé à 3.04 degrés Est, $C(L)$ aura pour valeur 12.2 minutes.

B.4 Le temps solaire vrai tsv

Le temps solaire vrai est une conséquence de la loi des aires. Les passages successifs du soleil au méridien d'un lieu ne se succèdent pas nécessairement en 24 heures d'intervalle (trajectoire elliptique entraînant une vitesse variable selon le jour de l'année).

Le tsv est relié au T_{sm} (et donc aux T_u et T_l) par l'expression suivante :

$$tsv = T_{sm} + Et(nj) \quad (B.3)$$

ANNEXES

$E_t(nj)$ est la valeur de l'équation du temps E_t relative au jour numéro nj dans l'année, calculable moyennant l'une des formules proposées dans la littérature, dont celle de Willier (d'après [90]), que nous avons retenu dans cette étude et qui est exprimée par la relation suivante :

$$E_t(nj) = 9.81 \sin(2Bo) - 7.53 \cos(Bo) - 1.5 \sin(Bo) \quad (\text{B.4})$$

avec :

$$Bo = \frac{360}{365}(nj - 81)$$

nj étant le numéro du jour dans l'année

Citons aussi la relation proposée par Bernard [175], souvent utilisée dans la simulation des systèmes solaire.

$$E_t(nj) = 0.0002 - 0.4187 \cos(\omega_p nj) + 3.2265 \cos(2\omega_p nj) + 0.0903 \cos(3\omega_p nj) + 7.3509 \sin(\omega_p nj) + 9.3912 \sin(2\omega_p nj) + 30.3361 \sin(3\omega_p nj) - 0.0041 \sin(3nj) \quad (\text{B.5})$$

Avec $\omega_p = \frac{2\pi}{366}$ exprimé en radians, nj est le numéro du jour dans l'année

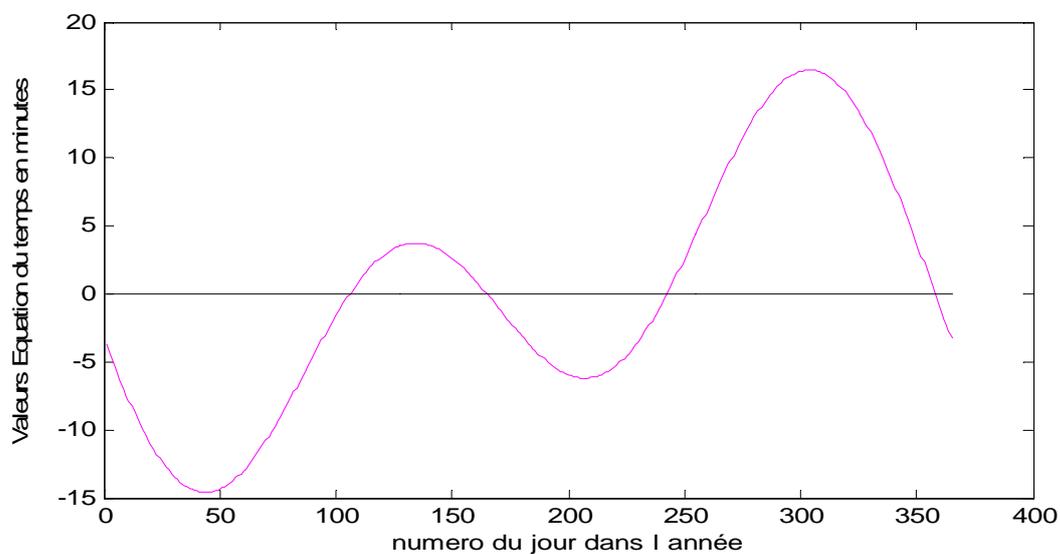


Fig. B1 Evolution de l'équation du temps en fonction du jour

Annexe C Angle d'incidence

C.1 Angle d'incidence θ_i du faisceau solaire avec un plan d'orientation γ et d'inclinaison β quelconque :

L'angle d'incidence θ_i du faisceau solaire avec un plan quelconque est défini comme étant l'angle formé par la normale sortante au plan N et la direction du faisceau solaire incident sur cette même surface représentée par le vecteur directionnel S .

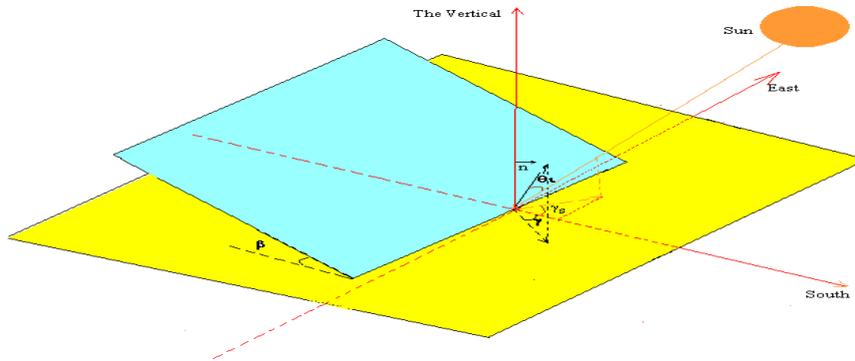


Fig. C1 : Définition des angles d'incidence θ_i , d'inclinaison β et d'orientation γ .

On a donc :

$$\cos(\theta_i) = \vec{N} \cdot \vec{S} \quad (C.1)$$

Les coordonnées du vecteur N dans le repère horizontal sont :

$$N = \begin{bmatrix} \cos(\beta) \\ -\sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \\ \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \end{bmatrix} \quad (C.2)$$

Associée à celle de S défini par l'expression (C.5) on aboutit à l'expression suivante :

$$\begin{aligned} \vec{N} \cdot \vec{S} = & \cos(\beta) \sin(h) + \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(h) \cos(A_z) \\ & + \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(A_z) \cos(h) \end{aligned} \quad (C.3)$$

En remplaçant h et A_z par leurs expressions respectivement définies par les relations (A.13.a et b) on obtient :

$$\begin{aligned} \cos(\theta_i) = & \cos(\beta) \sin(\varphi) \sin(\delta) \\ & + \cos(\delta) \cos(\beta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \\ & - \sin(\beta) \cos(\delta) \sin(\gamma) \sin(\omega) \\ & - \sin(\delta) \sin(\beta) \cos(\varphi) \cos(\gamma) \\ & + \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(\delta) \cos(\omega) \end{aligned} \quad (C.4)$$

ANNEXES

Cette expression peut aussi se mettre sous la forme :

$$\cos(\theta_i) = A \sin(\omega) + B \cos(\omega) + C$$

avec :

$$A = -\cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma) \tag{C.5}$$

$$B = \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\beta) + \cos(\gamma) \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\delta)$$

$$C = \sin(\delta) \sin(\varphi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma)$$

Rappelons que ω est l'angle horaire, δ est la déclinaison du soleil, φ est la latitude du lieu, β et γ sont respectivement l'angle d'inclinaison et l'orientation du plan considéré par rapport au Sud. Nous donnons sur les Figures C.2.a et b l'évolution de l'angle d'incidence pour différentes orientations d'un collecteur et pour divers inclinaisons, calculées pour le cas d'un collecteur installé sur le site de Bouzaréah durant les solstices d'hivers et d'été.

