

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département de Génie Mécanique

Projet de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Génie Mécanique

Thème

**Conception et réalisation expérimentale d'une
installation solaire thermique pour la production d'eau
chaude sanitaire**

Proposé par :

Pr. A.SMAILI

Dirigé par :

Dr. M.KOUSSA

Pr. A.SMAILI

Présenté par :

BOUDOUMI Nesrine

BOUSALEM Chaouki

Promotion 2015

الْحَمْدُ لِلَّهِ الَّذِي لَا يَبْلُغُ مِدْحَتَهُ الْقَائِلُونَ، وَلَا يُحْصِي نِعْمَاءَهُ الْعَادُونَ، وَلَا يُؤَدِّي حَقَّهُ الْمُجْتَهِدُونَ،
الَّذِي لَا يُدْرِكُهُ بُعْدُ الْهَمَمِ، وَلَا يَنَالُهُ غَوْصُ الْفِطَنِ، الَّذِي لَيْسَ لِصِفَتِهِ حَدٌّ مَحْدُودٌ، وَلَا نَعْتٌ
فَطَرَ الْخَلَائِقَ بِقُدْرَتِهِ، وَنَشَرَ الرِّيَّاحَ بِرَحْمَتِهِ، وَوَدَّ مَوْجُودٌ، وَلَا وَفَّتْ مَعْدُودٌ، وَلَا أَجَلَ مَمْدُودٌ
بِالصُّخُورِ مَبِيدَانَ أَرْضِهِ. أَوَّلُ الدِّينِ مَعْرِفَتُهُ، وَكَمَالُ مَعْرِفَتِهِ التَّصَدِيقُ بِهِ، وَكَمَالُ التَّصَدِيقِ بِهِ
تَوْحِيدُهُ، وَكَمَالُ تَوْحِيدِهِ الْإِخْلَاصُ لَهُ، وَكَمَالُ الْإِخْلَاصِ لَهُ نَفْيُ الصِّفَاتِ عَنْهُ، لِشَهَادَةِ كُلِّ صِفَةٍ
أَنَّهَا غَيْرُ الْمَوْصُوفِ، وَشَهَادَةِ كُلِّ مَوْصُوفٍ أَنَّهُ غَيْرُ الصِّفَةِ، فَمَنْ وَصَفَ اللَّهَ سُبْحَانَهُ فَقَدْ قَرَنَهُ، وَ
، وَ مَنْ تَنَاهَى فَقَدْ جَزَّاهُ، وَ مَنْ جَزَّاهُ فَقَدْ جَهَلَهُ، وَ مَنْ جَهَلَهُ فَقَدْ أَشَارَ إِلَيْهِ، وَ مَنْ مَن قَرَنَهُ فَقَدْ تَنَاهَى
أَشَارَ إِلَيْهِ فَقَدْ حَدَّهُ، وَ مَنْ حَدَّهُ فَقَدْ عَدَّهُ، وَ مَنْ قَالَ: «فِيمَ» فَقَدْ ضَمَّنَهُ، وَ مَنْ قَالَ: «عَلَامَ؟» فَقَدْ
أَخْلَى مِنْهُ. كَائِنٌ لَا عَنْ حَدَثٍ، مَوْجُودٌ لَا عَنْ عَدَمٍ، مَعَ كُلِّ شَيْءٍ لَا بِمُقَارَنَةٍ، وَغَيْرُ كُلِّ شَيْءٍ لَا
بِمُزَابَلَةٍ، فَاعِلٌ لَا بِمَعْنَى الْحَرَكَاتِ وَالْآلَةِ، بَصِيرٌ إِذْ لَا مَنْظُورَ إِلَيْهِ مِنْ خَلْقِهِ، مُتَوَحِّدٌ إِذْ لَا سَكَنَ
يَسْتَأْنِسُ بِهِ وَلَا يَسْتَوْحِشُ لِقَعْدِهِ.

علي بن أبي طالب

Remerciement

Nous remercions avant tout Allah le tout puissant de nous avoir donné le courage et la motivation pour arriver à ce stade du savoir et de présenter ce modeste travail.

Ce projet de fin d'études a été réalisé conjointement au sein de l'Ecole Nationale Polytechnique et du Centre de Développement des Energies Renouvelables. Ce travail a été mené sous la direction du Professeur A.SMAILI (ENP) et du Docteur M.KOUSSA (CDER).

Nous sommes très reconnaissants envers Monsieur le Professeur A.SMAILI qui a assuré la supervision de ce travail. Nous tenons à le remercier pour le savoir et la méthodologie transmis, ses conseils et son soutien.

Nous tenons à adresser notre profonde gratitude à Monsieur le Docteur M.KOUSSA. Nous le remercions vivement pour son accueil au CDER, ces conseils et pour le partage de son expertise.

Nous sommes également reconnaissants envers Monsieur M.TATA pour son aide précieuse.

Nos remerciements vont aux membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'examiner ce travail.

Nous tenons à remercier tous nos professeurs qui nous ont aidé à acquérir le savoir durant toute la formation d'ingénieur.

A tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

A tous nos camarades de promotion Génie Mécanique 2012 / 2015.

À tous ces intervenants, nous présentons nos remerciements, notre respect et notre gratitude.

Dédicaces

Je dédie ce travail avant tout aux martyrs qui se sont insurgés 60 ans plus tôt pour nous offrir la liberté dont on jouit aujourd'hui.

A mes parents qui ont tout mis en œuvre pour ma réussite, et qui m'ont soutenu, orienté et encouragé tout au long de mes études. « Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fière ». Que dieu vous garde.

A mes frères qui représentent tout pour moi.

A mes oncles Kamel et Hamid qui m'ont beaucoup aidé

A mes amis Amira, Basra, Nardjes, Roukia, Rym, Zahra et Fouzi qui comptent beaucoup pour moi.

A tous mes camarades de promotion Génie Mécanique 2012.2015

A mon binôme Chaouki qui a fourni tant d'efforts pour la réalisation de ce travail.

Nesrine

A mes parents symboles de courage et de volonté.

A mes frères et sœurs

A toute ma famille

A mon chers Krimou et tous mes amis Mimou, Hichem, Abdeldjabbar, Fethi, sans oublier Taha et Boudjemia

A toute la promo de Génie Mécanique en particulier Salim, Islem, Cherikh, Ammali et Yacine

A mon amie Amira

A tous ceux qui me sont chers et proches,

Et enfin A mon binôme Nesrine

Chaouki

تتكون هذه المذكرة من جزئين، يتضمن الجزء الأول نمذجة ومحاكاة الإشعاع الشمسي و التنبؤ بأداء اللاقط الشمسي الحراري وتمت دراسة أداء الاقط تجريبيا و مقارنتها مع نظيرتها الحسابية و بالمحاكاة مع توافق النتائج عموما

يتضمن الجزء الثاني تصميم وإنجاز نظام اللاقط الحراري وهذا لتزود بالمياه الساخنة وتم تثبيت هذا النظام بمخبر الطاقويات بالمدرسة الوطنية المتعددة التقنيات ويتكون أساسا من لاقطين بمساحة 2م4 و خزان بسعة 364 لتر وأجريت التجارب الأولية لتحديد تغيرات المردود اللحظي لللاقط الشمسي وتم الحصول على نتائج تجريبية متقاربة مع النتائج الحسابية

وفي الأخير قمنا بدراسة تقنية إقتصادية لنظام هجين في منزل بالجزائر العاصمة وقد تم استنتاج الفعالية الاقتصادية لهذا النظام على أساس السعر العالمي للغاز وتم تقدير زمن الإهلاك بأقل من 4 سنوات.

كلمات مفتاحية: سخان المياه بالطاقة الشمسية، لاقط شمسي مسطح، محاكاة، الإشعاع الشمسي، بديل طاقوي، تصميم وإنجاز، دراسة اقتصادية.

Résumé

Ce mémoire comporte deux volets. Le premier volet est consacré à modéliser et à simuler le rayonnement solaire, et à prédire les performances d'un capteur solaire thermique en fonction des paramètres opérationnels internes et externes

Les performances d'un capteur donné ont été également étudiées et déterminées expérimentalement. Les résultats obtenus par l'expérimental ont été confrontés avec ceux dus aux calculs et simulations ; en général de bonnes concordances ont été notées.

Le deuxième volet porte sur la conception et la réalisation d'un système de capteur solaire, et ce, pour la production d'eau chaude sanitaire. Le montage est installé au laboratoire d'énergétique de l'ENP ; il est composé essentiellement de deux capteurs solaires plans d'une surface totale de 4m^2 et d'une capacité de stockage de 2×182 litre. Des essais préliminaires ont été menés pour déterminer l'évolution du rendement instantané des capteurs solaires. Les résultats obtenus semblent se concorder bien avec ceux fournis par la littérature. Enfin, une étude technico-économique d'un système hybride a effectuée pour une habitation située à Alger. Il a été ainsi constaté que le choix d'un tel système est tout à fait rentable en se basant sur le prix international du gaz naturel ; le temps d'amortissement est moins de 4ans.

Mots clés : Chauffe-eau solaire, Capteur solaire plan à eau, Simulation numérique, Rayonnement solaire, Conception et réalisation expérimental, Appoint, Étude économique.

Abstract

This thesis has two parts. The first part is devoted to model and simulate solar radiation, and to predict the performance of a solar collector according to the internal and external operational parameters

The performances of a given collector were also studied and determined experimentally. The results obtained by the experimental faced with those due to calculations and simulations; generally good concordances were noted.

The second part deals with the design and construction of a solar collector system, and this, for the production of domestic hot water. The assembly is installed at the Energy Laboratory of the NPS; it consists essentially of two flat plate solar collectors with a total area of 4m² and a 2x182 liters of storage capacity. Preliminary tests were conducted to determine the evolution of the instantaneous efficiency of solar collectors. The results seem to match well with those provided by the literature. Finally, a technical and economic study of a hybrid system have been done for a home located in Algiers. It was thus found that the choice of such a system is quite cost-effective based on the international price of natural gas; the payback time is less than 4 years.

Keywords Solar water heater, Water solar plane collector, Numerical simulation, Solar radiation, Design and set up, economic study.

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralités sur le rayonnement solaire	4
1.1 Introduction.....	4
1.2 Généralités sur le Soleil.....	4
1.3 Aspects Géométriques.....	6
1.3.1 Mouvement de la Terre	6
1.3.2 Repérage d'un site à la surface de la Terre (coordonnées.....	6
1.3.3 Les coordonnées du soleil	7
1.3.4 Eclairage d'un récepteur plan	10
1.4 Aspect Energétique	11
1.4.1 La Constante solaire	11
1.4.2 Rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère	11
1.4.3 Atmosphère terrestre	12
1.4.4 Le rayonnement solaire reçu au niveau du sol	14
1.5 Appareils de mesures du rayonnement solaire.....	14
1.5.1 L'héliographe de Campbell-Stockes.....	14
1.5.2 Le Pyranomètre :	15
1.5.3 Le Pyrhéliomètre	15
1.6 Conclusion	16
Chapitre 2 : Systèmes de production d'eau chaude	17
2.1 Introduction.....	17
2.2 Production d'eau chaude par les systèmes solaires	17
2.2.1 Les fonctions d'un système solaire thermique	18
2.2.2 Installation d'un système solaire thermique.....	19
2.3 Le raccordement des capteurs	21
2.4 Différents types des capteurs solaires thermiques.....	21
2.4.1 Capteur non-vitré	21
2.4.2 Capteur plan vitré	22
2.4.3 Capteur à tubes sous vide	22
2.5 Description d'un capteur solaire plan vitré	23

2.5.1	Le boîtier.....	23
2.5.2	La couverture transparente.....	24
2.5.3	L'isolant thermique.....	25
2.5.4	Absorbeur.....	25
2.5.5	Fluide caloporteur.....	25
2.6	Développement du marché solaire thermique mondial [21].....	26
2.7	Conclusion.....	28
Chapitre 3 : Modélisation et simulation du rayonnement solaire.....		29
3.1	Introduction.....	29
3.2	Modélisation du rayonnement solaire sur un plan horizontal.....	29
3.2.1	Modèle de BIRD et HULSTROM.....	29
3.3	Modélisation du rayonnement solaire sur un plan incliné.....	32
3.3.1	Rayonnement direct sur un plan incliné.....	33
3.3.2	Rayonnement diffus du ciel.....	33
3.3.3	Rayonnement Réfléchi.....	36
3.3.4	Rayonnement global sur une surface inclinée.....	36
3.4	Simulation du rayonnement solaire.....	36
3.4.1	SIMULINK-MATLAB.....	37
3.4.2	Procédure.....	37
3.5	Exploitation et comparaison des résultats.....	38
3.5.1	Rayonnement sur une surface horizontale.....	38
3.5.2	Rayonnement sur une surface inclinée.....	45
3.6	Conclusion.....	50
Chapitre 4 : Modélisation et simulation du comportement d'un capteur solaire thermique plan.....		51
4.1	Introduction.....	51
4.2	Bilan thermique du capteur.....	51
4.2.1	Hypothèses :.....	52
4.2.2	Rendements d'un capteur.....	52
4.2.3	Evaluation des déperditions de chaleur.....	52
4.3	Etude thermique de l'absorbeur.....	57
4.4	Loi de distribution de la température du fluide.....	60

4.5	Facteur de conductance du capteur.....	61
4.6	Calcul des températures.....	62
4.6.1	Température moyenne du fluide.....	62
4.6.2	Température moyenne de l'absorbeur.....	62
4.6.3	Température moyenne du vitrage.....	63
4.7	Bilan thermique de la cuve de stockage.....	63
4.8	Simulation du comportement du capteur plan.....	65
4.8.1	Résultats.....	66
4.9	Conclusion.....	71
Chapitre 5 : Etude expérimentale d'un capteur solaire plan.....		72
5.1	Introduction.....	72
5.2	Dispositif expérimental.....	72
5.2.1	Situation géographique du banc d'essais.....	72
5.2.2	Eléments du banc d'essais.....	72
5.3	Dispositifs de mesures.....	74
5.4	Manipulation.....	75
5.5	Calcul d'erreur sur le rendement expérimental.....	75
5.6	Exploitation et comparaison des résultats.....	76
5.6.1	Résultats.....	76
5.6.2	Discussion des résultats.....	81
5.7	Conclusion.....	83
Chapitre 6 : Conception et réalisation d'une installation de chauffe-eau solaire.....		85
6.1	Introduction.....	85
6.2	Le système solaire fonctionnant en thermosiphon.....	85
6.3	Schéma de l'installation.....	86
6.4	Description générale de l'installation.....	88
6.4.1	Système CES.....	88
6.4.2	Le groupe de transfert.....	88
6.4.3	La régulation automatique.....	89
6.5	Expérimentation.....	91
6.5.1	Détermination du débit.....	91

6.5.2	Résultats	91
6.5.3	Discussion des résultats	93
6.6	Utilisation pratique d'un chauffe-eau solaire	94
6.7	Conclusion	94
Chapitre 7 : Etude de faisabilité technico-économique d'un système de chauffage solaire combiné.....		96
7.1	Introduction.....	96
7.2	Calcul de la charge calorifique	96
7.2.1	Calcul des déperditions thermiques dans une habitation	96
7.3	Description du local	99
7.3.1	Paramètres climatiques et thermodynamique	99
7.3.2	Description de la maison	100
7.3.3	Besoins en chauffage	100
7.3.4	Eau chaude sanitaire	101
7.4	Choix de la chaudière d'appoint	101
7.5	Pré-dimensionnement méthode 'f-Chart'	102
7.6	Etude économique	104
7.6.1	Coût d'investissement de l'installation.....	104
7.6.2	Estimation des frais d'utilisation de l'appoint	104
7.6.3	Coût de revient du kWh du système hybride	106
7.6.4	Période d'amortissement de l'installation hybride	107
7.6.5	Constatations.....	109
7.7	Etude environnementale	109
7.7.1	Economie d'énergie primaire	109
7.7.2	Emissions de CO2 évitées	109
7.8	Conclusion	110
Conclusions et Perspectives.....		111
Bibliographie		116
Annexes		

Listes des figures

Figure 1.1 La structure du soleil [3].....	5
Figure 1.2 Schématisation des mouvements de la Terre autour du soleil [4]	6
Figure 1.3 Définition des coordonnées terrestre d'un lieu [6]	7
Figure 1.4 Variation annuelle de la déclinaison solaire.....	8
Figure 1.5 L'angle horaire et la déclinaison [9]	9
Figure 1.6 Coordonnées horizontales [6].....	9
Figure 1.7 Inclinaison et orientation d'une surface réceptrice [10]	10
Figure 1.8 La divergence de l'énergie du Soleil vers la Terre [9].....	11
Figure 1.9 Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons	12
Figure 1.10 La répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [3].....	13
Figure 1.11 L'héliographe de Campbell-Stockes [15]	14
Figure 1.12 Mesure du rayonnement Global (A) et Diffus(B) avec un Pyranomètre	15
Figure 1.13 Mesure du rayonnement Directe avec un pyréliomètre [43].....	16
Figure 2.1 Les fonctions d'un système solaire thermique	18
Figure 2.2 Système indirecte (muni d'un échangeur).....	19
Figure 2.3 Installation à thermosiphon [42]	20
Figure 2.4 Installation à circulation forcée.....	20
Figure 2.5 Raccordement des capteurs (A) en série, (B) en parallèle	21
Figure 2.6 Capteur plan sans vitrage	21
Figure 2.7 Tube sous vide en forme d'éprouvette [17].....	22
Figure 2.8 Structure du capteur plan	23
Figure 2.9 Avantage d'un verre antireflets.....	24
Figure 2.10 Répartition de la capacité solaire thermique totale, fin 2012 [21]....	26
Figure 2.11 Capacité solaire thermique ajoutée en 2012 [21].....	27
Figure 2.12 Capacité solaire thermique global 2000-2013 [21]	27
Figure 3.1 Rayonnements reçus sur une surface inclinée.....	36
Figure 3.2 Eclaircements estimés par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 Avril ..	39
Figure 3.3 Comparaison des résultats obtenus par le modèle de BIRD avec les données expérimentales relatives au rayonnement solaire global, Bouzaréah, 17 Avril 2015	39
Figure 3.4 Comparaison des résultats obtenus par le modèle de BIRD avec les données expérimentales relatives au rayonnement solaire diffus, Bouzaréah, 17 Avril 2015	40
Figure 3.5 Comparaison des résultats obtenus par le modèle de BIRD avec les données expérimentales relatives au rayonnement solaire direct, Bouzaréah, 17 Avril 2015	40

Figure 3.6 Rayonnement global horizontal estimé en fonction du rayonnement global mesuré, Bouzaréah, 17 Avril 2015	41
Figure 3.7 Erreur absolue pour les différentes composantes du rayonnement solaire estimées par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 Avril 2015.....	42
Figure 3.8 Evolution de la masse d'air, Bouzaréah, 17 avril	42
Figure 3.9 Erreur relative pour les différentes composantes du rayonnement solaire estimées par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 Avril 2015.....	42
Figure 3.10 Comparaison des résultats obtenus par les différents modèles (simulation) avec les données expérimentales relatives au rayonnement global incliné, Bouzaréah, 17 Avril	45
Figure 3.11 Comparaison des résultats obtenus par les différents modèles avec les données expérimentales relatives au rayonnement global incliné, Bouzaréah, 17 Avril	46
Figure 3.12 Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de 'PEREZ' en fonction de celui mesuré	46
Figure 3.13 Rayonnement global incliné calculé selon le modèle 'Isentropique' en fonction de celui mesuré	47
Figure 3.14 Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de 'ERBS' en fonction de celui mesuré	47
Figure 3.15 Erreur relative pour les différents modèles, Bouzaréah, 17 Avril 2015	48
Figure 3.16 Erreur absolue pour les différents modèles, Bouzaréah, 17 Avril 2015	48
Figure 4.1 Circuit électrique équivalent relative à un capteur solaire plan	53
Figure 4.2 Coupe transversale de l'absorbeur	57
Figure 4.3 Bilan thermique élémentaire de la plaque absorbante	58
Figure 4.4 Bilan thermique élémentaire du fluide	60
Figure 4.5 Schéma de la cuve de stockage	63
Figure 4.6 Schéma analogique équivalent de	64
Figure 4.7 Variation temporelle des puissances solaires reçue et absorbées	66
Figure 4.8 Variation temporelles des différentes températures	67
Figure 4.9 Effet du débit sur le rendement.....	68
Figure 4.10 Effet du vitrage sur le rendement d'un capteur.....	69
Figure 4.11 Influence de la conductivité thermique sur le rendement.....	70
Figure 5.1 Image général du banc d'essais	73
Figure 5.2 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 16 Avril 2015	77
Figure 5.3 Variation temporelle de la température de stockage, 16 avril 2015... ..	77
Figure 5.4 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 18 Avril 2015	78
Figure 5.5 Variation temporelle de la température de stockage, 18 avril 2015... ..	78

Figure 5.6 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 19 Avril 2015	79
Figure 5.7 Variation temporelle de la température de stockage, 19 avril 2015...	79
Figure 5.8 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 20 Avril 2015	80
Figure 5.9 Variation temporelle de la température de stockage, ENP, 20 avril 2015.....	80
Figure 6.1 Schéma d'installation.....	87
Figure 6.2 Vue générale de l'installation	90
Figure 6.3 Evolution temporelle du débit massique, ENP, 8 Juin 2015.....	92
Figure 6.4 Evolution temporelle de la température de stockage, ENP, 08 Juin 2015.....	92
Figure 6.5 Variation du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP, 08 Juin 2015	93
Figure 7.1 Plan de la maison prise comme modèle [44].....	100

Liste des tableaux

Tableau 0.1 Le potentiel solaire dont dispose l'Algérie [2].....	2
Tableau 3.1 Coefficients du modèle de PEREZ [3]	35
Tableau 3.2 Coordonnées géographique du site(CDER).....	38
Tableau 3.3 Erreurs moyennes entre les valeurs mesurées et celles calculées par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 avril 2015	41
Tableau 3.4 Erreurs moyennes entre les valeurs mesurées et celles calculées par les différents modèles, Bouzaréah, 17 avril 2015	48
Tableau 5.1 Paramètres mesurés et instruments de mesure	74
Tableau 6.1 Caractéristiques de chaque CES.....	88
Tableau 6.2 Caractéristiques de la pompe	89
Tableau 7.1 Dimensionnement des radiateurs [32].....	100
Tableau 7.2 Débit de base de chaque appareil [33]	101
Tableau 7.3 Coût d'investissement.....	104
Tableau 7.4 Tarifs du gaz (SONELGAZ).	105
Tableau 7.5 Montant de l'énergie d'appoint(Scénario1)	105
Tableau 7.6 Montant de l'énergie d'appoint(Scénario2)	106
Tableau 7.7 Coût d'investissement de l'installation conventionnelle	107
Tableau 7.8 Montant de l'énergie pour un système conventionnel (scénario1)..	108
Tableau 7.9 Montant de l'énergie pour un système conventionnel (scénario2)..	108

Nomenclature

Lettres Latines

a_{cv}	Largeur global avec isolant de réservoir du stockage [m]
b_{cv}	Largeur sans isolant de réservoir du stockage [m]
A	surface [m ²]
A_j	Surface de l'ouvrant j [m ²]
C_b	Le coefficient de conduction de la soudure [-]
$C_{e,conv}$	Coût annuel de l'énergie conventionnelle consommée [DA]
C_p	Capacité calorifique du fluide [kJ.kg ⁻¹ C ^o -1]
C	Coût de l'énergie [DA]
D	Diamètre du cylindre intérieur [m]
D_e	Diamètre extérieur de tube [m]
D_i	Diamètre intérieur de tube [m]
D_{in}	déperditions [W]
e_a	Épaisseur de l'isolant arriéré [m]
e_l	Épaisseur de l'isolant sur ses faces latérales [m]
e_{vi}	Coefficient d'exposition au vent affecté à la paroi i [-]
f	La fraction de couverture de la charge mensuelle en chauffage par le chauffe-eau solaire [%]
F_R	Facteur de conductance du capteur [-]
F_i	Coefficient de PEREZ [-]
F	Efficacité de l'ailette [-]
F'	Facteur d'efficacité de la plaque absorbante [-]
F''	Le facteur d'écoulement de collecteur [-]
f_{ij}	Paramètres du modèle de PEREZ [-]
G	Eclairement dû au rayonnement solaire [Wm ⁻²]
Gr	nombre de GRASHOF [-]
G_n	Irradiation global totale journalière sur un plan incliné [Jm ⁻²]
$G_{sc,0}$	Constante solaire [Wm ⁻²]
G_{sc}	Rayonnement extraterrestre [Wm ⁻²]
g	Gravité [m.s ⁻²]
H	Différence de hauteur entre le milieu du capteur et le milieu du ballon [m]
h	coefficient transfert thermique [Wm ⁻² K ⁻¹]
h_{cv}	Coefficient d'échange de la chaleur par convection [Wm ⁻² K ⁻¹]
i	Taux de renouvellement [-]
K	Conductivité [Wm ⁻¹ K ⁻¹]
k_1	Conductivité de l'isolant arriéré du capteur [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]

K_s	Coefficient de transmission linéique du mur ou du plancher bas [Wm ⁻² °C ⁻¹]
k_a	optique des aérosols [-]
k	Indice estimée par le modèle de ERBS [-]
L_{CV}	Longueur de la cuve [m]
L_c	Longueur caractéristique [m]
L	Longitude [deg.]
Li	Longueur intérieure de la liaison [m]
Lm	Charge totale mensuelle [j]
m	le paramètre de l'ailette [-]
\dot{m}	Débit massique total du fluide parcourant les n tubes [kg s ⁻¹]
m_a	Masse d'air [-]
n	Nombre jour de l'année [-]
Na	Nombre d'année [-]
N_m	Nombre de jour dans le mois considéré [-]
N_p	Nombre de personnes [-]
Nu	Nombre du NUSSELT [-]
P	Le pourtour extérieur du mur ou du plancher enterré [m]
P_o	La perméabilité surfacique [D]
P_{oj}	Perméabilité surfacique à l'air de l'ouvrant j [m ³ /h ΔP = 1 Pa]
P_{pi}	Perméabilité de l'air de la paroi i sous [m ³ /h ΔP = 1 Pa]
Pr	Nombre de PRONDLT [-]
Q	Flux [Wm ⁻²]
Q_s	Débit supplémentaire par infiltrations dues au vent [m ³ h ⁻¹]
Q_v	Le débit spécifique de ventilation [m ³ h ⁻¹]
q'_{tube}	Le taux de chaleur transférée au tube [Wm ⁻²]
q_{van}	Débit d'air neuf nécessaire pour une personne [m ³ /personne]
q'_{fin}	Le taux de chaleur absorbé par le fluide caloporteur par unité de longueur de la conduite [Wm ⁻¹]
R	résistance thermique [m ² .°K.W ⁻¹]
r_1	Rayon intérieur de la cuve [m] ;
r_2	Rayon extérieur de la virole [m] ;
Ra	Nombre de Rayleigh [-]
S	Flux solaire absorbé [Wm ⁻²]
T	température [°K]
T_m	La température de l'eau froide [°C]
T_w	Température de l'eau chaude minimale acceptable [°C]
t_{amr}	La période d'amortissement [ans]
t_i	Température intérieure du local chauffé [°C]
t_n	Température du local non-chauffé [°C]
U	Coefficient d'échanges [Wm ⁻² K ⁻¹]

U_1	L'épaisseur d'eau condensable corrigée par la longueur du trajet optique [m]
U_3	L'épaisseur de la couche d'ozone [m]
V_{moy}	Consommation moyenne par personne dans la journée [m ³]
V_{vent}	Vitesse de vent [m.s ⁻¹]
W	entraxe distance entre deux tubes de capteur [m]
X	Nombre adimensionnelle de f-chart [-]
x	Le nombre d'appareils de l'eau sanitaire [-]
X_c / X	Facteur de correction relative au volume de stockage [-]
X_{cc} / X	Facteur de correction relative à la température de l'eau froide [-]
Y	Nombre adimensionnelle de f-chart [-]
y	Coefficient de simultanété [-]
Z	Altitude [m]

Lettres Grecs

α	Le coefficient d'absorption [m ⁻¹]
α_s	Azimut solaire [deg.]
α_0	Hauteur du plan [deg.]
β	Angle d'inclinaison [deg.]
γ_0	Azimut du plan, [deg.]
γ_s	Azimut solaire [deg.]
ε	Indice de clarté de modèle de PEREZ [-]
ε	Emissivité [-]
Δ	Indice de La luminosité [-]
ρ	Albédo [-]
ρ_1	Masse volumique de l'eau froide [kg m ⁻³]
ρ_2	Masse volumique de l'eau chaude [kg m ⁻³]
ρ'_a	Est l'albédo du ciel clair [-]
η	Rendement de capteur solaire plan
σ	Constante de Boltzmann
τ	Le coefficient de transmission
ζ	Coefficient de réduction de température
ψ	Solution générale de la température de la plaque [°K]
λ	Longueur d'onde [μm]
θ	Angle d'incidence [deg.]
θ_z	Zénith solaire [deg.]
ω_0	l'efficacité de la diffusion d'une particule par rapport à son absorption

Indice

1	Tube
<i>a</i>	Aérosols
<i>aa</i>	après abortion
<i>am</i>	ambiante
<i>ap</i>	Appoint
<i>ar</i>	arrière
<i>as</i>	après diffusion du rayonnement solaire par les aérosols
<i>av</i>	Avant
<i>b</i>	direct
<i>c</i>	vitre
<i>cir</i>	circonsolaire
<i>conv</i>	conventionnelle
<i>c,p – v</i>	Convection entre la vitre et l'absorbeur
<i>d</i>	diffus
<i>ec</i>	eau chaude
<i>ec</i>	eau chaude
<i>ef</i>	eau froide
<i>ef</i>	eau froide
<i>ex</i>	extérieur
<i>f</i>	fluide
<i>f,i</i>	entrée fluide
<i>f,o</i>	sortie fluide
<i>fi</i>	fluide initiale
<i>fm</i>	fluide moyen
<i>g</i>	gaz
<i>gr</i>	terrestre
<i>h</i>	horizontale
<i>hor</i>	horizon
<i>Hyb</i>	hybride
<i>i</i>	entrée
<i>inv</i>	investissement
<i>iso</i>	Isotrope
<i>lat</i>	latérale
<i>Li</i>	liaison linéique de
<i>Lnc</i>	local non chauffé
<i>loss</i>	perdu
<i>m</i>	multi réflexion
<i>max</i>	maximum
<i>moy</i>	moyenne
<i>o</i>	Ozone

<i>p</i>	plaques absorbantes
<i>R</i>	Rayleigh
<i>réd, t</i>	réduite
<i>ref</i>	référence
<i>rv</i>	renouvellement d'air
<i>r, p - c</i>	Rayonnement entre la vitre et l'absorbeur
<i>r, c - a</i>	Rayonnement entre la vitre et l'air ambiant
<i>s</i>	surfaciques
<i>pm</i>	plaque moyenne
<i>Sc1</i>	scénario 1
<i>Sc2</i>	scénario 2
<i>Sky</i>	ciel
<i>st</i>	stockage
<i>t</i>	incliné
<i>u</i>	utile
<i>v</i>	ventilation
<i>vm</i>	vitrage moyenne

Acronymes

<i>CES</i>	Chauffe-eau solaire
<i>CESI</i>	Chauffe- eau solaire individuel
<i>ECS</i>	Eau chaude solaire
<i>SSC</i>	Système solaire combiné
<i>TSV</i>	Temps solaire vrai
<i>UV</i>	Ultraviolet

Introduction générale

Dans le contexte du changement climatique, où la limitation de l'émission des gaz à effet de serre est primordiale et devant la menace d'épuisement des combustibles fossiles, de nombreux pays orientent leurs politiques énergétiques vers la promotion et le développement des énergies renouvelables en raison de leur abondance et propreté. Parmi ces énergies, on peut citer l'énergie solaire, l'énergie éolienne, et la biomasse.

En Algérie, les combustibles fossiles (Pétrole et Gaz) constituent la principale base à l'économie, d'une part les entrées en devise dues à leur exportation sont la source de financement de la majorité des projets nationaux et des diverses importations et d'autre part, ils répondent à 99 % de la demande énergétique interne.

Néanmoins, ces ressources naturelles non renouvelables ne peuvent être puisées sans fin, la croissance illimitée de leur demande est incompatible avec leurs disponibilités limitées et nous nous approchons à pas accélérés du moment où leurs stocks seront insuffisants pour satisfaire même les besoins internes.

En l'état actuel des connaissances, la disponibilité du pétrole et du gaz en Algérie ne serait donc pas une contrainte globale majeure. Elle pourrait le devenir à un horizon qu'il est impossible de déterminer avec précision. Ce qui est sûr, c'est que cet horizon se rapproche chaque jour davantage.

L'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue donc un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable. En effet, le Gouvernement a adopté en février 2011 un programme spécial (2011-2030) [1] réservé au développement des énergies renouvelables.

Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme.

L'Algérie dispose d'un gisement solaire parmi les plus importants dans le monde voir *Tableau 0.1*, ce qui favorise l'utilisation de cette énergie dans les différents domaines.

Tableau 0.1 Le potentiel solaire dont dispose l'Algérie [2]

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Parmi les applications les plus répandues de l'énergie solaire : la production d'eau chaude sanitaire et de chauffage des locaux à l'aide de chauffe-eau solaire. Un système de chauffage solaire se compose généralement de trois parties, la captation, le stockage, et la distribution. La captation est la partie principale de la conversion solaire. Elle est constituée par le capteur solaire ou collecteur. C'est ce dernier qui convertit l'énergie solaire en chaleur qu'il transmet au fluide caloporteur contenu dans son absorbeur. Donc, vu le rôle très important que joue le collecteur ou le capteur solaire dans le processus de la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique, plusieurs travaux ont porté sur l'étude du capteur solaire plan et ayant surtout pour but l'amélioration de son rendement instantané qui est la performance la plus significative. Le rendement instantané du capteur solaire plan varie avec la géométrie du capteur, ses paramètres internes et les paramètres externes comme l'ensoleillement, la température ambiante etc.

Notre travail s'inscrit dans ce processus. Il consiste à concevoir et à réaliser expérimentalement un système solaire thermique de production d'eau chaude sanitaire.

En plus de cette introduction, ce mémoire est constitué de sept (07) chapitres et d'une conclusion :

Le premier chapitre est consacré à présenter brièvement les généralités sur le rayonnement solaire.

Le deuxième chapitre concerne les systèmes de production d'eau chaude.

Le troisième chapitre présente une modélisation et simulation du rayonnement solaire.

Le quatrième chapitre est consacré à présenter une étude thermique détaillée sur un capteur plan.

Pour les troisième et quatrième chapitres, nous utilisons le code de calcul réalisé sur SIMULINK-MATLAB pour la modélisation du rayonnement solaire reçu sur une surface inclinée, le comportement d'un système solaire ainsi que le comportement du capteur thermique plan.

Le cinquième chapitre concerne une étude expérimentale sur un simulateur d'un chauffe-eau solaire qui fonctionne en circulation forcée.

Le Sixième chapitre est consacré à la conception et réalisation expérimentale de notre chauffe-eau solaire.

Dans les cinquième et sixième chapitres notre attention sera portée sur la comparaison entre les résultats expérimentaux et ceux prédis par notre programme de simulation.

Le septième chapitre concerne l'étude de faisabilité technico-économique relative à une installation hybride complété par une étude environnementale appliqué pour un appartement situé à Alger.

Nous concluons par une synthèse générale et les perspectives.

Chapitre 1 :

Généralités sur le rayonnement solaire

1.1 Introduction

Le soleil est l'origine principale de toute forme d'énergie sur terre. Ceci étant vrai autant pour les énergies conventionnelles d'origine fossile, comme les hydrocarbures qui sont la conséquence de la photosynthèse, que pour les énergies non conventionnelles dites renouvelables, comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, et l'énergie géothermique.

Ce premier chapitre est consacré à des rappels qui sont en l'occurrence le bagage scientifique utile et nécessaire pour développer notre présente étude. On s'intéresse particulièrement :

- A la description du soleil et au repérage de sa position ;
- A l'Aspect Energétique du soleil ainsi qu'à la composition de l'atmosphère terrestre ;
- A la description des composantes du rayonnement solaire ainsi que les différents instruments de mesure de ce dernier.

1.2 Généralités sur le Soleil

Le soleil est une sphère avec une matière extrêmement chaude et gazeuse avec un diamètre de 1 391 684 Km et est à distance moyenne de 149 600 000 Km de la terre. Comme vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide ; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 aux régions polaires [3]. Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5777K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de $8 \cdot 10^6$ à $40 \cdot 10^6$ K et la densité est estimée à 100 fois celle de l'eau. Le soleil est en effet, un réacteur de fusion continu avec ses constituants sous forme gazeuse retenue par des forces gravitationnelles, plusieurs réactions de fusion sont déclenchées pour intensifier l'énergie rayonnée par le soleil. Le processus le plus important est la transformation de l'hydrogène en hélium par une réaction thermonucléaire. Cependant, comme la masse du noyau de l'hélium est moins lourde que celle de

quatre protons d'hydrogène, la masse perdue dans la réaction thermonucléaire est convertie en énergie [3].

L'énergie produite à l'intérieur de la sphère solaire à une température de l'ordre de plusieurs millions de degrés est transférée à la surface extérieure, puis transférée par rayonnement dans l'espace. Les processus radiatif et convectif sont le résultat des états successifs d'émission, d'absorption et de radiation. La gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons X et celle des rayons gamma, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à de grandes distances.

Dans la structure schématique du soleil illustré dans la *Figure 1.1*, il est estimé que 90% de l'énergie est générée dans la région du disque solaire située entre 0 et 0,23R, ou R est le rayon du soleil, qui représente 40% de la masse du soleil. A distance de 0,7R du centre, la température diminue d'environ 130 000 K et la densité de 70 kg/m³. Là, le processus convectif du soleil devient important et la zone comprise entre 0,7 et 1,0R est appelée zone convective. Dans cette zone, la température diminue d'environ 5000 K et la densité d'environ 10⁻⁵ kg/m³ [3].

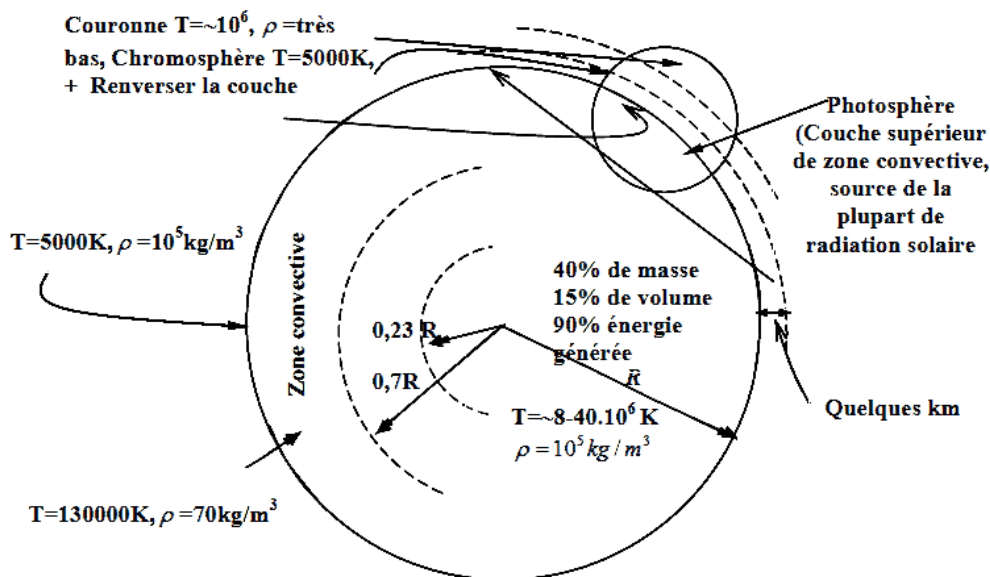


Figure 1.1 La structure du soleil [3]

Il est généralement admis que le rayonnement solaire est produit par un phénomène thermonucléaire contrôlé de transformation de l'hydrogène en hélium (de hélios = soleil) : les noyaux des atomes de deutérium et de tritium (isotopes de l'hydrogène) fusionnent en libérant de l'énergie. La réaction est schématiquement la suivante [3]:



1.3 Aspects Géométriques

Nous allons nous intéresser aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixé. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire [4].

1.3.1 Mouvement de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du soleil est une ellipse dont le soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé **l'écliptique**.

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1.7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de **149 675 106 Km** [4]. La terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axes des pôles et passant par le centre de la terre est appelé **l'équateur**.

L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé **déclinaison** qui vaut $23^{\circ}27'$. Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil sont schématisés sur la *Figure 1.2*.

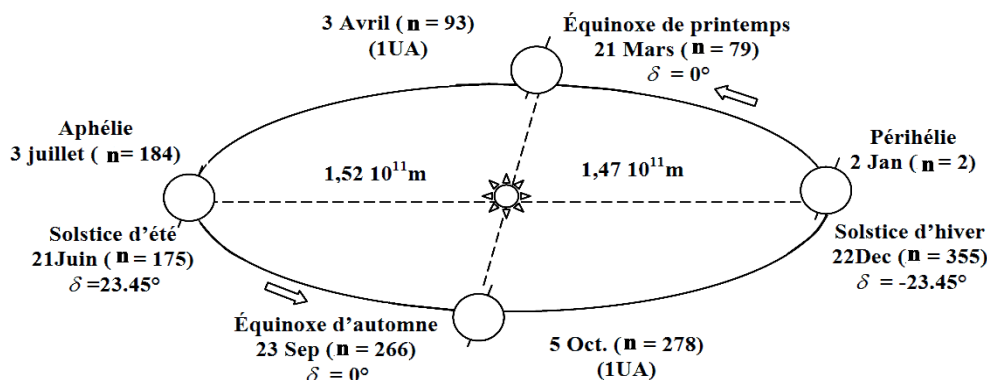


Figure 1.2 Schématisation des mouvements de la Terre autour du soleil [4]

1.3.2 Repérage d'un site à la surface de la Terre (coordonnées géographiques)

Pour repérer un site donné à la surface terrestre, on définit les grandeurs suivantes :

1.3.2.1 Latitude ϕ

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point

considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud [5].

1.3.2.2 Longitude L

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est de la méridienne origine [5]. Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc chaque degré de longitude représente 4 minutes.

1.3.2.3 L'altitude :

C'est la distance verticale exprimée en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer pris comme surface de référence.