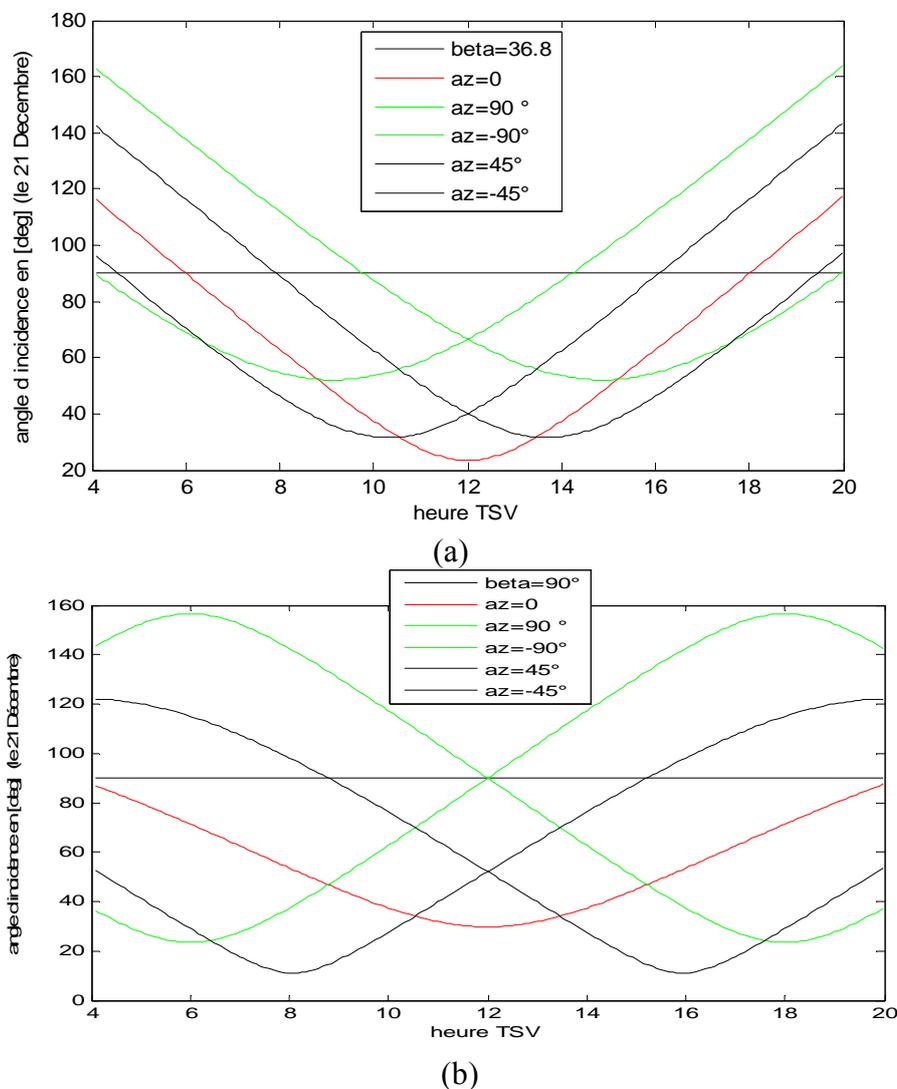


Fig. C2 : Evolution de l'angle d'incidence pour une surface : (a) vertical, (b) inclinés à la latitude du lieu pour différentes azimuts du collecteur (site de bouzaréah)

ANNEXES

C.2 Angles horaires du lever et de coucher du soleil sur un plan d'orientation et d'inclinaison quelconques :

C.2.1 Plan orienté plein Sud ($\gamma = 0$) :

L'angle horaire du lever du soleil est défini comme étant l'angle qui correspond à un angle d'incidence θ_i dont la valeur est maximale.

La valeur $\gamma = 0$ réduit les expressions A , B et C et qui sont données par les relations suivantes:

$$\begin{aligned} A &= 0 \\ B &= \cos(\delta)\cos(\varphi - \beta) \\ C &= \sin(\delta)\sin(\varphi - \beta) \end{aligned} \quad (C.6)$$

Et l'expression de l'angle d'incidence θ_i se réduit dans ce cas à la simple relation suivante:

$$\cos(\theta_i) = \cos(\delta)\cos(\varphi - \beta)\cos(\omega) + \sin(\delta)\sin(\varphi - \beta) \quad (C.7)$$

Pour une surface d'inclinaison β quelconque et $\gamma = 0$, au lever et au coucher du soleil, $\theta_i = 90$ degrés et nous obtenons par conséquent :

$$a\omega_l' = -a\omega_c' = a \cos[-\tan g(\delta)\tan g(\varphi - \beta)] \quad (C.8)$$

Nous remarquons que pour un tel plan, les angles horaires ω_l et ω_c dépendent de la latitude φ du lieu, de la déclinaison δ et de l'angle d'inclinaison β du plan.

Conséquences :

Aux équinoxes (le 21 mars et 21 septembre) : $\delta = 0$: pour une telle valeur de la déclinaison, l'équation (C.8) conduit au résultat suivant :

$$a\omega_l = -a\omega_c = 90 \text{ degrés.}$$

Ainsi

$$\omega_l' = -\omega_c' = \frac{\pi}{2} \quad (C.9)$$

- ✓ *Durant la période estivale* et pour l'hémisphère Nord $\delta > 0$, par conséquent on peut dire que le lever du soleil aura lieu au même temps ou plus tôt sur un plan horizontal que sur un plan ayant une inclinaison et orientation quelconque. Ce qui se traduit par la relation mathématique suivante :

$$\omega_l \geq -\omega_l' \quad (C.10)$$

Durant la période hivernale $\delta < 0$: l'expression (C.8) à la solution mathématique suivante

$$\omega_l' \geq -\omega_l \quad (C.11)$$

Ce qui signifie que le lever du soleil sur un plan quelconque se fait plus tôt que sur un plan

ANNEXES

horizontal, ce qui est physiquement inadmissible. Alors pour remédier à cette contradiction la solution proposée est donnée par la relation suivante :

$$\omega'_l = -\omega'_c = \min\left[\cos^{-1}(-\tan g(\varphi)\tan g(\delta), \cos^{-1}(-\tan g(\delta)\tan g(\varphi - \beta))\right] \quad (C.12)$$

C.2.2 Plan orienté plein Nord ($\gamma = 180$ degrés) :

Pour $\gamma = 180$ degrés les expressions (C.5) s'écrivent :

$$\begin{aligned} A &= 0 \\ B &= \cos(\delta)\cos(\varphi + \beta) \\ C &= \sin(\delta)\sin(\varphi + \beta) \end{aligned} \quad (C.13)$$

Et dans ce cas L'expression (C.4) soit réduite à la suivante :

$$\cos(\theta_i) = \cos(\delta)\cos(\varphi + \beta)\cos(\omega_l) + \sin(\delta)\sin(\varphi + \beta) \quad (C.14)$$

Ainsi au lever et au coucher du soleil nous avons :

$$\cos(\theta_i) = 0$$

et par conséquent à partir de la relation (C.14) on déduit l'expression donnant les angles horaires du lever et du coucher du soleil sur un plan orienté plein Nord

$$\omega'_l = -\omega'_c = \min\left(\cos^{-1}(-\tan g(\varphi)\tan g(\delta)), \cos^{-1}(-\tan g(\delta)\tan g(\varphi + \beta))\right) \quad (C.15)$$

Pour la période hivernale $\delta < 0$

Dans l'hémisphère Nord et pour certains plans tels que ($\varphi + \beta \geq 90$ degrés) (exemple plan vertical orienté plein Nord, pour le site d'Alger - Bouzaréah), l'expression (C.15) conduit à $\omega_l < 0$ ce qui signifierait que pour ces plans il n'y a ni lever ni coucher du soleil, ou plus exactement que, durant la période hivernale, ces plans ne sont jamais éclairés par le faisceau solaire direct. Pour de tels plans on a :

$$\omega'_l = -\omega'_c = 0 \quad (C.16)$$

C.2.3 Plan d'azimut $180 < \gamma < 0$ (Sud - Est - Nord) et $0 < \gamma < -180$ (Sud - Ouest - Nord)

L'azimut d'un plan incliné étant représenté par γ , prend la valeur zéro pour une orientation sud, 180 degrés pour une orientation Nord, positive vers l'Est et négative pour l'Ouest. Par conséquent, pour le cas où la surface soit orienté vers l'est et selon la condition suivante :

$$0 < \gamma < 90$$

Dans ce cas les angles horaires du lever et du coucher du soleil sont donnés comme suite :

$$\omega'_l = -\min\left[\omega_s, \cos^{-1}\left(\frac{(XY + (X^2 - Y^2 + 1)^{0.5})}{(X^2 + 1)}\right)\right] \quad (C.17)$$

ANNEXES

$$\omega'_c = \min \left[\omega_s, \cos^{-1} \left(\frac{(XY - (X^2 - Y^2 + 1)^{0.5})}{(X^2 + 1)} \right) \right] \quad (\text{C.18})$$

Alors que si la surface considérée est orienté vers l'ouest et si la condition suivante :

$$-90 < \gamma < 0$$

est respectée, dans ce cas les angles horaires du lever et du coucher du soleil sont calculés par les relations suivantes :

$$ah_l = - \min \left[\omega_s, \cos^{-1} \left(\frac{(XY - (X^2 - Y^2 + 1)^{0.5})}{(X^2 + 1)} \right) \right] \quad (\text{C.19})$$

$$ah_c = \min \left[\omega_s, \cos^{-1} \left(\frac{(XY + (X^2 - Y^2 + 1)^{0.5})}{(X^2 + 1)} \right) \right] \quad (\text{C.20})$$

Annexe D Eclairage et irradiation extraterrestre

D Eclairage et irradiations solaires extraterrestres :

D.1 Nature du rayonnement solaire

Le soleil est composé de 80% d'hydrogène et 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Il est généralement accepté que la source d'énergie du soleil est une réaction thermonucléaire hydrogène – hélium ; les détails de cette réaction sont peu connus et jamais encore observés en laboratoire. Mais en ce qui concerne le soleil, il rayonne à peu de chose près comme s'il s'agissait d'un corps noir ayant un diamètre de $1.3.9 \cdot 10^6$ Km et porté à une température de 5762°K.

Cette température dite apparente du soleil ne correspond pas à la réalité physique, car on estime en effet, que dans les couches gazeuses internes, les températures peuvent atteindre 10 à 20 10^6 °K. Cependant, l'observation de l'intensité du flux solaire et sa distribution spectrale conduit à la définition de la température apparente.

La puissance est donc à peu près égale à $\pi \cdot D^2 \cdot \sigma \cdot T^4$ soit 3.791026W. Seule une puissance de l'ordre de $1.7 \cdot 10^{17}$ W est interceptée par la terre, 30% de ce flux est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et réémis vers l'espace sous forme de rayonnement infrarouge, 23% sert de source d'énergie au cycle d'évaporation et de précipitation de l'atmosphère et 0.5% se trouve sous forme de photosynthèse dans les plantes.

D.2 Transfert de chaleur par rayonnement :

Le transfert de chaleur par rayonnement a lieu lorsqu'il y a échange d'énergie sous forme d'ondes électromagnétiques émises par une surface et absorbée par une autre et dont l'intensité dépend du gradient de température entre ces deux dernières. Cette énergie est appelée énergie thermique lorsque les longueurs d'ondes λ mises en jeu sont comprises entre 0.1 et 100 μ m.

D.3 Corps noir

C'est un corps ou une surface qui, à une température donnée, émettrait le maximum du flux de chaleur par rayonnement. Un corps noir est une abstraction dont on peut s'approcher plus ou moins en pratique.

D.4 Variation de la distance Terre - Soleil CDTS (n_j) :

Cette variation est une conséquence de la trajectoire elliptique de la terre autour du soleil.

ANNEXES

La distance Terre - Soleil moyenne D_m est de 1.59610^{11} m, elle est maximale le 3 juillet (aphélie), elle prend une valeur minimale le 2 janvier (périhélie) et pour un jour quelconque n_j de l'année, elle est calculée par l'équation suivante :

$$CDTS(n_j) = \left[\frac{D_m}{DTS} \right]^2 = 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360}{365}(n_j - 2)\right) \quad (D.1)$$

D.5 La constante solaire

Le flux solaire moyen (CS) reçu sur un plan perpendiculaire à la direction des rayons solaire, placé en dehors de l'atmosphère terrestre à une distance terre-soleil moyenne, appelée aussi constante solaire, est obtenu par l'intégration du spectre solaire mesuré comme celui présenté sur la Fig. 2.1.15:

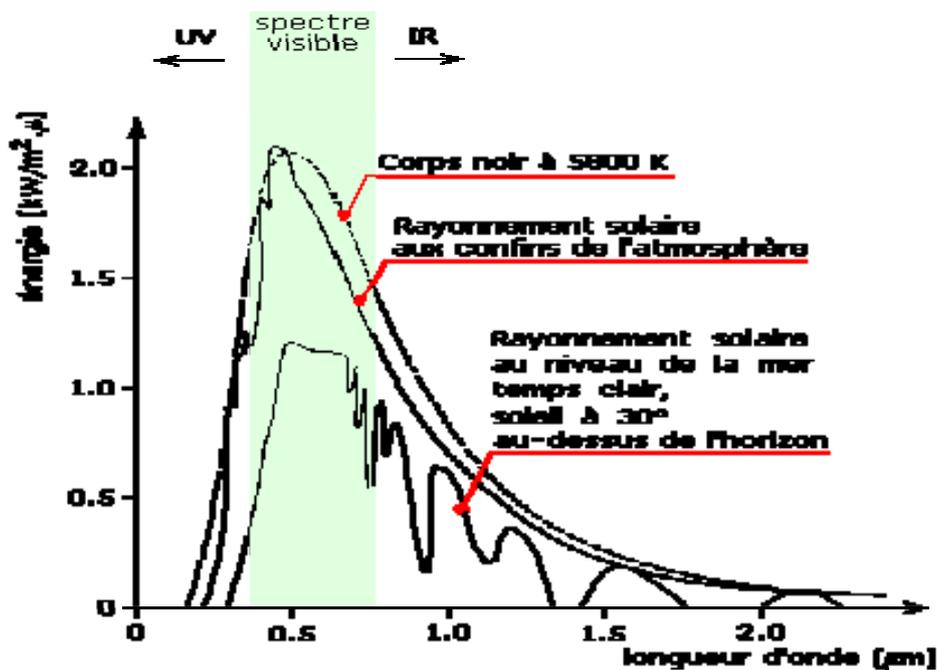


Figure D.1 : Spectre énergétique du rayonnement solaire

Jusqu'en 1982, la constante solaire utilisée était de 1365 W / m^2 . En 1982 des mesures par satellite (Hickey and al d'après [90]) ont ramené sa valeur à 1367 W / m^2 , valeur retenue par l'O.M.M à nos jours et que nous utiliserons dans notre travail.

$$CS = 1367 \text{ W / m}^2 \quad (D.2)$$

En tenant compte de la variation de la distance Terre - Soleil, et en supposant que la constante solaire ne varie pas au cours d'un jour n_j , sa valeur peut être calculée par la relation suivante :

$$C_S(n_j) = CS * CDTS(n_j) \quad (D.3)$$

D.6 Eclairage sur un plan horizontal B_h :

ANNEXES

L'éclairement solaire extraterrestre incident sur une surface horizontale correspond à sa composante normale à cette surface (voir Fig.D.2).

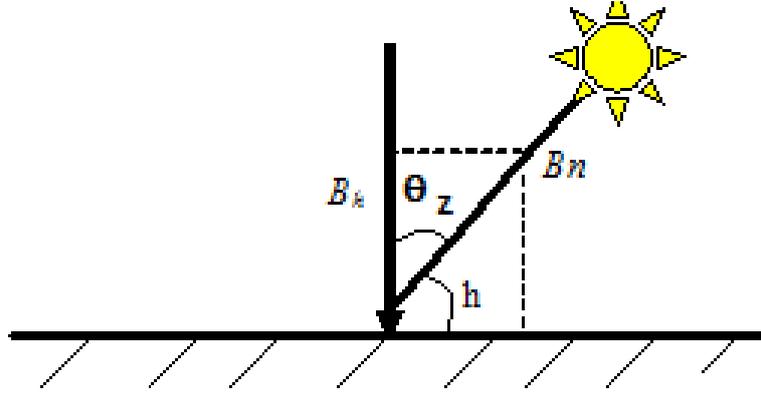


Figure D.2 Représentation de l'éclairement solaire extraterrestre sur un plan horizontal Pour un jour nj de l'année, la composante de l'éclairement solaire incident sur une surface horizontale est calculée par la relation suivante:

$$B_{h0} = CS \cdot CDTS(nj) \cdot \sin(h) \quad (D.4)$$

h est la hauteur du soleil au dessus de l'horizon donnée par relation (A.13.a).

D.7 Irradiation horaire sur un plan horizontal G_{h0}^h :

Elle s'obtient en intégrant l'expression (D.4) entre les temps t_1 et t_2 , exprimés en temps solaire vrai.

$$G_{h0}^h = \int_{t_1}^{t_2} CS(nj) \cdot \sin(h) dt \quad (D.5)$$

$$G_{h0}^h = \frac{CS(nj)}{15} (\sin(\varphi) \sin(\delta) (\omega_2 - \omega_1) - \cos(\varphi) \cos(\delta) (\cos(\omega_2) - \cos(\omega_1))) \quad (D.6)$$

Le facteur 1/15 représente l'inverse de la vitesse angulaire de la terre.