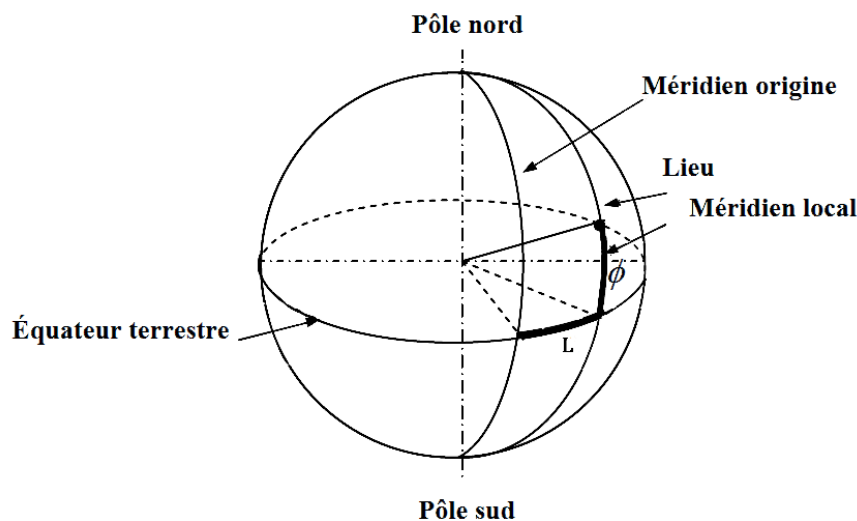


Figure 1.3 Définition des coordonnées terrestre d'un lieu [6]

1.3.2.4 Méridien

Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude ; le méridien pris pour origine (0°) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles ; sa trace au sol est parfois dénommée : méridienne. Le temps solaire vrai est identique, à un instant donné, pour tous les points d'un même méridien [5].

1.3.3 Les coordonnées du soleil

Pour un lieu donné la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents :

- Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).
- Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

1.3.3.1 Les coordonnées équatoriales

Les coordonnées équatoriales sont indépendantes de la position de l'observateur sur la terre, mais elles sont liées à l'heure d'observation [6].

La position du soleil est exprimée par deux angles qui sont :

- **La déclinaison δ**

C'est l'angle que forme la direction du soleil et le plan équatorial. La déclinaison varie de façon sinusoïdale au cours de l'année : elle vaut 0 aux équinoxes et atteint ses deux valeurs extrêmes au solstice d'hiver (-23.45°) et au solstice d'été (23.45°).

Plusieurs expressions ont été développées pour évaluer la déclinaison, la plus simple est celle utilisé par COOPER [7]

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(360^\circ \frac{284 + n}{365}\right) \quad (1.2)$$

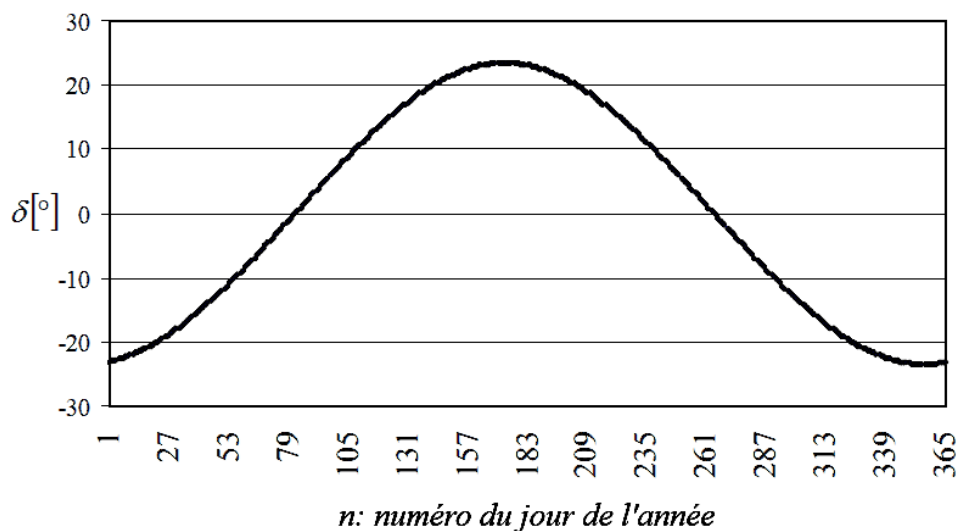


Figure 1.4 Variation annuelle de la déclinaison solaire

- **L'angle horaire**

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du soleil sur ce même plan au midi vrai. L'angle horaire est donné par la relation suivante [8] :

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad (1.3)$$

Avec TSV (temps solaire vrai) en heures et ω en degrés. (Voir Annexe A) [9]

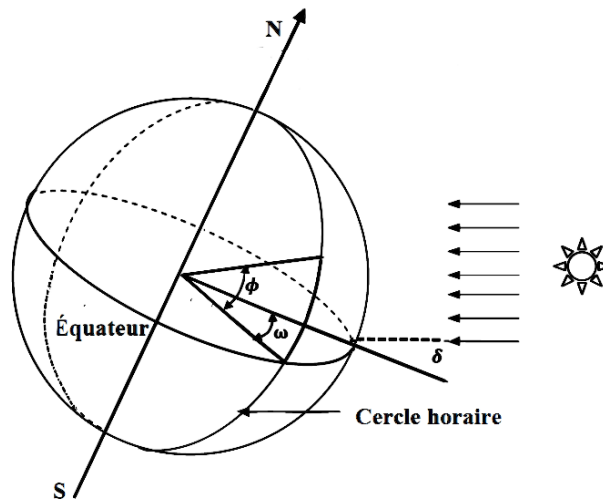


Figure 1.5 L'angle horaire et la déclinaison [9]

1.3.3.2 Les coordonnées horizontales [10]

Le soleil est repéré par les grandeurs suivantes :

- **La hauteur solaire α_s :**

C'est l'angle que fait le plan du méridien local avec le plan horizontal (c'est-à-dire tangent au sol)

- **Azimut solaire γ_s :**

C'est l'angle que fait le plan de méridien local avec le plan vertical passant par le soleil. L'azimut est compté négativement vers l'est, positivement vers l'ouest. Les angles solaires peuvent être calculés par les deux lois suivantes :

$$\sin \alpha_s = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \tag{1.4}$$

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha_s} \tag{1.5}$$

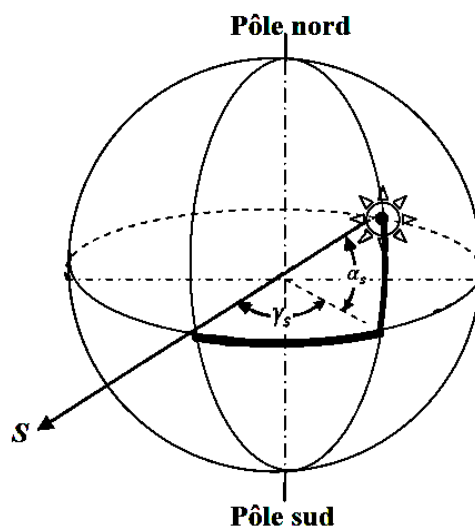


Figure 1.6 Coordonnées horizontales [6]

1.3.4 Eclairage d'un récepteur plan

1.3.4.1 Orientation d'un plan

Un plan quelconque est défini par deux angles (γ_0, α_0)

- α_0 : Hauteur du plan,

C'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal.

- γ_0 : azimut du plan,

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud.

L'inclinaison β du plan par rapport au plan horizontal est donnée par [11] :

$$\beta = 90 - \alpha_0 \quad (1.6)$$

1.3.4.2 L'angle d'incidence θ sur un plan incliné de l'angle β [10]

L'angle d'incidence θ est l'angle entre la direction du soleil et la normale du plan. Cet angle est déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident et la normale en coordonnées horizontales.

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \sin\delta \sin\phi \cos\beta - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\gamma_0 \\ & + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\gamma_0 \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\beta \sin\gamma_0 \sin\omega \end{aligned} \quad (1.7)$$

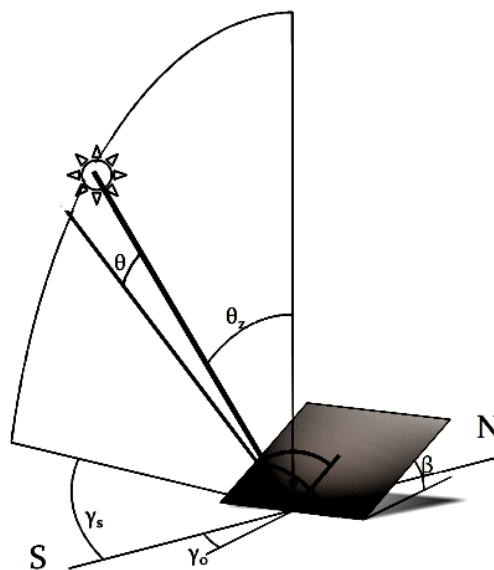


Figure 1.7 Inclinaison et orientation d'une surface réceptrice [10]

1.4 Aspect Energétique

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous forme d'ondes électromagnétiques

1.4.1 La Constante solaire

Le flux du rayonnement à la surface du soleil est d'environ $6.33 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$. Une surface plane, d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire, située à la limite de l'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée en fonction de la distance Soleil-Terre ($149\,597\,870.103 \text{ m}$ ou 1UA représente la distance moyenne Soleil-Terre). Cette distance à une faible variation au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre qui est d'environ 1,7% [3]. La constante solaire est une valeur moyenne du flux solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre, sa valeur est estimée à 1367 W/m^2 (*Fröhlich et Brusa, 1981, et Iqbal, 1983*) [12]. La représentation schématique du système Soleil-Terre est indiquée dans la *Figure 1.8* [9].

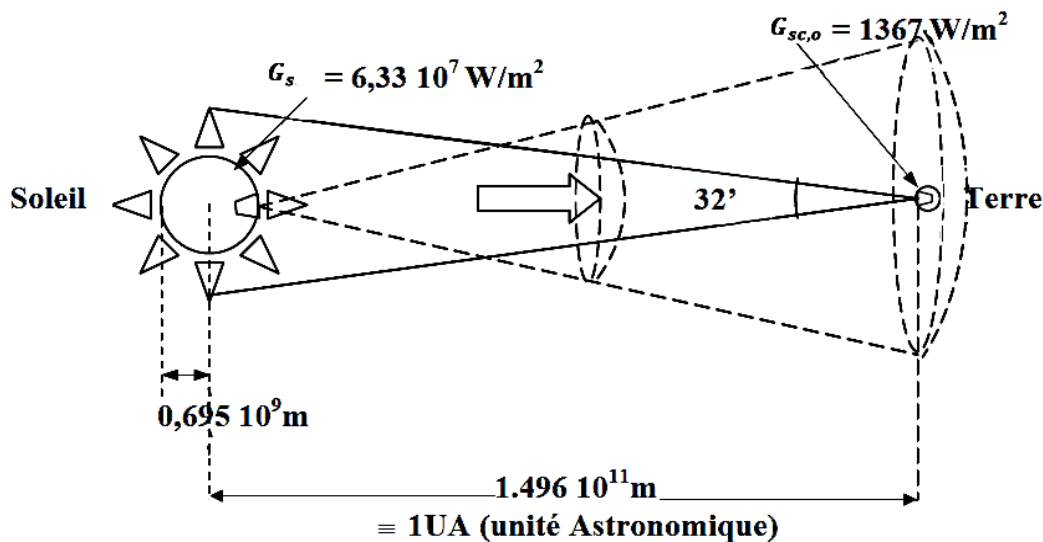


Figure 1.8 La divergence de l'énergie du Soleil vers la Terre [9]

1.4.2 Rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère

L'émission de rayonnement électromagnétique du soleil se manifeste par une puissance moyenne de 1367 W/m^2 [12] dans un plan perpendiculaire au rayonnement, qui varie de $\pm 3.4\%$ [13] environ au cours de l'année.

Le calcul du rayonnement extraterrestre peut être effectué par la formule approximative (*Duffie and Beckmann, 1991*) [3] suivante :

$$G_{sc} = G_{sc,0} \left(1 + 0.034 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (1.8)$$

$$G_{sc,0} = 1367 \text{ W/m}^2$$

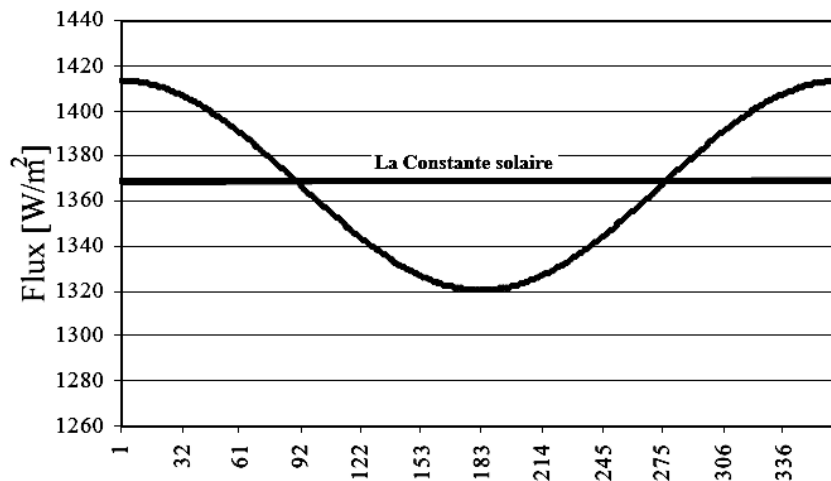


Figure 1.9 Variation annuelle du rayonnement solaire extraterrestre dans un plan perpendiculaire aux rayons

1.4.3 Atmosphère terrestre

1.4.3.1 Structure de l'atmosphère

On peut grossièrement diviser l'atmosphère en 5 couches aux propriétés tout à fait différentes et distinctement séparées

- La troposphère qui s'étend jusqu'à 10 à 15 km d'altitude, où la température décroît de 6,5°C par km, pour atteindre -70 °C à la base de la couche suivante ;
- La stratosphère de 15 à 55km, où la température croît de -70°C à +10°C jusqu'à la stratopause : c'est celle qui contient une mince couche d'ozone.
- La mésosphère de 55 à 80km, où la température décroît à nouveau de +110°C à -80°C ;
- L'ionosphère (confondue avec la thermosphère) où la température croît régulièrement pour atteindre 1500°C à l'altitude de 300km .C'est elle qui contient les couches réfléchissantes pour les ondes radio (couche Heavyside) ; elle s'étend jusqu'à 700km d'altitude ;
- L'exosphère au-delà de 700km qui s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidéral.

1.4.3.2 La composition de l'atmosphère

La composition de l'atmosphère est à peu près la même pour les trois premières couches : 78% d'azote ,21% d'oxygéné, 0,9% d'argon, 0,03% de CO₂ et des traces d'autres gaz, avec de la vapeur d'eau dans la troposphère et une mince couche d'ozone dans la stratosphère dont le rôle est important dans l'absorption des rayons ultraviolets les plus durs [4].

L'essentiel des modifications subies par le rayonnement solaire se fait dans la troposphère par diffusion, diffraction, absorption, réfraction par des gaz de

température et de densité croissante et par les aérosols : grains de sable, poussières, fumées.

1.4.3.3 L'effet de l'atmosphère sur le rayonnement solaire

Lors de son trajet à travers l'atmosphère, le rayonnement solaire subit diverses influences :

- Diffusion par les molécules composant les gaz atmosphériques (diffusion de Rayleigh, Mie), elle affecte les courtes longueurs d'onde du spectre solaire (loi de variation en λ^{-4}), ceci explique la couleur bleue du ciel ;
- Absorption par les gaz atmosphériques (oxygène, O_3) dans le domaine des courtes longueurs d'ondes (vapeur d'eau...) et dans celui des grandes longueurs d'onde (gaz carbonique...);
- Diffusion par les aérosols est les microparticules en suspension dans l'atmosphère, ainsi que par les microcristaux et les gouttelettes constituant les nuages. Là, toutes les longueurs d'ondes sont affectées, ce qui cause parfois des troubles atmosphériques.

On trouvera sur la *Figure 1.10* la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde.

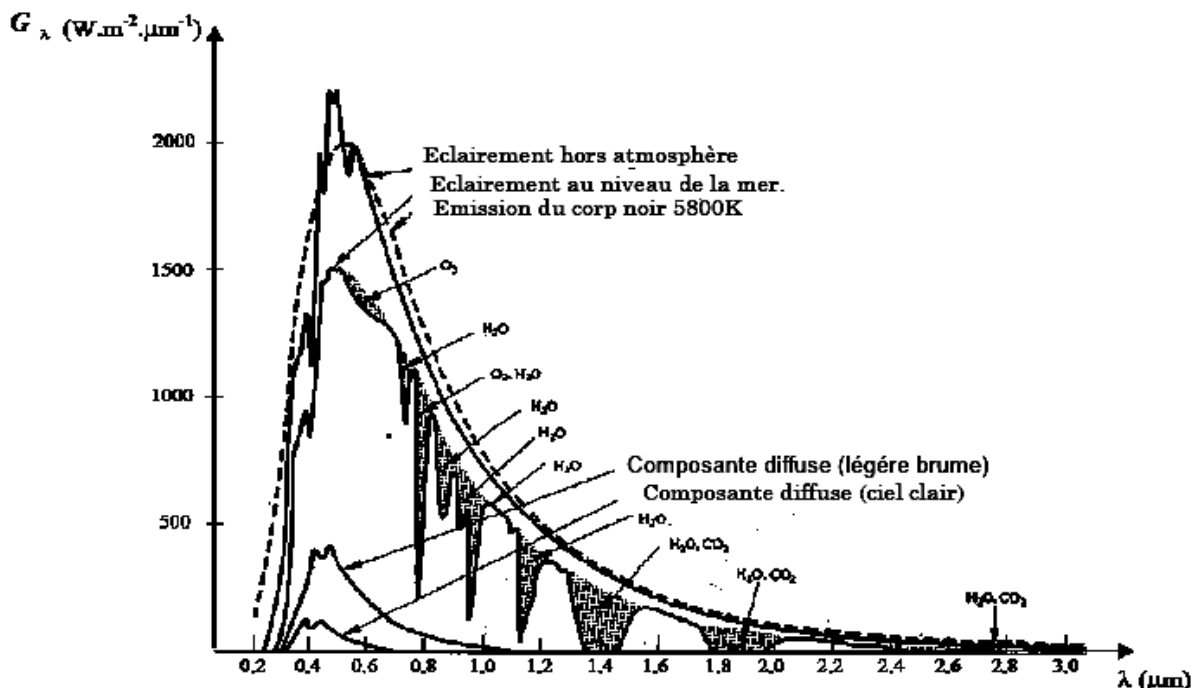


Figure 1.10 La répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [3]

1.4.4 Le rayonnement solaire reçu au niveau du sol

L'atmosphère terrestre perturbe grandement, par des processus variés, le flux de photons issu du soleil. Donc, après sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire peut être considéré comme la somme de deux composantes [14, 3].

- **Le rayonnement direct**

Le rayonnement qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il provient du disque solaire seulement à l'exclusion de tout rayonnement diffusé, réfléchi ou réfracté par l'atmosphère.

- **Le rayonnement diffus**

Le rayonnement diffus est la part du rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste, à l'exception du disque solaire, et est diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.

- **Le rayonnement global**

Le rayonnement global reçu sur une surface horizontale provient du soleil et de la totalité de la voûte céleste. Il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus.

1.5 Appareils de mesures du rayonnement solaire

1.5.1 L'héliographe de Campbell-Stockes

Le principe consiste à focaliser les rayons solaires (grâce à la sphère en verre centrale) sur le diagramme sans que ce dernier ne s'enflamme. Une règle transparente permet ensuite d'apprécier la longueur de la trace de brûlure avec une résolution permettant de mesurer la durée d'insolation à 6 minutes près.

Un héliographe plus récent mesure automatiquement l'insolation, c'est l'héliographe à fibre optique [15].



Figure 1.11 L'héliographe de Campbell-Stockes [15]

1.5.2 Le Pyranomètre :

C'est le capteur le plus fréquemment utilisé pour mesurer le rayonnement global ou diffus. Il se compose d'une thermopile composé d'une série de thermocouples avec alternance des soudures chaudes et soudures froides.

Les soudures chaudes sont en contact thermique avec la surface absorbante «noire» avec une capacité thermique faible.

Les soudures froides sont en contact avec un matériau ayant une capacité thermique relativement élevée et reste à la température ambiante.

Lorsque le rayonnement solaire tombe sur la surface absorbante (noire) la quasi-totalité du rayonnement incident est absorbé. Il en résulte une augmentation de la température à la «jonction chaude» proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Une tension est alors générée par la thermopile, qui est proportionnelle à la différence de température entre «chaud» et «froid».

Cette tension de sortie est convertie en W/m^2 par l'utilisation d'un facteur de sensibilité. Les Pyranomètre ont une réponse spectrale comprise entre 335 et 2200nm du spectre solaire qui inclut la bande de longueurs d'ondes visibles. Pour la mesure du rayonnement réfléchi par le sol on utilise un Pyranomètre inversé et pour le rayonnement diffus on utilise un Pyranomètre plus un pare-soleil (voir *Figure 1.12*).

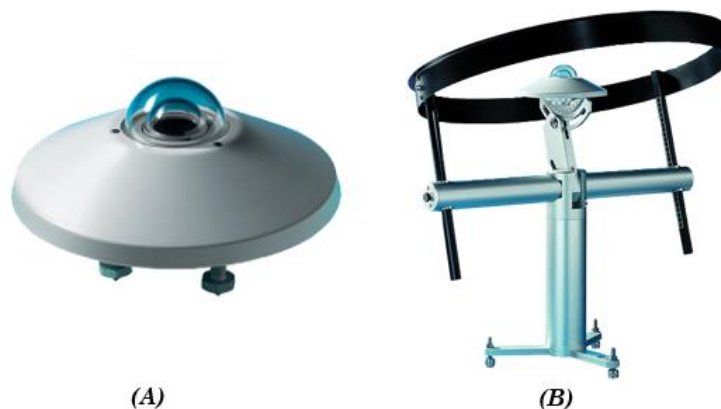


Figure 1.12 Mesure du rayonnement Global (A) et Diffus(B) avec un Pyranomètre

1.5.3 Le Pyrhéliomètre

C'est un instrument destiné à la mesure de l'intensité du rayonnement solaire direct. Il comporte une ouverture réduite et une surface réceptrice qui doit être maintenue normale au rayonnement par un système de poursuite automatique. La surface sensible est un disque d'argent noirci placé à la base d'un tube muni d'un obturateur et d'un diaphragme limitant l'angle d'ouverture à 5.7° (le diamètre apparent du soleil est de 0.5°). Le tube est fixé sur une monture équatoriale. On

mesure la température du disque d'argent à des intervalles réguliers en ouvrant et en occultant alternativement l'entrée de l'appareil.



Figure 1.13 Mesure du rayonnement Directe avec un pyréliomètre [43]

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit le mouvement Terre-Soleil à chaque instant de la journée et de l'année, ce qui est nécessaire pour l'orientation d'un capteur pour un site donné.

Le développement des applications de l'énergie solaire dans le domaine photovoltaïque, thermodynamique ou bioclimatique nécessite l'étude complète et plus détaillée sur l'irradiation solaire ce qui sera développé dans le troisième chapitre.

Chapitre 2 :

Systemes de production d'eau chaude

2.1 Introduction

La production solaire d'eau chaude offre un potentiel d'économie considérable. Sous nos latitudes, pendant les mois d'été, le recours aux capteurs solaires combinés à un réservoir d'eau chaude permet d'oublier complètement votre chaudière. Même à la mi-saison, il est souvent possible d'éteindre la chaudière lorsque le chauffage des pièces bénéficie d'un soutien solaire. Outre la production d'eau chaude, le fluide solaire chauffé dans les capteurs solaires peut également servir comme eau de chauffage.

Dans la plupart des cas l'énergie solaire ne peut pas assurer la totalité des besoins en énergie. Pour faire face à des périodes défavorables et satisfaire les besoins en chauffage et eau chaude, on a besoin d'une énergie d'appoint, généralement on parle d'une énergie conventionnelle.

L'objectif de ce chapitre est d'établir le cadre théorique pertinent pour atteindre les objectifs du projet. Ainsi On s'intéresse particulièrement :

- A la description des différents systèmes de production d'eau chaude ;
- Aux types de capteurs solaires thermiques ;
- Au capteur plan vitré, c'est-à-dire une explication de son fonctionnement et la description de ses composants principaux ;
- A La capacité solaire thermique en opération au niveau mondial.

2.2 Production d'eau chaude par les systèmes solaires

L'énergie solaire thermique est une énergie renouvelable qui a pour principe de convertir en chaleur le flux solaire par le biais de capteurs solaires thermiques. Pour le chauffage des habitations, les capteurs solaires sont installés généralement sur les toits. Ils peuvent fournir en chaleur les habitations, par un système solaire combiné (SSC) qui associe chauffage de l'eau sanitaire et chauffage de l'habitat, ou un chauffe-eau solaire individuel (CESI), mais également les piscines, la production d'eau chaude sanitaire (ECS).

2.2.1 Les fonctions d'un système solaire thermique

- **Le captage et l'absorption**

Le capteur est la source de chaleur de l'installation solaire. C'est là que le rayonnement solaire capté est absorbé pour chauffer le fluide caloporteur. Tous les capteurs visent à convertir le rayonnement solaire en chaleur avec un rendement élevé et à fournir cette chaleur aux consommateurs aussi efficacement que possible.

- **Le transfert de chaleur**

L'énergie captée transformée en chaleur est ensuite transférée par circulation du fluide caloporteur dans les tuyauteries vers l'échangeur de chaleur à plaque.

- **Le stockage**

Puisque les apports et les besoins énergétiques sont généralement déphasés l'un par rapport à l'autre, on aura besoin du stockage.

- **L'appoint**

L'énergie solaire ne peut dans la plupart des cas assurer la totalité des besoins en énergie. Pour faire face à des périodes défavorables (hiver, demi-saison, longue période de mauvais temps) et satisfaire les besoins en eau chaude, on a besoin d'une énergie d'appoint. Ainsi, la plupart des unités de stockage sont équipées d'un dispositif d'appoint qui prend le relais en cas de besoin.

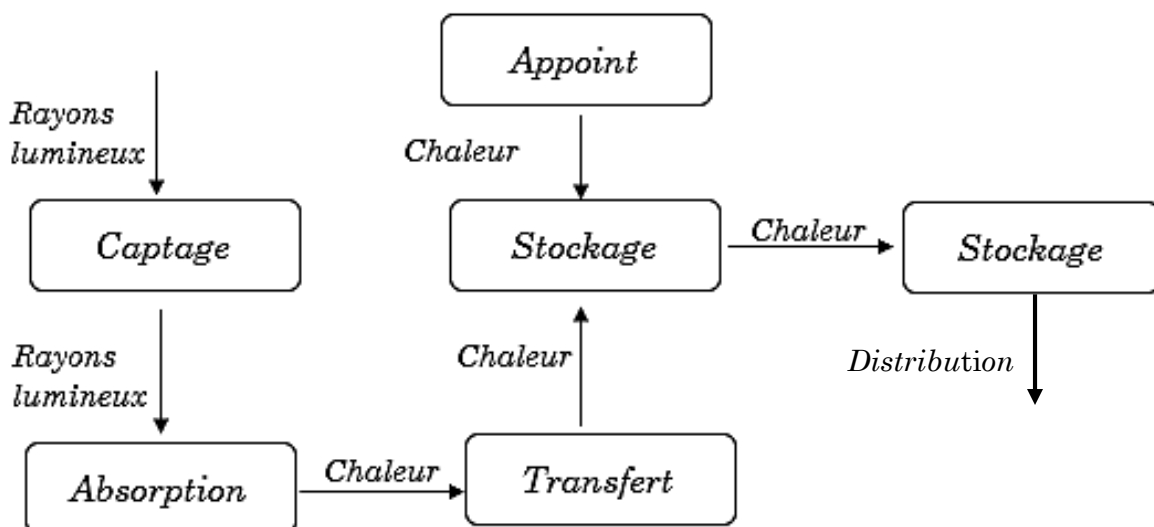


Figure 2.1 Les fonctions d'un système solaire thermique

2.2.2 Installation d'un système solaire thermique

Il existe deux façons de classer les systèmes utilisés pour obtenir de l'eau chaude selon :

La présence ou non d'un échangeur.

La présence ou non d'une pompe de circulation.

2.2.2.1 Système direct

On appelle système direct tout système ne comportant pas d'échangeur, c'est-à-dire qu'il ne sera constitué que des capteurs et d'une cuve de stockage, réunis par une double tuyauterie. Le fluide caloporteur est l'eau courante.

Il faudra inclure dans le montage un vase d'expansion pour permettre à l'eau de se dilater librement. Ce montage simple présente l'avantage de coûts d'installation réduits mais offre en contrepartie, un certain nombre de risques : entartrage, corrosion, éclatement dû au gel.

2.2.2.2 Système indirect

Pour se prémunir contre les risques d'entartrage et de corrosion, une solution consiste à utiliser un échangeur qui sépare le circuit en deux : le circuit primaire incluant les capteurs et le circuit secondaire la cuve de stockage et l'utilisation. Dès lors, si l'on ne prend pas la précaution de renouveler souvent l'eau primaire et si aucune poche d'air n'existe, les dépôts de calcaires et la corrosion seront faibles, même si le fluide est de l'eau ordinaire.

Contre le gel, il est alors possible de prévoir une évacuation automatique ou manuelle de l'eau pendant les périodes très froides.

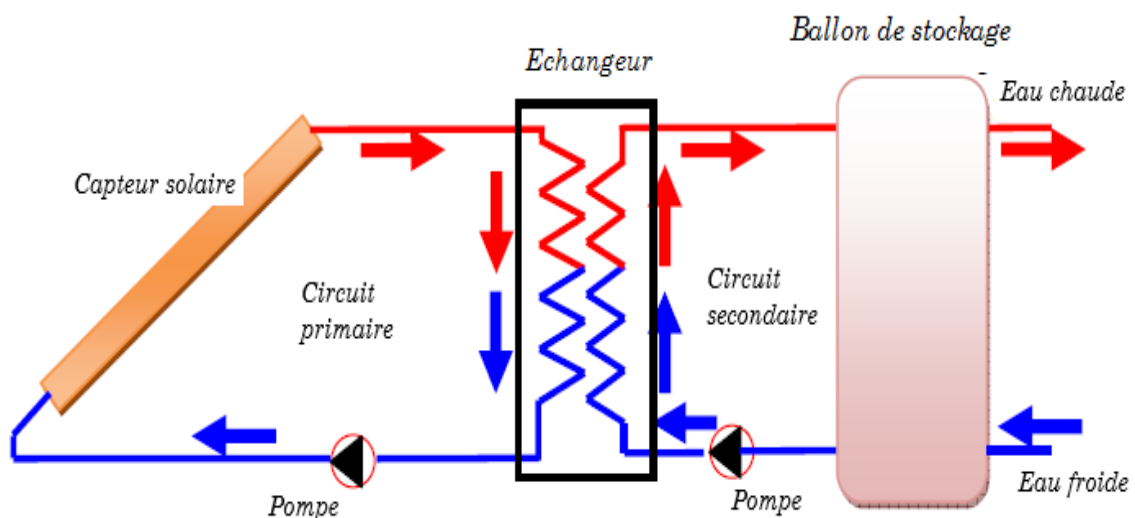


Figure 2.2 Système indirect (muni d'un échangeur)

2.2.2.3 Modèle en thermosiphon

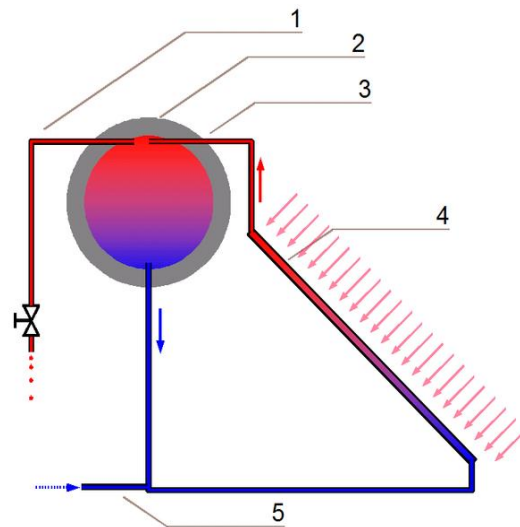


Figure 2.3 Installation à thermosiphon [42]

L'eau est réchauffée par la chaleur du soleil (4). Elle monte pour arriver au sommet (3) du réservoir d'eau où l'eau chaude est en haut (2) et l'eau froide en bas (convection). L'eau chaude peut être utilisée (1), tandis qu'au fond du réservoir, l'eau froide part pour un cycle (5). Aucun apport électrique n'est nécessaire, le mouvement de l'eau s'effectue sous l'action de la chaleur (Figure 2.3).

2.2.2.4 Modèle à circulation forcée

Il comporte un circulateur et une régulation différentielle. Ce modèle facilite l'installation puisque le réservoir peut être placé n'importe où (Pourvu que la pompe soit assez puissante) et donc seul le capteur sera placé sur le toit, et donc il est possible d'utiliser un ballon d'eau chaude standard qui n'aura pas à résister aux conditions extérieures (Figure 2.4).

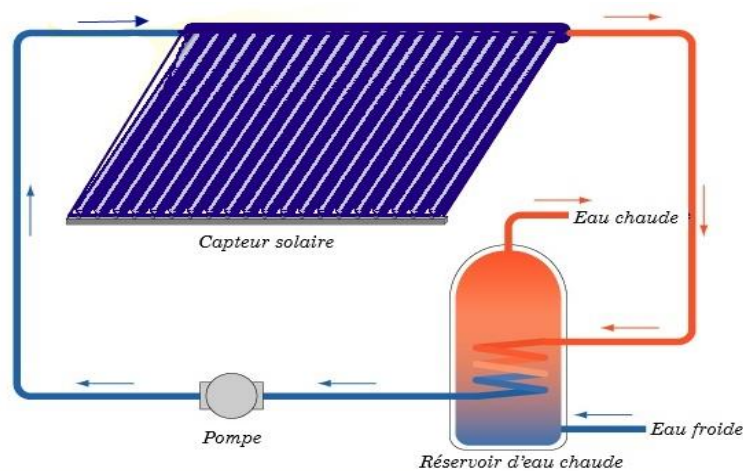


Figure 2.4 Installation à circulation forcée

2.3 Le raccordement des capteurs

Un champ de capteurs doit être composé de capteurs aux propriétés physiques semblables, on peut raccorder les panneaux en série ou en parallèle, voir *Figure 2.5*.

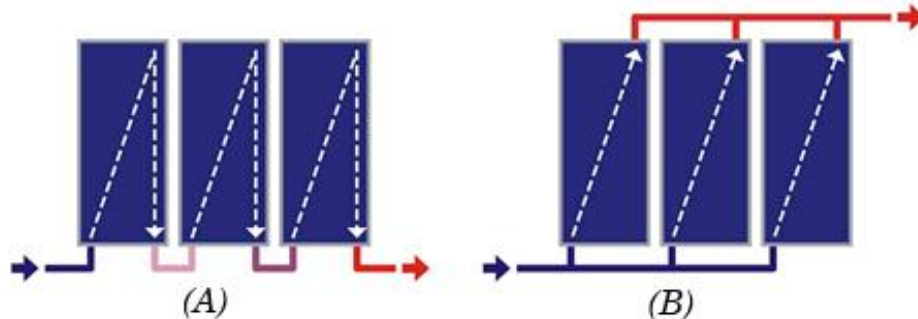


Figure 2.5 Raccordement des capteurs (A) en série, (B) en parallèle

Le raccordement en série permet une montée en température plus importante au prix de pertes thermiques plus importantes. De fait, la montée progressive en température au fil des panneaux en série est accompagnée par une diminution du rendement. Un trop grand nombre de capteurs raccordés en série sera donc à éviter. D'un point de vue énergétique, le raccordement en parallèle est donc plus intéressant mais n'est pas toujours réaliste vu les longueurs de tuyauterie nécessaires.

2.4 Différents types des capteurs solaires thermiques

Il existe différents types de capteurs solaires thermiques selon le type d'application considérée. La majeure partie des applications est celle du chauffage de l'eau sanitaire et celui du chauffage des locaux, avec des fluides caloporteurs liquides.

2.4.1 Capteur non-vitré

Ces capteurs sont les plus simples et les moins onéreux. Il s'agit d'un absorbeur de forme simple en métal ou plastique à l'intérieur duquel circule le liquide à réchauffer. Il est souvent utilisé pour des applications très simples comme le chauffage des piscines (capteurs plastiques) ou la production d'eau chaude sanitaire dans les régions à très fort ensoleillement (*Figure 2.6*).

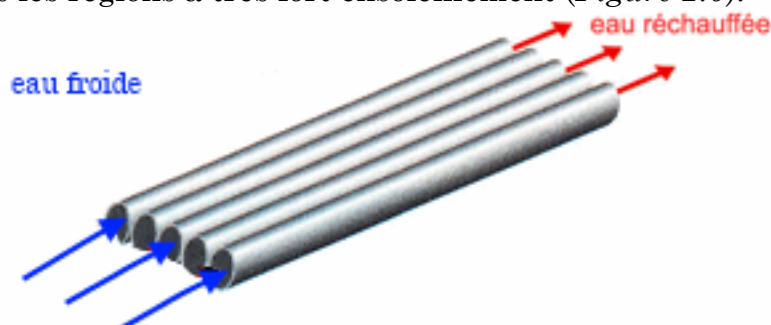


Figure 2.6 Capteur plan sans vitrage

2.4.2 Capteur plan vitré

Le capteur plan est considéré comme un simple absorbeur des rayons solaires qui les transforme en chaleur, en absorbant les rayons solaires provenant de toutes les directions. Son principe de fonctionnement est basé sur l'effet de serre qui consiste à piéger le rayonnement solaire, où ce dernier arrive au niveau du couvert et le traverse pour atteindre une surface revêtue d'une peinture noire, appelée absorbeur.

L'absorbeur va absorber une grande partie du rayonnement solaire entraînant une augmentation de sa température. Le rayonnement réfléchi par l'absorbeur arrive sur la vitre et comme celle-ci est opaque aux rayonnements infrarouges, le rayonnement est ainsi piégé.

2.4.3 Capteur à tubes sous vide

Le capteur sous vide est une variante optimisée du capteur plan vitré dans lequel la couche d'air est éliminée en réalisant un vide entre l'absorbeur et la vitre. Ainsi les pertes par convection thermique sont éliminées, car le phénomène de convection ne peut pas être réalisé dans le vide (il a besoin de mouvement d'air pour transférer la chaleur par convection). De plus, dans ce type de capteur une couche sélective est déposée sur la vitre ce qui limite les pertes par rayonnement infrarouge.

Il y a 4 familles de capteurs sous vide, et chacune dépend d'une technique spécifique [16]:

- Le capteur à tube sous vide à circulation directe.
- Le capteur à tube sous vide à " Caloduc".
- Le capteur à tube sous vide à effet "Thermos".
- Le capteur à tube sous vide "Schott".

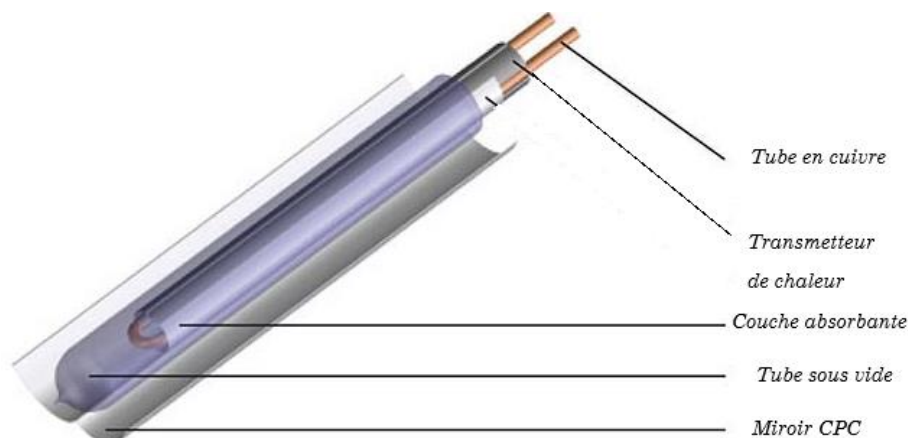


Figure 2.7 Tube sous vide en forme d'éprouvette [17]

2.5 Description d'un capteur solaire plan vitré

Les capteurs solaires plans sont utilisés pour la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique à basse température. Le flux de rayonnement solaire maximum pouvant être capté par une surface située au niveau de la mer est autour de 1 kW/m² et produisant ainsi une température ne pouvant pas dépasser 100°C [10].

Le capteur plan vitré est constitué de plusieurs composants (*Figure 2.8*), chacun ayant ses propres caractéristiques et un rôle bien défini, que nous présentons ci-dessous



Figure 2.8 Structure du capteur plan
 (1) Boîtier, (2) Couverture transparente, (3) Isolant thermique,
 (4) Absorbeur, (5) Entrée fluide caloporteur, (6) Sortie fluide caloporteur. [44]

2.5.1 Le boîtier

C'est la coque qui contient tous les composants du capteur et les maintient à l'abri des agressions des conditions extérieures. Il est habituellement réalisé en aluminium, acier galvanisé, inox ou matières synthétiques.

Le boîtier étant l'élément qui assure le maintien de l'ensemble des composants du capteur, il doit de ce fait :

- Résister aux chocs et contraintes mécaniques.
- Résister à l'usure du temps (corrosion, UV).
- Résister aux températures élevées.
- Être relativement léger.

2.5.2 La couverture transparente

La couverture transparente est placée devant l'absorbeur afin d'assurer d'une part une isolation entre l'absorbeur et l'air extérieur en lui permettant ainsi de s'échauffer plus, et d'une autre part elle permet de piéger le rayonnement thermique émis par l'absorbeur (effet de serre). Pour cela, et au vu de son emplacement, la couverture transparente doit répondre aux caractéristiques suivantes :

- Coefficient de transmittivité élevé pour les petites longueurs d'onde et opaque aux grandes longueurs d'onde (IR).
- Coefficient de réflectivité faible.
- Ayant une bonne tenue mécanique (résistance au choc et aux températures élevées)
- Le matériau de couverture le plus utilisé est le verre trempé de 3 à 4 mm d'épaisseur, présentant un bon coefficient de transmission du rayonnement solaire. Les matériaux organiques transparents (polycarbonates) sont rarement utilisés pour des raisons de performance optique. Le recours au double vitrage a lui aussi été abandonné étant donné son coût élevé.

Les verres de couverture utilisés actuellement présentent de plus en plus un traitement de surfaces visant à :

- Minimiser les réflexions du rayonnement solaire sur la face extérieure (face d'aspect mat).
- Favoriser la réflexion du rayonnement thermique sur la face intérieure (face d'aspect brillant).

Par rapport au verre solaire standard, un verre antireflet permet d'augmenter le taux de transmission d'énergie solaire de 5 %. [18]

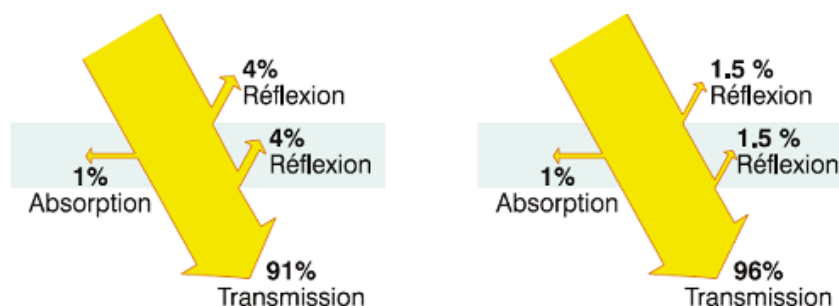


Figure 2.9 Avantage d'un verre antireflets par rapport à un verre standard

2.5.3 L'isolant thermique

L'absorbeur doit transmettre l'énergie captée au fluide caloporteur en évitant les pertes thermiques par conduction, convection et par rayonnement, des différentes parties périphériques vers l'extérieur. Les solutions adaptées sont les suivantes :

- **Partie avant de l'absorbeur**

La lame d'air située entre la vitre et l'absorbeur se comporte comme un isolant vis-à-vis de la transmission de chaleur par conduction. Cependant, si l'épaisseur de cette lame est trop grande, une convection naturelle intervient, d'où une perte d'énergie. Pour les températures usuelles de fonctionnement du capteur plan, l'épaisseur de la lame d'air est de 2.5 cm [6]. En plaçant deux vitres, on limite les pertes dues à la réémission ainsi que les pertes par conduction et par convection [6].

- **Parties arrière et latérale**

Afin de limiter les pertes thermiques à la périphérie du capteur on peut placer une ou plusieurs couches d'isolant qui doit résister et ne pas dégazer aux hautes températures. Sinon, il faut s'attendre à voir apparaître un dépôt sur la face intérieure de la couverture.

En plus d'utiliser un isolant pour minimiser les pertes thermiques, on peut augmenter la résistance de contact entre la plaque, l'isolant et le coffre en évitant de presser ces surfaces les unes contre les autres car dans le cas d'une forte rugosité, il peut exister entre les deux faces en contact un film d'air qui empêche la chaleur de passer facilement par conduction [6, 19, 20].

2.5.4 Absorbeur

L'absorbeur est constitué d'une plaque absorbante et d'un radiateur, Cet ensemble permet d'absorber le rayonnement solaire et de le transmettre au fluide caloporteur circulant à l'intérieur du radiateur.

Il existe différentes formes d'absorbeurs utilisés, On peut également distinguer plusieurs types de radiateur (Annexe C).

Le matériau constituant la plaque de l'absorbeur peut être soit métallique soit en matière plastique (Annexe C) [6].

2.5.5 Fluide caloporteur

Le fluide de travail est chargé de transporter la chaleur entre deux ou plusieurs sources de température. Il est choisi en fonction de ses propriétés physiques et chimiques, il doit posséder une conductivité thermique élevée, une faible viscosité et une capacité calorifique élevée. Dans le cas des capteurs plans, on utilise de l'eau à laquelle on ajoute un antigel.

2.6 Développement du marché solaire thermique mondial [21]

La grande majorité de la capacité de la chaleur solaire est en Chine, qui représente 86% du marché mondial et 64% de la capacité totale en 2012. (Voir *Figure 2.11*)

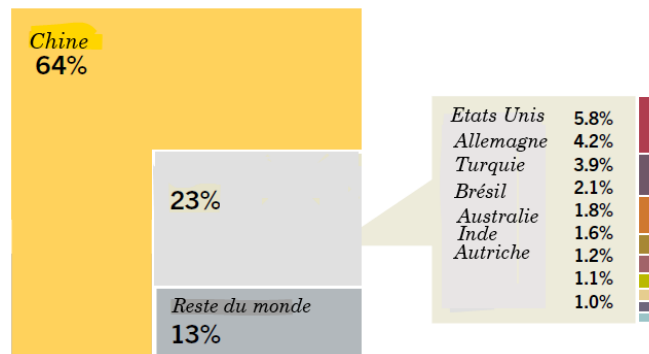


Figure 2.10 Répartition de la capacité solaire thermique totale, fin 2012 [21]

Les principaux pays de capacités ajoutées en 2012, ont été la Chine, la Turquie, l'Inde, le Brésil et l'Allemagne, et le top cinq pour la capacité totale en exploitation sont demeurés la Chine, les États-Unis, l'Allemagne, la Turquie et le Brésil. (Voir *Figure 2.12*)

En 2013, on estime à 57,1 GW th (81,6 millions m²) de la capacité brute a été ajoutée dans le monde entier, augmentant la capacité thermique solaire global à environ 330 GW th (Voir *Figure 2.12*).

La Chine a de nouveau été le principal moteur de la demande en 2013, ajoutant 46,2GW-th (en hausse de 3,3% par rapport à 2012), ce qui porte le total du pays à 217 GW th.

États-Unis, continue de se classer deuxième avec 16,2 GW th à la fin de 2012.

Allemagne et en Autriche, les leaders à long terme de l'UE. L'Allemagne est restée le plus grand installateur de l'Europe en 2013, ajoutant 0,7 MW th pour un total de 12,3 GW-th.

Sur une période de six ans, le marché brésilien a plus que doublé, avec près de 1 GW th ajoutée en 2013 pour un total approchant 7 GW-th.

L'Inde et le Japon sont les principaux marchés asiatiques en dehors de la Chine. L'Inde a ajouté 0,9 GW e en 2013 pour un total de fin d'année du marché de 5,2GW-th.

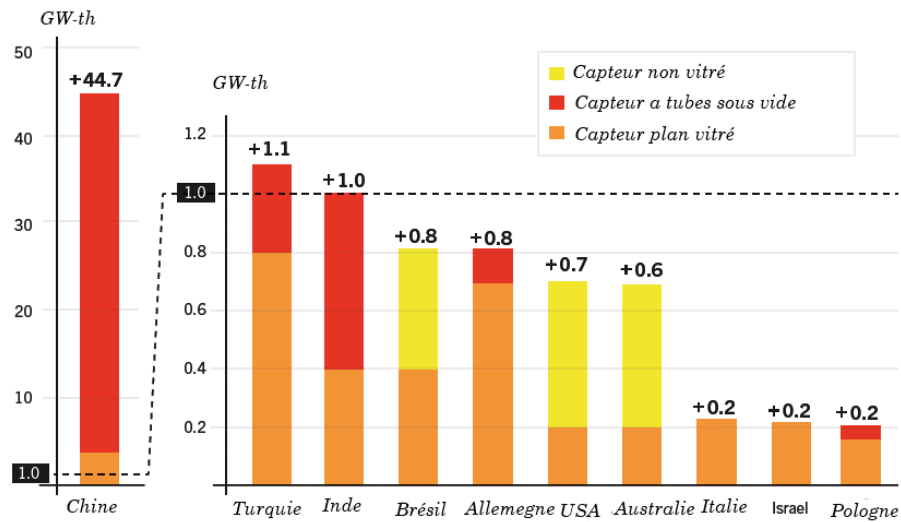


Figure 2.11 Capacité solaire thermique ajoutée en 2012 [21]

Plusieurs pays africains, dont l’Egypte, le Mozambique, la Tunisie, le Zimbabwe et l’Afrique du Sud, représentent le marché le plus mature dans l’Afrique mais cette production reste insuffisante pour jouer les premiers rôles malgré le potentiel solaire énorme de cette zone.

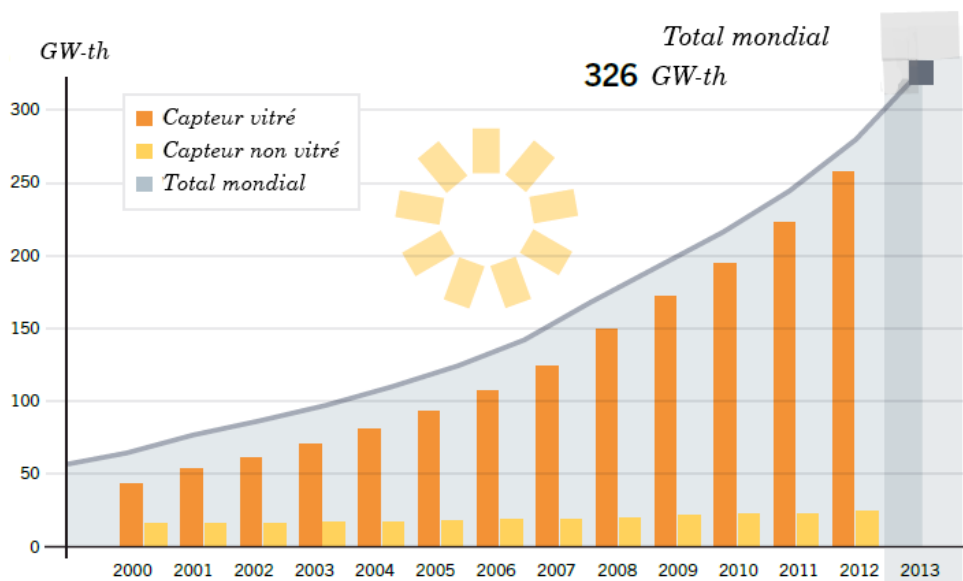


Figure 2.12 Capacité solaire thermique globale 2000-2013 [21]

2.7 Conclusion

A travers cette étude, nous avons tenté d'apporter une analyse sur les systèmes de production d'eau chaude, en citant les systèmes solaires contemporains leurs principes de fonctionnement et leur installation, afin d'avoir une idée sur la technologie la mieux adaptée à notre projet.

Notre recherche était basée jusqu'à un certain point sur le capteur solaire plan et ses composantes, car ce dernier représente la pièce maitresse de notre projet. Nous avons jugé que cette étude était nécessaire avant d'entamer le 4^{ème} chapitre qui traitera l'analyse thermique de notre capteur.

Puis nous nous sommes intéressés en deuxième partie au parc mondial du solaire thermique qui est en constante augmentation en présentant des chiffres réels du marché mondial où on a constaté que l'Algérie est en retard par rapport à l'état d'avancement international dans ce domaine malgré son potentiel solaire énorme.

Chapitre 3 :

Modélisation et simulation du rayonnement solaire

3.1 Introduction

Le rayonnement solaire étant mesuré sur un nombre limité de sites à travers le monde, les données relatives à cette énergie ne sont pas toujours disponibles. L'utilisation de modèles de simulation est pratiquement le seul moyen de palier à ce problème.

Au cours de ce chapitre, on s'intéresse particulièrement à :

- Modéliser le rayonnement solaire global sur un plan horizontal qui se trouve à la surface de la terre et ceci en utilisant le modèle de BIRD HULSTROM ;
- Estimer le rayonnement diffus en utilisant divers modèles statistiques ;
- Simuler le comportement du rayonnement solaire grâce au logiciel SIMULINK-MATLAB ;
- Comparer les valeurs du rayonnement solaire global mesurées avec celles qui sont prévues par les modèles statistiques ;
- Comparaison des résultats pour les différents modèles.

3.2 Modélisation du rayonnement solaire sur un plan horizontal

3.2.1 Modèle de BIRD et HULSTROM

Dans la littérature, plusieurs auteurs ont proposé des relations empiriques qui lient les paramètres météorologiques aux différents paramètres radiométriques (irradiation globale, diffuse et directe). Ainsi, pour notre travail, nous avons retenu le modèle de Bird et Hallström [12, 22].

Dans ce modèle, ont été proposées des relations empiriques permettant d'estimer les différents coefficients de transmission du rayonnement solaire, ainsi que les relations menant au calcul des différentes composantes du rayonnement solaire. Il est à noter ici que ce modèle n'est applicable que pour une journée claire.

3.2.1.1 Eclairement dû au rayonnement direct sur un plan horizontal [23]

Dans ce modèle, l'éclairement dû au rayonnement direct est donné par la relation suivante :

$$G_b = 0.975 G_{sc} \tau_R \tau_o \tau_g \tau_w \tau_a \quad (3.1)$$

Avec $G_{b,h}$ est l'éclairement dû au rayonnement direct calculé sur un plan horizontal, tel que :

$$G_{b,h} = G_b \cdot \cos \theta_z \quad (3.2)$$

Nous donnons ci-dessous les différentes équations des coefficients de transmission :

- **Diffusion de Rayleigh**

Le coefficient de transmission après la diffusion moléculaire est donné par la relation suivante (voir Annexe A) :

$$\tau_R = \exp[-0.0903 \cdot m_a^{0.84} \cdot (1 + m_a - m_a^{1.01})] \quad (3.3)$$

- **Diffusion par les aérosols**

Dans ce modèle, le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols concerne uniquement les deux longueurs d'onde ($\lambda = 0,38 \mu\text{m}$ et $\lambda = 0,50 \mu\text{m}$).

Ce sont ces longueurs d'onde où il existe un minimum d'absorption par l'ozone (voir Annexe A). Il est donné par la relation suivante :

$$\tau_a = \exp[-k_a^{0.873} \cdot m_a^{0.9108} \cdot (1 + k_a - k_a^{0.7088})] \quad (3.4)$$

Avec

$$k_a = 0.2758 \cdot k_{a\lambda|\lambda=0.38\mu\text{m}} + 0.35 \cdot k_{a\lambda|\lambda=0.8\mu\text{m}} \quad (3.5)$$

- **Absorption par l'ozone**

Le coefficient de transmission après absorption par l'ozone est donné par la relation suivante :

$$\tau_o = 1 - \alpha_o \quad (3.6)$$

Où α_o est le coefficient d'absorption par l'ozone donné par :

$$\alpha_o = 0.1611 U_3 (1 + 139.48 U_3)^{-0.3035} - 0.002715 U_3 (1 + 0.044 U_3 + 0.0003 U_3^2)^{-1} \quad (3.7)$$

Avec U_3 l'épaisseur de la couche d'ozone ;

- **Absorption par la vapeur d'eau**

Le coefficient de transmission après absorption par la vapeur d'eau est donné par la relation suivante :

$$\tau_w = 1 - \alpha_w \quad (3.8)$$

Où α_w est le coefficient d'absorption par la vapeur d'eau, donné par :

$$\alpha_w = 2.4959U_1[(1 + 79.034 U_1)^{0.6828} + 6.385U_1]^{-1} \quad (3.9)$$

Avec U_1 qui est l'épaisseur d'eau condensable corrigée par la longueur du trajet optique (Voir Annexe A).

- **Absorption par les gaz :**

Dans ce modèle, le coefficient de transmission après absorption par les gaz est donné par l'expression suivante :

$$\tau_g = \exp(-0.0127m_a^{0.26}) \quad (3.10)$$

3.2.1.2 Eclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal [24]

Dans ce modèle, l'éclairement dû au rayonnement diffus sur un plan horizontal est la somme des trois composantes diffuses dues aux divers types de diffusion du rayonnement solaire par la pellicule atmosphérique :

$$G_{d,h} = G_{d,a} + G_{d,R} + G_{d,m} \quad (3.11)$$

$G_{d,R}$: Irradiation diffuse provenant de la diffusion de Rayleigh ;

$G_{d,a}$: Irradiation diffuse provenant de la diffusion par les aérosols ;

$G_{d,m}$: Irradiation diffuse issue du phénomène de multi réflexion terre-atmosphère ;

- **Eclairement dû au rayonnement diffus issu de la diffusion de Rayleigh**

$$G_{d,R} = 0.79 \cdot G_{sc} \cdot \cos \theta_z \tau_o \tau_g \tau_w \tau_{aa} 0.5 (1 - \tau_r) / (1 - m_a + m_a^{1.02}) \quad (3.12)$$

Avec τ_{aa} et τ_{as} sont respectivement les coefficients de transmission après absorption et diffusion du rayonnement solaire par les aérosols

$$\tau_{aa} = 1 - (1 - \omega_0) (1 - m_a + m_a^{1.06}) (1 - \tau_a) \quad (3.13)$$

BIRD et Hallström recommandèrent que $\omega_0 = 0.90$

Et dans ce modèle, τ_{as} le coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion par les aérosols est calculé par la relation suivante :

$$\tau_{as} = \frac{\tau_a}{\tau_{aa}} \quad (3.14)$$

- **Eclairement dû au rayonnement diffus après diffusion par les aérosols**

$$G_{d,a} = 0.79 \cdot I_{sc} \cdot \cos \theta_z \tau_o \tau_g \tau_w \tau_{aa} F_c (1 - \tau_{as}) / (1 - m_a + m_a^{1.02}) \quad (3.15)$$

Avec $F_c = 0.84$, valeur recommandée par ce modèle.

- **Eclairement dû au rayonnement dû au phénomène de multi réflexion terre atmosphère**

L'éclairement dû au rayonnement issu du phénomène de multi - réflexion est donné par l'expression suivante :

$$G_{d,m} = (G_{b,h} + G_{d,R} + G_{d,a}) \cdot \rho_{gr} \cdot \rho'_a / (1 - \rho_{gr} \cdot \rho'_a) \quad (3.16)$$

Où ρ_{gr} : Albédo terrestre ;

ρ'_a : Albédo du ciel clair donné par :

$$\rho'_a = 0.0685 + (1 - F_c)(1 - \tau_{as}) \quad (3.17)$$

3.2.1.3 Eclairement dû au rayonnement global sur un plan horizontal

L'éclairement dû au rayonnement global sur un plan horizontal est comme suit :

$$G_{gl,h} = G_{d,h} + G_{b,h} \quad (3.18)$$

3.3 Modélisation du rayonnement solaire sur un plan incliné

Le rayonnement global est la donnée essentielle pour les conceptions des systèmes solaires. Les modèles prédisant le rayonnement global à différentes positions utilisent presque les mêmes équations, la différence principale réside dans l'estimation du rayonnement diffus.

La présence de plans inclinés dans toute conception technique est indispensable. Dans cette optique les modèles choisis pour cette étude sont ceux qui traitent la composante diffuse sur plan incliné et leurs contributions dans l'estimation du rayonnement global.

3.3.1 Rayonnement direct sur un plan incliné

Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et de son orientation ou azimut par rapport au sud.

$$G_{b,t} = \frac{G_{b,h}}{\cos \theta_z} \cos \theta \quad (3.19)$$

3.3.2 Rayonnement diffus du ciel

Des modèles empiriques permettent l'estimation de l'éclairement global reçu sur un plan incliné à partir des éclairements mesurés sur un plan horizontal. Ces modèles sont basés sur les différentes contributions du ciel au rayonnement diffus, à savoir l'anisotropie et l'isotropie du ciel et la valeur estimée albédo pour le rayonnement réfléchi du sol.

3.3.2.1 Modèle isotrope 'LIU et JORDAN'

Le modèle Isotrope de Liu et Jordan (1962) est le plus simple de tous les modèles, c'est un modèle qui suppose que le ciel est isotrope. Dans ce modèle, l'intensité du rayonnement diffus du ciel est supposée être uniforme sur toute la voûte céleste. Le rayonnement diffus du ciel sur un plan incliné avec une inclinaison β peut être estimé par l'expression suivante [25, 3, 12, 26] :

$$G_{d,t} = G_{d,h} \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3.20)$$

3.3.2.2 Modèle de PEREZ

Le modèle de PEREZ considère l'irradiation diffuse comme étant la somme d'une composante diffuse isotrope qui provient du disque solaire, une composante diffuse qui provient de l'horizon et une composante isotrope du reste de la voûte céleste.

Sur les surfaces inclinées l'irradiation totale réfléchie sur le sol augmente la proportion du rayonnement diffus par la composante $G_{d,ground}$.

La relation de l'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée comme suit [25, 27, 3] :

$$G_{d,t} = \underbrace{G_{iso} + G_{cir} + G_{hor}}_{G_{d,sky}} \quad (3.21)$$

$$G_{d,t} = \underbrace{G_{d,h}(1 - F_1) \frac{1 + \cos \beta}{2}}_{G_{iso}} + \underbrace{G_{d,h} F_1 \frac{a}{b}}_{G_{cir}} + \underbrace{G_{d,h} F_2 \sin \beta}_{G_{hor}} \quad (3.22)$$

a et b sont des termes qui prennent compte les angles d'incidence du cône de rayonnement circumsolaire

$$a = \max(0, \cos\theta) , b = \max(\cos 85, \cos\theta_z)$$

Perez a formulé un algorithme unique qui couvre l'ensemble des conditions du ciel.

Il a introduit deux paramètres caractérisant les conditions climatiques du ciel qui sont :

- **La clarté ε (sky clearness)** qui représente le trouble de l'atmosphère

$$\varepsilon = \frac{1 + \frac{G_{b,n}}{G_{d,h}} + 5.535 \cdot 10^{-6} \cdot \theta_z^3}{1 + 5.535 \cdot 10^{-6} \cdot \theta_z^3} \quad (3.23)$$

Avec

$G_{d,h}$: Rayonnement diffus horizontal ;

$G_{b,n}$: Rayonnement direct normal ;

θ_z : L'angle azimutal en degrés ;

- **La luminosité Δ (sky brightness)** qui représente le caractère lumineux du rayonnement diffus du ciel

$$\Delta = \frac{m_a \cdot G_{dh}}{G_{sc}} \quad (3.24)$$

Avec

G_{sc} : Rayonnement direct normal hors atmosphère ;

m_a : Masse d'air optique ;

$$m = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (3.25)$$

F_1 et F_2 les coefficients de PEREZ qui dépendent de l'angle zénithal :

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{13} \right) \right] \quad (3.26)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{23} \quad (3.27)$$

Perez classifie les divers ciels en huit catégories basées sur l'indice de clarté ε de 1.000 à 1.065 pour ciel couvert (rayonnement direct nul) ; au-delà de 6.200 pour un ciel sans nuages et entre les valeurs extrêmes on a des états de ciels nuageux voir .tableau ci-dessus :

Tableau 3.1 Coefficients du modèle de PEREZ [3]

Indice de clarté ε [-]	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1 – 1.065	-0.008	0.588	-0.062	-0.06	0.072	-0.022
1.065 – 1.23	0.13	0.683	-0.151	-0.019	0.066	-0.029
1.23 – 1.5	0.33	0.387	-0.221	0.055	-0.064	-0.026
1.5 – 1.95	0.569	0.187	-0.295	0.109	-0.152	0.014
1.95 – 2.8	0.873	-0.392	-0.362	0.266	-0.462	0.001
2.8 – 4.5	1.132	-1.237	-0.412	0.288	-0.823	0.056
4.5 – 6.2	1.06	-1.6	-0.359	0.264	-1.127	0.131
6.2 – ∞	0.678	-0.327	-0.25	0.156	-1.377	0.251

3.3.2.3 Modèle de ERBS

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages.

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté (traduction littérale de l'américain clearness index). L'indice de clarté est défini par [3, 25] :

$$k = \frac{G_{g,h}}{G_{sc,h}} \quad (3.28)$$

Où $G_{sc,h}$: est le rayonnement extra-terrestre horizontal peut être facilement calculé par la relation suivant :

$$G_{sc,h} = G_{sc} \cdot \cos \theta_z \quad (3.29)$$

Le rayonnement diffus sur une surface horizontale $G_{d,h}$ peut-être donne par la corrélation suivante :

$$\frac{G_{d,h}}{G_{g,h}} = \begin{cases} 1 - 0.249k & \text{pour } k < 0.35 \\ 1557 - 1.84k & \text{pour } 0.35 \leq k \leq 0.75 \\ 0.177 & \text{pour } k > 0.75 \end{cases} \quad (3.30)$$

Le rayonnement diffus reçu sur une surface inclinée est évalué grâce à l'équation (3.20).

Ce modèle permet aussi d'estimer le rayonnement direct avec la corrélation suivante :

$$\begin{cases} G_b = -520 + 1800k \quad (W/m^2) & 0.30 < k < 0.85 \\ G_b = 0 & 0.30 > k \end{cases} \quad (3.31)$$

3.3.3 Rayonnement Réfléchi

Le sol reçoit un rayonnement global qui comprend une composante directe et une composante diffuse. La valeur de l'albédo du sol pour les rayonnements direct et diffus peut être différente ρ_b et ρ_d . Le rayonnement réfléchi est donné par :

$$G_{r,t} = G_{g,h} \rho_{gr} \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.32)$$

Pour une Réflexion Isotropique ; On suppose que $\rho_b = \rho_d = \rho_{gr}$.

3.3.4 Rayonnement global sur une surface inclinée

Le rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des trois composantes détaillées ci-dessus :

$$G_t = G_{b,t} + G_{d,t} + G_{r,t} \quad (3.33)$$

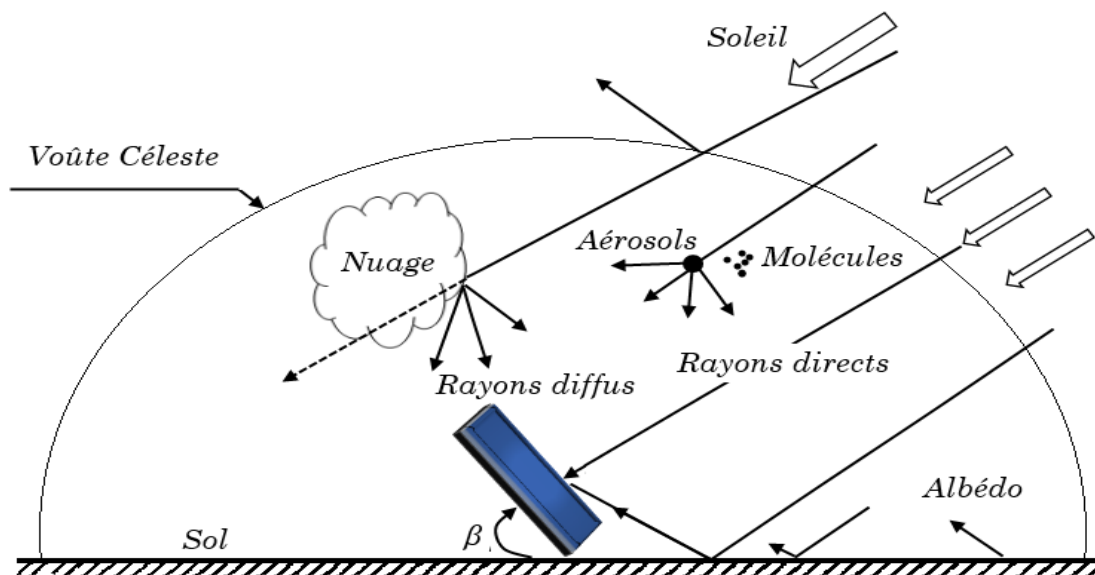


Figure 3.1 Rayonnements reçus sur une surface inclinée

3.4 Simulation du rayonnement solaire

Grace au logiciel SIMULINK-MATLAB, on a réussi à simuler le comportement du rayonnement solaire incident sur un capteur plan, et ceci en se basant sur divers modèles cités ci-dessus. Le modèle de BIRD et HULSTROM nous a permis de

simuler le rayonnement solaire sur un plan horizontal, puis grâce aux modèles de LIU et JORDAN, de PEREZ et de ERBS on a évalué la composante diffuse sur un plan incliné afin de déterminer en dernier le rayonnement globale incident sur ce plan.

Le programme qu'on a réussi à développer est opérationnel pour un site et une période voulu, car l'utilisateur du programme peut d'introduire les coordonnées géographiques, météorologiques, et le nombre du jour de l'année souhaités pour avoir des résultats assez cohérent avec le comportement réel.

3.4.1 SIMULINK-MATLAB

Simulink est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communication et de traitement du signal. Simulink est intégré à MATLAB, fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données de MATLAB.

L'environnement Simulink peut modéliser un système, simuler son comportement, décomposer le design avant son implémentation. Avec Simulink, il est possible de créer des diagrammes hiérarchiques de blocs pour la modélisation haut niveau d'un système.

Simulink se lance sous MATLAB par la commande `Simulink`. Il faut ensuite créer un nouveau modèle, implémenter des composants et les simuler. Simulink permet de visualiser les signaux créés.

3.4.2 Procédure

En premier lieu, l'introduction du nombre du jour de l'année et la constante solaire sont nécessaires pour le calcul de la constante solaire au $n^{\text{ième}}$ jour de l'année.

Ensuite, les coordonnées géographiques, le décalage horaire, et l'inclinaison de notre capteur sont nécessaires pour le calcul des coordonnées équatoriales et horizontales ainsi que l'angle d'incidence, tout ceci doit être effectué après avoir précisé un intervalle bien précis durant la journée ainsi que le pas qu'on a estimé pour que notre évolution soit instantanée.

Plusieurs sous-programmes, qui permettent de calculer l'épaisseur de la couche d'Ozone, la masse d'air corrigée, l'épaisseur d'eau condensable corrigée par la longueur du trajet optique, l'albédo terrestre ainsi que d'autres paramètres, sont primordiaux pour calculer les différents coefficients de transmission et d'absorption pour ensuite évaluer les composantes du rayonnement solaire, tout ceci est traité dans le sous-programme 'BIRD'.

Le sous-programme 'PEREZ' traite plusieurs paramètres et contient divers sous-programmes afin d'optimiser le rayonnement diffus puis calculer le rayonnement global incliné.

Le sous-programme 'LIU et JORDAN' traite le diffus horizontal et nous donne le rayonnement diffus incliné puis calculer le rayonnement global incliné.

Le sous-programme 'ERBS' traite plusieurs paramètres et contient divers sous-programmes afin d'optimiser les rayonnements diffus et direct puis calculer le rayonnement global incliné.

Les données expérimentales mesurées au sein du centre de recherche CDER Bouzaréah ont été mises à notre disposition, on a essayé de les comparer avec les résultats de la simulation afin de valider notre programme.

3.5 Exploitation et comparaison des résultats

Pour obtenir une validation du rayonnement solaire, nous allons confronter quelques valeurs ; par ciel clair, du rayonnement solaire fournies par la station radiométriques de Bouzaréah, avec des valeurs, sur plan horizontal et sur plan incliné, délivrées par le logiciel de calcul

On présentera sur les figures suivantes, des graphes comparatifs relatifs au rayonnement diffus, au rayonnement direct et au rayonnement global, des modèles utilisés, avec les données expérimentales du site.

Le centre de recherche sise Bouzaréah est caractérisé par les données suivantes :

Tableau 3.2 Coordonnées géographique du site(CDER)

Latitude	longitude	altitude
36.789°	3.03° E	345 (m)

3.5.1 Rayonnement sur une surface horizontale

3.5.1.1 Résultats

La *Figure 3.2* ci-après représente les résultats obtenus par simulation du modèle de BIRD, et nous donne ainsi le rayonnement global, diffus et direct incidents sur un plan horizontal, et par ciel clair, qui se situe à Bouzaréah tout au long de la journée du 17 avril.

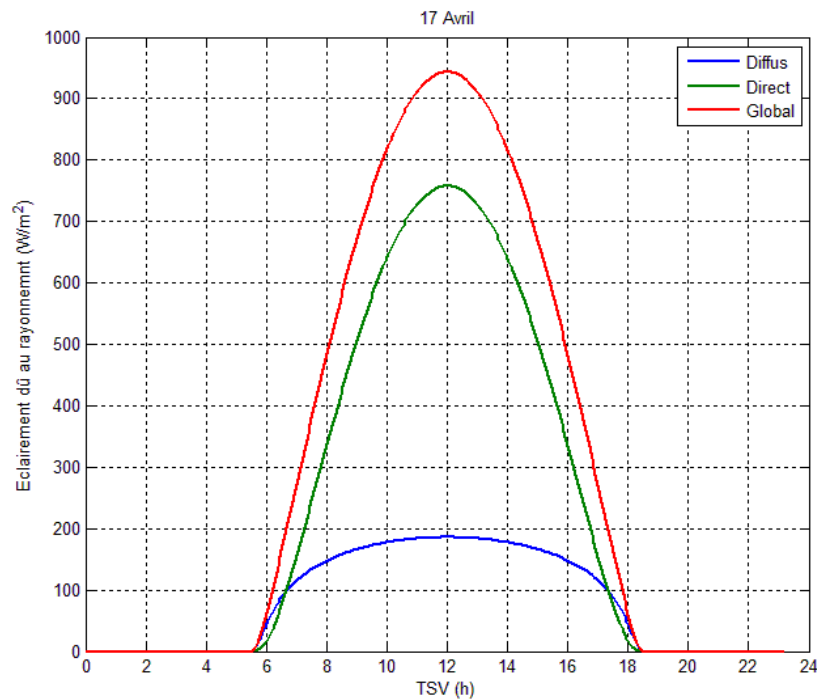


Figure 3.2 Eclairéments estimés par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 Avril

Les données expérimentales relatives aux composantes du rayonnement solaire, à savoir : global, diffus, direct, sur plan horizontal, et par ciel clair, et pour le 17 avril 2015 sur Bouzaréah sont présentées sur les figures suivantes sous forme de graphes, et en les comparant aux données issues du modèle de BIRD.

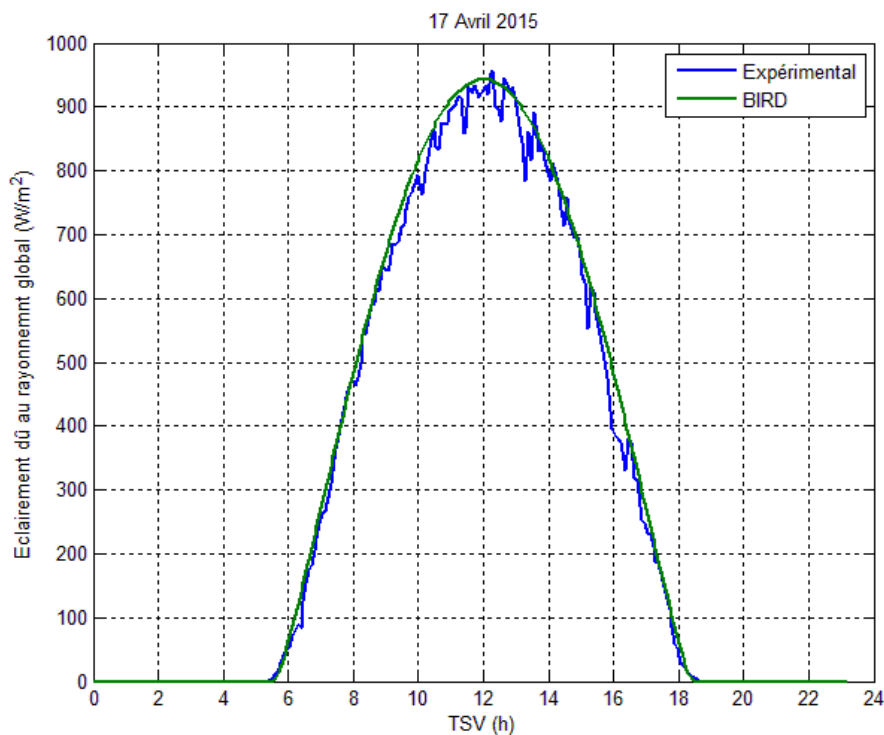


Figure 3.3 Comparaison des résultats obtenus par le modèle de BIRD avec les données expérimentales relatives au rayonnement solaire global, Bouzaréah, 17 Avril 2015

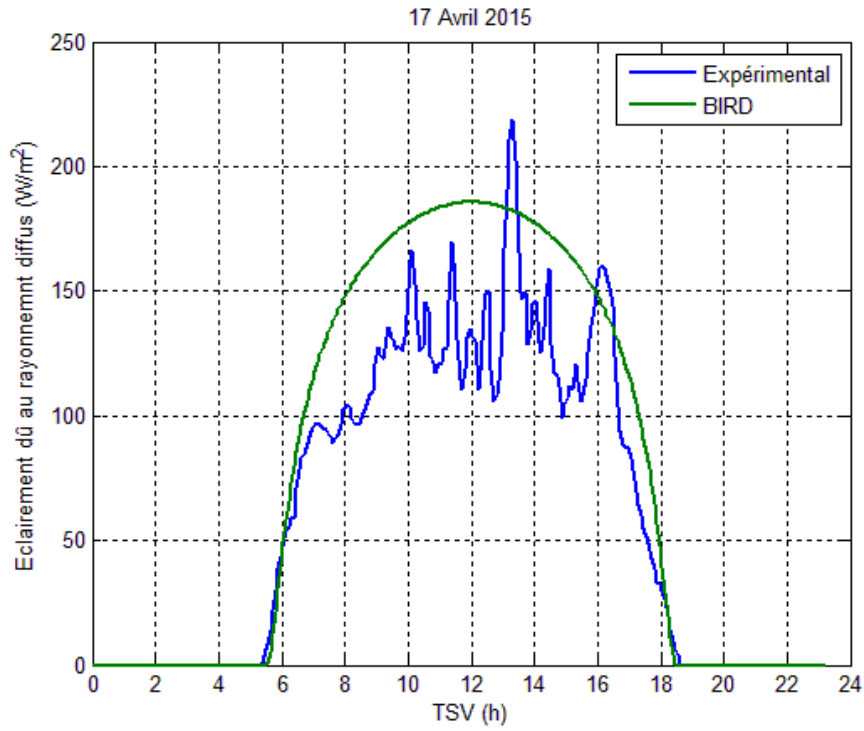


Figure 3.4 Comparaison des résultats obtenus par le modèle de BIRD avec les données expérimentales relatives au rayonnement solaire diffus, Bouzaréah, 17 Avril 2015

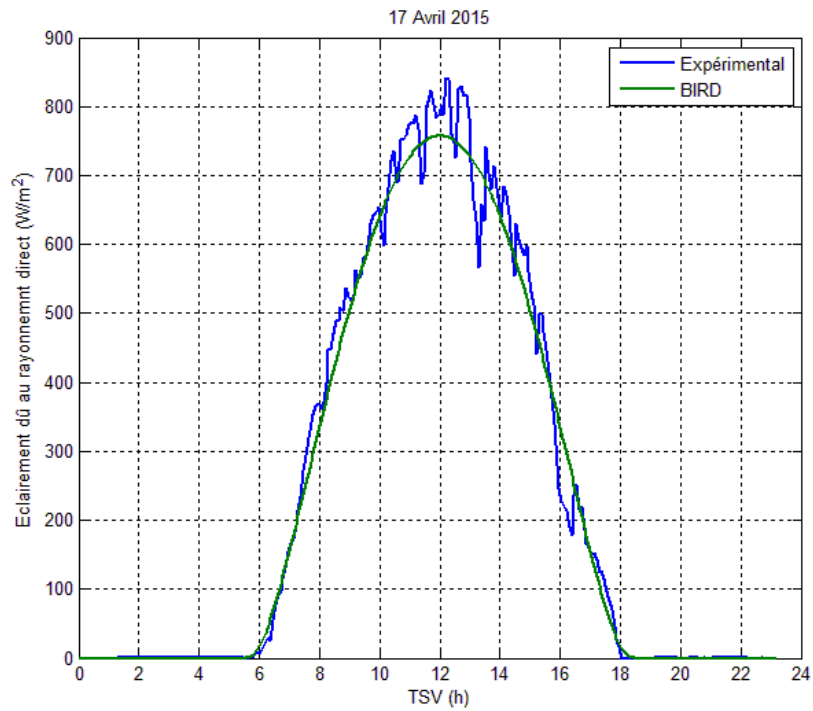


Figure 3.5 Comparaison des résultats obtenus par le modèle de BIRD avec les données expérimentales relatives au rayonnement solaire direct, Bouzaréah, 17 Avril 2015

- **Etude graphique**

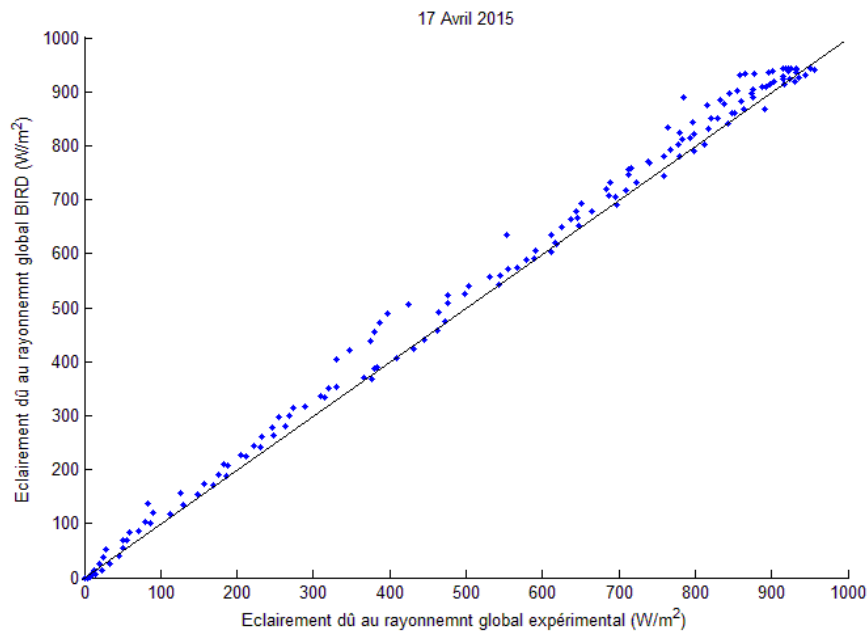


Figure 3.6 Rayonnement global horizontal estimé en fonction du rayonnement global mesuré, Bouzaréah, 17 Avril 2015

- **Etude statistique**

L'étude statistique est basée sur les calculs des écarts absolus et relatifs.