D.8 Irradiation quotidienne sur un plan horizontal $G_h(nj)$:

Pour déterminer cette quantité, il suffit d'intégrer l'expression (D.4) entre l'heure de lever t_l et l'heure de coucher t_c du soleil.

$$G_{ho}(nj) = \int_{t_l}^{t_c} CS(nj) \cdot \sin(h(t)) dt \quad (D.7)$$

$$G_{ho}(nj) = \frac{24}{\pi} CS(nj) (\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_l) + \omega_l \sin(\varphi) \sin(\delta)) \quad (D.8)$$

ω_c est exprimé en degrés :

A partir de la relation (D.8), nous constatons que $G_{ho}(nj)$ dépend de la situation géographique du site caractérisé par sa latitude φ et de la saison caractérisée par la déclinaison. Ainsi à titre d'exemple, sur la Figure (D.4) est présentée l'évolution annuelle de l'irradiation extraterrestre

ANNEXES

quotidienne collectée par un plan horizontal et calculée pour les sites de Bouzaréah, Adrar, Ghardaia et Tamanrasset situés dans les différentes zones climatiques algériennes.

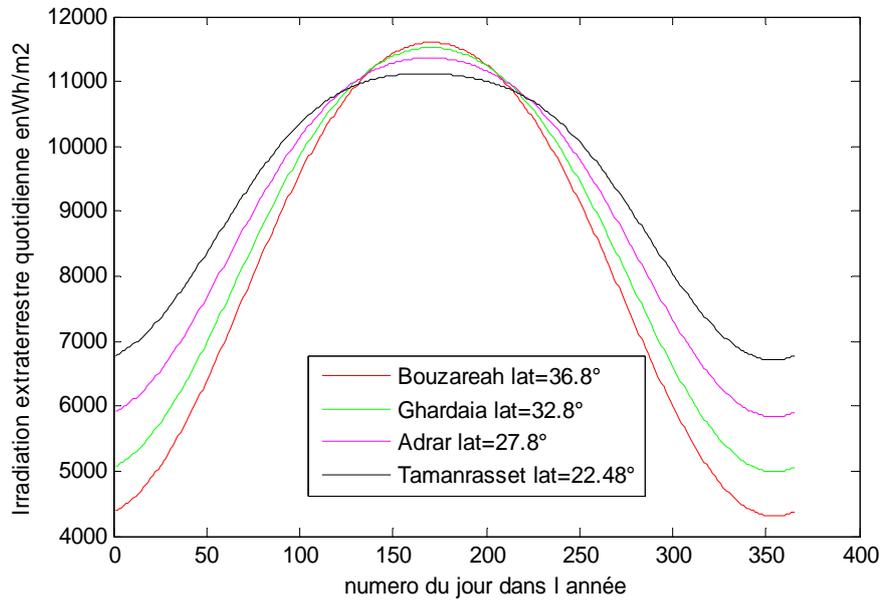


Fig. D.3 Variation annuelle de l'irradiation quotidienne sur un plan horizontal pour 4 site Algériens : Ghardaïa $\varphi = 32.8$ degrés, ADRAR $\varphi = 27.8$ degrés, Bouzaréah $\varphi = 36.8$ degrés et Tamanrasset $\varphi = 22.8$ degrés.

D.9 Eclairage sur un plan d'inclinaison β et d'orientation γ quelconque :

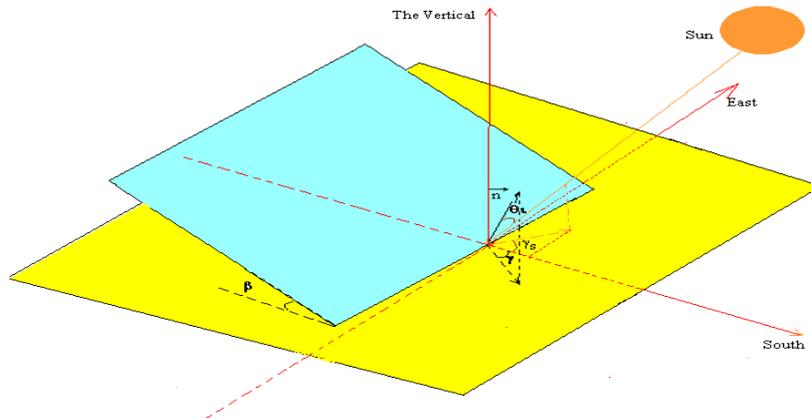


Fig. D.4 éclairage du au rayonnement solaire incident sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconques

L'éclairage solaire extraterrestre incident sur un plan ayant une inclinaison et une orientation quelconque est la composante de la constante solaire normale à ce plan :

$$B_0^h(\beta, \gamma) = C_s(nj) \cos(\theta_i) \quad (D.9)$$

θ_i est l'angle d'incidence défini par l'expression (C.4). $C_s(nj)$ est la constante solaire relative au jour nj et elle est calculée par la relation (D.3).

ANNEXES

D.10 Irradiation horaire sur un plan quelconque : $B_0^h(\beta, \gamma)$

L'irradiation horaire sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconques, entre deux heures t_{sv} , t_1 et t_2 est obtenue en intégrant l'expression (D.9) entre les deux heures considérées, soit :

$$G_O^h(\beta, \gamma) = \int_{t_1}^{t_2} C_S(nj) \cos(\theta_i) dt \quad (D.10)$$

D.10.1 Cas d'une surface orienté plein Sud et inclinée selon un angle β quelconque :

Dans ce cas, l'azimut du collecteur $\gamma = 0$ et l'expression () est réduite à :

$$\cos(\theta_i) = \cos(\delta) \cos(\varphi - \beta) \cos(\omega_l) + \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta) \quad (D.11)$$

Ainsi l'irradiation extraterrestre collectée par le plan considéré durant la période limitée par la tranche horaire t_1 - t_2 , est calculée par la relation suivante :

$$G_o^h(\beta, \gamma) = \frac{C_S(nj)}{15} = \left[\frac{\sin(\varphi - \beta) \sin(\delta) (\omega_2 - \omega_1) + \cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) (\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1))}{15} \right] \quad (D.12)$$

Rappelons que ω_1 et ω_2 sont les angles horaire exprimés en degrés et correspondent respectivement aux heures t_1 et t_2 considérées.

D.10.2 Cas d'une surface orientée plein Nord (azimut $\gamma = 180$) et inclinée selon un angle β quelconque :

Durant la période hivernale ($\delta < 0$), un plan installé dans l'hémisphère Nord, orienté plein Nord et obéissant à la condition ($\alpha + \beta > 90$ degrés) ne sera pas éclairé puisque les valeurs de l'angle d'incidence θ_i inférieures à zéro, soit :

$$G_o^h(\beta, \gamma=180) = 0 \quad (D.13)$$

Par contre, durant la période estivale ($\delta > 0$) et l'expression (C.4) se réduit à :

$$\cos(\theta_i) = \cos(\delta) \cos(\varphi + \beta) \cos(\omega_l) + \sin(\varphi + \beta) \sin(\delta) \quad (D.14)$$

En opérant comme précédemment, nous aboutissons à l'expression qui permettra de calculer l'irradiation extraterrestre collectée par une surface ayant une telle configuration et qui est donnée comme suite :

$$G_o^h(\beta, \gamma) = \frac{C_S(nj)}{15} = \left[\frac{\sin(\varphi - \beta) \sin(\delta) (\omega_2 - \omega_1) + \cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) (\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1))}{15} \right] \quad (D.15)$$

D.10.3 Cas d'une surface orientée vers l'est dont son azimut γ soit $0 < \gamma < 180$ et inclinée selon un angle β quelconque :

On utilise pour ce cas l'expression générale (C.4) exprimant l'angle d'incidence θ_i . Ce qui nous conduit à écrire :

$$G_o^h(\beta, \gamma) = C_S(nj) \int_{t_1}^{t_2} (A \sin(\omega(t)) + B \cos(\omega(t)) + C) dt \quad (D.16)$$

ANNEXES

L'intégration de l'expression (D.16) entre les deux instants t_1 et t_2 permet d'obtenir la relation suivante :

$$G_o^h(\beta, \gamma) = \frac{C_S(nj)}{15} [A(\cos(\omega_1) - \cos(\omega_2)) + B(\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1)) + C(\omega_2 - \omega_1)] \quad (D.17)$$

A, B et C sont définies par les expressions (C.5), ω_1 et ω_2 sont respectivement les angles horaires correspondants aux deux instants t_1 et t_2 considérés et exprimés en heure tsv .

D.11 Irradiation quotidienne sur un plan quelconque $G_o^j(\beta, \gamma)$

Cette quantité s'obtient en intégrant l'expression (D.16) entre les deux heures de lever et de coucher du soleil sur un plan considéré et correspondant aux heures pour lesquelles les rayons solaires sont tangents à ce dernier. Ce qui se traduit par l'écriture de la relation suivante :

$$G_o^j(\beta, \gamma) = \int_{\omega_l}^{\omega_c} C_S(nj) \cos(\theta_i) \quad (D.18)$$

Nous présentons dans ce qui suit les différents cas particuliers.

D.11.1 Cas d'une surface orientée plein sud ($\gamma = 0$) et inclinée selon un angle β quelconque :

Pour ce cas de configuration nous aboutissons l'expression suivante :

$$G_o^j(\beta, \gamma) = \frac{24}{\pi} C_S(nj) [\cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) \sin(\omega_l') + \omega_l' \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta)] \quad (D.19)$$

ah_l' correspond à l'angle horaire de lever du soleil sur le plan considéré ce qui est calculé par la relation suivant :

$$ah_l' = \min \left\{ \cos^{-1} \left(-\tan g(\varphi) \tan g(\delta), \cos^{-1} \left(-\tan g(\varphi - \beta) \tan g(\delta) \right) \right) \right\} \quad (D.20)$$

D.11.2 Cas d'une surface orientée plein nord ($\gamma = 180^\circ$) et inclinée selon un angle β quelconque :

L'irradiation quotidienne collectée par une surface ayant cette configuration est calculée comme suite :

$$G_o^j(\beta, \gamma) = \frac{C_S(nj)}{15} \int_{180+\omega_l}^{180+\omega_c} (\cos(\delta) \cos(\varphi + \beta) \cos(\omega(t)) + \sin(\delta) \sin(\varphi + \beta)) d\omega \quad (D.21)$$

Qui après intégration, s'écrit:

$$G_o(\beta, \gamma=180) = \frac{24 C_S(nj)}{\pi} [\cos(\delta) \cos(\varphi + \beta) \sin(\omega_l') + \omega_l' (\sin(\delta) \sin(\varphi + \beta))] \quad (D.22)$$

Avec ω_l' est donné par l'expression suivante :

$$\omega_l' = \min \left\{ \cos^{-1} \left(-\tan g(\varphi) \tan g(\delta), \cos^{-1} \left(-\tan g(\varphi + \beta) \tan g(\delta) \right) \right) \right\} \quad (D.23)$$

Il est à noter que pour ce cas, si la période hivernale est considérée ($\gamma < 0$) et si la condition $(\varphi + \delta) \geq 90^\circ$ est respectée, le cumule quotient d'éclairement solaire extraterrestre incident sur

ANNEXES

la surface considérée est nulle. Ce qui signifie que la surface considérée ne reçoit aucun éclairage au cour de la journée.

D.11.3 Cas d'une surface orientée vers l'Est avec un azimut $0 < \gamma < 180$ degrés et incliné selon un angle β quelconque :

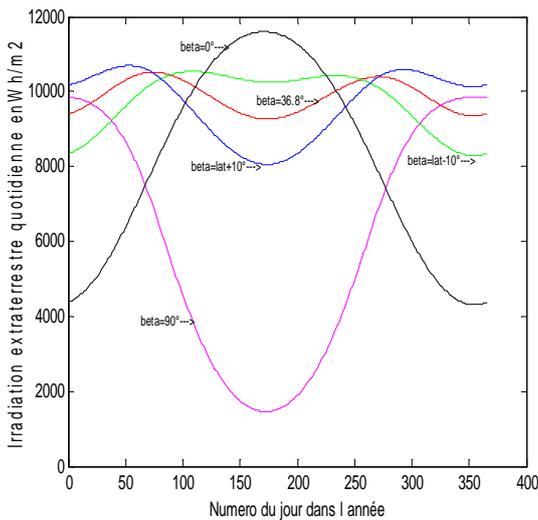
En opérant comme pour les deux cas précédents, l'irradiation extraterrestre incidente sur une telle surface est exprimée par la relation suivante :

$$G_o^j(\beta, \gamma) = \frac{CS(nj)}{15} \left[A(\cos(\omega'_c) - \cos(\omega'_l)) + B(\sin(\omega'_l) - \sin(\omega'_c)) + C(\omega'_c - \omega'_l) \right] \quad D.24$$

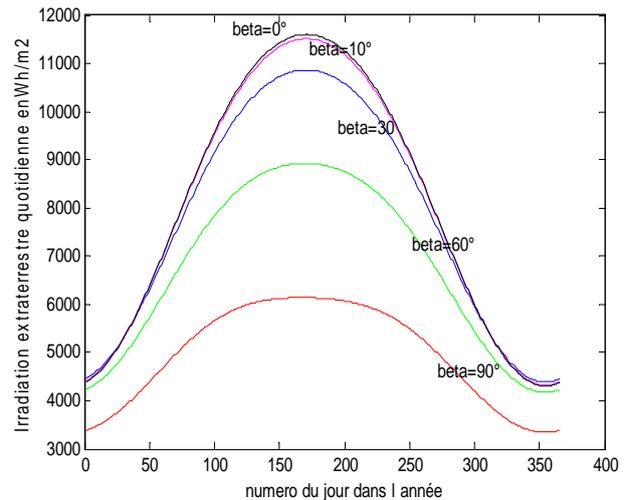
A, B et C sont donnés par les expressions (C.5). Selon l'orientation du plan considéré, ω'_l et ω'_c sont respectivement les angles horaires de lever et de coucher du soleil donné par l'expression (C.18) .

Ainsi nous donnons respectivement sur les figures (D.7.a) , (D.7.b), (D.7.c) et (D.7.d) l'évolution annuelle de l'irradiation extraterrestre quotidienne collectée par une surface installée sur le site de Bouzaréah, inclinée selon divers valeurs d'angle β et ayant une orientation:

- Plein sud ;
- Plein Est ou Ouest ;
- Plein sud-est ou plein sud –ouest ($\gamma = \pm 45$ degrés) ;
- Orienté de 15 degrés vers l'est ou vers l'ouest ($\gamma = \pm 15$ degrés).

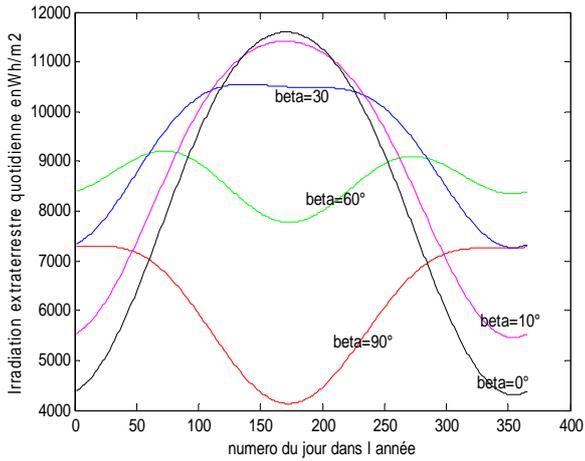


a- Surface orientée vers le sud ($\gamma=0$)

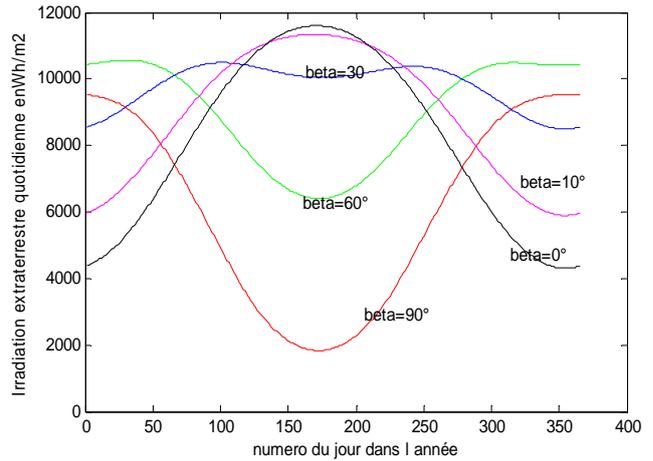


b-Surface orientée plein Est ou Plein Ouest ($\gamma = \pm 90^\circ$).