L'écart absolu est donné par le calcul suivant :

$$Erreur_{absolu} \% = 100 \cdot \frac{|valeur_{estimée} - valeur_{mesurée}|}{valeur_{mesurée}} \quad (3.35)$$

L'écart relatif est donné par le calcul suivant

$$Erreur_{relative} \% = 100 \cdot \frac{valeur_{estimée} - valeur_{mesurée}}{valeur_{mesurée}} \quad (3.36)$$

Tableau 3.3 Erreurs moyennes entre les valeurs mesurées et celles calculées par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 avril 2015

Composante du rayonnement solaire	L'écart absolu moyen %	L'écart relatif moyen %
Globale	9.57	-1.91
diffuse	24.85	-22.51
directe	7.96	2.24

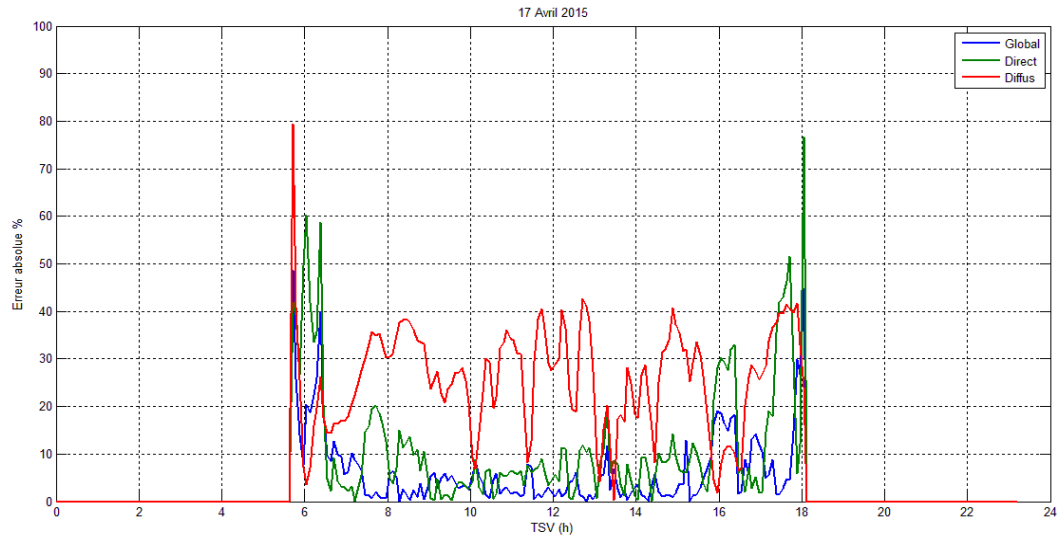


Figure 3.7 Erreur absolue pour les différentes composantes du rayonnement solaire estimées par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 Avril 2015

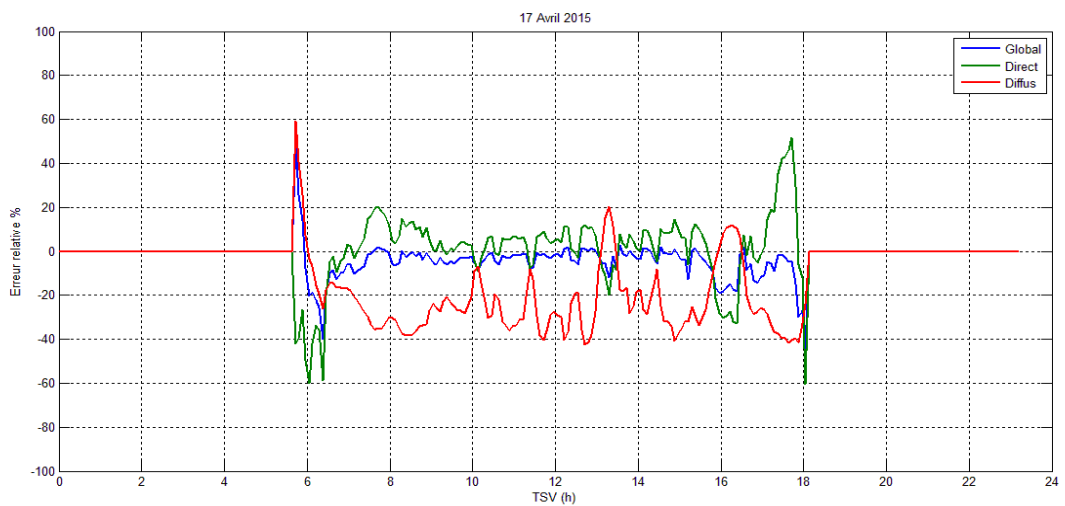


Figure 3.7 Erreur relative pour les différentes composantes du rayonnement solaire estimées par le modèle de BIRD, Bouzaréah, 17 Avril 2015

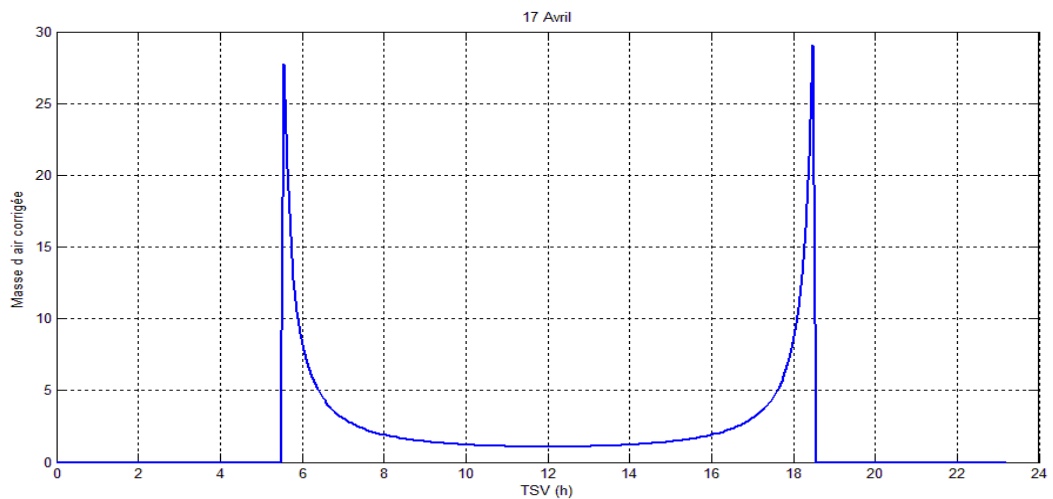


Figure 3.9 Evolution de la masse d'air, Bouzaréah, 17 avril

3.5.1.2 Discussion des résultats

Afin de réaliser une analyse critique des résultats obtenus, il a été effectué une comparaison des données expérimentales avec celles issues de la simulation sur SIMULINK-MATLAB.

N.B : on a effectué une comparaison similaire à la précédente pour la période allant du 15 avril au 15 mai, les résultats étaient assez similaires alors on a pris le 17 avril comme exemple.

En premier lieu, on a remarqué un phénomène redondant sur toutes les courbes du rayonnement mesuré, qui est la fluctuation des courbes pour le site de Bouzaréah, ce phénomène est dû à la présence de nuages de types Cirrus¹ assez fréquent dans cette zone.

L'allure du rayonnement solaire horizontal simulé présenté sur la *Figure 3.2* semble assez similaire au rayonnement réel car on remarque que pour toutes les composantes de ce dernier, l'évolution en fonction du temps solaire vrai est gaussienne et atteint son pic au midi solaire, l'estimation de la durée d'ensoleillement est assez logique pour cette période, donc ceci nous laisse croire que notre simulation est assez réaliste mais une comparaison avec les résultats expérimentaux reste primordiale pour la valider .

A partir des diagrammes représentatifs des valeurs mesurées sur le site de Bouzaréah et celles estimées par le modèle de BIRD (*Figure 3.3-Figure 3.5*), nous remarquons que le modèle, parfois surestime et parfois sous-estime cette quantité surtout au voisinage de midi et parfois, ces valeurs concordent avec les valeurs estimées.

Ceci est dû à notre avis au fait que nous ne disposons pas de valeurs précises du coefficient de trouble atmosphérique² et que nous avons pris des valeurs générales proposées dans la littérature.

En général, ce modèle sous-estime légèrement la composante diffuse du rayonnement solaire, il surestime la composante directe, pour s'approcher enfin de la composante globale par effet de compensation.

¹ Nuages détachés sous forme de délicats flocons blancs, composés de banc ou d'étroites bandes blanches. Ces nuages ont un aspect fibreux (chevelu), un éclat soyeux ou bien les deux [41].

² Le coefficient de trouble est le paramètre qui influe considérablement sur le coefficient d'extinction du rayonnement solaire d'une part, et d'autre part aussi sur les erreurs commises lors du lissage des paramètres météorologiques.

Les points du rayonnement global estimé en fonction du rayonnement mesuré se concentrent près de la droite unitaire (*Figure 3.6*). Montrant ainsi une bonne approximation du modèle.

- **Calcul d'erreur**

Si on observe le *Tableau 3.3*, nous constatons que les écarts moyens entre les valeurs mesurées et celles estimées restent modérés.

A partir des diagrammes représentatifs des erreurs relatives et absolues (*Figures 3.7- 3.8*), nous remarquons que les écarts sont nettement plus apparents au voisinage du lever et du coucher du soleil, surtout pour la composante diffuse, ceci est due à l'estimation des composantes liées au trajet de la masse d'air qu'on a supposé constantes.

Ainsi les 100 Watts mesurés auxquels correspondent les 50 Watts estimés engendreront une erreur très élevée, mais on observe le côté quantitatif, la valeur de cette composante restera relativement très faible devant l'éclairement dû au rayonnement direct, donc, sans effet sur la composante globale et par conséquent sans effet considérable sur le calcul des performances des systèmes solaires.

Il est aussi à noter que le trajet optique étant très élevé à ces heures (*Figure 3.9*), alors, une petite erreur sur la quantification de l'un des principaux constituants de l'atmosphère, engendrerait une erreur sur le calcul des composantes du rayonnement solaire.

« L'effet du trajet optique apparaît surtout au voisinage du lever et du coucher du soleil. Pour ces conditions, les écarts peuvent dépasser les 50 %. Ce qui peut s'expliquer par le fait qu'au lever et au coucher du soleil, les appareils de mesure sont soumis à des effets masques et à de réflexions causés par l'environnement, ce qui conduit généralement à des erreurs de mesures considérables [28]. »

Mais d'une manière générale, on peut dire que le modèle de BIRD donne une estimation assez bonne du rayonnement solaire global durant une période printanière au site de Bouzaréah.

3.5.2 Rayonnement sur une surface inclinée

3.5.2.1 Résultats

La *Figure 3.10* ci-après représente les résultats obtenus par simulation des différents modèles.

Pour tracer les courbes suivantes, on a utilisé le rayonnement global horizontal, direct et le diffus issus de la 1ère simulation (modèle de BIRD) puis on a calculé les rayonnements reçus sur une surface inclinée en utilisant le modèle de PEREZ et le modèle de LIU et JORDAN, quant au modèle de ERBS, il ne nécessite que la composante globale issue du modèle de BIRD afin de calculer les rayonnements inclinés.

On a choisi une surface inclinée d'un angle optimale $\beta=36.8^\circ$, et qui se situe à Bouzaréah tout au long du 17 avril.

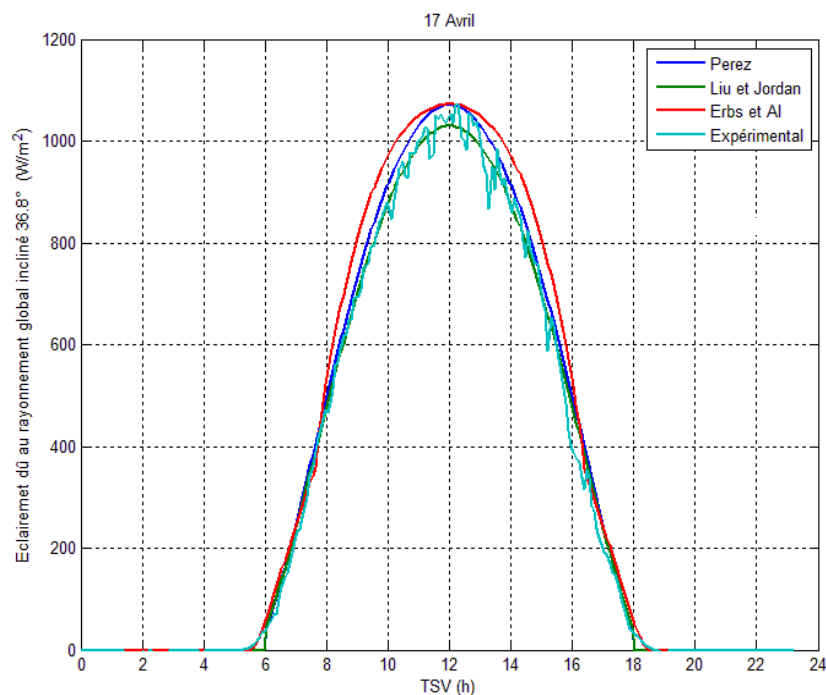


Figure 3.8 Comparaison des résultats obtenus par les différents modèles (simulation) avec les données expérimentales relatives au rayonnement global incliné, Bouzaréah, 17 Avril

La *Figure 3-11* ci-après représente les résultats obtenus par simulation des différents modèles en utilisant le rayonnement global horizontal, direct et le diffus issus des données expérimentales (CDER) pour une surface inclinée d'un angle optimale $\beta=36.8^\circ$, et qui se situe à Bouzaréah tout au long du 17 avril.

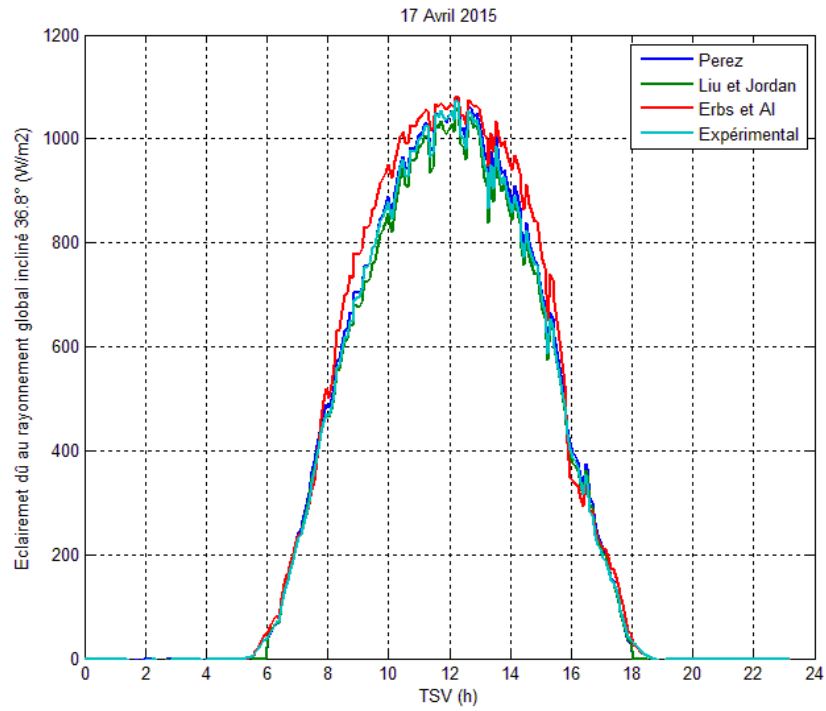


Figure 3.9 Comparaison des résultats obtenus par les différents modèles avec les données expérimentales relatives au rayonnement global incliné, Bouzaréah, 17 Avril

- Etude graphique

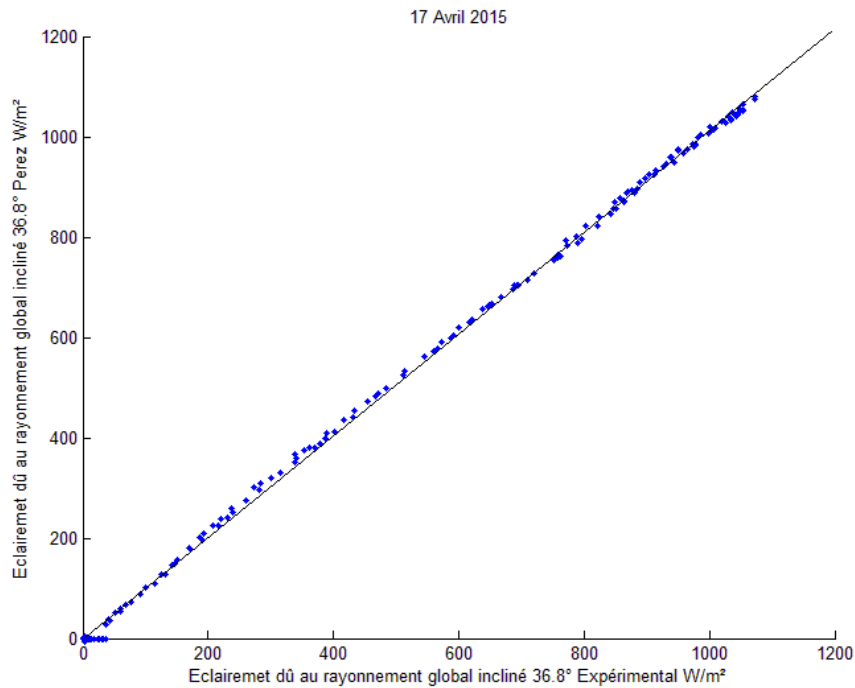


Figure 3.10 Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de 'PEREZ' en fonction de celui mesuré

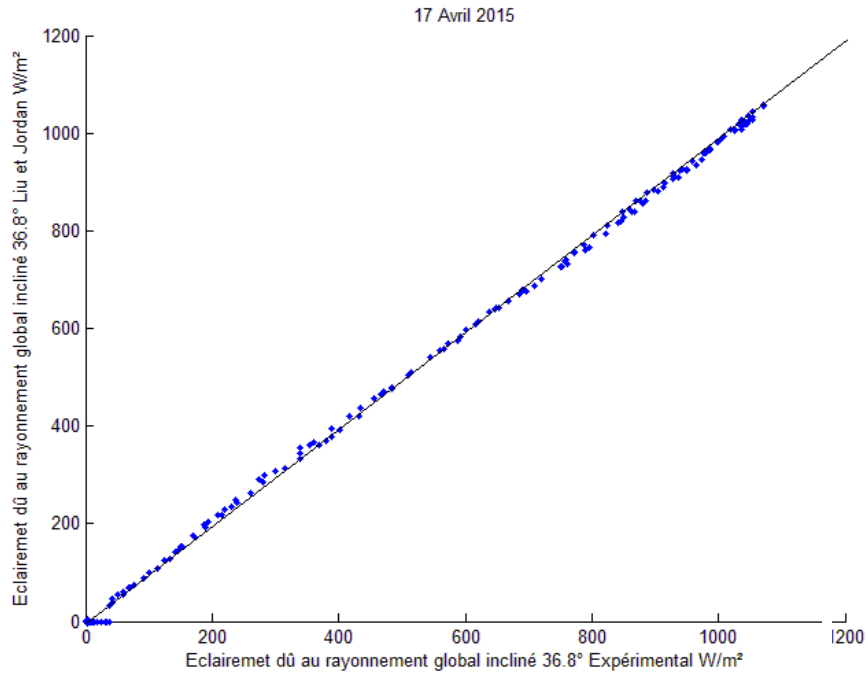


Figure 3.11 Rayonnement global incliné calculé selon le modèle 'Isentrop'ique' en fonction de celui mesuré

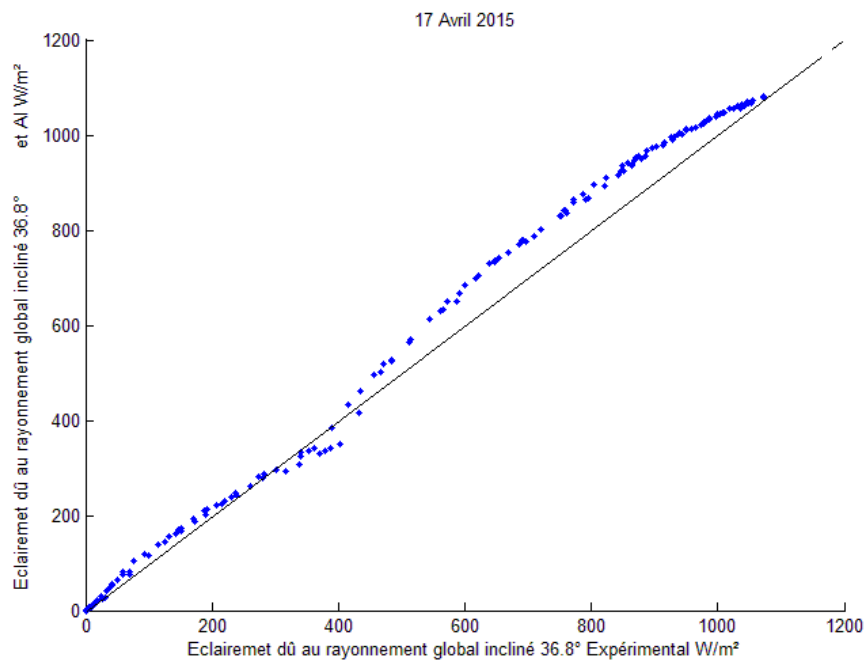


Figure 3.12 Rayonnement global incliné calculé selon le modèle de 'ERBS' en fonction de celui mesuré

Afin de ne prendre en considération que les erreurs dues à la composante diffuse, (erreurs liées aux modèles différents), on a traité dans le paragraphe précédent et le suivant, le cas de la *Figure 3.9* où les données expérimentales du rayonnement horizontal sont traitées par le sous-programme de chaque modèle.

- **Etude statistique**

Tableau 3.4 Erreurs moyennes entre les valeurs mesurées et celles calculées par les différents modèles, Bouzaréah, 17 avril 2015

Modèle	L'écart absolu moyen %	L'écart relatif moyen %
PEREZ	2.42	2.43
LIU et JORDAN	2.429	-1.03
ERBS	7.53	6.16

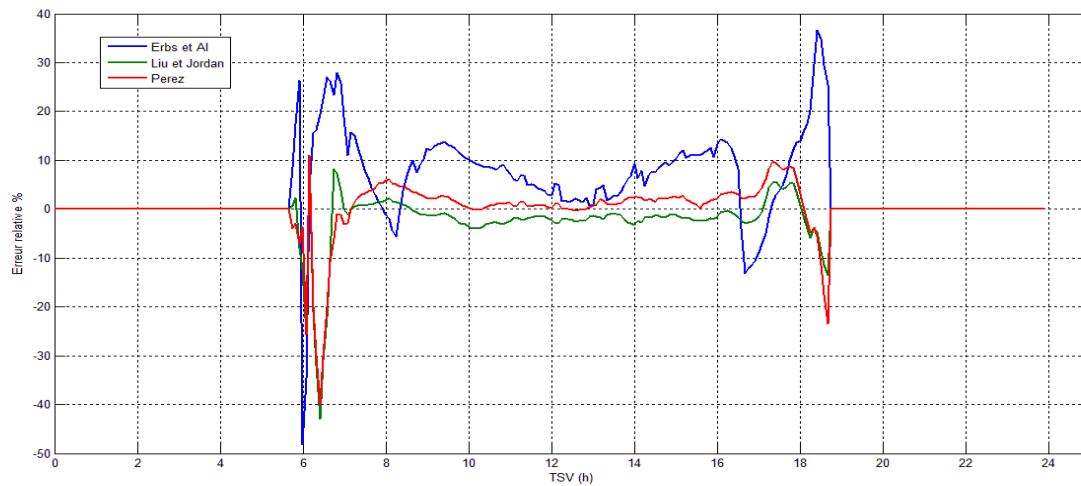


Figure 3.13 Erreur relative pour les différents modèles, Bouzaréah, 17 Avril 2015

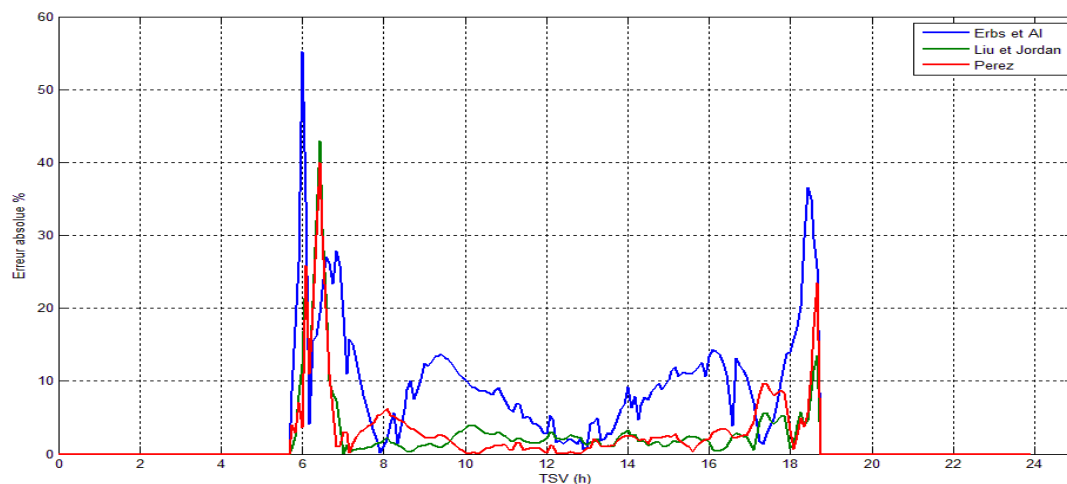


Figure 3.14 Erreur absolue pour les différents modèles, Bouzaréah, 17 Avril 2015

3.5.2.2 Discussion des résultats

L'allure du rayonnement solaire global incliné simulé présenté sur la *Figure 3.1* est assez similaire au rayonnement expérimental pour tous les modèles. L'évolution en fonction du temps solaire vrai est gaussienne atteint son pic au midi solaire, l'estimation de la durée d'ensoleillement coïncide avec l'expérience. Donc ceci nous laisse croire que notre simulation est assez réaliste mais une comparaison des résultats obtenus par chaque modèle reste primordiale car cette dernière va nous aider à choisir le modèle assez réaliste pour ce site en cette période.

La *Figure 3.11* représente les résultats obtenus par simulation des différents modèles en utilisant les rayonnements : global-horizontal, direct et diffus issus des données expérimentales (CDER). Pour les différents modèles, les résultats sont assez proches de l'expérience. La fluctuation des courbes pour le site de Bouzaréah, est due à la présence de Cirrus comme nous l'avons déjà expliqué. Sur cette figure on remarque également que le modèle de 'ERBS' surestime légèrement le rayonnement global incliné tout au long de la période d'ensoleillement. Nous allons confirmer notre constatation dans l'étude comparative.

Les points des échantillons du rayonnement global incliné calculé par les différents modèles en fonction du rayonnement mesuré se concentrent près de la droite unitaire (*Figures 3.12-3.14*). Ceci est fortement remarqué pour le modèle de PEREZ ainsi que pour le modèle isentropique. En ce qui concerne le modèle de ERBS on remarque que les points s'éloignent de la droite unitaire pour les valeurs assez élevées de l'éclairement global incliné donc il surestime le rayonnement global incliné mais ceci reste tolérable. Montrant ainsi une bonne approximation des modèles.

- **Calcul d'erreur**

Si on observe le *Tableau 3-4*, nous constatons que les écarts moyens entre les valeurs mesurées et celles estimées restent modérés et que le modèle de PEREZ et celui qui estime le mieux le rayonnement global incliné pour cette période.

A partir des diagrammes représentatifs des erreurs relatives et absolues (*Figure 3.15- 3.16*), nous remarquons que les écarts sont nettement plus apparents au voisinage du lever et du coucher du soleil, ceci est due à l'estimation des composantes liées au trajet de la masse d'air (ceci est expliqué dans le paragraphe **3.5.1.2**).

Le modèle de PEREZ donne une bonne estimation du rayonnement pour une incidence sur un plan incliné par rapport aux autres modèles, ceci revient au fait que ce modèle différencie entre rayonnement ciel clair et rayonnement ciel couvert, il traite la composante diffuse anisotrope.

Le rayonnement est décomposé dans le cas d'un ciel non couvert en 3 composantes, l'erreur relative est assez faible pour ce modèle et les résultats obtenus pour ce site se rapprochent avec une grande précision des données réelles, l'intérêt de l'utilisation de ce modèle apparaîtra mieux si l'on avait effectué une comparaison durant une période hivernale ou estivale.

Les modèles de 'PEREZ' et celui de 'LIU et JORDAN', ainsi que le modèle de 'ERBS' ont donné une satisfaction suffisante pour qu'ils puissent être appliqués sur ce site pour reconstituer les composantes de l'irradiation solaire sur un plan incliné.

3.6 Conclusion

Pour générer des données synthétiques des irradiances solaires, il est nécessaire de combiner différents types de modèles. Si l'irradiation hors atmosphère est décrite par des expressions analytiques précises, l'irradiation reçue au sol est dépendante des nuages et d'autres paramètres atmosphériques. Ceci lui confère un caractère aléatoire, d'où la nécessité d'utiliser des modèles plus complexes. A cet effet, la littérature propose de différentes approches et méthodes d'estimation du gisement solaire à une échelle locale ou régionale tenant compte de la nature des mesures effectuées. Les modèles statistiques sont élaborés en fonction des données disponibles, ils prédisent le rayonnement global à différentes positions et utilisent presque les mêmes équations. La différence principale réside dans l'estimation du rayonnement diffus.

Ce travail nous a permis de confronter des valeurs mesurées à celles estimées par des différentes corrélations proposées dans la littérature et que nous avons retenues pour ce travail. Ainsi, nous avons constaté les écarts obtenus entre les valeurs expérimentales et les valeurs prédites par les différents modèles de calcul du rayonnement horizontal et pour le rayonnement incliné témoignent de la bonne approximation des données expérimentales avec les calculs.

Chapitre 4 :

Modélisation et simulation du comportement d'un capteur thermique plan

4.1 Introduction

Afin d'arriver à simuler le comportement d'un capteur plan exposé aux rayonnements solaires à une position géographique et une période données nous devons en premier lieu établir les équations mathématiques et les bilans qui régissent les phénomènes thermiques dans le capteur solaire plan.

On s'intéresse particulièrement à :

- établir le bilan énergétique au niveau du capteur ;
- formuler des hypothèses pour simplifier nos calculs ;
- déterminer les différents coefficients de transferts thermiques ainsi que le coefficient d'échange global ;
- établir l'analogie électrique-thermique ;
- déterminer les différents facteurs relatifs à la géométrie de l'absorbeur ;
- établir un programme à l'aide d'un logiciel de simulation SIMULINK_MATLAB qui simulera le comportement du capteur plan à eau dans un environnement précis puis prévoir ses performances thermiques.

4.2 Bilan thermique du capteur

Le bilan énergétique par unité de surface du capteur s'écrit :

$$Q_s = Q_u + Q_{loss} + Q_{st} \quad (4.1)$$

Avec

Q_s : Flux solaire absorbé ;

Q_u : Taux de chaleur utile, l'énergie résultante emmagasinée dans le fluide ;

Q_{loss} : Déperditions de chaleur dans l'entourage par convection et rayonnement ;

Q_{st} : Flux stocké sous forme de chaleur sensible dans les différents éléments du capteur lorsque le régime thermique est variable ;

4.2.1 Hypothèses :

Pour simplifier notre étude, on a émis un certain nombre d'hypothèses [3]:

1. Le capteur est uniformément irradié ;
2. Le ciel est considéré comme un corps noir à la température T_{sky} ;
3. Température homogène pour chaque élément ;
4. Régime permanent ;
5. Les pertes thermiques vers l'avant et l'arrière se font vers la même température ambiante,
6. La poussière et les masques sur le capteur sont négligeables ;
7. Ecoulement de chaleur unidimensionnel ;

Les hypothèses 4 et 5 font que le flux stocké dans le capteur est négligeable,

$Q_{st} = 0$ Et donc l'équation du bilan devient :

$$Q_s = Q_u + Q_{loss} \quad (4.2)$$

4.2.2 Rendements d'un capteur

Défini comme étant le rapport entre le flux utile récupéré, sur l'éclairement solaire global incident sur le capteur tel que :

$$\eta = \frac{\int \dot{Q}_u dt}{\int G_T dt} \quad (4.3)$$

Si les conditions sont constantes sur une période de temps, l'expression du rendement se réduit à :

$$\eta = \frac{Q_u}{G_T A_c} \quad (4.4)$$

4.2.3 Evaluation des déperditions de chaleur

L'analogie électrique peut être ainsi adoptée pour effectuer l'analyse thermique. Le schéma du circuit équivalent est ainsi illustré sur *la Figure 4.1*

Les pertes thermiques sont dues à la différence de température entre l'absorbeur et le milieu ambiant. Elles se manifestent selon les trois modes de transfert de chaleur. Elles se divisent en Trois catégories : les pertes vers l'avant, les pertes vers l'arrière et les pertes latérales.

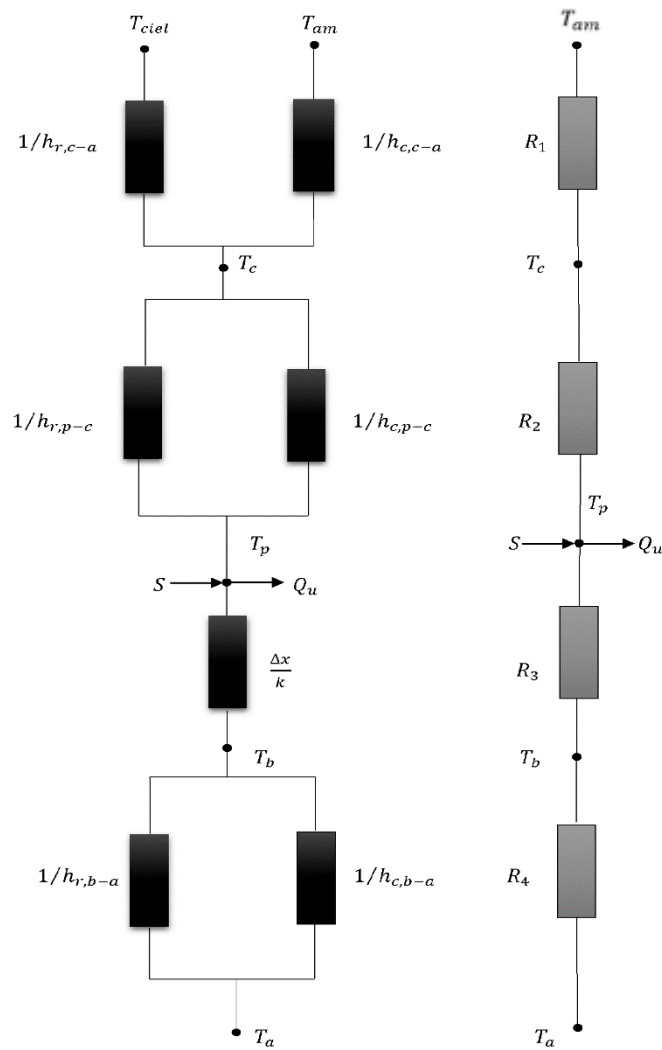


Figure 4.1 Circuit électrique équivalent relative à un capteur solaire plan

On définit :

R_1 : Résistance thermique entre le milieu ambiant et la vitre ;

R_2 : Résistance thermique entre la vitre et l'absorbeur ;

R_3 : Résistance thermique entre l'absorbeur et l'isolant ;

R_4 : Résistance thermique entre l'isolant et le milieu ambiant ;

4.2.3.1 Pertes à l'avant du capteur

- **Pertes entre la vitre et le milieu extérieur**

Comme le montre la *Figure 4.1*, il y a pertes par convection et par rayonnement.

$$q_{\text{loss,av1}} = (h_{\text{air}} + h_{r,c-a})(T_c - T_{\text{am}}) \quad (4.5)$$

$h_{r,c-a}$ Coefficient d'échange par rayonnement entre la vitre et le ciel donné par :

$$h_{r,v-a} = \frac{\sigma \varepsilon_c (T_c^4 - T_{sky}^4)}{T_c - T_{am}} \quad (4.6)$$

Avec $T_{sky} = 0.0552T_{am}^{1.5}$;

h_{air} : Coefficient de convection de l'air ;

$$h_{air} = 5.67 + 3.86V_{vent} \quad (4.7)$$

Ce qui nous permet d'écrire l'équation (4.5) sous la forme :

$$Q_{loss,av1} = h_{air}(T_c - T_{am}) + \sigma \varepsilon_v (T_c^4 - T_{sky}^4) \quad (4.8)$$

La résistance à l'environnement R_1 est alors donnée par :

$$R_1 = \frac{1}{h_{air} + h_{r,c-a}} \quad (4.9)$$

- **Pertes entre la vitre et l'absorbeur**

Comme précédemment, il y a pertes par convection et par rayonnement.

$$Q_{loss,av2} = (h_{c,p-c} + h_{r,p-c})(T_p - T_c) \quad (4.10)$$

Où

$h_{c,p-c}$: Coefficient de transfert de chaleur par convection entre la vitre et l'absorbeur ;

$h_{r,p-c}$: Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement entre la vitre et l'absorbeur donnée par :

$$h_{r,p-c} = \frac{\sigma(T_p + T_c)(T_p^4 - T_c^4)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_c} - 1} \quad (4.11)$$

ε_c : Emissivité du verre ;

ε_p : Emissivité de l'absorbeur ;

Donc l'équation (4.10) prend la forme suivante :

$$Q_{loss,av2} = h_{C,p-c}(T_p - T_c) + \frac{\sigma(T_p^4 - T_c^4)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_c} - 1} \quad (4.12)$$

• **Calcul de coefficient de convection $h_{C,p-c}$**

Pour déterminer le coefficient de convection $h_{c,1}$, les corrélations suivantes seront utilisées(cas d'une convection naturelle) :

$$Nu = 1 + 1.44 \left[1 - \frac{1708(\sin 1.8 \beta)^{1.6}}{Ra} \right] \left[1 - \frac{1708}{Ra \cos \beta} \right] + \left[\left(\frac{Ra \cdot \cos \beta}{5830} \right)^{1/3} - 1 \right] \quad (4.13)$$

$$Nu = \frac{h_{C,p-c} \cdot L_c}{k} \quad (4.14)$$

$$Ra = \frac{g (T_p - T_c) L_c^3}{T_m \nu \cdot \alpha} \quad (4.15)$$

D'où on tire le coefficient de convection

$$h_{C,p-c} = Nu \frac{k}{L} \quad (4.16)$$

La résistance R_2 peut être écrite :

$$R_2 = \frac{1}{h_{C,p-c} + h_{r,p-c}} \quad (4.17)$$

Le coefficient de pertes à l'avant du capteur à la température ambiante est :

$$U_{av} = \frac{1}{R_1 + R_2} \quad (4.18)$$

On peut récapituler le coefficient d'échange global à l'avant en utilisant la relation de Klein [3, 29] :

$$U_{av} = \left(\frac{N}{\frac{c}{T_{pm}} \left[\frac{(T_{pm} - T_a)}{(N+f)} \right]^e} + \frac{1}{h_{air}} \right)^{-1} + \frac{\sigma(T_{pm} + T_a)(T_{pm}^2 + T_{am}^2)}{\frac{1}{\varepsilon_p + 0.00591N h_{air}} + \frac{2N+f-1+0.133\varepsilon_p}{\varepsilon_c} - N} \quad (4.19)$$

U_{av} : Coefficient de pertes avant ($W/m^2.K$) ;

N : Nombre de vitre ;

$$f = (1 + 0.089h_w - 0.1166h_w e_p)(1 + 0.07866N) ;$$

$C = 520(1 - 0.000051\beta^2)$ Pour $0^\circ < \beta < 70^\circ$, et pour $70^\circ < \beta < 90^\circ$ On prend $\beta = 70^\circ$;

C : Facteur tenant compte de l'influence de l'inclinaison du capteur sur $h_{c,p-c}$ et

$$e = 0.43(1 - 100/T_{pm}) ;$$

β : Angle d'inclinaison du capteur ;

ε_c : Emittance de la vitre ;

ε_p : Emittance de la plaque absorbante ;

T_{am} : Température ambiante (K) ;

T_{pm} : Température de la plaque moyenne (K) ;

$h_{air} = 5.67 + 3.86V_{vent}$: Coefficient de convection du vent ($W/m^2 \text{ } ^\circ C$) ;

• Pertes à l'arrière du capteur

Il est souvent possible de négliger la résistance par convection devant celle due à l'isolation [3], donc les pertes à l'arrière du capteur sont données par la formule suivante :

$$Q_{loss,ar} = \frac{(T_p - T_a)}{\frac{e_a}{k}} \quad (4.20)$$

On peut ainsi définir le coefficient de pertes arrières U_{ar} tel que :

$$U_{ar} = \frac{1}{R_4} = \frac{k}{e_a} \quad (4.21)$$

Où k et e_a sont la conductivité thermique et l'épaisseur d'isolation à l'arrière, respectivement.

• Pertes par les faces latérales du capteur :

Comme précédemment la résistance par convection est négligée devant celle due à l'isolation, donc les pertes à l'arrière du capteur sont données par la formule :

$$Q_{loss,lat} = \frac{(T_p - T_a)}{\frac{e_l A_c}{k A_{lat}}} \quad (4.22)$$

A_c : Surface de la plaque absorbante ;

A_{lat} : Surface des faces latérales du capteur ;

e_l : Epaisseur de l'isolant sur ses faces latérales ;

$$U_{lat} = \frac{k A_{lat}}{e_l A_c} \quad (4.23)$$

Si l'on suppose que toutes les pertes se font vers une température T_a (voir hypothèse simplificatrice numéro 6), alors en sommant les coefficients de pertes avant, latérales et arrière on obtient le coefficient de pertes global U_L :

$$U_L = U_{av} + U_{ar} + U_{lat} \quad (4.24)$$

On peut écrire alors que :

$$Q_{loss} = U_L(T_{pm} - T_a) \quad (4.25)$$

4.3 Etude thermique de l'absorbeur

Le but de cette étude thermique est de voir l'influence de la construction de l'absorbeur sur le transfert de chaleur dans ce dernier vers le fluide.