ANNEXES



c- Surface orientée en plein Sud-Est ou Sud-Ouest ($\gamma = \pm 45^\circ$).



d- Surface orientés de 15 degrés vers l'est ou vers l'ouest ($\gamma = \pm 15^\circ$).

Figure D.7 : Evolution annuelle de l'irradiation extraterrestre quotidienne collectée par une surface ayant divers inclinaisons et orientations et calculée pour le site de Bouzaréah.

**Annexe E Caractéristiques
thermodynamiques de l'air[176]**

Annexe E Caractéristiques thermodynamiques de l'air[176]

E1 Capacité calorifique de l'air en *Joule/kg°K*

$$Cp_{air} = 1005,48 - 0,01014T_{air} + 0,001138T_{air}^2 + 0,62 \times 10^{-3}T_{air}^3 + 0,1613 \times 10^{-7}T_{air}^4 \quad (E1)$$

E2 Masse volumique de l'air *kg/m³*

$$\rho_{air} = 1,3043 - 0,00203T - 10^{-5}T_{air}^2 \quad (E2)$$

E3 Viscosité dynamique de l'air

$$\mu_{air} = [1,7164 + 0,01327T_{air} + 0,00019T_{air}^2 + 0,1057 \times 10^{-5}T_{air}^3] \times 10^{-5} \quad (E3)$$

E4 Coefficient de conduction thermique de l'air *W/m°K*

$$k_{air} = 0,02415 + 0,00008T_{air} \quad (E4)$$

$$\beta_{air} = \frac{1}{T_{air}} \quad (E5)$$

T_{air} est la température de l'air exprimée en °K

**Annexe F Caractéristiques
thermodynamiques de l'eau[176]**

F1 Capacité calorifique de l'eau en Joule/kg°K

$$Cp_{eau} = 4196,35 - 0,81714T_{eau} + 0,00934T_{eau}^2 + 10^{-5}T_{eau}^3 \quad (F1)$$

F2 Masse volumique de l'eau kg/m³

$$\rho_{eau} = 1000,26 - 3,906 \times 10^{-2}T_{eau} - 4,05 \times 10^{-3}T_{eau}^2 \quad (F2)$$

F3 Viscosité dynamique de l'eau

$$\mu_{eau} = [1,632 + 13,63 \exp(-0,025T_{eau})] \times 10^{-4} \quad (F3)$$

F4 Coefficient de conduction thermique de l'air W/m°K

$$k_{eau} = 0,55867 + 0,00203T_{eau} - 10^{-5}T_{eau}^2 \quad (F4)$$

$$\beta_{eau} = \frac{1}{g\rho_{eau}^2 C_{peau}} (0,0105T^2 + 0,477\theta - 0,0363) 10^9 \mu_{eau} k_{eau} \quad (F5)$$

ANNEXES

Annexe G1 Caractéristiques thermo-physiques du capteur solaire ORASET [176]

Tableau G.1: Caractéristiques du chauffe eau solaire [176]

Dimension du capteur plan [mm]	Longueur =1950 ; Largeur =1205 ; Epaisseur du caisson=105
Enveloppe	En profilé d'Aluminium
Tubes	En cuivre Diamètre intérieur =10 mm ; Diamètre extérieur=12mm ; Longueur=1800mm ; Nombre=10
Ouverture du capteur	Surface nette d'absorbeur = 2.07m ²
Peinture	Absorption α = 90% ; Emission =90%
Isolation	En mousse polyuréthane Conductivité=0.028 W/mK Epaisseur du fond =50mm Epaisseur sur les côtés latéraux du caisson=2mm
Couverture transparente	En verre : Epaisseur =4mm
Tubes Collecteurs	Cuivre : diamètre intérieur =20mm Diamètre extérieur 22 mm Longueur =1120mm
Absorbeur	Aluminium anodisé : Epaisseur 0.35mm : longueur 1723 mm, Largeur 1128 mm
Connexion entre la sortie du capteur vers la cuve de stockage	Tube flexible en Diamètre intérieur 20mm Diamètre extérieur 26mm Longueur 2600mm
Connexion entre la sortie de la cuve de stockage vers la pompe	Tube flexible en caoutchouc Diamètre intérieur 20mm Diamètre extérieur 23mm Longueur 1600mm
Connexion entre la pompe et l'entrée du capteur	Tube en cuivre Diamètre intérieur 20 mm Diamètre extérieur 22 mm Longueur 1800mm

ANNEXES

Annexe G2 Caractéristiques thermo-physiques du de la cuve de stockage ORASET [176]

	Cuve intérieure	Cuve extérieure
Diamètre intérieur	460	565
Diamètre extérieur	465	570
Longueur	990	1020

Isolant : Mousse Polyuréthane
Epaisseur =5mm ; conductivité thermique=0.028W/mK
 $\varepsilon_{es}=0.55$

ANNEXES

Annexe H Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculée pour les différentes configurations retenues et selon un changement d'orientation de trois fois/jour (Système OVS3P)

Tableau H1 : Site de Bouzaréah

Lever-11h ——— 13h ——— Coucher

	Janv	Feb	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
A	3220	4896	5083	6263	6382	6577	5901	6423	5603	4251	3716	3414
B	3255	4946	5108	6262	6352	6536	5874	6405	5614	4285	3759	3458
C	3273	4962	5097	6232	6288	6464	5822	6352	5599	4293	3778	3481
D	3271	4945	5050	6174	6193	6365	5749	6269	5560	4276	3773	3481
E	3250	4895	4970	6092	6076	6247	5659	6161	5501	4235	3744	3458

Lever —10h— 14h— coucher

A	3143	4879	5112	6321	6462	6666	5970	6491	5635	4251	3681	3366
B	3257	4979	5170	6335	6439	6628	5947	6483	5664	4321	3767	3454
C	3301	5029	5176	6309	6372	6551	5891	6432	5658	4352	3816	3508
D	3312	5025	5132	6245	6268	6439	5808	6341	5619	4343	3825	3525
E	3291	4967	5039	6148	6132	6301	5703	6216	5548	3887	3795	3503

Lever —11h— 13h— coucher

A	3072	4747	5047	6312	6481	6700	5994	6496	5605	4161	3557	3231
B	3194	4913	5149	6348	6472	6671	5978	6506	5660	4279	3699	3377
C	3278	5015	5188	6337	6412	6596	5927	6466	5673	4348	3793	3478
D	3317	5045	5163	6280	6308	6481	5842	6378	5644	4363	3833	3527
E	3309	5002	5075	6180	6164	6334	5730	6248	5574	4323	3817	3522

Tableau H2 : Site de Djelfa

	Janv	Feb	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
Lever —9h— 15h— coucher												
A	4703	4662	5769	6029	6508	7151	7296	6605	6203	5564	4919	4387
B	4761	4702	5797	6026	6475	7097	7245	6593	6213	5611	4977	4444
C	4788	4715	5779	5996	6410	7005	7153	6550	6192	5621	5002	4472
D	4784	4699	5716	5942	6317	6882	7027	6478	6140	5593	4994	4471
E	4747	4657	5612	5867	6201	6734	6874	6384	6061	5530	4953	4441
Lever —10h— 14h— coucher												
A	4656	4654	5813	6088	6592	7264	7409	6685	6247	5573	4880	4333
B	4768	4735	5876	6096	6564	7211	7360	6682	6277	5667	4993	4443
C	4833	4775	5877	6069	6496	7111	7261	6639	6265	5707	5056	4509
D	4848	4769	5815	6008	6390	6970	7118	6557	6210	5688	5065	4528
E	4810	4719	5694	5919	6256	6798	6941	6444	6118	5613	5020	4498
Lever —11h— 13h— coucher												
A	4499	4550	5749	6088	6620	7314	7454	6700	6222	5462	4728	4175
B	4682	4686	5861	6114	6603	7268	7415	6713	6279	5620	4911	4354
C	4804	4767	5898	6098	6539	7168	7318	6679	6286	5708	5030	4476
D	4857	4789	5856	6042	6431	7021	7170	6599	6242	5720	5078	4533
E	4810	4719	5694	5919	6256	6798	6941	6444	6118	5613	5020	4498