Il faut néanmoins commencer par énoncer un certain nombre d'hypothèses [3]:

- 1) La température de la plaque absorbante T_p est indépendante de la direction (oz) puisque la plaque absorbante est très mince ; elle dépend uniquement des directions (ox) et (oy) ;
- 2) Le gradient de température autour des tubes est négligeable et donc les tubes seront à une température uniforme T_b ;
- 3) Les variations de température suivant la direction de l'écoulement et entre les tubes peuvent être traitées indépendamment ;

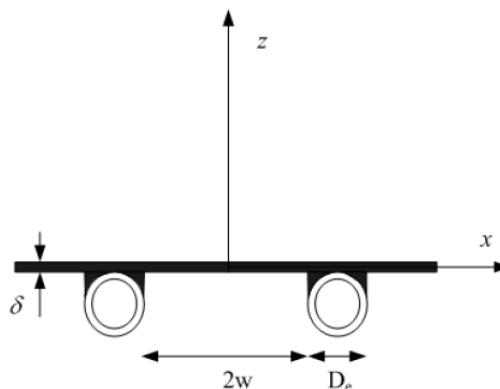


Figure 4.2 Coupe transversale de l'absorbeur

• **Equation du bilan énergétique pour un élément de la plaque**

On effectue un bilan énergétique sur un élément de la plaque absorbante comme montre la *Figure 4-3* ci-dessous

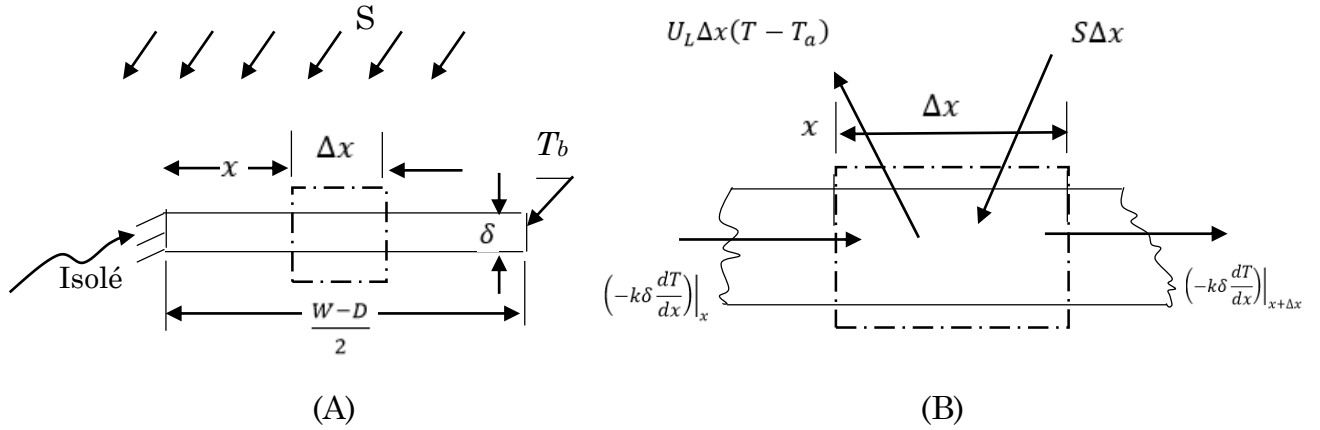


Figure 4.3 Bilan thermique élémentaire de la plaque absorbante

Le bilan énergétique du morceau de plaque de longueur élémentaire est donné par :

$$S\Delta x - U_L\Delta x(T - T_{am}) + \left(-k\delta \frac{dT}{dx}\right)\Big|_x - \left(-k\delta \frac{dT}{dx}\right)\Big|_{x+\Delta x} = 0 \quad (4.26)$$

Or $S = G_T(\tau\alpha)_{av}$

Donc, l'équation (4.26) s'écrira

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{U_L}{k\delta} \left(T - T_{am} - \frac{S}{U_L}\right) \quad (4.27)$$

Les conditions aux limites :

$$\begin{cases} \frac{dT}{dx}\Big|_{x=0} = 0 \\ T\Big|_{(W-D)/2} = T_b \end{cases}$$

Pour plus de commodité, nous pouvons définir deux variables, m et ψ

$$\begin{cases} m = \sqrt{\frac{U_L}{k\delta}} \\ \psi = T - T_a - \frac{S}{U_L} \end{cases}$$

On obtient alors :

$$\begin{cases} \frac{d\psi}{dx}\Big|_{x=0} = 0 \\ \psi\Big|_{x=(W-D)/2} = T_b - T_{am} - \frac{S}{U_L} \end{cases}$$

La solution générale est :

$$\psi = C_1 \sinh mx + C_2 \cosh mx \quad (4.28)$$

Les constantes C_1 et C_2 peuvent être trouvés en substituant les conditions aux limites dans la solution générale. Le résultat est :

$$\frac{T - T_{am} - S/U_L}{T_b - T_{am} - S/U_L} = \frac{\cosh mx}{\cosh m(W - D)/2} \quad (4.29)$$

Le taux de chaleur absorbé par le fluide caloporteur par unité de longueur de la conduite, peut être obtenu l'évaluation de la loi de Fourier à la base de l'ailette :

$$\begin{aligned} Q'_{fin1} &= -k\delta \left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=(W-D)/2} \\ &= \left(\frac{k\delta m}{U_L} \right) [S - U_L(T_b - T_{am})] \tanh \frac{m(W - D)}{2} \end{aligned} \quad (4.30)$$

Où $\frac{k\delta m}{U_L} = \frac{1}{m}$

L'équation (3.29) nous donne la quantité de chaleur d'un seul côté de tube il y en a deux alors, le flux de chaleur total est :

$$Q'_{fin} = (W - D)[S - U_L(T_b - T_a)] \frac{\tanh m(W - D)/2}{m(W - D)/2} \quad (4.31)$$

Il est commode d'utiliser le concept d'une efficacité de l'ailette et de réécrire l'équation (3.30) comme :

$$Q'_{fin} = (W - D)F[S - U_L(T_b - T_a)] \quad (4.32)$$

$$F = \frac{\tanh m(W - D)/2}{m(W - D)/2} \quad (4.33)$$

Le tube gagne également un flux capté directement sur sa largeur apparente D_e supposée à la température uniforme T_b . Pour cette région, l'énergie transférée au tube est égale à :

$$Q'_{tube} = D[S - U_L(T_b - T_a)] \quad (4.34)$$

Le gain thermique utile pour le tube et ailette par unité de longueur dans la direction d'écoulement correspond à :

$$Q'_u = [(W - D)F + D][S - U_L(T_b - T_a)] \quad (4.35)$$

En introduisant le coefficient de convection du fluide, $h_{f,i}$ et le coefficient de conduction de la soudure, C_b le taux de chaleur par unité de longueur, q'_u peut être également donné par relation :

$$Q'_u = \frac{T_b - T_f}{\frac{1}{h_{f,i}\pi D_i} + \frac{1}{C_b}} \quad (4.36)$$

On peut éliminer T_b en égalant les deux expressions de q'_u et l'on obtient finalement l'expression du flux utile gagné par chaque tube par unité de longueur dans la direction de l'écoulement du fluide

$$Q'_u = WF'[S - U_L(T_f - T_a)] \quad (4.37)$$

Avec :

$$F' = \frac{1/U_L}{W \left[\frac{1}{U_L[D + (W - D)F]} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{fi}} \right]} \quad (4.38)$$

F' Apparaît comme le rapport de la résistance thermique au transfert entre la plaque et l'extérieur sur la résistance thermique au transfert entre le fluide et l'extérieur. F' est donc un nombre inférieur ou égal à l'unité appelé facteur d'efficacité de la plaque absorbante.

4.4 Loi de distribution de la température du fluide

Considérons un tube de longueur L parmi les n tubes du capteur. Le fluide entre dans le tube à la température $T_{f,i}$ et en ressort à la température $T_{f,o}$. D'après ce qui précède, chaque tube gagne un flux utile q'_u par unité de longueur dans le sens (oy) de l'écoulement du fluide et donc, Q'_u et T_f sont fonction de.

Effectuons un bilan thermique sur la portion de fluide contenue dans un tube entre les distances y et $y + dy$ à partir de l'entrée du tube (*Figure 4-4*).

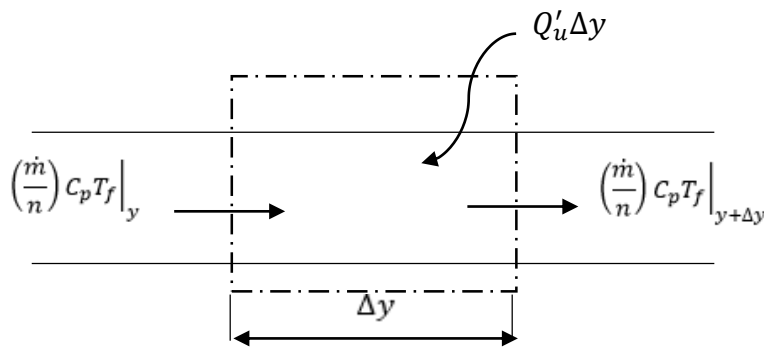


Figure 4.4 Bilan thermique élémentaire du fluide

Avec

n_{tube} : Nombre de tubes ;

\dot{m} : Débit massique total du fluide parcourant les n tubes ;

C_p : Capacité calorifique du fluide ;

Le bilan représenté par la figure (3-8) peut s'écrire :

$$\left(\frac{\dot{m}}{n}\right) C_p T_f \Big|_y - \left(\frac{\dot{m}}{n}\right) C_p T_f \Big|_{y+\Delta y} + q'_u \Delta y = 0 \quad (4.39)$$

En divisant l'équation (3-38) par dy on obtient :

$$\dot{m} C_p \frac{dT_f}{dy} - n_{tube} W F' [S - U_L (T_f - T_a)] = 0 \quad (4.40)$$

En intégrant entre 0 et y et en supposant que U_L et F' ne dépendent pas de y , on obtient le profil de température longitudinal du fluide :

$$\frac{T_f - T_a - S/U_L}{T_{f,i} - T_a - S/U_L} = \exp\left(-\frac{U_L W F' y n_{tube}}{\dot{m} C_p}\right) \quad (4.41)$$

Et par intégration entre $y = 0$ et $y = L$, on obtient l'expression suivante de la température de sortie $T_{f,o}$ du fluide dans laquelle $A_c = n.W.L$ est la surface de l'absorbeur :

$$\frac{T_{f,o} - T_a - S/U_L}{T_{f,i} - T_a - S/U_L} = \exp\left(-\frac{U_L A_c F'}{\dot{m} C_p}\right) \quad (4.42)$$

4.5 Facteur de conductance du capteur

Il est commode de définir une quantité qui concerne le gain en énergie utile réelle d'un collecteur au gain utile si la totalité de la surface du collecteur se trouvaient à la température d'entrée du fluide. Cette quantité est appelée Facteur de conductance du capteur F_R

$$F_R = \frac{\dot{m} C_p (T_{f,o} - T_{f,i})}{A_c [S - U_L (T_f - T_{am})]} \quad (4.43)$$

Le Facteur de conductance peut être exprimé comme suit :

$$\begin{aligned} F_R &= \frac{\dot{m} C_p}{A_c U_L} \left[\frac{T_{f,o} - T_{f,i}}{S/U_L - (T_f - T_{am})} \right] \\ &= \frac{\dot{m} C_p}{A_c U_L} \left[\frac{[S/U_L - (T_{f,i} - T_{am})] - [S/U_L + (T_{f,o} - T_{am})]}{S/U_L - (T_f - T_{am})} \right] \end{aligned} \quad (4.44)$$

Ou bien

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{A_c U_L} \left[1 - \frac{S/U_L - (T_{fo} - T_a)}{S/U_L - (T_{fi} - T_a)} \right] \quad (4.45)$$

L'expression peut s'écrire sous la forme suivante

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{A_c U_L} \left[1 - \frac{S/U_L - (T_{fo} - T_a)}{S/U_L - (T_{fi} - T_a)} \right] \quad (4.46)$$

Pour présenter graphiquement l'équation, il est commode de définir le facteur F'' comme le rapport de la F_R à F' .

$$F'' = \frac{F_R}{F'} = \frac{\dot{m}C_p}{A_c U_L F'} \left[1 - \exp\left(\frac{A_c U_L F'}{\dot{m}C_p}\right) \right] \quad (4.47)$$

La quantité F_R est équivalente à l'efficacité d'un échangeur de chaleur classique.

Le gain d'énergie utile possible, (transfert de chaleur) maximale dans un collecteur solaire se produit lorsque l'ensemble du collecteur est à la température du fluide d'entrée ; pertes de chaleur dans les environs sont alors minimales. Donc le gain d'énergie utile est égal au gain d'énergie réelle, ce gain est exprimé par :

$$Q_u = A_c F_R [S - U_L (T_i - T_a)] \quad (4.48)$$

4.6 Calcul des températures

4.6.1 Température moyenne du fluide

On peut calculer la température moyenne du fluide dans l'absorbeur par :

$$T_{fm} = \frac{1}{L} \int_0^L T_f(y) dy \quad (4.49)$$

La température moyenne du fluide a été montrée par Klein et al. (1974) pour être :

$$T_{fm} = T_{f,i} + \frac{Q_u/A_c}{F_R U_L} (1 - F'') \quad (4.50)$$

4.6.2 Température moyenne de l'absorbeur

La température moyenne de la plaque peut être utilisée pour calculer le gain utile d'un collecteur,

$$Q_u = A_c [S - U_L(T_{pm} - T_a)] \quad (4.51)$$

Si nous assimilons équations 4.50 et 4.47 et à résoudre pour la température moyenne de la plaque, nous avons

$$T_{pm} = T_{f,i} + \frac{Q_u/A_c}{F_R U_L} (1 - F_R) \quad (4.52)$$

4.6.3 Température moyenne du vitrage

La température du vitrage est basée sur un processus itératif à partir duquel les coefficients de transfert de chaleur par convection et par rayonnement sont calculés :

$$T_c = T_p - \frac{U_{av}(T_p - T_{am})}{h_{r,p-c} + h_{c,p-c}} \quad (4.53)$$

4.7 Bilan thermique de la cuve de stockage

Pour calculer la température de l'eau dans la cuve de stockage, le modèle brassé est adopté. Ce dernier consiste à supposer que la température dans la cuve est uniforme. Le régime est considéré transitoire et le flux total de la chaleur perdue dans la cuve est égal à la somme des flux radiaux Q_r plus le flux qui traverse les fonds bombés. La puissance récupérée par le fluide caloporteur est définie comme étant la différence entre l'énergie solaire incidente et les pertes thermiques.

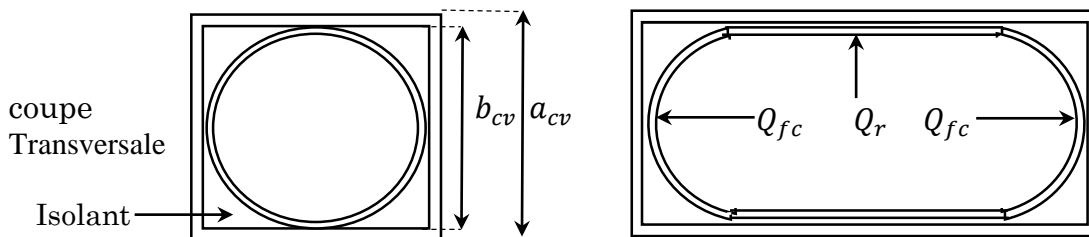


Figure 4.5 Schéma de la cuve de stockage

Les relations qui nous permettent de calculer le l'énergie dans le réservoir, coefficient de pertes ainsi que la température de stockage sont :

$$Q_t = U_{st}(T_{st} - T_{am}) = \frac{1}{R_{th}} (T_{st} - T_{am}) \quad (4.54)$$

$$U_{st} = 2\pi r_1 L_{cv} \sum \frac{1}{R_{thr}} + 2\pi r_1^2 L_{cv} \sum \frac{1}{R_{thc}} \quad (4.55)$$

T_{st} , T_a : Sont respectivement la température du stockage et la température ambiante (°K) ;

R_{th} : Résistance thermique de la cuve de stockage entre le milieu ambiant et le fluide stocké ;

R_{thr} : Résistances thermiques radiales ;

R_{thc} : Résistances thermiques sur les côtés ;

Pour déterminer la résistance thermique du stockage de la cuve, on utilise le schéma analogique équivalent donné ci-dessous :

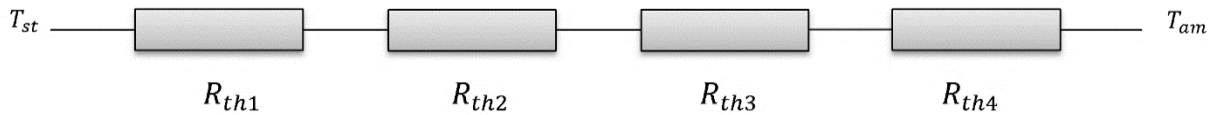


Figure 4.6 Schéma analogique équivalent de

$$R_{th1} = \frac{1}{2\pi r_1 L_{cv} h_{cv}} \quad (4.56)$$

L_{cv} : Longueur de la cuve (m) ;

r_i : Rayon intérieur de la cuve (m) ;

h_{cv} : Coefficient d'échange de la chaleur par convection, il est calculé par la relation de Nusselt ;

Dans le cas de la convection naturelle par :

$$Nu = 0.52 (Gr Pr)^{0.25} \quad (4.57)$$

$$h_{cv} = Nu \frac{k}{D} \quad (4.58)$$

Pour un Gr compris entre 10^3 et 10^9 et un Pr supérieur à 0.6.

D : diamètre du cylindre intérieur (m) ;

$$R_{th2} = \frac{1}{2\pi L_{cv} k_{ac}} \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) \quad (4.59)$$

r_2 : Rayon extérieur de la virole (m) ;

k_{ac} : Conductivité thermique de la virole ($Wm^{-1}K^{-1}$) ;

R_{th2} : Résistance thermique de l'isolant ;

$$R_{th3} = \frac{1}{2\pi L_{cv} k_{isc}} \ln\left(\frac{0.54 b_{cv}}{r_2}\right) \quad (4.60)$$

k_{isc} : Conductivité thermique de l'isolant ($Wm^{-1}K^{-1}$) ;

R_{th3} : Résistance thermique entre l'isolant et la tôle ;

$$R_{th4} = \frac{0.785}{2\pi L_{cv} k_{tole}} \ln\left(\frac{a_{cv}}{b_{cv}}\right) \quad (4.61)$$

k_{tole} : Conductivité thermique de la tôle ($Wm^{-1}K^{-1}$) ;

D'où

$$\begin{aligned} U_{st} = 2\pi r_1 L_{cv} & \left[\frac{1}{h_{cv}} + \frac{r_1}{k_{ac}} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{r_1}{k_{isc}} \ln\left(\frac{0.54 b_{cv}}{r_2}\right) \right. \\ & \left. + \frac{0.785 r_1}{k_{tube}} \ln\left(\frac{a_{cv}}{b_{cv}}\right) \right]^{-1} \\ & + 2\pi r_1^2 \left[\frac{1}{h_{cv}} + \frac{e_{ac}}{k_{ac}} + \frac{e_1}{k_{tube}} + \frac{e_{isc}}{k_{isc}} \right]^{-1} \end{aligned} \quad (4.62)$$

En égalant la variation de l'énergie stockée dans la cuve à l'énergie captée par le collecteur moins l'énergie perdue vers l'espace environnant et l'énergie puisée, on peut écrire le bilan thermique de la cuve de stockage sous la forme suivante :

$$(m \dot{C}p)_s \frac{dT_s}{dt} = A_c F_r [S - U_L(T_S - T_{am})] - U_{st}(T_S - T_{am}) \quad (4.63)$$

e_{ac} , e_1 , e_{isc} : sont respectivement les épaisseurs de l'acier, du tube et de l'isolant de la cuve ;

4.8 Simulation du comportement du capteur plan

Pour pouvoir calculer le rendement instantané du capteur plan, on se place ici dans le cas de figure où l'on dispose d'un capteur thermique plan dont on connaît les propriétés. Les inconnues du problème sont : la température du fluide à l'entrée du capteur, la température de moyenne la plaque, la température moyenne de stockage, ainsi que les propriétés thermo-physique du fluide caloporteur.

En premiers lieu, on introduit les dimensions et les propriétés thermiques et optiques des différents éléments constitutifs du capteur ainsi que ceux de la cuve de stockage.

Puis, à l'aide d'un procédé itératif on détermine les inconnues du problème. (Voir Annexe H)

4.8.1 Résultats

Dans cette partie du mémoire, nous étudierons l'effet de quelques paramètres opérationnels sur le rendement instantané du capteur solaire en régime permanent grâce au programme qu'on a développé. On va utiliser le rayonnement global incliné issue du modèle de PEREZ de la première simulation.

Le capteur solaire plan étudié présente les caractéristiques présentées dans l'Annexe D

4.8.1.1 Variation temporelles des puissances solaires reçues et absorbées

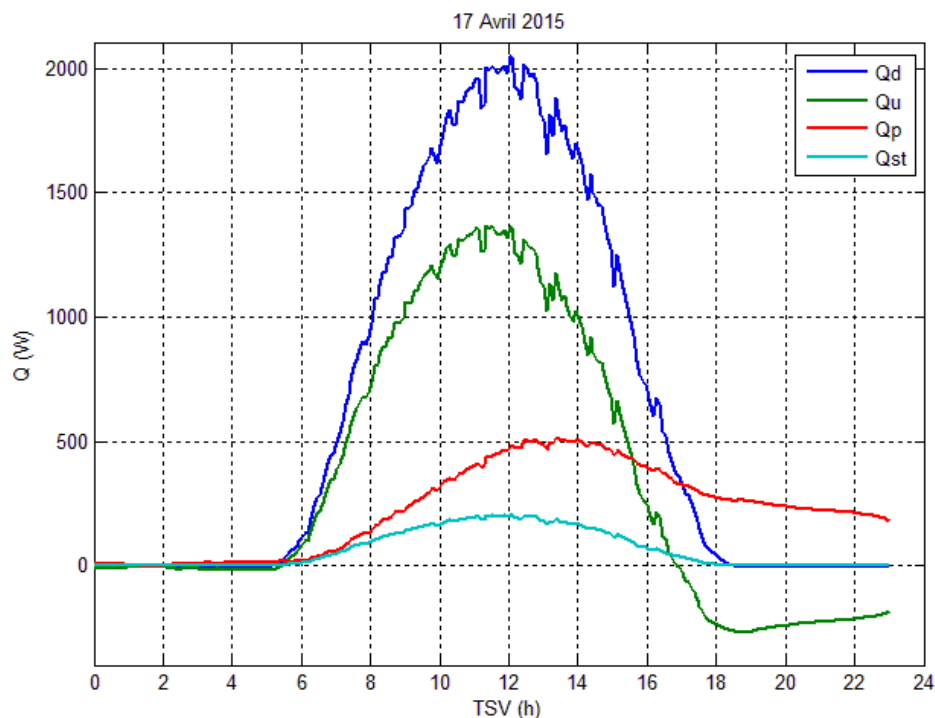


Figure 4.7 Variation temporelle des puissances solaires reçues et absorbées

La Figure 4.7 illustre la variation temporelle des puissances solaires reçues et absorbées sur une surface plane horizontale pendant une journée.

Il apparait clairement que la puissance reçue est maximale au midi solaire (symétrie par rapport au midi solaire).

En outre les courbes de variation des puissances absorbées présentent une allure similaire à celle du rayonnement, néanmoins la puissance absorbée par la plaque de l'absorbeur reste nettement supérieure aux autres.

4.8.1.2 Variation temporelles des températures des différentes parties du capteur

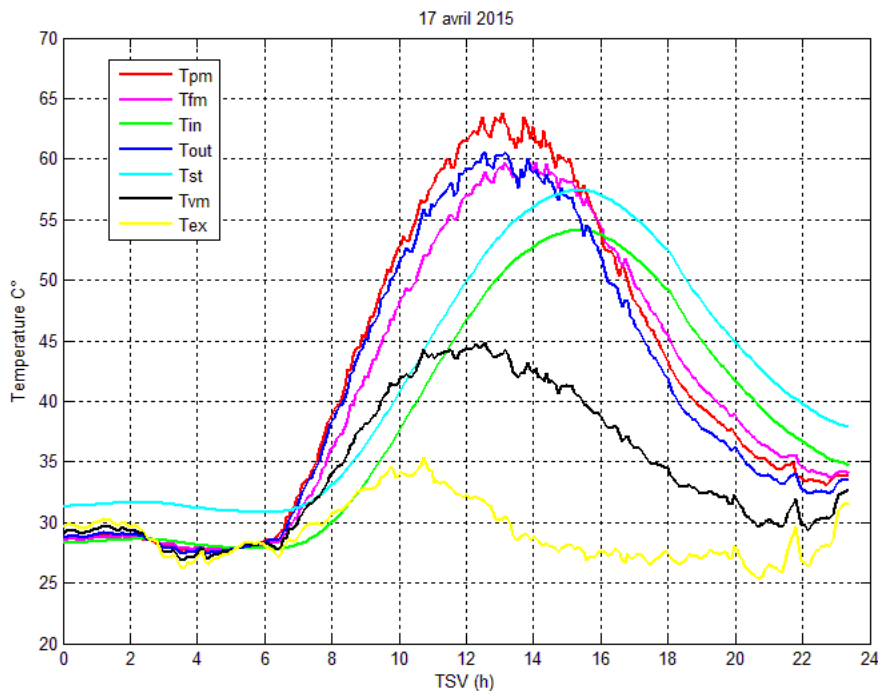


Figure 4.8 Variation temporelles des différentes températures

D'après la Figure 4.8, On décompose l'évolution des courbes en deux parties :

Première partie : de 7h à 16h, on remarque que la température la plus élevée est celle de l'absorbeur, résultant de la puissance importante qu'il absorbe.

On trouve dans un ordre décroissant la température du fluide à la sortie du capteur, la température moyenne du fluide dans l'absorbeur, la température de stockage, la température du fluide à l'entrée du capteur et en dernier la température moyenne de la vitre.

L'écart entre la température de stockage et la température à l'entrée du capteur est très petit ceci est due au fait que les pertes dans la conduite qui lie la sortie de la cuve de stockage à l'entrée du capteur sont pratiquement négligeables.

Un faible écart sépare les températures de l'absorbeur, la température du fluide à la sortie du capteur et la température moyenne du fluide dans l'absorbeur, ceci est due principalement au coefficient de convection entre ces derniers qui présente des valeurs importantes. L'évolution de toutes les températures est croissante jusqu'à 16h puis décroissante.

La température moyenne de la vitre a une évolution particulière, ceci s'explique par l'absorption du rayonnement incident d'une part, et la chaleur cédée par

l'absorbeur sous forme de rayonnement et de convection d'autre part, l'action du vent cause des déperditions thermiques par convection avec l'air ambiant, c'est pour ceci qu'on remarque que son évolution est la même que celle de la température extérieure, mais pas en terme de valeurs.

Deuxième partie : de 16h à 18h

On trouve dans un ordre décroissant la température du stockage, la température du fluide à l'entrée du capteur, la température moyenne du fluide caloporteur et en dernier la température du fluide à la sortie du capteur. Ces températures sont supérieures à la température de l'absorbeur car l'irradiation solaire diminue jusqu'à sa disparition ce qui provoque un effet inverse du réchauffement, la chaleur est cédée à l'absorbeur et à la vitre et au milieu extérieure qui provoque la diminution des températures du stockage et du fluide.

4.8.1.3 Influence du débit du fluide caloporteur sur le rendement d'un capteur

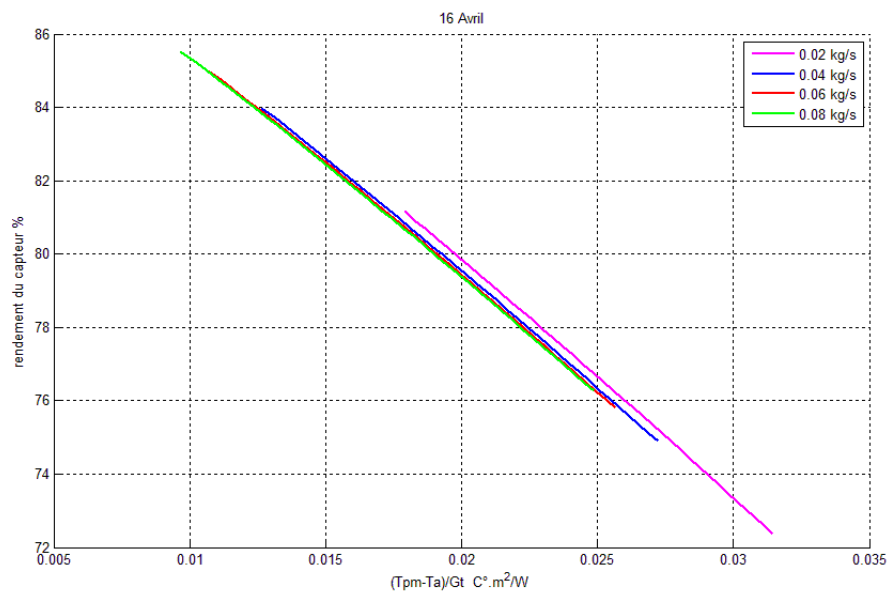


Figure 4.9 Effet du débit sur le rendement

D'après la courbe du rendement en fonction de la température réduite (Figure 4.9) pour divers débits, on remarque que même si l'évolution des droites est similaire, les valeurs des débits obtenus ne le sont pas, plus le débit est grand plus la valeur maximum du rendement l'est aussi et la valeur minimale est supérieure par rapport à celles obtenues par les autres débits.

En effet, l'augmentation du débit entraîne directement l'accroissement de la vitesse de l'écoulement du fluide d'où l'augmentation du nombre de Reynolds. Ce

nombre adimensionnel caractérise le type de l'écoulement du fluide qui peut être laminaire, transitoire ou turbulent.

On en déduit que l'augmentation du débit engendre à son tour l'augmentation de :

- la turbulence de l'écoulement qui favorise le transfert thermique convectif et par conséquent l'augmentation du rendement du capteur ;
- la capacité calorifique du fluide caloporteur, d'où l'accroissement de la chaleur utile qui influe favorablement sur le rendement instantané du capteur.

4.8.1.4 Influence du vitrage sur le rendement d'un capteur

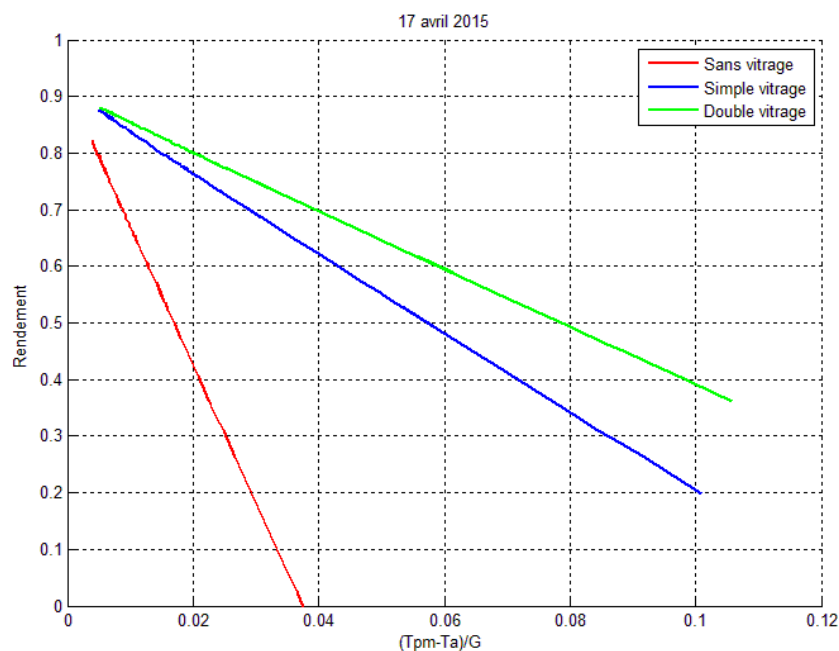


Figure 4.10 Effet du vitrage sur le rendement d'un capteur

Dans cette partie, nous avons abordé une étude comparative entre un capteur sans vitrage, un capteur à simple vitrage et un autre à double vitrage.

Dans la Figure 4.10, nous constatons ce qui suit :

- L'augmentation du nombre de couvertures transparentes en double vitrage permet de diminuer les pertes thermique et en occurrence d'augmenter l'énergie utile récupérée par le fluide caloporteur.
- Le capteur sans vitrage a un rendement inférieur par rapport aux autres capteurs, ceci revient au fait que l'emprisonnement de la chaleur est inexistant dans ce capteur, or une partie de la chaleur reçue par l'absorbeur est transférée vers le fluide caloporteur directement (inexistence de l'effet de serre), et les pertes thermiques vers le milieu ambiant extérieur sont considérables.

D'après ces constatations, on peut conclure que le système à double vitrage permet une bonne amélioration du rendement thermique, car il contribue à la diminution des pertes vers l'avant.

Sur le plan économique on peut dire que l'utilisation d'un simple vitrage est plus commode car le rendement du double vitrage n'est pas très supérieur à celui d'un simple vitrage donc il faut prendre en considération le rapport rendement prix. En ce qui concerne les capteurs sans vitrages ils sont les mieux adaptés à des applications à basses températures.

4.8.1.5 Influence de la conductivité thermique de la plaque absorbante sur le rendement d'un capteur

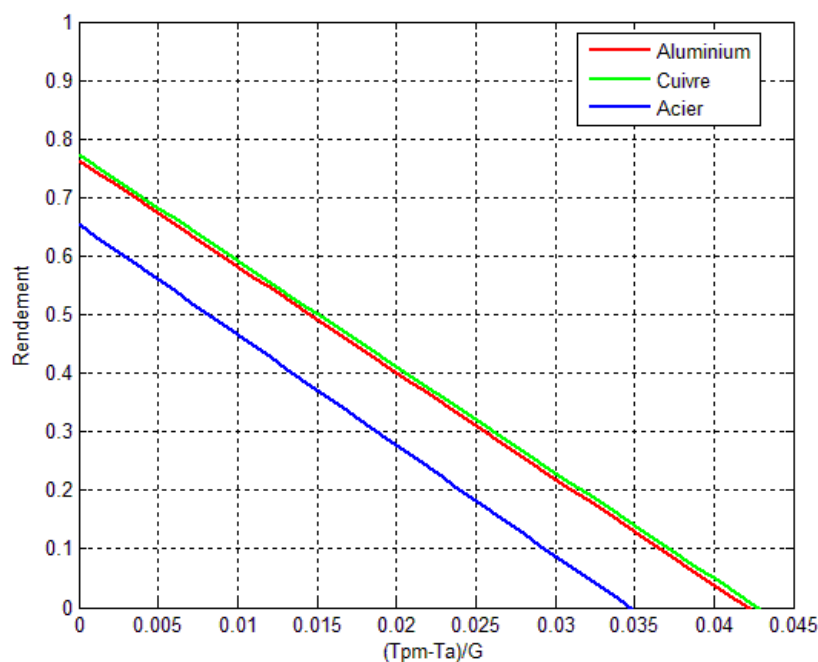


Figure 4.11 Influence de la conductivité thermique sur le rendement

La plaque absorbante est un élément important du capteur plan. Elle a pour rôle la captation et la transmission de la chaleur au fluide caloporteur. Ses caractéristiques thermiques et dimensionnelles sont à prendre en compte lors du choix du matériau à employer.

La conductivité thermique représente la quantité de chaleur transférée par unité de surface et par unité de temps sous un gradient de 1°K. Son influence sur le rendement du capteur plan est sur la *Figure 4.11*.

Nous remarquons que la courbe du rendement du capteur plan pour une plaque absorbante en cuivre est quasiment superposée à celle pour une plaque en aluminium, alors que leurs conductivités thermiques ont un rapport de 1,78.

La courbe du rendement, pour une plaque absorbante en acier ou en inox n'est pas très éloignée de celle en aluminium ou en cuivre, (l'écart absolu ne dépasse pas les 10%), mais la valeur maximale qu'atteint le rendement pour un absorbeur en acier est inférieure par rapport à celles atteintes par les autres absorbeurs.

La nature de la matière qui constitue la plaque absorbante a peu d'influence sur le rendement, sauf dans des cas de grande différence de conductivité thermique.

(Voir annexe C)

4.9 Conclusion

Dans le cadre de ce chapitre, nous avons entrepris une étude théorique et numérique d'un capteur solaire plan à eau en régime permanent.

Notre intérêt a porté par la suite sur les différents échanges thermiques mis en jeu à l'intérieur d'un capteur afin d'établir les équations gouvernantes le comportement thermique de ce dispositif en régime permanent.

Les résultats de la simulation obtenus mettent en évidence l'influence des paramètres internes et externes sur le rendement instantané du capteur plan. Il apparaît clairement que le rendement instantané est une fonction proportionnelle de l'irradiation solaire globale qui joue un rôle prépondérant (augmentation de l'énergie absorbée et stockée).

Les résultats obtenus montrent également l'influence des propriétés des différents composants du capteur sur son rendement instantané. On notera ainsi que :

- l'emploi d'un absorbeur doté d'une conductivité thermique élevée améliore le rendement instantané ;
- l'augmentation du nombre de couverture transparente diminue les pertes vers l'avant et améliore le rendement ;
- avoir un débit élevé améliore l'énergie utile récupérée donc, améliore le rendement.

Chapitre 5 :

Etude expérimentale d'un capteur solaire plan

5.1 Introduction

A l'aide d'un banc d'essais, l'objectif de ce chapitre est de mettre en évidence l'effet des conditions météorologiques (intensité de l'éclairement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent), ainsi que l'effet du vitrage sur le rendement instantané du capteur solaire thermique plan à eau

5.2 Dispositif expérimental

5.2.1 Situation géographique du banc d'essais

Le banc d'essais existe depuis longtemps dans le laboratoire thermique du Département de Génie Mécanique de l'ENP et il a été rénové l'an passé dans le cadre d'un projet de fin d'études.

L'ENP se situe à une latitude de $36,45^\circ$, une longitude de $3,05^\circ$ et une altitude de 35 m.

Cet emplacement est caractérisé par un ensoleillement important, avec une irradiation moyenne journalière estimée à 4000 Wh/m^2 , une durée d'ensoleillement d'environ 2700 heures par an.

5.2.2 Eléments du banc d'essais

Le banc d'essais monté en boucle fermée est composé essentiellement de trois parties : le capteur plan solaire, le ballon de stockage et le groupe de transfert.



Figure 5.1 Image générale du banc d'essais

(1) Tuyau1, (2) Tuyau2, (3) Tuyau3, (4) Tuyau4, (5) Capteur plan, (6) Ballon de stockage

5.2.2.1 Le capteur plan

Le capteur plan est caractérisé par une surface totale de vitrage de $0,49 \text{ m}^2$ et une surface d'ouverture de $0,36 \text{ m}^2$. Sur ce dispositif on peut monter un simple ou un double vitrage ou enlever le vitrage complètement voir *Figure 5.1*.

Il est monté sur une structure rigide en acier, réglable en inclinaison de 0° à 90° .

5.2.2.2 Le ballon de stockage

Permet de stocker l'énergie produite par le capteur plan. Il est calorifugé par une mousse de polyuréthane et est composé de matériaux résistants à la corrosion et au dépôt de calcaire voir *Figure 5.1*.

5.2.2.3 Le groupe de transfert

• Le circuit de fluide caloporteur

Le fluide circule dans un circuit fermé débutant par le ballon de stockage relié avec l'accélérateur par le tuyau 1 ;

L'accélérateur est relié au rotamètre par le tuyau 2 ;

Le rotamètre est relié à l'entrée du capteur par le tuyau 3 ;

Et enfin, le capteur est relié vers le ballon de stockage par le tuyau 4.

•L'Accélérateur

C'est une motopompe à vitesse variable, qui fait circuler le fluide caloporteur dans le circuit et permet d'avoir trois différentes plages de débit.

• Les purgeurs

Afin de permettre à l'eau, au cours du remplissage de chasser l'air emprisonné dans le circuit, des purgeurs sont placés à deux endroits, au niveau le plus haut du capteur ainsi qu'à l'entrée du capteur.

• Le Rotamètre

Il sert à mesurer le débit de l'écoulement du fluide caloporteur dans le capteur solaire. Sa plage de mesure varie entre 0 l/h et 270 l/h.

• Afficheurs de température

Ils permettent l'affichage de la température d'entrée et la différence de température entre l'entrée et la sortie du fluide caloporteur sur un écran digital.

5.3 Dispositifs de mesures

Pour ce banc d'essais du chauffe-eau, on utilise divers capteurs et dispositifs pour effectuer les mesures. Des thermocouples pour mesurer les températures, un Pyranomètre pour mesurer le rayonnement solaire, ainsi qu'un anémomètre et un débitmètre pour mesurer la quantité d'eau chaude qui circule dans le système.

Les différents paramètres mesurés et les instruments de mesure utilisés sont mentionnés sur le *Tableau 5.1*.

Tableau 5.1 Paramètres mesurés et instruments de mesure

Paramètre	Instrument
Températures	Thermocouples (Type K)
Rayonnement solaire global,	Station météo(CDER) Pyranomètre
Température de l'air ambiante, La vitesse du vent.	Anémomètre

5.4 Manipulation

Afin de pouvoir commencer nos expériences on a dû remplir notre réservoir d'eau, et pour ceci on a été dans l'obligation de démonter le ballon, de le remplir manuellement et de le remonter pour le brancher dans le circuit fermé.

La vitre du capteur a été nettoyée avec le plus grand soin.

Le capteur a été vérifié pour détecter un éventuel dommage ou anomalie.

Le fluide caloporteur commence à circuler depuis le ballon de stockage pour atteindre le rotamètre après avoir été accéléré par la pompe. Le débit doit se stabiliser. Ensuite ce fluide circule dans le capteur plan et reçoit de la chaleur de l'absorbeur. Puis il revient au ballon de stockage.

Au cours de nos essais on a essayé de prendre note des températures sur nos deux afficheurs électroniques chaque 10 minutes. Le premier écran mettait à notre disposition la température du fluide à l'entrée du capteur et ceci grâce à un thermocouple de type K. Le second écran affichait la température que le fluide avait intercepté et ceci grâce à un thermocouple de type K, branché à la sortie du capteur.

Pour calculer le rendement de notre capteur on avait besoin d'évaluer les pertes thermiques au niveau du capteur, en prélevant la température ambiante et la vitesse du vent chaque 10 minutes tout au long de la journée.

5.5 Calcul d'erreur sur le rendement expérimental

Le rendement d'un capteur solaire plan en régime permanent, appelé également rendement instantané peut être évalué expérimentalement. Un bilan thermique effectué aux bornes du capteur permet d'exprimer le rendement du système donné par l'équation (3.4) :

$$\eta = \frac{Q_u}{G_t A_c}$$

Où Q_u est le taux de chaleur utile donné par l'équation suivante :

$$Q_u = \dot{m} c_p (T_{f,o} - T_{f,i}) \quad (5.1)$$

L'erreur sur le rendement est donnée par :

$$\frac{\Delta\eta}{\eta} = \frac{\Delta\dot{m}}{\dot{m}} + \frac{\Delta G_t}{G_t} + \frac{\Delta T_{f,out}}{T_{f,out}} + \frac{\Delta T_{f,in}}{T_{f,in}} \quad (5.2)$$

Avec :

$\frac{\Delta\dot{m}}{\dot{m}}$: Erreur du rotamètre, égale à 5 % ;

$\frac{\Delta G_t}{G_t}$: Erreur du Pyranomètre, égale à 8 % ;

$\frac{\Delta T_{f,out}}{T_{f,out}}$ et $\frac{\Delta T_{f,in}}{T_{f,in}}$: Erreur de la sonde de température, égale à 3 % ;

$$\frac{\Delta \eta}{\eta} = 3 + 7 + 2 + 2 = 19\%$$

$$\frac{\Delta \eta}{\eta} = 19\%$$

5.6 Exploitation et comparaison des résultats

5.6.1 Résultats

Les résultats des expériences effectuées sont résumés sous forme de graphes sur les figures ci-dessous. Nous avons des graphes qui représentent une comparaison des rendements instantanés issus de la simulation avec ceux issus de l'expérience, et des graphes qui montrent l'évolution de la température de stockage issus de la simulation en comparaison avec les résultats expérimentaux.

Pour les résultats prédits par notre programme on a utilisé un rayonnement global incliné issu des trois modèles, à savoir PEREZ, LIU et JORDAN ainsi que ERBS, qui ont utilisés à leur tour les composantes horizontales issus du modèle de BIRD. Quant aux résultats expérimentaux on a utilisé les données du rayonnement global incliné fournies par le CDER.

Afin d'avoir une évolution du rendement plus significative, on remplace Q_u de l'équation (3.2) par l'équation (4.48), on obtient alors l'allure d'une fonction affine décroissante du rendement en fonction de la température réduite ($\frac{T_i - T_a}{G_t}$)

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \left(\frac{T_i - T_a}{G_t} \right) \quad (5.3)$$

Les tests ont été effectués pendant une semaine durant le mois d'avril 2015 au même emplacement.