ANNEXES

Tableau H3 : Timimoune

	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
Lever -9h----15h--coucher												
A	5118	6891	7184	7110	7503	7673	7550	7344	6752	5655	5400	5085
B	5181	6954	7213	7101	7461	7614	7499	7326	6757	5699	5463	5152
C	5209	6970	7181	7063	7383	7520	7411	7277	6733	5705	5490	5185
D	5201	6939	7091	6998	7275	7395	7294	7201	6681	5672	5477	5182
E	5158	6863	6949	6911	7143	7250	7155	7103	6605	5604	5427	5142
Lever -10h----14h---coucher												
A	5081	5779	7263	7187	7609	7796	7666	7438	6806	5683	5373	5035
B	5199	5882	7329	7187	7568	7734	7613	7425	6826	5770	5492	5161
C	5264	5927	7315	7148	7482	7628	7515	7373	6807	5801	5555	5234
D	5274	5910	7222	7074	7358	7484	7380	7284	6750	5773	5558	5251
E	5227	5832	7054	6968	7203	7313	7216	7164	6659	5690	5502	5209
Lever -11h-----13h-----coucher												
A	4936	5669	7215	7204	7656	7863	7725	7470	6798	5597	5232	4876
B	5122	5836	7333	7219	7622	7803	7675	7469	6840	5741	5420	5074
C	5242	5929	7356	7188	7537	7692	7575	7421	6835	5814	5538	5206
D	5289	5943	7280	7114	7407	7538	7432	7330	6783	5812	5578	5262
E	5258	5875	7112	7002	7241	7353	7255	7201	6689	5734	5537	5238

Tableau H4 : Ghardaïa

	Janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
A	4911	5100	6595	6900	7431	7520	7718	7342	6587	5277	5077	4951
B	4976	5150	6627	6894	7388	7461	7661	7325	6596	5322	5142	5023
C	5007	5165	6602	6855	7305	7362	7562	7273	6572	5331	5170	5059
D	5001	5144	6522	6788	7187	7231	7426	7189	6517	5302	5159	5056
E	4958	5088	6394	6695	7042	7076	7263	7078	6434	5237	5111	5016
A	4863	5097	6655	6974	7537	7643	7842	7438	6638	6334	5040	4889
B	4988	5195	6726	6980	7498	7583	7787	7430	6666	6441	5162	5025
C	5059	5240	6721	6944	7409	7474	7678	7376	6650	6483	5230	5106
D	5072	5230	6641	6867	7276	7324	7523	7280	6591	6458	5237	5126
E	5027	5164	6492	6756	7108	7143	7334	7147	6493	6367	5185	5085
A	4700	4981	6590	6981	7577	7702	7897	7462	7462	5192	4884	4709
B	4899	5142	6716	7006	7549	7647	7849	7471	7471	5342	5080	4924
C	5030	5235	6750	6981	7464	7537	7741	7425	7425	5424	5206	5069
D	5084	5256	6692	6908	7327	7379	7580	7329	7329	5430	5253	5134
E	5058	5202	6544	6791	7147	7184	7377	7187	7187	5361	5218	5114

ANNEXES

Annexe I Moyennes mensuelles par jour de l'irradiation globale calculée pour les différentes configurations retenues et selon un changement de l'inclinaison effective à raison de trois fois/jour (Système OIS3P)

Tableau I1 : Site de Bouzaréah

	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec
A	2194	3586	4198	5396	5819	5909	5157	5806	4734	3467	2579	2261
B	2215	3645	4298	581	6045	6171	5377	6004	867	3523	2607	2274
C	2190	3621	4304	5642	6122	6292	5484	6065	4895	3499	2578	2236
D	2122	3517	4217	5573	6045	6261	5472	6056	4817	3395	2493	2147
E	2015	3339	4042	5379	5818	6081	5341	5717	4638	3220	2358	2015
Lever -10h ---14h ----coucher												
A	2407	3840	4234	5277	5574	5578	4872	5620	4707	3596	2826	2542
B	2476	3990	4445	5620	5968	6016	5242	5982	4970	3738	2912	2602
C	2465	4003	4518	5789	6166	6273	5467	6151	5083	3757	2900	2570
D	2375	3879	4450	5772	6171	6330	5530	6116	5037	3652	2790	2449
E	2212	3627	4244	5570	5956	6184	5428	5880	4836	3430	2590	2247
Lever - 11h-13h---coucher												
A	2571	3978	4126	4944	5102	5017	4394	5215	4508	3618	3006	2779
B	2712	4252	4482	5485	5702	5667	4947	5779	4939	3875	3178	2909
C	2733	4333	4656	5805	6071	6101	5324	6107	5173	3965	3204	2903
D	2633	4215	4635	5881	6183	6288	5500	6177	5193	3882	3085	2761
E	2420	3906	4421	5708	6029	6217	5461	5984	4999	3631	2828	2493

Tableau I1 : Site de Djelfa

	Janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
Lever—9h---15h--coucher												
A	3283	3488	4888	5276	6043	6775	6976	6373	5529	4741	3499	2998
B	3317	3553	5003	5457	6273	7068	7263	6584	5681	4817	3542	3022
C	3274	3545	4997	5515	6344	7174	7352	6616	5690	4764	3503	2976
D	3155	3465	4869	5445	6253	7085	7237	6469	5555	4587	3382	2862
E	2970	3319	4629	5252	6005	6809	6925	6152	5284	4297	3190	2688
Lever—10h-----14h----coucher												
A	3613	3660	4943	5142	5776	6411	6641	6181	5535	4941	3817	3334
B	3722	3816	5189	5480	6183	6910	7137	6573	5842	5133	3943	3423
C	3700	3852	5261	5647	6387	7174	7384	6735	5948	5138	3930	3391
D	3547	3766	5154	5631	6395	7185	7387	6655	5845	4956	3780	3240
E	3275	3563	4874	5433	6146	6942	7081	6340	5540	4598	3501	2980
Lever—11h----13h---Coucher												
A	3855	3713	4811	4783	5255	5747	5996	5723	5313	4975	4032	3597
B	4072	3995	5230	5319	5880	6495	6748	6340	5820	5326	4276	3783
C	4098	4106	5420	5638	6262	6968	7206	6680	6068	5427	4320	3792
D	3932	4038	5369	5718	6375	7134	7339	6718	6041	5274	4162	3621
E	3585	3797	5081	5555	6211	6980	7139	6453	5741	4875	3812	3284