On a essayé de voir expérimentalement l'effet du vitrage et du débit sur le rendement d'un capteur plan, alors on a effectué des essais sans vitrage, avec simple vitrage et avec double vitrage, et des essais pour simple vitrage avec des débits différents afin de confirmer les conclusions du chapitre 4.

5.6.1.1 Résultats du 16/04/2015

Les Figures ci-après représentent les résultats obtenus pour un capteur incliné d'un angle optimale $\beta=36.8^\circ$, un simple vitrage et un débit de 100 kg/h.

- **Rendement instantané**

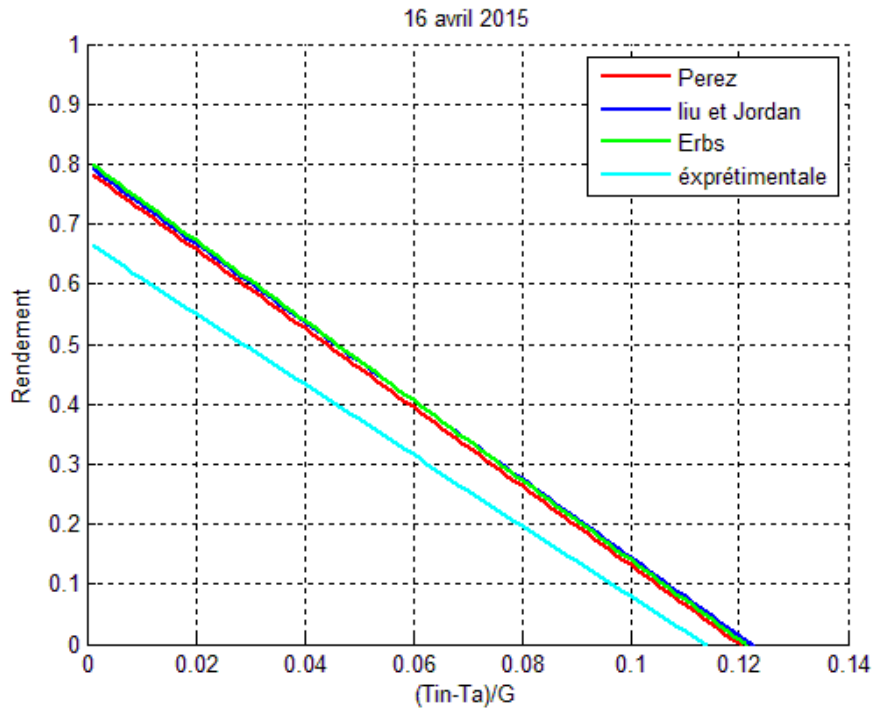


Figure 5.2 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 16 avril 2015

- **Température de stockage**

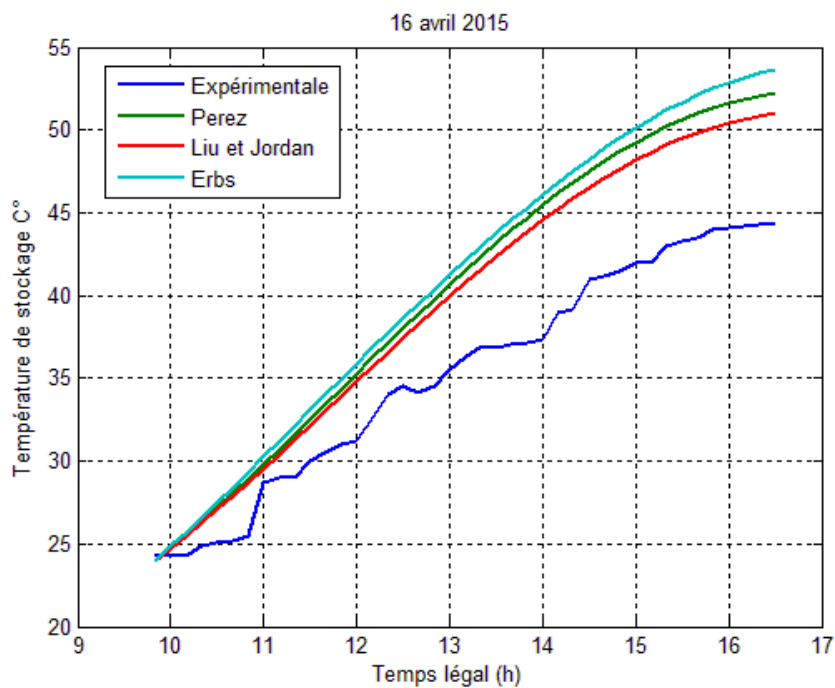


Figure 5.3 Variation temporelle de la température de stockage, 16 avril 2015

5.6.1.2 Résultats du 18/04/2015

Les Figures ci-après représentent les résultats obtenus pour un capteur incliné d'un angle optimal $\beta=36.8^\circ$, un simple vitrage et un débit de 75 kg/h.

- **Rendement instantané**

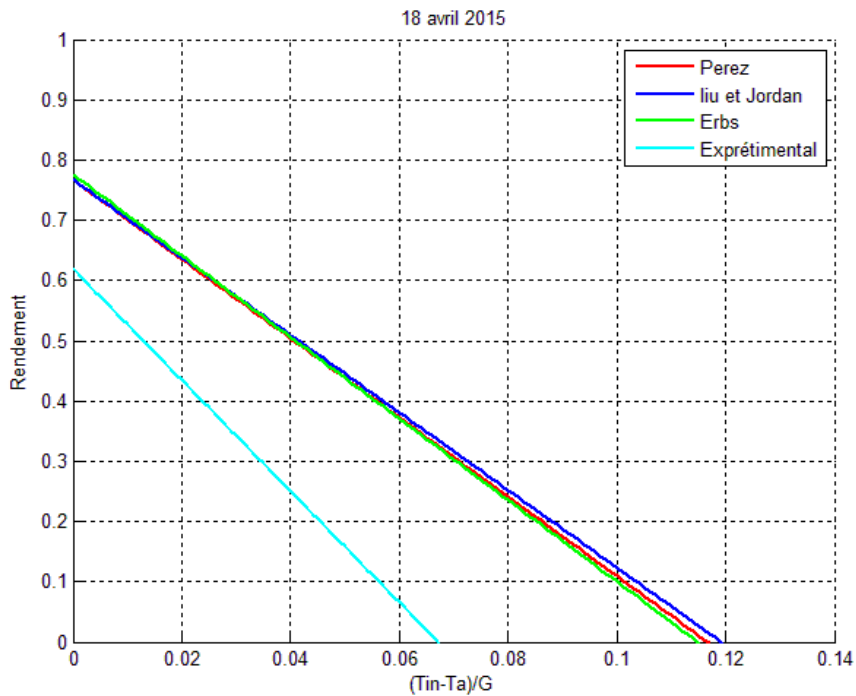


Figure 5.4 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 18 Avril 2015

- **Température de stockage**

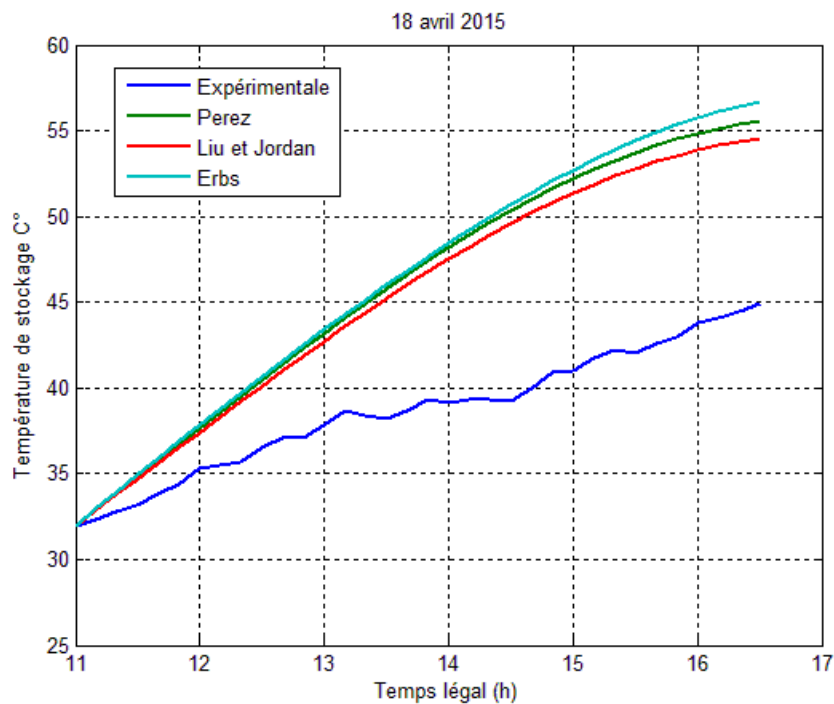


Figure 5.5 Variation temporelle de la température de stockage, 18 avril 2015

5.6.1.3 Résultats du 19/04/2015

Les Figures ci-après représentent les résultats obtenus pour un capteur incliné d'un angle optimal $\beta=36.8^\circ$, sans vitrage et un débit de 75 kg/h.

- Rendement instantané

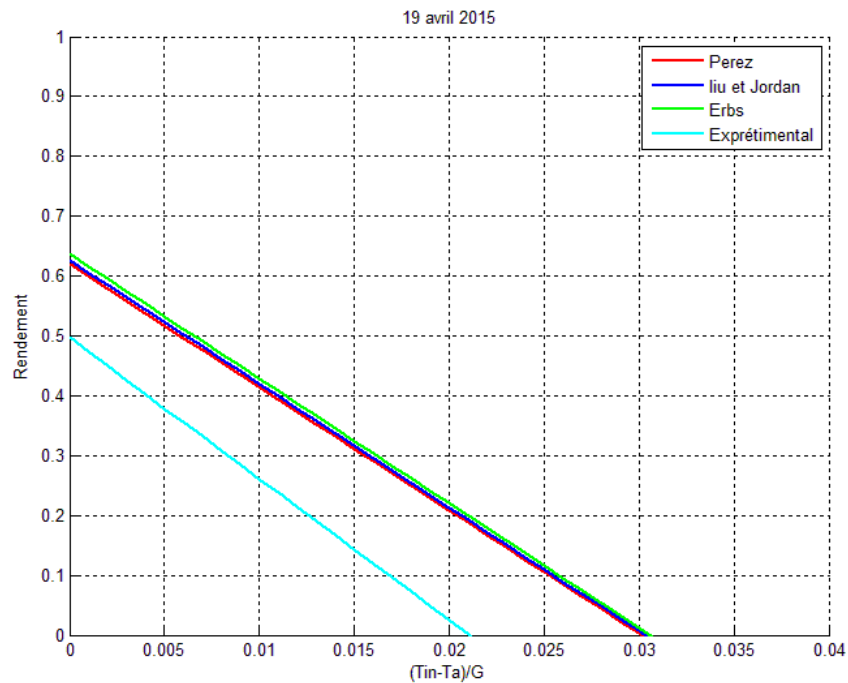


Figure 5.651 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 19 Avril 2015

- Température de stockage

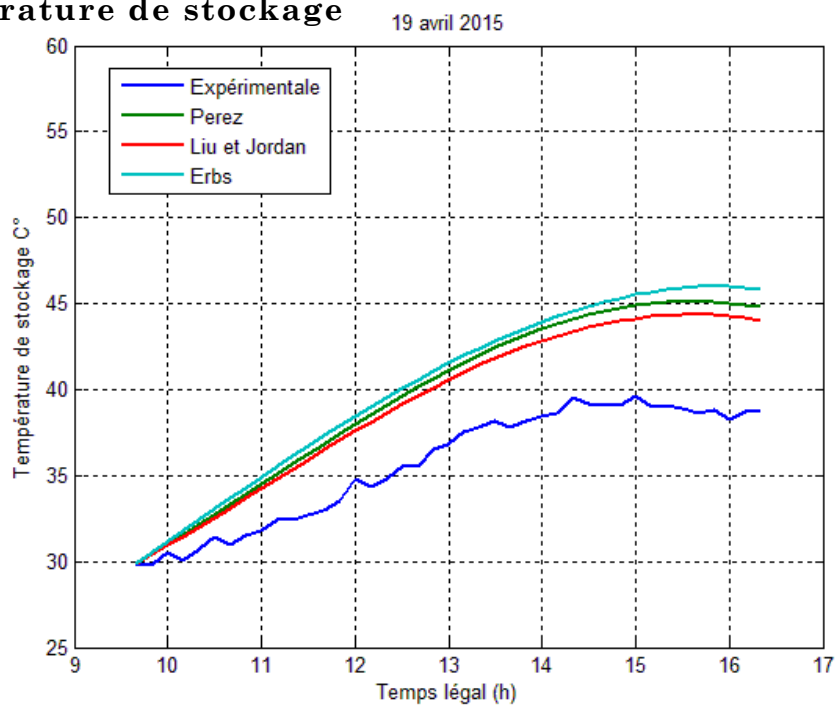


Figure 5.7 Variation temporelle de la température de stockage, 19 avril 2015

5.6.1.4 Résultats du 20/04/2015

Les Figures ci-après représentent les résultats obtenus pour un capteur incliné d'un angle optimal $\beta=36.8^\circ$, double vitrage et un débit de 75 kg/h.

- Rendement instantané

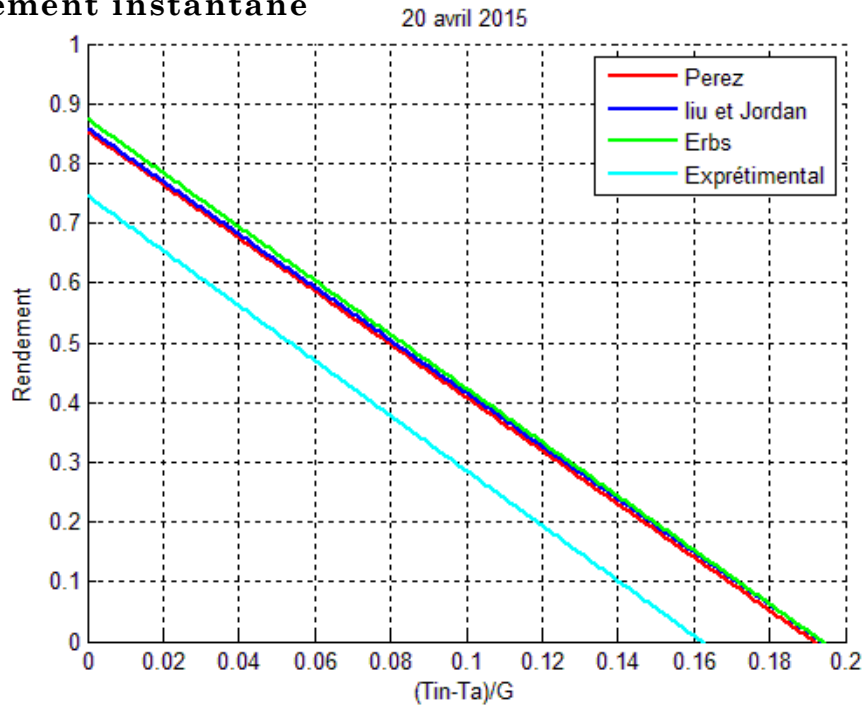


Figure 5.8 Evolution du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP 20 Avril 2015

- Température de stockage

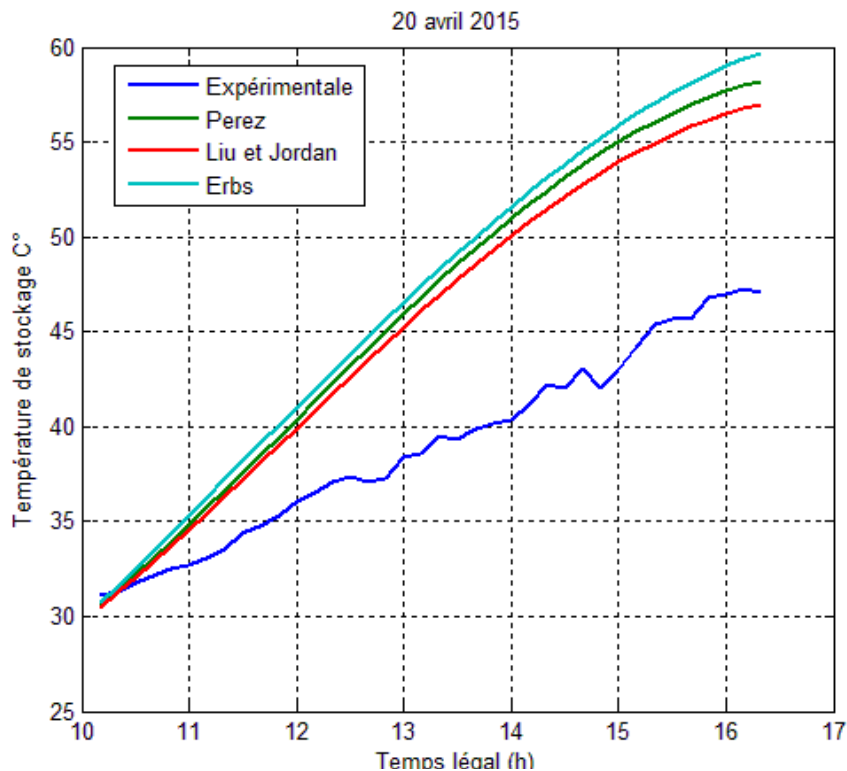


Figure 5.9 Variation temporelle de la température de stockage, ENP, 20 avril 2015

5.6.2 Discussion des résultats

• Rendement instantané

La représentation graphique du rendement en fonction de la température réduite sur les figures ci-dessus est relative au lissage de premier degré conformément à l'équation (5.3), et ceci en utilisant la fonction polyfit sur MATLAB.

Les Figures montrent que le rendement instantané prend un changement en sens inverse par rapport à l'écart. Ce qui se traduit par le fait que le capteur solaire atteint plus d'efficacité si la variation entre la température d'entrée T_{fi} de l'eau et la température ambiante T_{am} est faible, donc une énergie absorbée maximale : énergie disponible maximale.

L'intersection de la courbe de rendement avec l'axe des Y a permis la détermination du rendement optique multiplié par F_R du système. Par ailleurs, la pente représentant le coefficient des pertes globales du capteur multiplié par F_R

Les équations de caractérisation du chauffe-eau étudié testé sont données comme suit :

- *Figure 5.2* le 16 avril 2015, simple vitrage, débit 100 Kg/h

$$\eta_{t,experimentale} = -5.9022T_{red,t} + 0.67$$

$$\eta_{t,modele PEREZ} = -6.5814T_{red,t} + 0.79$$

$$\eta_{t,modele ERBS} = -6.6525T_{red,t} + 0.806$$

$$\eta_{t,LIU JORDAN} = -6.5398T_{red,t} + 0.799$$

- *Figure 5.4* le 18 avril 2015, simple vitrage, débit 75 Kg/h

$$\eta_{t,experimentale} = -9.2186T_{red,t} + 0.619$$

$$\eta_{t,modele PEREZ} = -6.5814T_{red,t} + 0.767$$

$$\eta_{t,modele ERBS} = -6.7553T_{red,t} + 0.776$$

$$\eta_{t,LIU JORDAN} = -6.4351T_{red,t} + 0.767$$

- *Figure 5.6* le 19 avril 2015, sans vitrage, débit 75 Kg/h

$$\eta_{t,experimentale} = -23.5739T_{red,t} + 0.4968$$

$$\eta_{t,modele PEREZ} = -20.571T_{red,t} + 0.6264$$

$$\eta_{t,modele ERBS} = -20.8071T_{red,t} + 0.6267$$

$$\eta_{t,LIU JORDAN} = -20.6538T_{red,t} + 0.6263$$

- *Figure 5.8* le 20 avril 2015, double vitrage, débit 75 Kg/h

$$\eta_{t,experimentale} = -4.601T_{red,t} + 0.7460$$

$$\eta_{t,modele PEREZ} = -4.4520T_{red,t} + 0.8536$$

$$\eta_{t,modele ERBS} = -4.5062T_{red,t} + 0.8743$$

$$\eta_{t,LIU JORDAN} = -4.4272T_{red,t} + 0.8585$$

Après l'analyse des différents résultats de cette série de tests on remarque que :

- Pendant la durée de captation du rayonnement solaire et au voisinage de la température ambiante le chauffe-eau solaire a un bon rendement ;
 - l'allure des courbes expérimentales et théoriques est assez semblable, or pour les 4 figures de la variation du rendement, les pertes globales (pente de la droite/ F_R) et le rendement optique, théoriques et expérimentales ont des valeurs très proches, l'erreur ne dépasse pas généralement la barre des 15%, ce qui est assez acceptable on estime que cette erreur est due à l'encrassement des tubes de l'absorbeur ;
 - les courbes expérimentales pour simple et double vitrage ont les mêmes allures, et étant donné que l'éclairement solaire et les conditions météorologique sont stables durant toute la période des essais, on peut faire une comparaison quantitative relative au rendement et on constate que les valeurs du capteur à double vitrage sont légèrement supérieures à celles atteintes par simple vitrage ($\eta_{t \max, \text{double vitrage}} = 0.75$ et $\eta_{t \max, \text{simple vitrage}} = 0.62$) ;
 - en comparant les *Figures (5.2) et (5.4)* on remarque l'effet du débit sur le rendement. Certes cette différence n'est pas assez grande ($\eta_{t \max, 100 \text{ Kg/h}} = 0.67$ et $\eta_{t \max, 75 \text{ Kg/h}} = 0.62$). Comme on l'a déjà mentionné, l'éclairement solaire et les conditions météorologiques sont stables durant toute la période des essais, alors on constate l'effet du vitrage en comparant les valeurs des rendements, et ceci confirme les constatations faites au chapitre 3. La droite sans vitrage diminue pente assez élevée ceci le rendement instantané commence à diminuer après avoir atteint son maximum car la température du fluide à l'entrée du capteur augmente (température de stockage) et le rayonnement solaire incident n'est pas emprisonner grâce au vitrage (inexistence de l'effet de serre), cela cause une augmentation des pertes thermiques vers le milieu ambiant extérieur. ($\eta_{t \max, \text{sans vitrage}} = 0.498$) .
 - De plus durant la période des essais le ciel été assez couvert, contrairement à notre simulation qui considère un ciel assez claire durant une période printanière, donc une surestimation du rayonnement solaire qui provoque l'élévation du rendement instantané.
- **Température de stockage**

D'après les *Figures 5.3, 5.5, 5.7 et 5.9* relatives à l'évolution instantanée de la température de stockage, Les résultats expérimentaux et les résultats de la

simulation numérique ont les allures similaires. En effet, les courbes affichent la même tendance de variation et présentent un écart maximal de 20%, atteint en fin de journée pour les 4 graphes. Cet écart est tout à fait raisonnable, étant donné que, dans les calculs analytiques, les corrélations utilisées pour estimer les coefficients d'échange ne pouvaient pas être précises plus que 20%. De plus durant la période des essais le ciel été assez couvert, contrairement à notre simulation, qui considère un ciel assez claire durant une période printanière, donc une surestimation du rayonnement solaire qui provoque l'élévation de la température de stockage.

Si on considère que les conditions durant la période des essais sont pratiquement similaires, alors on remarque en comparant les *Figures 5.5, 5.7 et 5.9* l'effet du vitrage sur la température de stockage, Or $T_{st\ max, double\ vitrage} = 48^\circ$
 $T_{st\ max, simple\ vitrage} = 49^\circ, T_{st\ max, sans\ vitrage} = 39^\circ$.

Les résultats obtenus montrent que le modèle de température de stockage en permet une estimation acceptable, d'où, la validation de nos calculs et mesures expérimentales.

5.7 Conclusion

Le dispositif solaire objet de notre étude est un banc d'essai en boucle fermée. L'étude expérimentale s'est déroulée sur 10 jours de fonctionnement et nous avons présenté les résultats de 4 journées où le ciel été relativement clair.

Les résultats obtenus mettent en évidence l'influence du vitrage et du débit sur le rendement instantané et confirment les conclusions du chapitre 4.

Les résultats obtenus montrent que le rendement instantané prend un changement en sens inverse par rapport à l'écart de température. Ce qui se traduit par le fait que le capteur solaire atteint plus d'efficacité si la variation entre la température d'entrée de l'eau et la température ambiante est faible, donc une énergie absorbée maximale : énergie disponible maximale.

Pour les courbes expérimentales on peut dire que la température de stockage réelle du capteur est sensible aux fluctuations journalières, ce phénomène est dû à la présence de nuages assez fréquents durant cette période (ciel couvert).

Les courbes obtenues montrent que les modèles de simulations de température de stockage et du rendement permettent une estimation acceptable et assez cohérente avec l'expérience. Les écarts entre l'estimation et l'expérience sont acceptables et explicables, d'une part au paragraphe 5.5 , on a estimé une erreur sur le rendement avoisinant les 19% en sommant les erreurs relatives à chaque appareil de mesure, d'autre part pour les résultats expérimentaux, l'absence de Pyranomètre nous a poussé à considérer le rayonnement solaire à l'ENP comme étant égal au

rayonnement au CDER, or, Bouzaréah (CDER) a un climat côtier assez particulier, d'où, l'écart entre l'expérience et la théorie.

De manière générale, les courbes théorique et expérimentales ont les mêmes allures, et les écarts sont acceptable, d'où, la validation de nos calculs et mesures expérimentales.

Chapitre 6 :

Conception et réalisation d'une installation de chauffe-eau solaire

6.1 Introduction

Afin d'atteindre l'objectif ultime de notre PFE, qui consiste en la conception et la réalisation expérimentale d'un système de chauffe-eau solaire au laboratoire d'énergétique, le Département de Génie Mécanique a mis à notre disposition le matériel et l'emplacement nécessaires à cette réalisation.

Dans ce chapitre, on s'intéresse particulièrement à :

- des rappels qui sont en l'occurrence le bagage scientifique utile et nécessaire pour la réalisation de notre installation ;
- la proposition différents schémas d'installations afin de choisir le plus convenable ;
- la description générale du système hybride et de son fonctionnement ;
- effectuer des mesures expérimentales, calculer le rendement de notre système et interpréter les résultats.

6.2 Le système solaire fonctionnant en thermosiphon

C'est un système efficace qui permet d'assurer la production d'eau chaude avec un faible coût d'installation.

La circulation naturelle par thermosiphon d'eau résulte de la différence entre la densité de l'eau contenue dans l'absorbeur et celle dans le ballon

$$\Delta p = g.H.(\rho_1 - \rho_2) \quad (6.1)$$

Δp : Pression motrice due au phénomène de thermosiphon (Pa) ;

H : Différence de hauteur entre le milieu du capteur et le milieu du ballon (m) ;

ρ_1, ρ_2 : Masse volumique de l'eau en fonction de sa température (Kg/m³) ;

g : L'accélération gravitationnelle =9,81 (m/s²) ;

La relation pression-débit Δp est fortement influencée naturellement, par la section et la longueur des canalisations, la rugosité des parois, la progressivité des changements de section, le rayon de courbure des coudes, etc.

Les sections de passage et la hauteur doivent être dimensionnées assez largement pour obtenir le débit voulu. Il va sans dire que le circuit doit être agencé pour pouvoir éliminer lui-même les bulles et les poches d'air.

Lorsque le ballon de stockage de l'ECS se situe séparément et au-dessus des capteurs, le chauffe-eau à convection naturelle "thermosiphon" peut être installé. C'est la variation de température obtenue par l'échauffement qui entraîne la mise en mouvement du liquide, alors transféré jusqu'au ballon. Le dimensionnement de ce type d'installation doit être effectué de manière à réduire au maximum les pertes de charges dans le circuit. La mise en circulation du fluide s'effectue en général pour des différences de température (capteur/ballon) de 15° C. Les performances de ce procédé sont relativement réduites en hiver, à cause des fortes déperditions et du faible rendement.

- **L'appoint d'énergie**

Une installation de production d'eau chaude sanitaire ne peut pas se concevoir sans un appoint calorifique dont la puissance doit être définie pour assurer la totalité des besoins.

6.3 Schéma de l'installation

Dans la démarche de notre conception, on a proposé différents schémas d'installation (annexe I). L'installation adoptée est celle qui minimise le plus les contraintes liées au temps et au coût de réalisation, ainsi qu'à l'emplacement choisi.

La *Figure 6.1* illustre le schéma de l'installation adopté. Les deux capteurs sont en thermosiphon avec une sonde pour la mesure de température du stockage Liée à thermorégulateur qui contrôle le refoulement de la pompe selon une température de consigne T1.

Tant que la température de stockage est inférieure à T1 la pompe est éteinte et l'eau est en thermo-circulation, dès que la température du stockage est supérieure à T1, la pompe alimente le réservoir en eau froide, l'eau chaude est donc évacués.

Les deux CES sont montés en parallèle.

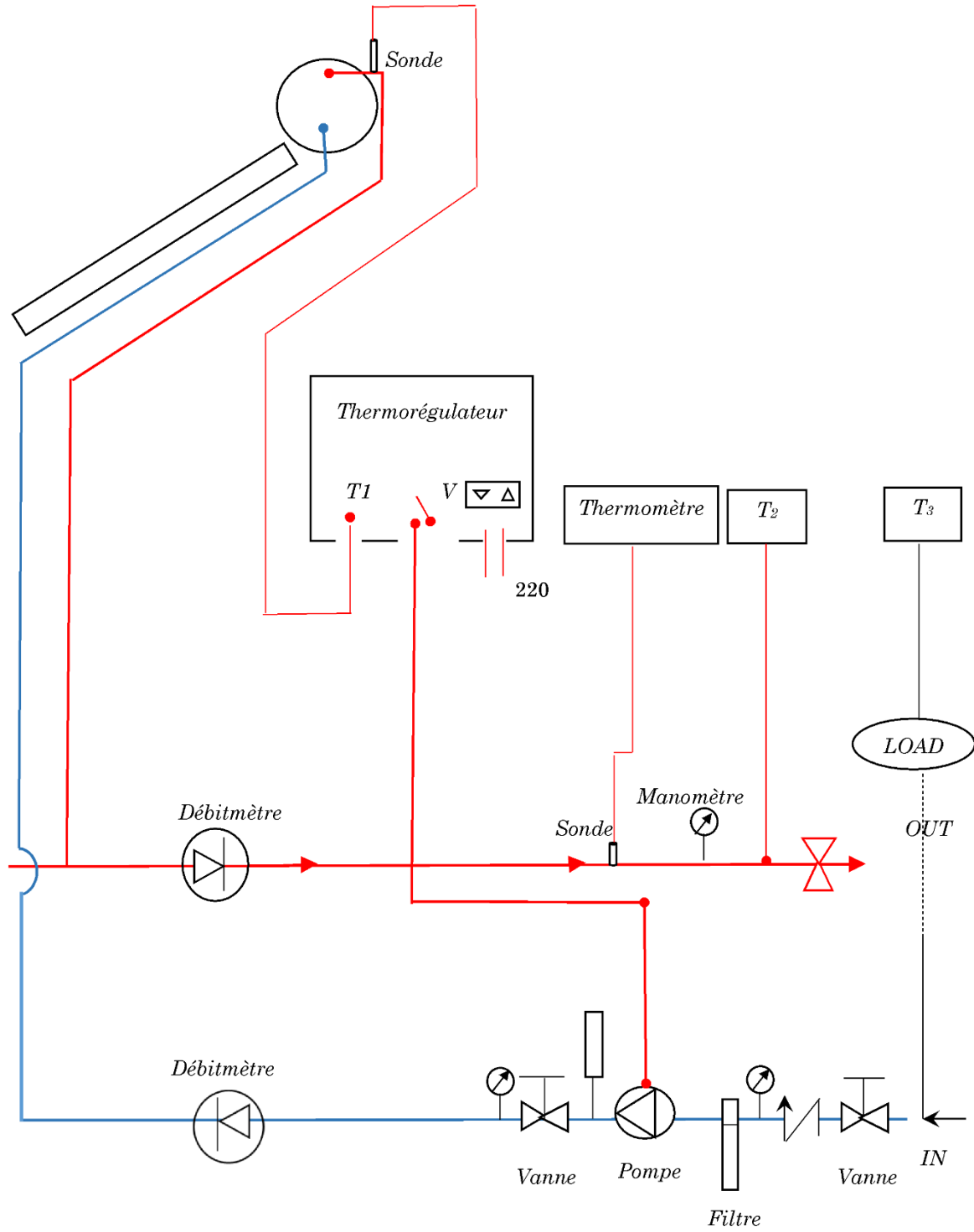


Figure 6.1 Schéma d'installation

6.4 Description générale de l'installation

Le système hybride est composé essentiellement de quatre parties : les deux systèmes CES en monobloc, le groupe de transfert, la régulation et l'appoint.

6.4.1 Système CES

Comme nous l'avons déjà présenté, notre installation solaire est un ensemble de deux monoblocs montés en parallèle, constitués par deux capteurs plans assemblés et raccordés à leurs ballons de stockage situés en partie haute de l'ensemble (voir *Figure 6.2*). Les capteurs sont orientés plein sud, inclinés à 45° par rapport à l'horizontale.

Les caractéristiques de chaque CES sont présentées dans le *Tableau 6.1*, (voir Annexe D).

Tableau 6.1 Caractéristiques de chaque CES

Surface	Pression max	Poids (cuve vide)	Poids(cuve plein)	Volume de la cuve
2m ²	7 bars	95 kg	267 kg	182 L

- **Tuyauteries de raccordements hydrauliques entre le capteur et le ballon de stockage**

Les tuyauteries assurant la liaison hydraulique entre le capteur et le ballon sont en cuivre (diamètre extérieur 22 mm)

6.4.2 Le groupe de transfert

Le circuit de fluide caloporteur

- **Le filtre**

Un filtre à eau est composé d'un système de filtration qui vise à séparer l'eau des particules solides en la faisant passer travers d'un milieu poreux. L'eau qui ressort de ce système de filtration est débarrassée des particules solides va circuler dans le système solaire.

- **L'Accélérateur**

C'est une motopompe à vitesse variable lié à un servomoteur qui régule son fonctionnement, elle permet de monter l'eau froide jusqu'au réservoir qui se trouve à 14 m d'altitude de la prise d'eau où la pression qui règne est assez faible. Quand le réservoir est rempli la pompe s'éteint.

Tableau 6.2 Caractéristiques de la pompe

Puissance(kW)	Hauteur (m)	Débit (l/m)	Vitesse de rotation (tr/min)
0.55 kW	11 -33m	5-30	2900

- **Manomètre**

Sert à mesurer la pression de fluide issue de la motopompe, afin de vérifier toute surpression.

- **Débitmètre**

Il sert à mesurer le débit de l'écoulement de l'eau à travers les conduites en l/min, dans notre système deux débitmètres sont employés, le premier mesure le débit de l'eau froide et se situe juste après la pompe, le second est utilisé pour l'eau chaude permettant de mesurer la consommation en eau chaude

- **Tuyauteries**

La tuyauterie assurant la liaison hydraulique entre la prise d'eau et la cuve de stockage, et de la cuve de stockage à l'utilisation est en multicouche³ (diamètre extérieur 22, diamètre intérieure 20mm), et sont isolées de l'extérieur.

6.4.3 La régulation automatique

- **Thermorégulateur**

Le thermorégulateur est un dispositif qui permet de conserver une température constante dans un système, il est le résultat de production et de déperdition de chaleur, dans notre cas la température est la température du stockage, notre thermorégulateur est de type : SAUTER flacon 400

- **Armoire d'alimentation**

Cette armoire est pour l'alimentation de la pompe et du thermorégulateur .Elle contient aussi deux afficheurs liés aux deux sondes pour la mesure des températures du fluide caloporteur à l'entrée et à la sortie du capteur

- **Sonde de température**

Elle sert à mesurer la température de fluide, on a utilisé des sondes à tiges.

³ Le tube multicouche est un tube de la famille des tubes synthétiques (l'intérieur vers l'extérieur : Une couche de PE-X spécifique qui réduit l'entartrage et protège de la corrosion, Une couche d'aluminium soudée au laser qui permet la rigidité du tube, sa mémoire de forme et son étanchéité à l'oxygène, Une couche de PE-X) qui lui offre une protection U. V).



Figure 6.2 Vue générale de l'installation

(1) Filtre à eau, (2) Pompe, (3) Manomètre, (4) Débitmètre, (5) Entrée eau froide dans la cuve, (6) Entrée capteur, (7) Capteur, (8) Sortie capteur, (9) Cuve de stockage, (10) Eau chaude, (11) Thermostat, (12) Armoire d'alimentation, (13) Sonde de température à tige.

6.5 Expérimentation

L'objectif des essais effectués est de voir le comportement d'une telle installation, et ceci en mesurant :

- Température d'entrée de l'eau dans le capteur ;
- Température de sortie de l'eau du capteur ;
- La température de stockage.

Ces mesures sont prises afin de quantifier le rendement instantané de cette installation.

6.5.1 Détermination du débit

Le problème de thermosiphon consiste en la détermination de débit.

A partir des deux équations (4.48) et (5.1) on obtient la formule suivante [3]

$$\dot{m} = \frac{A_c F_R [S - U_L (T_i - T_a)]}{C_p \Delta T_f} \quad (6.2)$$

6.5.2 Résultats

On présentera sur les figures suivantes, des graphes relatifs aux résultats expérimentaux du rendement instantané de l'un de nos capteurs, et l'évolution instantanée de la température de stockage après avoir effectué une série d'expériences.

Afin d'avoir une évolution du rendement plus significative, on utilise l'équation (5.3) pour obtenir alors l'allure d'une fonction affine décroissante du rendement en fonction de la température réduite $\left(\frac{T_i - T_{am}}{G_t}\right)$

$$\eta = F_r - F_r U_L \left(\frac{T_i - T_{am}}{G_t}\right)$$

Les tests ont été effectués le 08 juin 2015, où le ciel été assez couvert la matinée.

- **Débit massique**

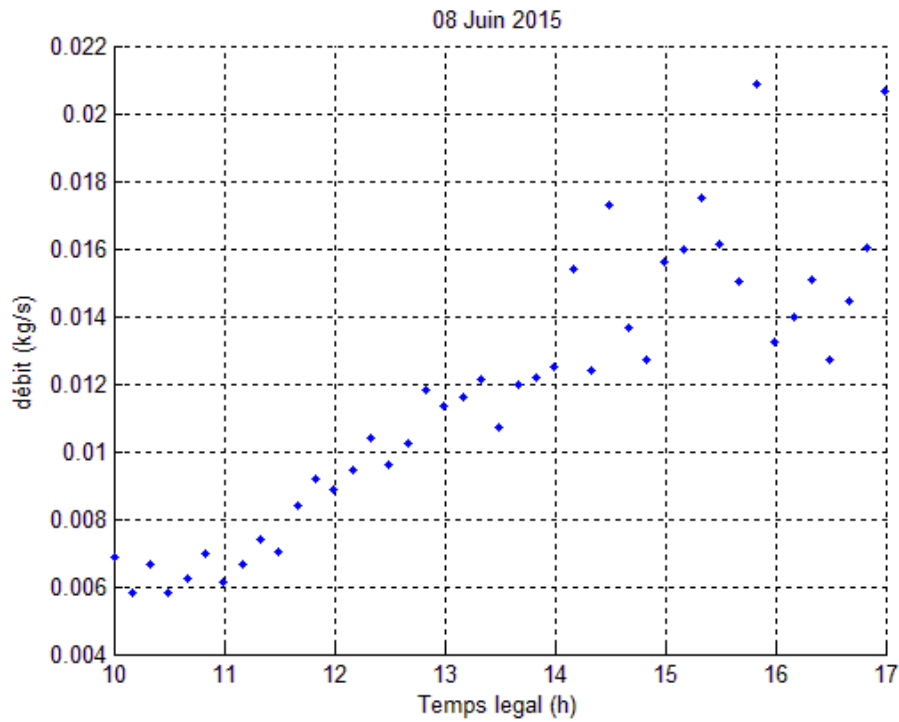


Figure 6.3 Evolution temporelle du débit massique, ENP, 8 Juin 2015

- **Température de stockage**

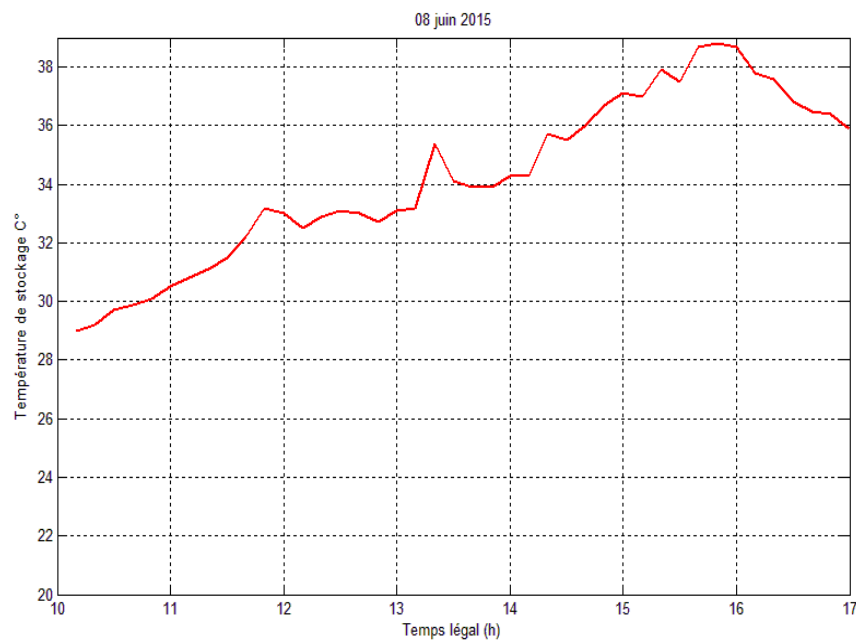


Figure 6.4 Evolution temporelle de la température de stockage, ENP, 08 Juin 2015

- **Rendement instantané**

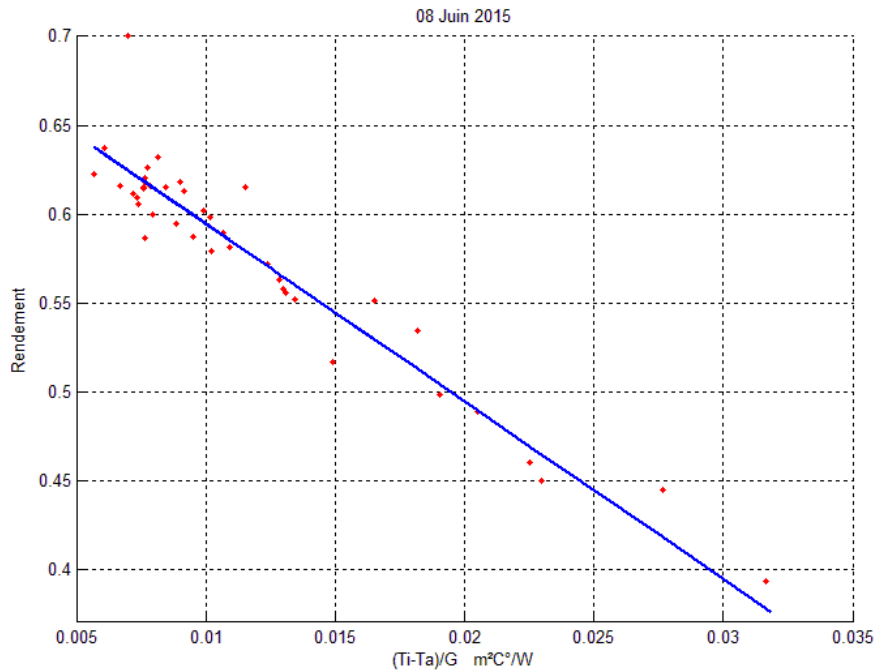


Figure 6.5 Variation du rendement instantané en fonction de la température réduite, ENP, 08 Juin 2015

6.5.3 Discussion des résultats

- **Débit massique**

La circulation du fluide due à l'effet thermosiphon, entraîne une variation du débit. Le coefficient de conductance F_R étant fonction du débit qui doit être estimé instantanément.

Concernant le débit massique qui joue un rôle important sur l'augmentation du rendement du système, on remarque d'après la *Figure 6.3*, que son évolution n'est pas régulière, il atteint son maximum de 0.22 kg/s vers 16h dans une journée du mois de juin pour décroître plus tard. Ceci est dû au fait que la température ambiante et le flux solaire augmentent dès le lever du jour de façon très lente et commencent à décroître à partir de 16h.

- **Température de stockage**

Concernant la température de stockage, on remarque d'après la *Figure 6.4*, que son évolution est assez régulière, elle atteint son maximum de vers 16h dans cette journée pour décroître plus tard. Ceci est dû au fait que la température ambiante

et le flux solaire augmentent dès le lever du jour de façon très lente et commencent à décroître à partir de 16h.

L'élévation de la température de stockage est liée à l'énergie absorbée par l'eau, car quand l'eau circule dans le capteur et absorbe l'énergie thermique qui augmente sa température, elle va ensuite se diriger vers la cuve de stockage, où elle va céder de son énergie. Cette circulation permet l'augmentation de la température de stockage durant la journée s'il n'y a pas de renouvellement d'eau ou de soutirage.

- **Rendement instantané**

La *Figure 6.5* montre que le rendement instantané prend un changement en sens inverse par rapport à l'écart. Ce qui se traduit par le fait que le capteur solaire atteint plus d'efficacité si la variation entre la température d'entrée de l'eau et la température ambiante est faible, donc une énergie absorbée maximale : énergie disponible maximale.

L'analyse des résultats obtenus par cette journée de tests montre que pendant la durée de captation du rayonnement solaire et au voisinage de la température ambiante le chauffe-eau solaire a un bon rendement qui est aux alentours de 50%. Cette performance s'explique par les plus faibles pertes optiques et thermiques à travers le vitrage du système.

6.6 Utilisation pratique d'un chauffe-eau solaire

Il est bien connu que les systèmes de chauffage solaires ne sont pas assez performant les périodes où l'ensoleillement est faible, la température ambiante est élevée, la prévision d'un appoint calorifique conventionnel est primordiale pour chaque système solaire. Pour cela, dans la pratique on fait souvent appel à des systèmes qui combinent l'énergie solaire et une source conventionnelle, connus sous le nom systèmes hybrides. La faisabilité technico-économique d'un tel système est présentée d'une façon détaillée au chapitre 7.

6.7 Conclusion

Le dispositif étudié dans ce chapitre est un chauffe-eau solaire constitué de deux capteurs et leurs cuves de stockage montés en parallèle où la circulation de l'eau se fait en thermosiphon.

Le montage de notre installation a pris plusieurs jours de travaux afin d'arriver à un système qui fonctionne correctement.

Les résultats obtenus montrent que le rendement instantané prend un changement en sens inverse par rapport à l'écart de température. Ce qui se traduit par le fait que le capteur solaire atteint plus d'efficacité si l'écart entre la température d'entrée de l'eau et la température ambiante est faible, donc une énergie absorbée maximale : énergie disponible maximale.

Pour les courbes expérimentales on peut dire que la température de stockage et le débit massique réels du capteur sont sensibles aux fluctuations journalières. Ce phénomène est dû à la présence de nuages.

En général, ces systèmes sont des ensembles " capteur + ballon " simples et complets qui fonctionnent de manière autonome. Le fluide est échauffé lorsque l'ensoleillement est suffisant. La variation de température obtenue par cet échauffement entraîne la mise en mouvement du liquide, qui est transféré jusqu'au réservoir de stockage situé juste au-dessus du capteur. La grande simplicité du système le rend fiable dans la durée, et diminue son coût d'investissement. Le coût de fonctionnement est nul.

Chapitre 7 :

Etude de faisabilité technico-économique d'un système de chauffage solaire combiné

7.1 Introduction

L'utilisation de l'énergie solaire pour la production d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau solaires) le chauffage d'une habitation est, sans aucun doute, une des applications les plus maîtrisées. Au-delà de la donne écologique, les chauffe-eau solaires ont également un impact sur le plan économique.

Ce chapitre est consacré au dimensionnement d'un système solaire de production d'eau chaude. On s'intéresse particulièrement à :

- évaluer les besoins en chaleur du local en estimant les différentes déperditions ;
- décrire l'architecture du local, définir son emplacement et les caractéristiques météorologiques du lieu ;
- pré-dimensionner l'installation de production d'eau chaude à l'aide de la méthode f-Chart ;
- l'étude économique de l'installation hybride. On s'intéressera à son coût d'exploitation ainsi qu'à son amortissement.

7.2 Calcul de la charge calorifique

7.2.1 Calcul des déperditions thermiques dans une habitation

Le calcul du bilan thermique « hiver » nous permet d'évaluer les besoins en chaleur de chaque local en estimant les déperditions de ces derniers vers l'extérieur, les espaces non chauffés, le sol, et celles causées par la ventilation et le vent.

La détermination de ces besoins en chaleur se fera, en utilisant le **DTR C3-2** [30]

7.2.1.1 Déperditions surfaciques

Sert à calculer la quantité de chaleur entre l'intérieur du local considéré et l'extérieur de ce local.

Formule utilisée :

$$D_s = K \cdot A \cdot \Delta T \quad (7.9)$$

Avec :

K : Coefficient de transmission thermique de la paroi opaque [W/m²°C] ;

A : Surface de la paroi [m²] ;

ΔT : Écart de température entre l'intérieur et l'extérieur du local [°C] ;

7.2.1.2 Déperditions linéiques

Pour le calcul de ces déperditions, nous avons pris, le dernier étages présentant un maximum de chaleur transmise vers l'extérieur, ensuite, nous avons pris un ratio entre D_{Li} et D_s et généralisé pour l'ensemble du.

$$D_{Li} = K_{Li} \cdot L \cdot \Delta T \quad (7.2)$$

Avec :

K_{Li} : Coefficient de transmission linéique de la liaison [W/m°C] ;

L : Longueur intérieure de la liaison [m] ;

ΔT : Écart de température entre l'intérieur et l'extérieur [°C] ;

7.2.1.3 Déperditions par transmission à travers les parois en contact avec le sol

Concernent les planchés et murs en contact avec le sol (partie basse du bâti). Selon le DTR C3-2, sa formule est :

$$D_{sol} = K_s \cdot P \cdot \Delta T \quad (7.3)$$

Avec :

K_s : Coefficient de transmission linéique du mur ou du plancher bas [W/m°C] ;

P : Le pourtour extérieur du mur ou du plancher enterré [m] ;

ΔT : Écart de température entre l'intérieur et l'extérieur [°C] ;

7.2.1.4 Déperditions par transmission vers les locaux non-chauffés

La différence de température entre les locaux non-chauffés créé une déperdition vers ceux chauffés, en introduisant un paramètre nommé « ζ », la façon de le

déterminer est donnée par la formule 6.2 du DTR C3-2. Pour notre projet, nous avons pris un ζ (**0.3**) **forfaitaire** pour l'ensemble des locaux non-chauffés.

$$D_{Lnc} = \zeta \cdot \left[\sum K \cdot A + \sum K_{Li} \cdot L \right] \cdot (t_i - t_n) \quad (7.4)$$

Avec :

ζ : Coefficient de réduction de température ;

K : Coefficient de transmission surfacique de chaque partie [W/m²°C] ;

A : surface intérieure de chaque partie [m²] ;

K_{Li} : Coefficient de transmission linéique de chaque liaison [W/m²°C] ;

L : Longueur intérieure de chaque liaison [m] ;

t_i : Température intérieure du local chauffé [C] ;

t_n : Température du local non-chauffé [°C] ;

La valeur de ζ prise pour notre projet est égale à 0.3, d'où la température du local non-chauffé est de $t_n = 16.5$ °.

7.2.1.5 Déperditions par renouvellement d'air

- **Dues à la ventilation**

Ces déperditions ont pour expression :

$$D_{rv} = 0.34 \cdot Q_v \cdot \Delta T \quad (7.5)$$

Q_v : Le débit spécifique de ventilation [m³/h] ;

0.34 : Chaleur volumique de l'air [Wh/m³°C] ;

ΔT : Écart de température entre l'intérieur et l'extérieur [°C] ;

D'après le **manuel Carrier** [31] Q_v est donné par :

$$Q_v = q_{van} \cdot N \quad (7.6)$$

q_{van} : Débit d'air neuf nécessaire pour une personne [m³/h.personne] ;

N : nombre de personnes ;

- **Dues aux infiltrations du vent :**

$$D_{rs} = 0.34 \cdot Q_s \cdot \Delta T \quad (7.7)$$

Q_s : Débit supplémentaire par infiltrations dues au vent [m³/h] ;

0.34 : Chaleur volumique de l'air [Wh/m³°C] ;

Q_s est donné par la formule suivante :

$$Q_s = \sum (P_{Pi} - e_{vi}) \quad (7.8)$$

Avec :

P_{pi} : Perméabilité de l'air de la paroi i sous [$m^3/h \Delta P = 1 Pa$].

e_{vi} : Coefficient d'exposition au vent affecté à la paroi i.

Le coefficient e_{vi} est donné par DTR C3-2 [30] (page 58, tableau 7.4) en fonction de la classe de rugosité du site d'implantation du bâtiment, et la hauteur H correspondante à la moyenne de la distance entre le sol et la mi-hauteur des ouvrants de la paroi considérée.

La perméabilité d'une paroi est donnée par la formule suivante :

$$P_{Pi} = \sum (P_{oj} \cdot A_j) \quad (7.9)$$

Où :

P_{oj} : Perméabilité surfacique à l'air de l'ouvrant j [$m^3/h \Delta P = 1 Pa$] ;

A_j : Surface de l'ouvrant j ;

Les valeurs de la perméabilité surfacique utilisées pour notre projet sont :

$P_o = 4$ Pour les fenêtres et les portes fenêtres ;

$P_o = 6$ Pour les portes ;

$P_o = 2.4$ Pour un mur rideau ;

7.3 Description du local

7.3.1 Paramètres climatiques et thermodynamique

Notre projet est implanté à Sidi M'Hamed (Alger centre), ces caractéristiques sont les suivantes :

- La zone climatique : zone A ce qui comprend à une altitude inférieure à 300m (alt < 300m) ; (DTR C 3-2, page 19) [30].
- Les conditions de base intérieure : (DTR C 3-2, page18) [30].

La température intérieure : $T_{sb,i} = 21^\circ C$.

7.3.2 Description de la maison

L'habitation choisie pour notre étude est une maison individuelle d'une surface de 146.19m² de construction habituelle. Elle fait partie d'un immeuble de 6 étages. Notre exemple de calcul de situe au dernier étage, on suppose que toutes les demeures sont chauffées à la même température

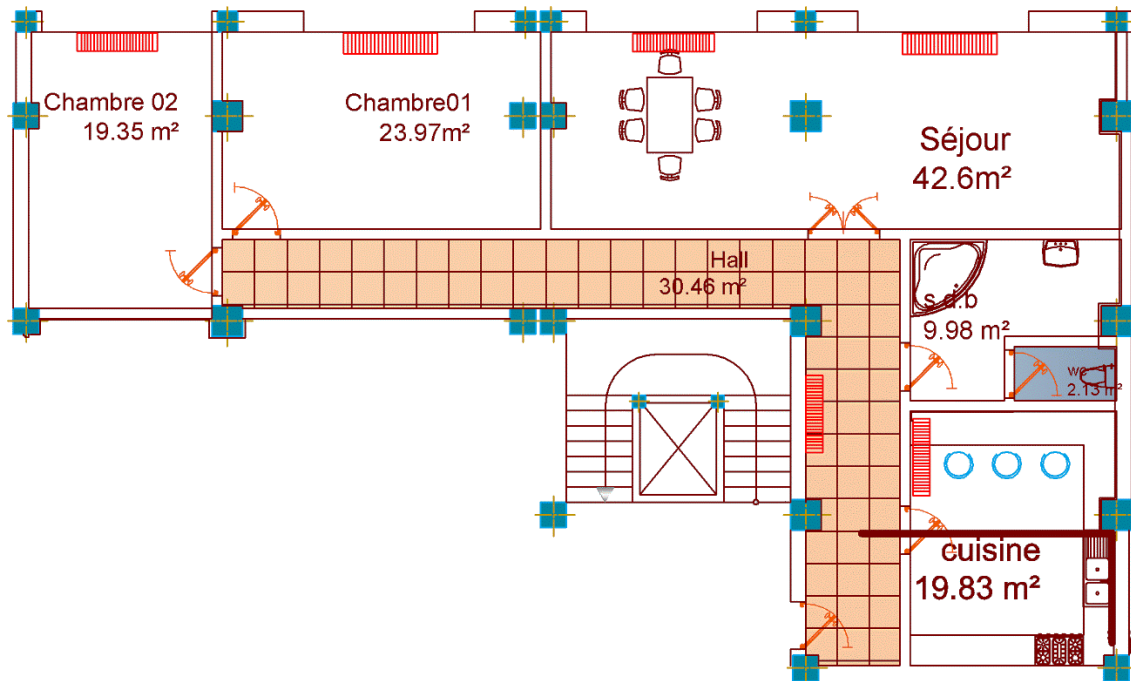


Figure 7.1 Plan de la maison prise comme modèle [46]

7.3.3 Besoins en chauffage

Après avoir appliqué la procédure présentée ci-dessus, on évalue le besoins en chauffage de chaque pièce afin de choisir l'émetteur adéquat et ceci pour le mois le plus froid de l'année. (Voir le détail des calculs Annexe F)

L'emplacement des radiateurs se situe généralement devant les ouvrants, et ceci pour créer une barrière d'air chaud qui va circuler grâce aux renouvellements aux infiltrations d'air.

Tableau 7.1 Dimensionnement des radiateurs [32]

Type du local	Déperdition(KW)	Puissance des émetteurs (W)	n (Nombre d'éléments)
Cuisine	0.66	666	14
Séjour	2×0.84	2×840	2×18
Chambre 1	0.96	960	20
Chambre 2	1.1	1045	22
Hall	0.55	550	12

7.3.4 Eau chaude sanitaire

Le système de chauffage assure aussi la fourniture d'eau chaude sanitaire à la température voulue. Cette puissance dépend des paramètres suivants :

N_p : Le nombre de personnes ;

V_{moy} : Consommation moyenne par personne dans la journée ;

T_{ef} : La température de l'eau froide pendant la saison de chauffage ;

T_{ec} : La température de l'eau chaude pendant la saison de chauffage ;

$$Q_{sanitaire} = \dot{V}_{sanitaire} \rho_c (T_{ec} - T_{ef}) \quad (7.7)$$

Avec :

$$\dot{V}_{sanitaire} = V_{moy} \cdot N_p \quad (7.8)$$

La consommation journalière en eau chaude sanitaire à 50°C pour le mois de janvier est estimée à 7 KWh/j.

7.4 Choix de la chaudière d'appoint

Alimentation en eau chaude : le dernier étage de notre projet doit être alimenté en eau chaude, pour cela, une chaudière murale est prévue.

Cette chaudière est programmée d'une priorité de service, car elles couvrent :

- L'eau chaude sanitaire (douches, éviers, lavabos, ...)
- L'eau chaude nécessaire pour le chauffage des radiateurs des appartements.

En ce qui concerne l'eau chaude sanitaire, nous devons calculer le débit total des besoins en eau chaude.

Le tableau suivant donne les débits de base des différents appareils nécessitant l'eau chaude à 50°C :

Tableau 7.2 Débit de base de chaque appareil [33]

Appareils	Débit d'eau à 50°C (l/s)
Douche	0.08
Lavabo	0.12
Evier (cuisine)	0.16

$$\text{Debit de base} = \sum \text{debit } T^{\circ} \quad (7.9)$$

Débit de base = 0,36 l/s

- **Coefficient de simultanéité**

$$y = \frac{0.8}{\sqrt{x - 1}} \quad (7.10)$$

x : Nombre d'appareils ;

$y = 0,56$ pour trois (3) appareils ;

- **Débit probable pour l'appartement**

$$\text{Débit probable} = \text{Debit de base} \cdot y \quad (7.11)$$

Débit probable = 0,20 l/s = 0,20 Kg/s.

- **Puissance des chaudières :**

En utilisant la loi :

$$Q = \dot{m} c_p (T_p - T_f) \quad (7.12)$$

Q : Puissance de l'échangeur en KW ;

\dot{m} : Débit d'eau en Kg/s ;

c_p : Capacité calorifique de l'eau = 4,18 KJ/Kg ;

T_p : Température de production d'eau chaude = 50°C ;

T_f : Température de l'eau froide = 12°C ;

Donc $Q = 31.76$ KW.

En consultant le manuel CHAPPEE [34] notre choix tombe sur la chaudière **LUNA PLATINUM + HTE 2.33** qui fournit une plage de puissance allant de 3 kW à 33 kW, avec un rendement égale 0.97.

7.5 Pré-dimensionnement méthode 'f-Chart'

La surface de captage A_c d'une installation solaire avec stockage peut être évaluée grâce à la méthode de calcul du taux de recouvrement solaire (fraction solaire f) dite méthode f-charte énoncé par *Klein et al* (1977) [29], et détaillée dans le manuel de *Duffie and Beckmann* (1991) [3].

Cette méthode permet de calculer, sur une base mensuelle, la quantité d'énergie fournie par un système de chauffage solaire avec stockage, en fonction des valeurs

mensuelle de rayonnement solaire incident, la température ambiante et de la charge de chauffage.

Deux nombres sans dimension X et Y sont définis :

$$X = \frac{A_c F'_R U_L (T_{ref} - T_{am}) \Delta t}{Lm} \quad (7.13)$$

$$Y = \frac{A_c F'_R (\overline{\tau\alpha}) H_T N_m}{Lm} \quad (7.14)$$

Avec

A_c : Surface du capteur solaire (m^2) ;

U_L : Coefficient globale des pertes thermiques ($W/m^2°C$) ;

T_{ref} : Température empirique de référence ($100°C$) ;

Lm : Charge totale mensuelle (J) ;

G_n : Irradiation global totale journalière sur un plan incliné (J/m^2) ;

N_m : Nombre de jour dans le mois considéré ;

$(\overline{\tau\alpha})$: Coefficient de transmittivité et d'absorptivité produit par le capteur ;

Δt : Nombre total de secondes dans le mois ;

F'_R : Facteur de l'efficacité d'échangeur de chaleur capteur-réservoir de stockage ;

X doit être corrigé à la fois en fonction de la dimension du stockage et de la température de l'eau froide. La méthode f-Chart a été développée avec une capacité de stockage standard de 75 l/m^2 de capteur solaire. Pour les autres capacités de stockage, X doit être multiplié par un facteur correctif X_c/X défini par [3] :

$$\frac{X_c}{X} = \left(\frac{\text{Volume réel de stockage}}{\text{Volume standard de stockage}} \right)^{-0.25} \quad (7.15)$$

Pour prendre en considération les fluctuations de la température de l'eau froide T_m et pour avoir une température de l'eau chaude minimale acceptable T_w , X doit être multiplié par un facteur correctif X_{cc}/X défini par [3]:

$$\frac{X_{cc}}{X} = \frac{11.6 + 1.18 T_w + 3.86 T_m - 2.32 T_a}{100 - T_a} \quad (7.16)$$

La fraction solaire de la charge de chauffage totale mensuelle couverte par le chauffe-eau solaire est donnée en fonction de X et Y , corrigé de la manière suivante [3, 35] :

$$f = 1.029 Y - 0.065 X - 0.245 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.0215 Y^3 \quad (7.17)$$

7.6 Etude économique

La technologie actuelle du chauffe-eau solaire semble sûre et a fait ses preuves dans de nombreux pays où les énergies conventionnelles sont onéreuses, il est donc important d'examiner la rentabilité économique de ce systèmes en Algérie en le comparant à des moyens conventionnels pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire.

7.6.1 Coût d'investissement de l'installation

Pour l'estimation du prix final de l'installation hybride, nous devons ajouter au coût du capteur plan, le ballon de stockage ainsi que les autres composants nécessaires pour le fonctionnement du système dans son ensemble.

Le coût d'investissement de l'installation comprend le prix d'achat de sept CES, la chaudière à gaz et leurs installations nous revient aux alentours des 1157620 DA

Tableau 7.3 Coût d'investissement

Désignation	Prix total DA(TTC)
Chauffe-eau solaire SOFTEN	802620.00
Accessoires de régulation et de plomberie	200000.00
Chaudière à gaz et radiateurs	110000.00
Frais d'installation et transport	45000.00
Coût d'investissement total (TTC)	1157620.00

7.6.2 Estimation des frais d'utilisation de l'appoint

Après avoir estimé une surface totale de captation 14m², dans le but de fournir la charge nécessaire pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, un programme avec le logiciel MATLAB a été élaboré et nous avons obtenu les taux de recouvrement solaire mensuel (fraction f).

Après le lancement des calculs et le traitement des données, nous avons abouti aux résultats qui représentent respectivement la variation mensuelle des différentes énergies de l'installation et le taux de couverture solaire mensuelle pour notre local qui se situe à Alger. Les résultats sont présentés en annexe G

Pour la région d'Alger, la moyenne des besoins énergétiques mensuels du foyer considéré est de 217 kWh/mois en période estivale, et de 3800 kWh/mois comme valeur maximale atteinte en mois de janvier. La variation du taux de couverture solaire varie de 27% en hiver à 100% en été. Soit une consommation annuelle d'énergie d'appoint de 11001,35 kWh/an pour un besoin annuel de 18198,42kWh.

Pour l'estimation du coût de l'énergie d'appoint nous traiterons deux scénarios, le premier consiste à utiliser le coût du gaz appliqué par Sonelgaz (soutien des prix par l'état), et un deuxième scénario en utilisant le tarif de facturation mondial avec une actualisation annuelle du prix du gaz.

7.6.2.1 Scénario 1 : le coût du gaz appliqué par Sonelgaz avec soutien des prix par l'état algérien

Pour l'estimation du coût de l'énergie d'appoint nous utiliserons le coût du gaz appliqué par Sonelgaz qui est donné dans le *Tableau 7.2*.

Tableau 7.4 Tarifs du gaz (SONELGAZ).

Premières tranche		Premières tranche	
Consommation (kWh)	Prix unitaire HT (DA)	Consommation (kWh)	Prix unitaire HT (DA)
1125	0.168	>1125	0.324

Tableau 7.5 Montant de l'énergie d'appoint(Scénario1)

Période		Premières tranche	Deuxième tranche
Premier trimestre	Consommation kWh	1125	5178.85
	Montant HT (DA)	189	1677.95
2ème trimestre	Consommation kWh	0	0
	Montant HT (DA)	0	0
3ème trimestre	Consommation kWh	0	0
	Montant HT (DA)	0	0
4ème trimestre	Consommation kWh	1125	3572.49
	Montant HT (DA)	189	1157.48
Coût annuel de l'appoint. HT (DA)		3213.43	
TVA 7%		224.94	
Coût annuel de l'appoint. TTC (DA)		3438.37	

7.6.2.2 Scénario 2 : Tarif de facturation mondial avec une actualisation annuelle du prix du gaz

Dans cette approche, on considère que les tarifs de facturation sont semblables aux tarifs mondiaux, et ceci en prenant le prix du kWh égal à 39.10 DA (0.4\$ /KWh)

Dans ce scénario on va prendre en considération l'actualisation du prix du gaz qui sera estimée à 1.5% chaque année.

Tableau 7.6 Montant de l'énergie d'appoint(Scénario2)

Premier trimestre	Consommation kWh	6303.859
	Montant HT (DA)	246448.10
2éme trimestre	Consommation kWh	0
	Montant HT (DA)	0
3éme trimestre	Consommation kWh	0
	Montant HT (DA)	0
4éme trimestre	Consommation kWh	4697.492
	Montant HT (DA)	183647.50
Coût annuel de l'appoint. HT (DA)		430095.60
TVA 7%		30106.69
Coût annuel de l'appoint. TTC (DA)		460202.30

7.6.3 Coût de revient du kWh du système hybride

En considérant une période d'exploitation du CES égale à 20 ans, qui représente sa durée de vie minimum [36] .Nous pouvons calculer le coût d'exploitation (coût du kWh) comme suit :

7.6.3.1 Scenario 1 : le coût du gaz appliqué par SONELGAZ avec soutien des prix par l'état algérien

- **Coût de l'énergie d'appoint**

Si l'aide du pouvoir public sera projetée à long terme (20 ans) alors le frais d'utilisation de l'appoint pendant sa durée de vie sera 68767.57 DA

$$C_{ap} = C_{ap,annuel} \cdot N_a \quad (7.18)$$

- **Coût de revient du kWh**

$$C_{kWh,sc1} = \frac{C_{inv,hyb} + C_{ap}}{Q_{annuelle} \cdot N_a} \quad (7.19)$$

$C_{inv,hyb}$: Coût d'investissement de l'installation ;

$$C_{kWh,sc1} = 3.36 \text{ DA}$$

En comparant avec le prix de la SONELGAZ, on trouve que le prix du kWh hybride avoisine dix fois le prix du kWh du gaz.

7.6.3.2 Scenario 2 Tarif de facturation mondial avec une actualisation annuelle du prix du gaz

- **Coût de l'énergie d'appoint**

Le prix du kWh égal à 39,10 DA (0.4\$ /kWh) considération et l'actualisation du prix du gaz qui sera estimée à 1.5% chaque année. Alors au bout de 20 ans, l'utilisation de l'appoint coutera 11692273.66 DA.

$$C_{ap} = C_{ap,année1} \left[\frac{(i + 1)^{N_a} - 1}{(i + 1) - 1} \right] \quad (7.20)$$

- **Coût de revient du kWh**

$$C_{kWh,sc2} = 32.26 \text{ DA}$$

En comparant avec le prix du kWh du gaz estimé à 39.1 DA on trouve que le prix du kWh d'énergie fournie par notre système hybride est nettement inférieur, et nous projetons que le coût d'investissement sera amorti dès les premières années.

7.6.4 Période d'amortissement de l'installation hybride

Afin d'estimer la période d'amortissement de l'installation, nous allons comparer son utilisation avec un système conventionnel de chauffage et production d'eau chaude sanitaire, à savoir une chaudière à gaz naturel, et ceci pour le même foyer cité plus haut.

Nous définissons la période d'amortissement comme étant le temps nécessaire pour le remboursement de l'investissement initial de l'installation hybride solaire par rapport au système conventionnel.

- **Coût d'investissement de l'installation conventionnelle à gaz**

Tableau 7.7 Coût d'investissement de l'installation conventionnelle

Désignation	Prix total DA(TTC)
Accessoires de régulation et de plomberie	45000.00
Chaudière à gaz et radiateurs	110000.00
Frais d'installation et transport	10000.00
Coût d'investissement total (TTC)	165000.00

7.6.4.1 Scenario 1 : le coût du gaz appliqué par Sonelgaz avec soutien des prix par l'état algérien

La période d'amortissement est calculée comme suit :

$$t_{amr,sc1} = \frac{C_{inv,hyb} - C_{inv,conv}}{C_{e,conv} - C_{ap,annuel}} \quad (7.21)$$

$C_{inv,conv}$: Coût d'investissement de l'installation conventionnelle ;

$C_{e,conv}$: Coût annuel de l'énergie conventionnelle consommée ;

$t_{amr,sc1}$: La période d'amortissement relative au scénario 1 ;

Tableau 7.8 Montant de l'énergie pour un système conventionnel (scénario1)

Période		Premières tranche	Deuxième tranche
Premier trimestre	Consommation kWh	1125	8947.157
	Montant HT (DA)	189	2898.87
2ème trimestre	Consommation	651	0
	Montant HT (DA)	109.368	0
3ème trimestre	Consommation kWh	651	0
	Montant HT (DA)	109.368	0
4ème trimestre	Consommation kWh	1125	5699.261
	Montant HT (DA)	189	1846.56
Coût annuel HT (DA)		5342.17	
TVA 7%		373.95	
Coût annuel TTC (DA)		5716.12	

$$t_{amr,sc1} = \frac{1157620 - 165000}{5716,128 - 3438,378} = 435.8 \text{ ans}$$

7.6.4.2 Scenario 2 : Tarif de facturation mondial avec une actualisation annuelle du prix du gaz

On prend en considération le prix de la consommation de la première année seulement sans inclure l'actualisation annuelle du prix du kWh, afin d'avoir une approche du temps d'amortissement

Tableau 7.9 Montant de l'énergie pour un système conventionnel (scénario2)

Premier trimestre	Consommation	6303.859
	Montant HT (DA)	393769.00
2ème trimestre	Consommation kWh	651
	Montant HT (DA)	25450.71
3ème trimestre	Consommation kWh	651
	Montant HT (DA)	25450.71
4ème trimestre	Consommation kWh	4697.492
	Montant HT (DA)	266793.10
Coût annuel HT (DA)		711463.50
TVA 7%		49802.45
Coût annuel TTC (DA)		761265.90

$$t_{amr,sc2} = \frac{1107620 - 115000}{761265.9 - 460202.3} = 3.3 \text{ ans}$$

On estime le temps d'amortissement compris entre 3.5 ans et 4 ans.

7.6.5 Constatations

Le temps d'amortissement du système hybride par rapport au système de chauffage et chauffe-eau conventionnel pour un F3 qui se situe à Alger, est supérieur à 400 ans, chose qui est impossible à atteindre par rapport à la durée de vie du chauffe-eau solaire, et par rapport à l'échelle humaine, ceci est relatif au scénario 1 qui considère une facturation similaire aux tarifs de la SONEGAS (avec soutien des prix par l'état algérien). Contrairement à l'approche où on considère que les tarifs de facturation sont semblables aux tarifs mondiaux, et ceci en prenant le prix du kWh égal à 39,10 DA (0.4\$/kWh), ce temps d'amortissement est de 3 à 4 ans, ce qui est excellent par rapport à la durée de vie du chauffe-eau solaire comprise entre 20 et 25 ans.

7.7 Etude environnementale

7.7.1 Economie d'énergie primaire

L'économie de combustible détaillée ci-dessous peut le cas échéant être convertie en économie d'énergie primaire. En effet, chaque kWh de gaz ou de mazout acheté par l'utilisateur final correspond à une consommation nettement plus élevée de ressources énergétiques lorsqu'on prend en compte l'énergie nécessaire à l'extraction, au traitement et au transport du combustible ainsi que les pertes de distribution. Il n'est pas inutile de le rappeler au maître d'ouvrage.

Dans notre cas l'économie d'énergie conventionnelle annuelle s'élève à 7197,1 kWh.

7.7.2 Emissions de CO₂ évitées

Les émissions de CO₂ ont un impact négatif sur l'équilibre climatique de la planète. Connaissant les répercussions d'un tel bouleversement, telles qu'inondations, sécheresses, tornades, élévation du niveau de la mer, extension géographique des maladies infectieuses, pollution des réserves d'eau potable, etc. il est primordial de tout mettre en œuvre pour réduire massivement et rapidement les émissions de CO₂. Le recours accru à l'énergie solaire permet de réduire ces émissions de manière significative.

Les coefficients d'émission de CO₂ varient du gaz naturel incluant les émissions liées à la production et au transport du combustible est estimé à 217 kg CO₂/ MWh

Pour notre exemple d'application, l'économie du gaz naturel estimé annuellement à 7197,1 kWh, permet d'éviter l'émission de 1561,763 kg CO₂/an.

7.8 Conclusion

Un audit solaire est une étude de faisabilité relative à chaque installation d'un système solaire thermique de production d'eau chaude.

L'audit solaire est normalement effectué au stade de l'avant-projet, entre l'évaluation de la pertinence du projet et l'étude technique de la conception du système.

Le rapport d'audit analyse les modalités d'intégration des composants solaires dans le système de production d'eau chaude existant et fournit un bilan économique, énergétique et environnemental de l'opération.

Dans ce chapitre une étude économique des CES a été effectuée afin de déterminer son prix final d'acquisition pour le consommateur, ainsi que son coût d'exploitation et ceci après avoir déterminé les besoins en chauffage et eau-chaude sanitaire puis déterminer le taux de couverture de la charge calorifique par le système solaire par la méthode f-chart.

Le coût d'exploitation, qui est le prix de revient du kWh hybride, représente le montant d'investissement de l'installation du CES, et les frais d'utilisation de l'appoint.

On a entrepris deux hypothèses afin de cerner le prix du kWh et le temps d'amortissement et on a constaté qu'avec la facturation actuelle du gaz en Algérie l'utilisation d'un système solaire ne sera pas rentable du point de vue financier.

Autre point très important, le taux de couverture solaire de la charge avec le système prévu durant les mois d'été dépassé les 300% , pour ne pas perdre cette énergie on peut prévoir un système connexe qui travaille dans les conditions pareilles, un distillateur d'eau.

Conclusions et Perspectives

Conclusions

Le présent projet avait pour objectif de concevoir et réaliser expérimentalement un système de chauffe-eau solaire thermique.

Des généralités sur le rayonnement solaire ont tout d'abord été présentées sur la base de divers aspects géométriques et énergétiques. La structure de l'atmosphère, sa composition et son effet sur le rayonnement solaire y ont d'ailleurs été soulignés dans le but de mieux cerner la modélisation de BIRD dans le chapitre 3.

Par la suite, une revue de la littérature pertinente aux systèmes de production d'eau chaude a été présentée. Le but de ce chapitre était de présenter le cadre théorique indispensable à la réalisation du projet. Successivement, une description du fonctionnement d'une installation solaire, les types d'installations solaires, collecteurs solaires thermiques de même que les composants principaux du capteur plan et son fonctionnement ont été présentés, Puis nous nous sommes intéressés en deuxième partie au parc mondial du solaire thermique qui est en constante augmentation en présentant des chiffres réels du marché mondial où on a constaté que l'Algérie est en retard par rapport à l'état d'avancement international dans ce domaine malgré son potentiel solaire énorme.

Il convient de souligner que deux types d'installations solaires ont été étudiés, à savoir, à savoir le système forcé et le thermosiphon.

Pour mener à bien notre étude, nous avons choisi de l'aborder de deux manières :

- L'approche expérimentale, avec la mise en place d'une installation en thermosiphon et la manipulation sur le banc d'essais du simulateur d'un chauffe-eau, permet d'acquérir une expérience concrète sur le comportement des capteurs solaires ainsi que sur l'installation complète. Les données expérimentales récoltées ont une double vocation : d'une part améliorer directement les performances de l'installation en réalisant des tests sur les paramètres de régulation et de contrôle, d'autre part apporter des éléments de validation pour vérifier la justesse et la pertinence de nos modèles numériques.

- L'approche fondamentale, avec l'élaboration de modèles numériques, permet de décrire le comportement du rayonnement solaire et le comportement du CES en fonction des sollicitations extérieures. Une fois ces modèles validés, ils vont nous permettre de réaliser un programme de simulation. Ce programme va simuler le comportement du rayonnement solaire sur un plan horizontal ou incliné ainsi que le comportement d'un capteur plan avec des dimensions et caractéristiques spécifiques soumis aux rayonnements solaires.

La modélisation du rayonnement solaire nous a permis de mieux comprendre les différents phénomènes qui régissent son atténuation dans l'atmosphère. Pour un plan horizontale on a constaté que le modèle de BIRD nous donne des résultats assez proches aux données du CDER pour le rayonnement global, mais nous avons constaté que ce modèle sous-estime légèrement la composante diffuse du rayonnement solaire, il surestime la composante directe, pour approcher enfin la composante globale. Les erreurs (relative et absolue) de ce modèles sont négligeables d'où son utilisation dans divers travaux d'estimation.

La présence de plans inclinés dans toute conception technique est indispensable. Les modèles de PEREZ, de LIU et JORDAN et de ERBS choisis pour cette étude sont ceux qui traitent la composante diffuse sur un plan incliné. Leurs contributions dans l'estimation du rayonnement global incliné est assez significative. On a constaté que le modèle de PEREZ est le plus réaliste par rapport aux autres modèles car la comparaison de ses résultats avec les données expérimentales donne des écarts très réduits (ceci est remarqué surtout dans le cas d'une saison estivale ou hivernale).

Cette partie nous a permis de confronter des valeurs mesurées à celles estimées par différents modèles paramétrés. A travers ceci, nous avons constaté que ces modèles peuvent se rapprocher avec une grande précision de la réalité moyennant seulement quelques données météorologiques. D'autre part, les stations de mesure des différentes composantes du rayonnement solaire sont rares ou quasi inexistantes à travers le territoire national. Alors actuellement la reconstitution des différentes composantes du rayonnement solaire se fait par l'utilisation des modèles mathématiques en y introduisant les différents paramètres météorologiques disponibles au niveau des stations de l'Office National de la Météorologie.

La modélisation numérique d'une CES nous a permis de simuler le comportement du capteur plan dans différents cas de figures, où on a pu constater l'effet du nombre de vitrage, de celui du débit massique et de celui de la composition de l'absorbeur sur le rendement d'un capteur.

Du point de vue énergétique, plus le nombre de vitrage augmente le rendement est meilleur, il l'est aussi pour un absorbeur avec une conductivité thermique élevée. Mais du point de vue économique (rapport rendement/coût de revient), il est préférable d'opter pour un capteur simple vitrage muni d'un absorbeur de conductivité thermique moyenne.

L'étude expérimentale nous a permis d'acquérir une expérience concrète et de nous familiariser avec les deux types d'installations solaires. Sur le banc d'essais, en boucle fermée et système forcé, nous avons pu confirmer les constatations faites à partir de la simulation et avons aussi vu l'évolution de la température de stockage qui augmente avec le rayonnement solaire disponible. Pour le modèle en thermosiphon, nous avons vu l'évolution de son rendement et de sa température de stockage, mais l'aspect le plus important dans cette partie était de pouvoir participer au montage de notre système et de proposer des solutions.

La dernière partie de ce manuscrit se focalise sur le dimensionnement d'un système hybride de chauffage- chauffe-eau pour une habitation domestique. La détermination de la charge calorifique était la première étape à suivre afin de dimensionner notre système de chauffage. Comme l'énergie solaire n'est pas toujours abondante alors connaître le taux de recouvrement de la charge calorifique nécessaire par le système solaire était primordial pour notre étude avant de réaliser un audit solaire⁴.

D'un point de vue environnemental, le système hybride est performant car il permet d'éviter l'émission de 1561,763 kg CO₂ /an, mais du point de vue économique, ceci dépend du scénario choisi, car en optant pour une facturation de la SONELGAZ aucun système d'énergie propre ne peut concurrencer les systèmes conventionnels à gaz, si les prix n'étaient pas subventionnés alors les systèmes solaires seraient bien adoptés.

Globalement, il se dégage de cette étude une tendance assez mitigée quant à l'avenir de ces systèmes en Algérie, dans la logique unique du chauffage de l'habitation.

En effet, étant donné le besoin en chauffage, notre système est prévu pour fonctionner intensivement quatre mois dans l'année (saison froide), et compte tenu de son investissement très élevé.

Il convient donc pour les installations futures d'essayer de "rentabiliser" le champ de capteurs lors de la saison estivale.

⁴ Audit solaire : Bilan énergétique et environnemental.

Le deuxième point important à soulever concerne les performances globales de l'installation et notamment la valeur du rendement de production d'eau chaude qui est inférieur à celui d'un système classique, ne justifiant pas clairement son coût d'investissement nettement supérieur (dans la logique unique de chauffage).

Le troisième point porte sur le choix de fonctionner sans ou avec appoint faible de chaleur qui a conduit à sur-dimensionner l'installation. Ce choix entraîne de lourdes conséquences quant au fonctionnement des capteurs en particulier lorsque la chaleur produite est supérieure aux besoins.

Durant l'estimation de la surface de captation dans le chapitre 7, nous avons pris en considération uniquement les besoins en eau chaude sanitaire de l'appartement. Alors nous avons constaté qu'une surface de captation de 6m² est suffisante pour la production d'eau chaude sanitaire durant toute l'année, si on diminue cette surface à 4 m² (2 capteurs) alors le taux de recouvrement est de l'ordre de 60%(hiver) 80% (printemps) et 100% (été).

On conclut sur le fait de l'indispensabilité de l'appoint dans un système solaire pour qu'il soit fonctionnel toute l'année.

Perspectives

A la fin de notre modeste travail et d'après les résultats et les constatations faites, nous allons citer quelques projets dont les réalisations nous semblent bénéfiques du point de vue technologique et économique.

Au niveau de notre école

- Tout d'abord, notre premier souhait est que notre présente étude soit complétée par d'autres élèves ingénieurs à qui on va confier comme sujet l'hybridation du système solaire.
- Concevoir un système de circulation forcée et en circuit primaire et secondaire en ajoutant un échangeur à plaques à notre installation afin de prolonger la durée de vie de nos capteurs et éviter l'encrassement du matériel en utilisant un fluide caloporteur autre que l'eau dans le circuit primaire.

Au niveau national

- Lorsque la puissance calorifique produite ne peut pas être contrôlée et consommée (mois d'été), la solution la plus adaptée est de valoriser cette chaleur dans un dispositif de rafraîchissement solaire ou de distillation d'eau.
- Afin que les énergies renouvelables trouvent leurs places et leur terrain d'application en Algérie, la politique de subventionnement des prix des énergies conventionnelles doit être réétudiée. Si l'Etat va opter pour cette option la consommation en énergie d'un citoyen algérien changera. Avec notre consommation et la tarification actuelle on est entrain de puiser dans la richesse des futures générations.
- La subvention des prix de l'électricité et du gaz est à remplacer par la subvention des prix des matériels et équipements des installations d'énergies propres telles que les panneaux solaires thermiques ou les panneaux photovoltaïques. Cette solution engendrera une diminution dans la consommation des énergies fossiles qui va avoir un impact positif sur l'économie nationale et sur l'environnement (diminution des émissions de CO₂).