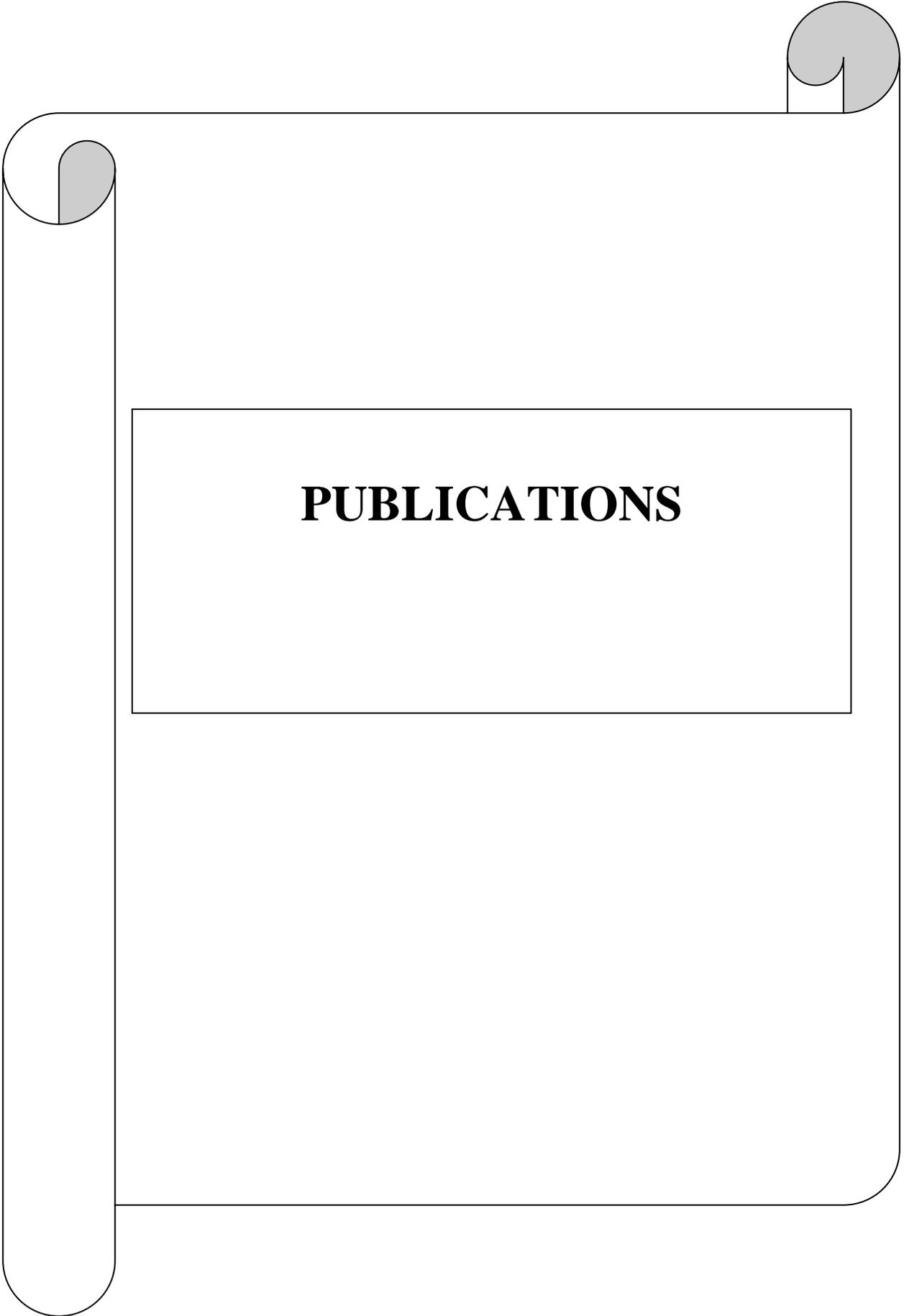
ANNEXES

Tableau I1 : Site de Ghardaïa

	Janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
Lever -9h --15h ----coucher												
A	4579	5190	6473	7607	8175	7870	7578	7613	6411	5973	4368	4092
B	4628	5286	6626	7867	8477	8204	7884	7858	6588	6068	4427	4128
C	4552	5249	6585	7914	8533	8309	7974	7877	6591	5986	4368	4053
D	4358	5082	6369	7747	8340	8180	7842	7670	6418	5733	4205	3874
E	4057	4795	5983	7368	7911	7823	7496	7249	6082	5327	3933	3603
Lever 10 14 coucher												
A	5089	5545	6594	7481	7852	7451	7204	7383	6420	6243	4788	4583
B	5243	5780	6919	7972	8396	8026	7739	7857	6779	6486	4951	4710
C	5194	5803	6984	8174	8630	8317	8002	8030	6895	6476	4926	4653
D	4944	5611	6786	8073	8538	8302	7976	7903	6760	6214	4719	4418
E	4512	5219	6337	7675	8126	7984	7662	7482	6383	5718	4339	4023
Lever -11h ----13h----coucher												
A	5456	5694	6445	6988	7150	6658	6477	6834	6148	6290	5878	4960
B	5762	6119	6999	7772	7993	7528	7273	7569	6742	6732	5374	5218
C	5780	6250	7220	8195	8474	8075	7790	7958	7027	6844	5509	5240
D	5508	6076	7093	8231	8548	8234	7934	7973	6983	6618	5423	4953
E	4963	5610	6627	7864	8223	8023	7715	7615	6614	6070	4734	4480

Tableau I1 : Site de Timimoune

	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	oct	Nov	Dec
Lever 9-15-coucher												
A	4482	6059	6354	6563	7413	7596	7471	7459	6272	6073	4800	4370
B	4545	6146	6509	6787	7679	7906	7762	7694	6449	6180	4875	4422
C	4494	6054	6489	6842	7732	7997	7838	7708	6460	6112	4827	4359
D	4332	5788	6296	6724	7568	7861	7691	7501	6302	5873	4658	4187
E	4071	5368	5943	6441	7198	7508	7334	7086	5988	5479	4381	3917
Lever -10-14h-coucher												
A	4868	6343	6407	6390	7085	7175	7089	7217	6232	6278	5182	4804
B	5042	6581	6739	6816	7574	7721	7609	7669	6592	6543	5380	4960
C	5031	6561	6826	7011	7792	7992	7858	7838	6720	6557	5379	4929
D	4835	6284	6664	6963	7726	7970	7819	7714	6608	6320	5179	4714
E	4467	5770	6261	6673	7378	7657	7494	7304	6262	5849	4794	4328
Lever -11h -13h ---coucher												
A	5100	6397	6177	5888	6391	6362	6328	6616	5899	6237	5386	5098
B	5432	6838	6740	6569	7155	7197	7129	7340	6494	6712	5756	5404
C	5501	6942	6991	6964	7601	7713	7615	7727	6795	6862	5848	5444
D	5304	6701	6912	7046	7699	7877	7751	7752	6784	6676	5654	5216
E	4853	6132	6510	6810	7441	7676	7530	7413	6459	6168	5187	4735



- [1] M.Koussa, M.Haddadi, D.Saheb, A.Malek, S.Hadji
Sun tracker systems effects on flat plate photovoltaic PV systems performance for different sky states: A case of an arid and hot climate.
Acceptée pour être publier dans la revue Energy Procédia Elseiver (Avril 2012).
- [2] M.Koussa, M.Haddadi, D.Saheb, A.Malek, S.Hadji, Sun tracking mechanism effects on flat plate photovoltaic system performances for different step time and main parameters affecting the obtained gains: case of North Africa and Mediterranean site.
Acceptée pour être publier dans la revue Energy Procédia Elseiver (Avril 2012)
- [3] M.Koussa, A.Cheknane,S.Hadji, M.Haddadi. Measured and modeled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range of environmental conditions, Applied Energy, 88,pp. 1756-1771,2011.
- [4] M.Koussa , A.Malek and M.Haddadi, “Statistical comparison of monthly mean hourly and daily diffuse and global solar irradiation models and a Simulink program development for various Algerian climates.” Energy Conversion and Managment. 50, pp: 1227-1235, 2009.
- [5] M.Koussa, M.Haddadi and A.Malek , “Apport énergétique de la poursuite solaire sur deux axes par rapport aux systèmes fixes. Applications aux capteurs plans “, Revue des énergies renouvelables, vol 10(4), pp :515-537, 2007.
- [6] M.Koussa ,M.Haddadi, A.Malek. « Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque ». Revue des énergies renouvelables, vol 10(1), pp.75-92, 2007.
- [7] M.Koussa, M.Haddadi and A.Malek. ‘Validation de quelques modèles de reconstitution des éclaircements dus aux rayonnement solaire direct, diffus et global par ciel clair’. Revue des énergies renouvelables , Vol. 9(4), pp : 307-332, 2006 .
- [8] M.Koussa, M.Haddadi, A.Malek . Intérêt d’Utilisation Des Systèmes De Poursuite Solaire Mono Axial et Bi Axial Dans Les Applications solaires a Capteur Plan Pour Différents Etats De Ciel.Revue internationale d'héliotechnique, Energie – Environnement. n° 38 (2008) 6-11
- [9] M.Koussa, M.Haddadi et A Malek. Proposition d'une Méthodologie de Reconstitution des Moyennes Mensuelles par Heure des Irradiations Diffuse et Globale en Fonction des Moyennes Mensuelles par Jour de Quelques Paramètres Météorologiques. Revue internationale d'héliotechnique, Energie-Environnement n° 36 (2007) 63-74.