Bibliographie

- [1] cder. Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015 - 2030). [En ligne] [Citation : 24 02 2015.] <http://portail.cder.dz/>.
- [2]. solaire, Energie. <http://www.andi.dz/index.php/fr/les-energies-renouvelables>. [En ligne] [Citation : 17 04 2015.]
- [3]. J.A. Duffie, J.W.Beckman,. *Solar Engineering of Thermal Processes*,. s.l. : Inc, 1991.
- [4]. Yves JANNOT'. *Thermique solaire*,. octobre 2003.
- [5]. C.Vauge, C.P.de Brichaumbot et. *Le gisement solaire*. Paris : Tech. & Doc., 1982.
- [6]. Bernard, J. *Energie solaire Calculs et optimisation*. s.l. : ellipses, 2004.
- [7]. P.I.COOPER. *The absorption of solar radiation in solar stills*. 1969.
- [8]. A.ZEROUAL. *Contribution à l'étude statistique des données solaires au site de Marrakech*. Université CADI AYYAD. 1988. Diplôme d'études supérieures de 3eme cycle sciences physique,sécialité traitement de signal.
- [9]. M.Geyer, and , W.B.Stine,. *Power From the Sun*. s.l. : J.T. Lyle , 2001.
- [10]. A.SMAILI. *Solaire basses températures ,Cours master 2éme année G.M Energetique*,. ENP,Alger : s.n., 2013/2014.
- [11]. BEKKOUCHE, S.M.A. *Modélisation du Comportement Thermique de. Electronique et Modélisation*, UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAÏD. TELEMEN : s.n., 2009. Thèse de doctoract en physique.
- [12]. M. Iqbal. *An Introduction to solar Radiation*,. Toronto : Academic Press, 1983.
- [13]. R.Donald. *Solar Energy*. Englewood Cliffs, : Prentice-Hall, 1981.
- [14]. J.M Chassériaux. *Conversion thermique du rayonnement solaire*. s.l. : Dunod, 1984.
- [15]. [En ligne] [Citation : 28 4 2015.] <http://fr.academic.ru/pictures/frwiki/72/HelioCampbell.jpg>.
- [16]. [En ligne] [Citation : 18 avril 2015.] <http://www.outilssolaires.com/premier/index-sousvide.htm>.

-
- [17]. [En ligne] [Citation : 22 04 2015.]
http://paiiou.free.fr/Maison/Images/tube_vede.jpeg.
- [18]. Utilisation domestique de l'énergie solaire. PROGRAMME SOLTHERM de la REGION WALLONNE. [En ligne] 18 avril 2015. <http://energie.wallonie.be>.
- [19]. Guarracino., A.Sfeir et G. *Ingénierie des systèmes solaires*. Paris : Technique et documentation, 1981.
- [20]. S, El Mokretar. R, Miri et M, Belhamel. Etude du bilan d'énergie et de masse d'un séchoir de type serre, applications au séchage des produits agro-alimentaires., *Revue des Energies renouvelables* . 2004, Vol. 7, pp. p 109-123.
- [21]. *RENEWABLES 2014 GLOBAL STATUS REPORT*. 2014.
- [22]. D. Saheb-Koussa, M. Koussa et M. Belhamel. Reconstitution du rayonnement solaire par ciel clair. *Revue des Energies Renouvelables*. 2006, Vol. 9, 2.
- [23]. R.K. Swartman. Solar Radiation Estimates from Common Parameters',. *Solar Energy*. 1967, Vol. 11, 170-172.
- [24]. S.J. Reddy. An Empirical Method for Estimation of Net Radiation Intensity',. *Solar Energy*. 1971, Vol. 13,pp, 289 - 291.
- [25]. T.Muneer. *Solar Radiation and Daylight Models*. s.l. : Elsevier Butterworth-Hermann Edition, 2004.
- [26]. R.C.Jordan, B.Y.H. Liu et. L'ensoleillement quotidien sur des surfaces inclinées vers l'équateur. *Trans ASHRAE*. 1962, p. 529.
- [27]. Perez R, Ineichen P, Seals R, Michalsky J, Stewart R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*. 1990, 44(5), pp. 271-289.
- [28]. M. Koussa, M. Haddadi , A. Malek. Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque. *Revue des Energies Renouvelables*. 2007, Vol. 10, 1 (2007) 75 – 9.
- [29]. Klein, J.Duffie,W.A Beckmann. A Design Procedure for solar Air Heating Systems. *Solar energy*. 1977, 19,509.
- [30]. MINISTERE DE L'HABITAT. DTR C3-2 Réglementation thermique des batiment d'habitation. 1997.
- [31]. Carrier. C A T A L O G U E G É N É R A L . 2 0 0 9.
- [32]. ANTHEA. Radiateur acier tubulaire.
- [33]. [En ligne] energieplus. [Citation : 2 6 2015.] <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11314#c6038>.

-
- [34]. CHAPPE. Guide du chauffage de l'habitat collectif et tertiaire.
- [35]. RETScreen International. Analyse de projet d'énergies propres. Canada : s.n., 2004.
- [36]. P.Amet, G.Gourdon. *installer un chauffage ou un chauffe eau solaire*. Paris : EYROLLES, 2008.
- [37]. combustible, Chaudières à vapeur à. 2 aout 2007.
- [38]. PARISOT, Jean. Conception et calcul des chaudières: généralités et bilans. *Techniques de l'Ingénieur, traité Génie énergétique*.
- [39]. Energie. *Appareillage de chaufferie*. [éd.] Mines et Ressources. Canada : s.n., 1980.
- [40]. Chauffage performant au gaz ou au fioul. *Information et conseil Energie Eau Consommation*. 2010.
- [41]. Fariza, MEZIANI. *Determination du gisement solaire par traitement d'images mgs*. UNIVERSITE MOULOUD MAMRI. TIZI OUZOU : s.n. thèse de Magister.
- [42]. [En ligne] [Citation : 2 04 2015.]
<http://fr.academic.ru/pictures/frwiki/84/Thermosiphon2.png>
- [43]. [En ligne] [Citation : 1 04 2015.]
http://www.kippzonen.fr/data/uploads/product/04_Sun_Trackers_01_SOLYS_2_04_Detail_2.jpg
- [44]. [En ligne] [Citation : 22 04 2015.]
http://www.mollicakaminetti.com/getimage.aspx?w=220&h=175&img=thermosole_Zoom.Jpeg
- [45]. Achour, ZAÏR. *LA MISE EN MARCHE DU BANC D'ESSAI DU CHAUFFAGE CENTRAL*. ENP. 2013. memoire de fin d'études .
- [46]. OFARES. 6 eme étage proposition de réaménagement. ALGER : s.n., 25 09 2014.
- [47]. Wikipedia. [En ligne] [Citation : 7 4 2015.] [Fr.wikipedia.org/wiki/Décalage_horaire](http://fr.wikipedia.org/wiki/Décalage_horaire).

Annexe A

Equation du temps

Le jour solaire varie en longueur dans l'année à cause :

1. l'axe de la terre est incliné par rapport au plan elliptique ;
2. l'angle du vecteur terre soleil durant une période fixe dépend de la position de la terre dans son orbite elliptique ;

De plus, le midi solaire, le moment où le soleil est au méridien local dépend de la longitude.

Par conséquent, le temps solaire et le temps local diffèrent. Cette différence est appelé 'équation du temps', elle varie en fonction du jour et de la longitude.

$$E = [9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B)] \quad (\text{A.1})$$

L'angle B est défini en fonction du jour de l'année n

$$B = 360 \frac{(n - 81)}{365} \quad (\text{A.2})$$

Cette expression est utilisée pour convertir du temps standard local au temps solaire vrai TSV :

$$TSV = T_{st} + \frac{1}{60} E + \frac{1}{15} (L_{st} - L) \quad (\text{A.3})$$

$$L_{st} = 15 FH_{loc} \quad (\text{A.4})$$

Où :

E : En minutes ;

T_{st} : Temps standard ou officiel, duquel on retranche une heure, si l'heure avancée d'été (HAE) est en vigueur (heures) ;

FH_{loc} : Fuseau horaire du lieu considéré ;

L : Longitude du lieu ;

L_{st} : Longitude méridienne standard ;

Le dernier terme de l'équation du temps solaire vrai est un ajustement de la latitude en heure ($360^\circ \rightarrow 24 \text{ h soit } 1 \text{ h} \rightarrow 15^\circ$).

- **Fuseau horaire**

Secteur de la surface terrestre compris entre deux méridiens distants de 15° de longitude et pour lequel, par convention, l'heure indiquée par le fuseau diffère d'un nombre entier d'heures de celle indiquée par le temps universel.

A ce concept est lié celui de la ligne de changement de date. L'heure légale d'un pays est généralement rattachée à l'heure du fuseau recouvrant la majorité de ce pays.

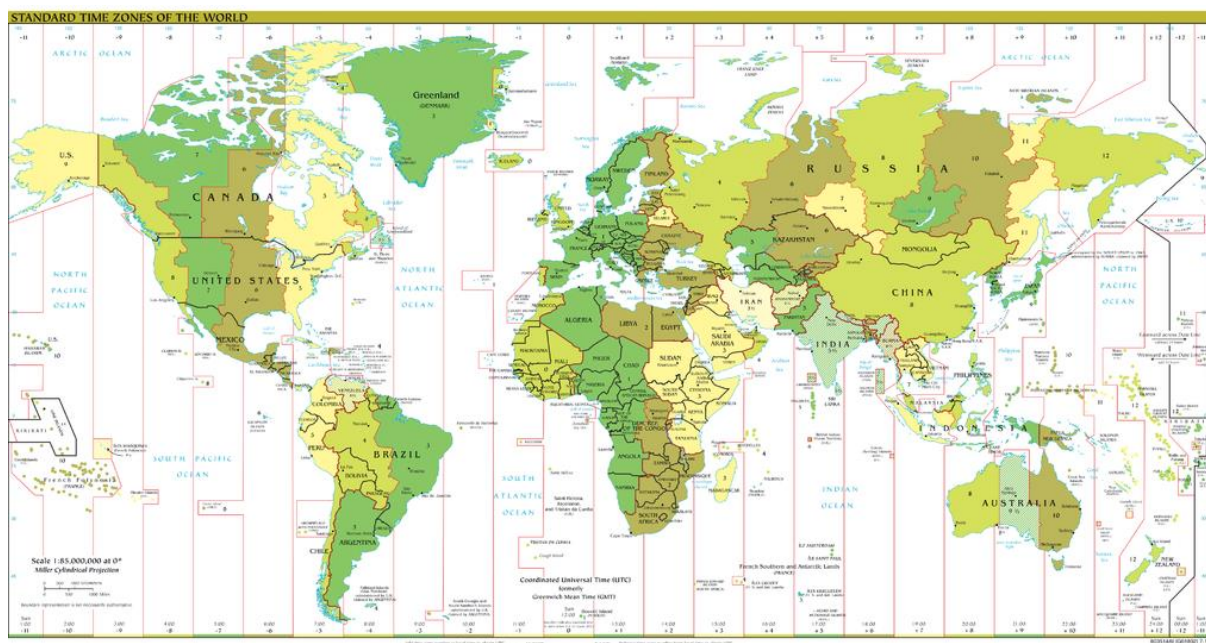


Figure A.9.1 Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [47]

Annexe B

Couche d'ozone et masse d'air

- **Masse d'air relative à la hauteur d'eau condensable [3]**

$$m_{\omega} = \frac{1}{[\cos \theta_z + 0.0548(92.65 - \theta_z)^{-1.452}]} \quad (\text{B.1})$$

Avec θ_z étant la distance zénithale ;

- **Masse d'air relative m_r**

$$m_r = [\cos \theta_z + 0.15(93.885 - \theta_z)^{-1.253}]^{-1} \quad (\text{B.2})$$

- **Masse d'air corrigé**

$$m_a = m_r [\exp(-0.001184 * z)] \quad (\text{B.3})$$

Avec z est l'altitude de site considéré ;

- **Hauteur d'au condensable**

$$\omega = 0.493. \varphi_r \frac{\exp \left[26.23 - \left(\frac{5416}{T_a} \right) \right]}{T_a} \quad (\text{B.4})$$

Avec φ_r l'humidité relative et T_a la température ambiante en °K ;

- **Épaisseur d'eau condensable corrigée par la longueur du trajet optique**

$$U_1 = \omega. m_r \quad (\text{B.5})$$

- **Épaisseur de la couche d'ozone réduite**

$$l = J + \{A + C. \sin[D(E + F)] + G. \sin[H(\lambda + I)]\}. [\sin^2(\beta\phi)] \quad (\text{B.6})$$

Tableau B.9.1 Paramètres relatifs à la couche d'ozone [22]

Paramètres	Hémisphère Nord	Hémisphère Sud
A	150	100
β	1.28	1.5
C	40	30
D	0.9865	
E	Jour de l'année	
F	-30	152.625
G	20	
H	3	2
I	20 si λ est positive 0 si λ est négatif	-75
J	235	
ϕ latitude	+	-
λ longitude	Est = +	Ouest = -

Les paramètres ci-dessus ont été déterminés dans l'hémisphère Nord, à la latitude 70° et ont été corrigés pour l'hémisphère Sud. Ici A et β sont des constantes qui tiennent compte de l'augmentation de l'ozone en fonction de la latitude. C, D, E et F sont des facteurs appréciant les variations saisonnières. G, H, λ et I prennent soin de corriger la variation longitudinale Est/Ouest. J est la valeur moyenne annuelle équatoriale du contenu de l'ozone atmosphérique.

- **Épaisseur de la couche d'ozone corrigée par le trajet optique du rayonnement solaire dans la couche d'ozone**

$$U_3 = l \cdot m_r \quad (B.7)$$

$$k_a(\lambda) = \beta \cdot \lambda^{-\alpha} \quad (B.8)$$

Où, où, α est le coefficient de distribution granulométrique et β le coefficient de trouble atmosphérique établi par Angstrom. Ces valeurs nous ont permis de calculer $k_{a\lambda/\lambda=0.38\mu m}$ et $k_{a\lambda/\lambda=0.5\mu m}$

Annexe C

Capteur plan

- **Isolant**

Tableau C.1 Propriétés thermiques de quelques matériaux pouvant servir d'isolant

Matériau	Conductivité Thermique $w/m.k$	Masse Volumique kg/m^3	Chaleur Massique $j/kg.k$
Air (à 20°C)	0.025	1.2	1003
Mousse de Polyuréthane	0.029	30	1600
Laine de verre	0.036	40	840
Polystyrène expansé	0.040	20	1500
Laine de roche	0.040	40	840
Laine (vêtement)	0.040	450	1880

- **Emittance**

L'émittance E d'une surface à la température T s'écrit :

$$E_M = \varepsilon \sigma T^4 \quad (C.1)$$

Où : σ est la constante de Stephan-Boltzmann : $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} W/m^2 K^4$;

- **Sélectivité**

On appelle sélectivité le rapport du coefficient d'absorption solaire sur le coefficient d'émissivité infrarouge :

$$Sélectivité = \frac{\alpha}{\varepsilon} \quad (C.2)$$

En pratique, on cherche à obtenir des surfaces avec un coefficient d'absorption beaucoup plus élevé par rapport au coefficient d'émissivité dans le domaine d'infrarouge, i.e. une grande sélectivité. Le tableau suivant donne la sélectivité de quelques surfaces.

Tableau C.3 Caractéristiques thermo physiques de matériaux métalliques pouvant

Etat de la surface de différents matériaux	A (m ²)	ε	α/ε
Cuivre poli	0.25	0.02	12.5
Film plastique recouvert d'or	0.30	0.03	10
Acier poli	0.63	0.09	7
Aluminium anodisé	0.80	0.14	5.71
Nickel brillant	0.34	0.07	4.86
Aluminium poli	0.10	0.04	2.5
Peinture noir (silicate)	0.97	0.88	1.10

Il existe différentes formes d'absorbeurs et également des absorbeurs sans radiateur, ils sont alors composés de deux plaque profilées (généralement en acier inoxydable, avec relief) soudées l'une à l'autre, permettant la circulation du fluide entre les plaques.

Tableau C.2 Caractéristiques radiatives de quelques surfaces

Métal	Température °C	Conductivité thermique <i>W/m.K</i>	Chaleur spécifique <i>J/Kg.K</i>	Masse volumique <i>kg/m³</i>
Acier inox	20	15	460	7850
Aluminium	20	203-230	900	2700
Cuivre	20	386	383	8954

La *Figure C.1* montre les différentes formes d'absorbeurs les plus utilisés :

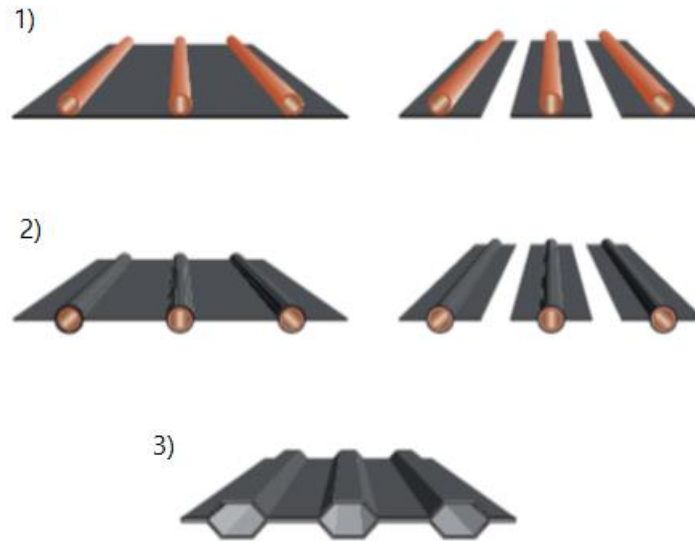


Figure C.1 Différentes formes d'absorbeurs

- 1) Les absorbeurs à plaques ou à ailettes et tuyauteries de cuivre soudées (les plus courants) ;
- 2) Les absorbeurs à plaques ou à ailettes et tuyauteries enchâssées ;
- 3) Les absorbeurs à plaques d'aluminium profilées soudées ;

- **Géométries Des Plaques absorbantes**

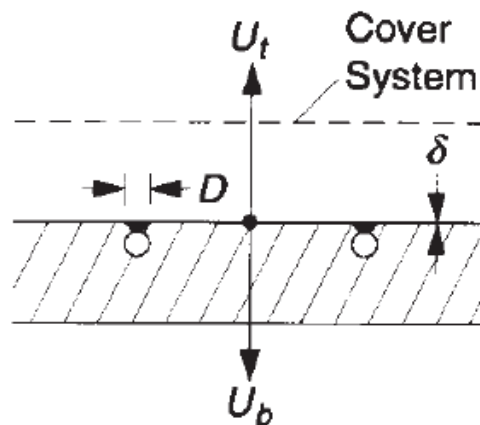


Figure C.2 Géométrie 1

$$U_L = U_t + U_b \quad (C.3)$$

$$F' = \frac{1}{\frac{WU_L}{\pi D_i h_{fi}} + \frac{U_L W}{C_b} + \frac{W}{D + (W - D)F}} \quad (C.4)$$

(C.4)

$$F = \frac{\tanh m(W - D)/2}{m(W - D)/2}$$

$$m^2 = U_L/k\delta \quad (C.6)$$

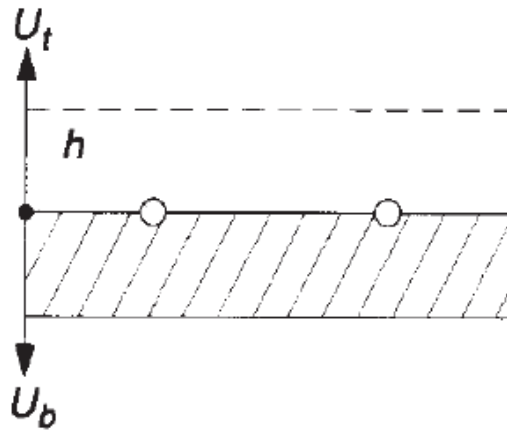


Figure C.3 Géométrie 2

$$F' = \frac{1}{\frac{WU_L}{\pi D_i h_{fi}} + \frac{W}{D + (W - D)F}} \quad (C.7)$$

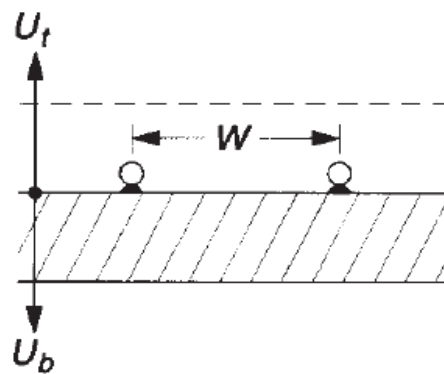


Figure C.4 Géométrie 3

$$F' = \frac{1}{\frac{WU_L}{\pi D_i h_{fi}} + \frac{D}{W} + \frac{1}{\frac{WU_L}{C_{bond}} + \frac{W}{(W - D)F}}} \quad (C.8)$$

Annexe D

Caractéristiques des CES

Les caractéristiques suivantes ont été utilisées même dans la simulation du chapitre 4

- **Capteur plan**

Tableau D.1 Caractéristiques du capteur plan

Épaisseur de la plaque (m)	0.0005
conductivité thermique de plaque aluminium $\text{Wm}^{-1}\text{C}^{-1}$	280
épaisseur de gap d'air (m)	0.035
espace entre tube W (m)	0.1
Emissivité de la plaque absorbeur	0.65
Emissivité de vitrage	0.85
Longueur de capteur (m)	1.93
Largeur de capteur (m)	0.99
Rayon interne de tube hydraulique (m)	0.005
Surface du capteur (m^2)	1.91
Épaisseur du capteur (m)	0.08
Épaisseur de l'isolation arrière (m)	0.05
Épaisseur d'isolation latérale (m)	0.03
Conductivité thermique de l'isolation ($\text{W m}^{-1}\text{C}^{-1}$)	0.028
Périmètre du capteur (m)	5.84

- **La cuve de stockage**

Tableau D.2 Caractéristiques de la cuve de stockage

Rayon interne de la cuve de stockage (m)	0.45
Épaisseur de l'isolant (m)	0.05
Épaisseur de la cuve de stockage (m)	0.002
Épaisseur de la peinture (m)	0.0005
Conductivité thermique de l'isolant ($W m^{-1} °C^{-1}$)	0.04

Annexe E

Caractéristiques des éléments du banc d'essais

- **Capteur plan**

Tableau E.1 Caractéristiques du capteur du banc d'essais

Les éléments du capteur	Caractéristiques
Cadre extérieur	Profile d'aluminium anodise
Isolation arrière	Laine de roche, épaisseur = 134 mm
Isolation latérale	Laine de verre, épaisseur = 55 mm
Absorbeur	Ailettes en acier inoxydable alvéolé = 0.2 mm
Tuyaux de l'absorbeur	Tuyaux en acier inoxydable, 14 et 12 mm
Couverture	verre amovible = 3 mm
Matériel d'étanchéité	EPDM et Silicone.

- **Ballon de stockage**

Tableau E.2 Caractéristiques de ballon de stockage

Paramètre	Caractéristique
Marque	Ariston
Capacité	50 Litres
Diamètre	353mm
Hauteur	560 mm
Poids	18 Kg
Constante refroidissement	0,35 Wh/l. K. jour

- **Accélérateur**

Tableau E.3 Quelques caractéristiques de l'accélérateur

Paramètre	Caractéristique
Marque	GRUNDFOS
Plage de température	10°C à + 110°C
Température ambiante	<i>max</i> + 44°C
Pression maximale	1.0 MPa
Débit maximum	0 m ³ /h à 2.5m ³ /h (50Hz)
Puissance	50 W à 60 W 0.21 A à 0.28 A

Annexe F

Calcul des déperditions de chaleur

On prend le mois de janvier comme exemple de calcul

- **Déperditions surfaciques**

Tableau F.1 Calcul des déperditions surfaciques

Type du local	Type de parois	L (m)	H (m)	A (m ²)	A _{net} (m ²)	K (W/m ² .°c)	ΔT (°c)	Ds (W)	ΣDs (W)
chambre 02	mur extérieur (double cloison) CP	8.97	2.86	25.65	20.09	1.155	10	232.100	529.417
	fenêtre bois avec volets	3.35	1.66	5.56	5.56	1.790	10	99.542	
	Toiture	/	/	19.35	19.35	1.022	10	197.775	
chambre 01	mur extérieur (double cloison) CP	6.25	2.86	17.87	12.31	1.155	10	142.241	486.779
	Toiture	/	/	23.97	23.97	1.022	10	244.996	
	fenêtre bois avec volets	3.35	1.66	5.56	5.56	1.790	10	99.542	
cuisine	mur extérieur (double cloison) CP	4.15	2.86	11.86	8.96	1.155	10	103.545	358.225
	fenêtre bois avec volets	1.75	1.66	2.90	2.90	1.790	10	52.000	
	Toiture	/	/	19.83	19.83	1.022	10	202.681	
S.D.B	Toiture	/	/	12.11	12.11	1.022	10	123.776	123.776
séjour	mur extérieur (double cloison) CP	11.10	2.86	31.74	20.62	1.155	10	238.231	872.727
	fenêtre bois avec volets	6.70	1.66	11.12	11.12	1.790	10	199.084	
	Toiture	/	/	42.60	42.60	1.022	10	435.412	
hall	Toiture	/	/	30.46	30.46	1.022	10	311.330	
	mur extérieur (double cloison) CP	1.85	2.86	5.29	5.29	1.155	10	61.117	372.447

CP : ciment plâtre ;

- **Déperditions linéiques**

Elles représentent 16% des déperditions surfaciques (DTR C3-2)

- **Déperditions vers les locaux non chauffés**

Tableau F.2 Calcul des déperditions vers les locaux non chauffés

Type du local	Type de parois	L (m)	H (m)	A (m ²)	Anet (m ²)	K (W/m ² .°c)	Tau	ΔT non chauffé (°c)	Dlnc (W)	ΣDlnc (W)
Hall	Mur sur CE	12.55	2.86	35.89	33.853	1.07	0.30	4.50	48.901	61.293
	porte int	0.94	2.17	2.04	2.040	4.50	0.30	4.50	12.392	

CE : cage d'escaliers ;

- **Déperditions dues aux infiltrations de vent**

Tableau F.3 Calcul des déperditions dues aux infiltrations de vent

Type du local	Type de parois	L (m)	H (m)	A (m ²)	P ₀ (m ³ /h.m ²)	P _p (m ³ /h)	e _v	Q _s (m ³ /h)	ΔT (°c)	D _{INF} (W)	D _{rs} (W)
Chambre 1	fenêtre	3.35	1.75	5.86	4	23.45	3.5	82.075	10	279.055	279.055
Chambre 2	fenêtre	3.35	1.75	5.86	4	23.45	3.5	82.075	10	279.055	279.055
Séjour	fenêtre	6.70	1.50	10.05	4	40.20	3.5	140.700	10	478.380	478.380
Cuisine	fenêtre	1.75	1.50	2.62	4	10.50	3.5	36.750	10	124.950	124.950

- **Déperditions dues au renouvellement d'air par ventilation**

Tableau F.4 Calcul des déperditions dues au renouvellement d'air par ventilation

Type du local	s (m ²)	Ratio	Nb	q _{van} (m ³ /h par pers)	Q _v (m ³ /h)	ΔT (°c)	D _{rv} (W)
Chambre 1	23.97	0.10	2	17	34	10	115.600
Chambre 2	19.35	0.10	2	17	34	10	115.600
Séjour	42.60	0.10	3	17	51	10	173.400
Hall	30.46	0.22	1	17	17	10	57.800
cuisine	19.83	0.22	2	17	34	10	115.600

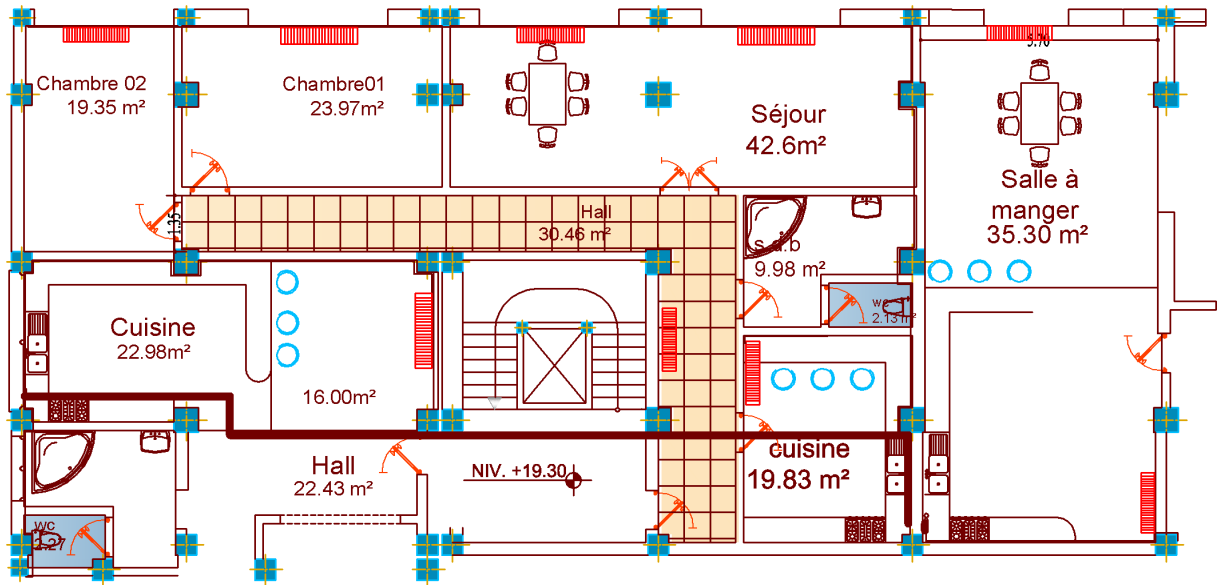


Figure F.1 Plan de l'appartement et son voisinage [46]

Annexe G

Calcul de la consommation annuelle du combustible

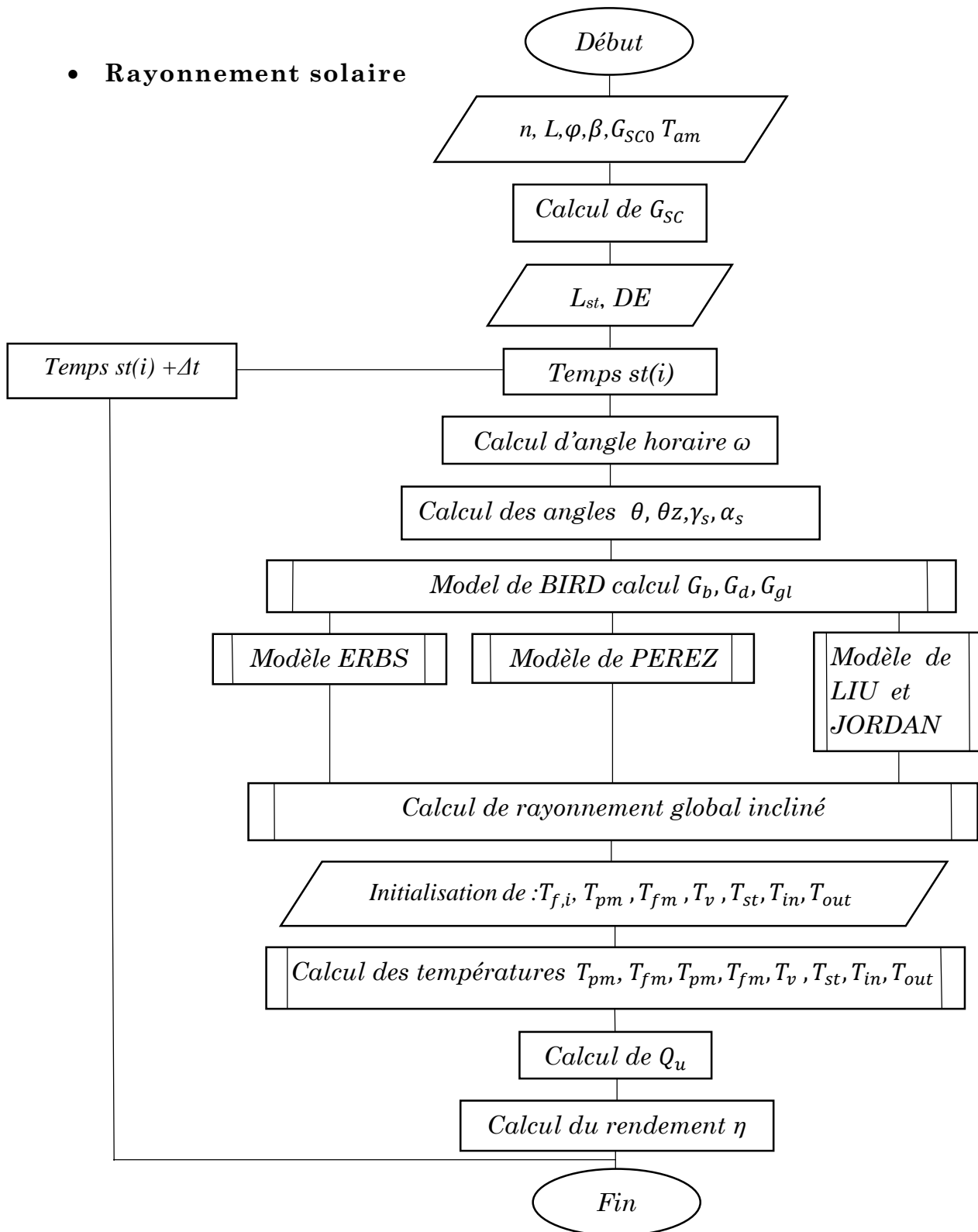
Tableau G.1 Consommation en combustible d'un système hybride et d'un système conventionnel

	Irradia- -tion solaire Wh/(m ² .jour)	besoin global KWh	f	1-f	hybride	chaudière	Consommation hybride	Consommation chaudière
Janvier	3088	3817.56	0.275	0.725	2767.73	3817.56	2853.33	3935.63
Février	4284	3148.02	0.38	0.62	1951.77	3148.02	2012.14	3245.38
Mars	5122	217	0.49	0.51	110.67	217	114.09	223.71
Avril	5325	210	1	0	0	210	0	216.49
Mai	5728	217	1	0	0	217	0	223.71
Juin	5528	210	1	0	0	210	0	216.49
Juillet	5735	217	1	0	0	217	0	223.71
Aout	5934	217	1	0	0	217	0	223.71
Septembr e	5568	210	1	0	0	210	0	216.49
Octobre	4476	217	1	0	0	217	0	223.71
Novembre	3198	3145.19	0.31	0.69	2170.18	3145.19	2237.30	3242.47
Décembre	2825	3245.06	0.27	0.73	2368.89	3245.06	2442.16	3345.42

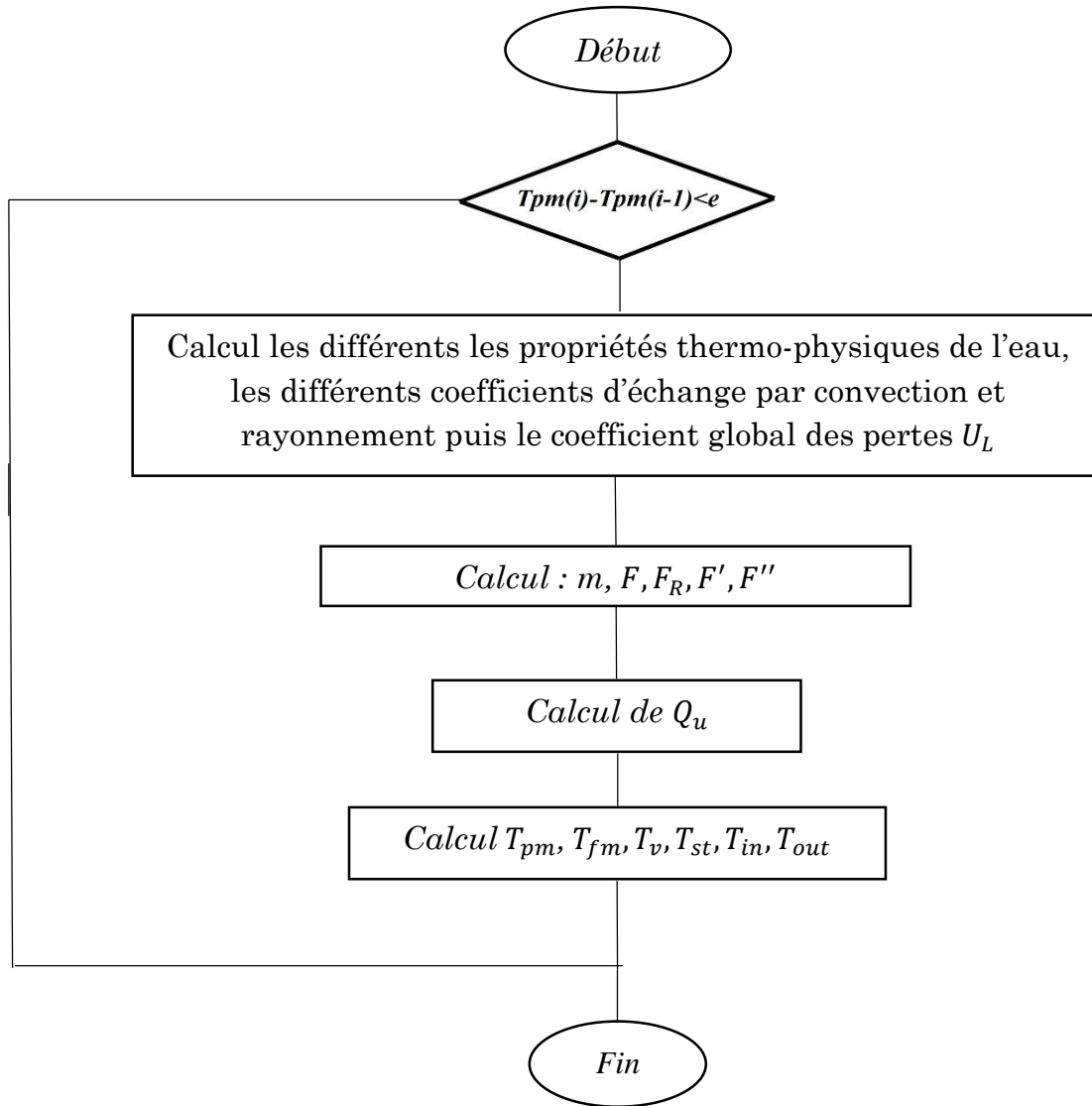
Annexe H

Organigramme de calcul

- Rayonnement solaire



- Capteur plan



Annexe I

Schéma proposé pour l'installation

Les 2 capteurs sont montés en thermosiphon (cuve du stockage + capteur)

Le tout est lié à une électrovanne et un thermostat, ce dernier fonctionne selon une température programmé T1.

Tant que la température du fluide stocké est inférieure à T1 l'électrovanne est fermé, dès que la température de du fluide stocké est supérieur à T1 ; la pompe sera alimenté et l'électrovanne est ouverts pour que le fluide chaud peut descendre pour l'utilisation

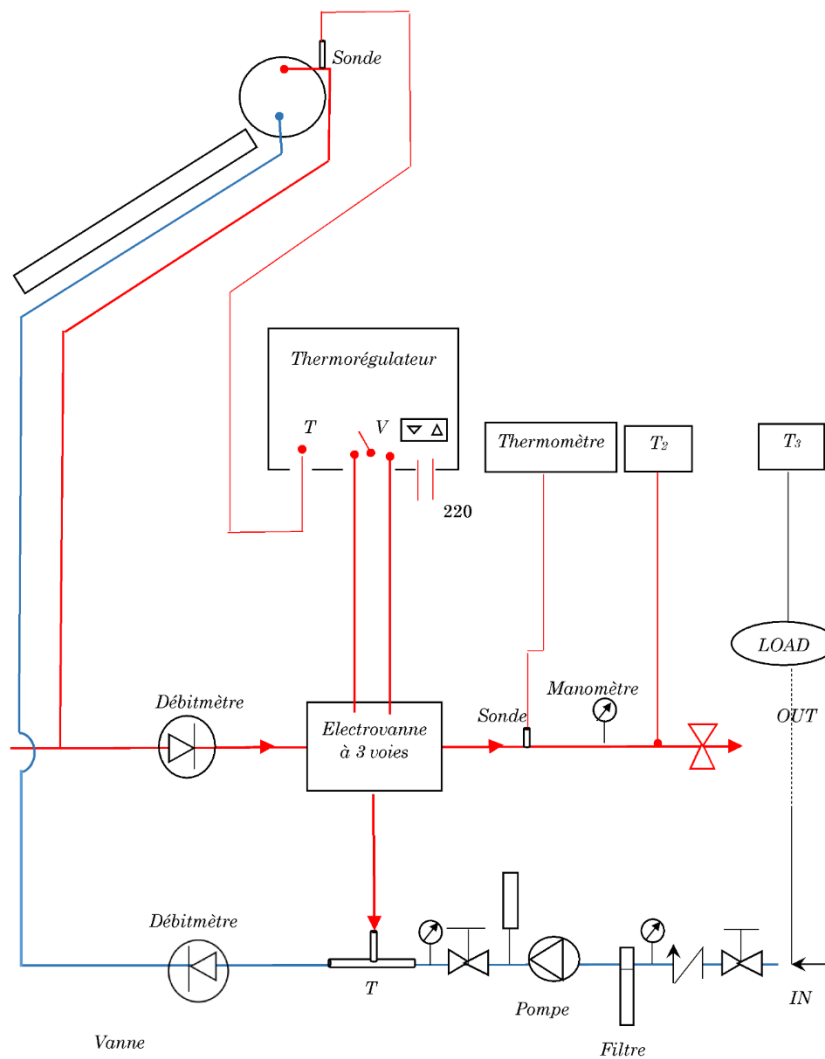


Figure I.2 Schéma d'installation proposée

Annexe J

Caractéristique de l'eau

- Chaleur spécifique $\text{j kg}^{-1} \text{ }^\circ\text{K}^{-1}$

$$C_{peau} = 4196.35 - 0.81714.T_{fm} + 0.00934.T_{fm}^2 + 10^{-5}.T_{fm}^3 \quad (\text{J.1})$$

- Densité kg.m^{-3}

$$\rho_{eau} = 1002.26 - 3.906 * 10^{-2}.T_{fm} - 4.05.10^{-3}.T_{fm}^2 \quad (\text{J.2})$$

- Viscosité cinématique $\text{m}^2.\text{s}^{-1}$

$$\nu_{eau} = 1.632 + 13.63.10^{-4}.exp(-0.025.T_{fm}) \quad (\text{J.3})$$

- Conductivité thermique $\text{W.m}^{-1}.\text{ }^\circ\text{K}^{-1}$

$$K_{eau} = 0.55867 + 0.00203.T_{fm} - 0.00001.T_{fm}^2 \quad (\text{J.4})$$