

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

Faculté de Sciences et Technologie
Département Génie Mécanique



MEMOIRE DE MASTER

Spécialité : énergie renouvelable

Thème

**Evalution des besoins énergétiques d'une habitation contient
d'un système solaire combine eau chaude et chauffage**

Préparé par :

Amira belaid et Rafik Rabhi

Soutenu publiquement le : 2025,

- Président Pr
- Examineur MCA
- Examineur MAA
- Promotrice

Année Universitaire: 2024/2025

إهدا

لى كل من كل العرق جبينه ومن علمني ان النجاح لا يأتي الا بالصبر والإصرار الى النور الذي انار
دربي والسراج الذي لا ينطفئ نوره بقلبي ابدا

من بذل الغالي والنفيس واستمدت منه قوتي واعتزازي بذاتي أبي (السعيد)

الى من جعل الجنة تحت اقدامها وسهلت لي الشدائد بدعائها الى الانسانة العظيمة التي لطالما تمننت
ان تقر عينها في يوم كهذا

أمي (رقية)

الى ضلعي الثابت وامان ايامي الى من شددت عضدي بهم فكانوا يبايع ارتوي منها الى خيرة ايامي
وصفوتها الى قرة عيني اخواني اخواتي الغاليين(توفيق،

صفاء، مروة، فاطنة، إسراء محمد)

لكل من كان عوننا وسندا في هذا الطريق للأصدقاء الأوفياء ورفقاء السنين لأصحاب الشدائد
والأزمات

اهديكم هذا الانجاز وثمره نجاحي الذي طالما تمنيته ها انا اليوم أكملت واتممت اول ثمراته بفضل
سبحانه وتعالى

فالحمد لله على ما وهبني شكرا وحبا وامتنانا على البدء والختام واخر دعوانا ان

الحمد لله رب العالمين

أميرة بلعيد

إهدا

بكل محبة، أهدي هذا العمل المتواضع

إلى والدتي ووالدي، إلى

إخوتي وأخواتي،

إلى جميع أفراد عائلتي،

إلى كل من هم قريبون مني، ممن شاركتم أجمل لحظات حياتي، إلى جميع

زملائي.

فالحمد لله على ما وهبني شكرا وحبا وامتنانا على البدء والختام

رفيق رابحي

Sommaire

Sommaire

Introduction général...

Chapitre I Gisement solaire

Introduction	1
I.1 Activités et Objectifs Algérie Télécom.....	1
I.2 Soleil	1
I.3 Propriétés du Soleil:	2
I.4 Dynamique du système Terre–Soleil.....	2
I.4.1 La révolution terrestre autour du Soleil.....	2
I.4.3 Trajectoire solaire observée depuis la Terre	3
I.5 Éléments du rayonnement solaire et constante solaire.....	4
I.5.1 Différentes composantes du rayonnement solaire.....	4
I.5.2 La constante solaire	5
I.6 Éléments de positionnement solaire.....	6
I.7 Localisation géographique d’un site terrestre	7
I.8 Profil solaire de l’Algérie.....	7
I.9 Orientation et inclinaison des modules solaires	10
Conclusion	12

..... Référence bibliographique.....

Chapitre II Systèmes solaires thermiques

Introduction	14
II.2 Système énergétique thermique	14
II.2.1 Étude et modélisation d’une installation solaire thermique.....	16
II.2.2 Les différentes parties d’un système de chauffage solaire de l’eau	16
II.2.2.1 Les capteurs solaires	17
II.2.2.1.1 Types des capteurs solaire	18
II.2.2.2 Le stockage	23
II.2.2.3 Le fluide caloporteur	26
II.2.2.4 Les tuyaux de raccords.....	26
II.2.2.5 Systèmes de régulation électronique et de supervision	26
II.3 Les chauffe-eau solaires	26
II.3.1 Le système de fonctionnement du chauffe-eau solaire	29

II.4 Système solaire combiné (SSC)	30
II.4.1 Système thermique solaire mixte avec accumulation en ballon	30
II.4.2 Système de plancher chauffant solaire direct (PSD)	31
Conclusion	31
..... Référence bibliographique.....	

Chapitre III Dimensionnement de l'installation

Introduction	33
III.2 Analyse des pertes de chaleur	33
III.3 Description de l'habitation	34
III.4 Bilan des déperditions thermiques.....	35
III.4.1 Déperditions par transmission	35
III.4.1.1 Déperditions surfaciques	35
III.4.1.2 Déperditions à travers les ponts thermiques	40
III.4.1.3 Déperditions à travers les parois en contact avec des locaux non chauffés ...	40
III.5 Déperditions par renouvellement d'air.....	40
III.6 Contrôle et estimation des déperditions de référence.....	44
III.6.1 vérifications réglementaire	44
III.6.2 Calcul déperditions de référence r.....	44
III.7 Évaluation des besoins en chauffage.....	46
III.8 Évaluation des besoins en eau chaude sanitaire	48
III.9. Calcul des besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire.....	51
III 9.1.Calcul des besoins en chauffage.....	51
III 9.2.Calcul des besoins de l'eau chaude sanitaire.....	52
Conclusion	52
Référence bibliographique	

Chapitre IV Simulation sous TRNSYS et interprétation des résultats

Introduction	54
IV.2 Présentation TRNSYS 16	54
IV.3 Modélisation.....	55

IV.3.1 Météonorm	55
IV.3.2 Présentation du modèle de l'installation	56
IV.3.2.1 Description de différentes composantes de différentes composantes de ce système...57	
IV.4 Simulation	61
IV.4.1 Les Étapes de la simulation.....	61
IV.4.1.1 Importation des données climatiques	61
IV.4.1.2 Configuration entre les éléments.....	62
IV.4.1.3 Définition des propriétés physiques des composants	63
IV.4.1.4 Définition de la durée de simulation	64
IV.4.1.5 Modification les valeurs min et max de l'affichage	65
IV.4.1.6 Lancement de la simulation	66
IV.4.2 Résultat de la simulation sous TRNSYS.....	66
IV.4.2 Modification l'angle d'inclinaison et le débit.....	68
IV.4.2.1 Modification l'angle d'inclinaison	68
IV.4.2.2 Modification débit d'entré	69
IV.4.2.3 Analyse de l'influence de l'angle d'inclinaison sur la température de sortie ...	71
IV.4.2.4 Analyse de l'influence de l'angle d'inclinaison sur le rendement du capture.....	72
Conclusion.....	73
..... Référence bibliographique.....	

Conclusion générale

Résumer

Liste Figures

Liste des figures

Figure 1: Couches internes du Soleil	7
Figure 2 Mouvement de la terre autour du soleil.....	8
Figure 3 Mouvement apparent du soleil [2].	8
Figure 4 Rayonnement direct, diffus, global et albédo.....	9
Figure 5 Paramètre de la position du soleil	10
Figure 6 Coordonnées terrestres.....	11
Figure 7 Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel[2]... ..	11
Figure 8 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné	12
Figure 9 Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie	13
Figure 10: Angle d'incidence sur un module photovoltaïque.....	13
Figure 11 Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.....	14
Figure 12 Figure II-1 : schéma de principe d'une installation solaire thermique [3]... ..	17
Figure 13 Capteur plan vitré [5].	19
Figure 14 : Capteur non vitré [7].	20
Figure 15 Capteur à tube sous vide [9]... ..	20
Figure 16 Capteur à tube sous vide à circulation directe	21
Figure 17 Capteur à tube sous vide « Heat-pipe»	21
Figure 18 Capteur à bouteilles à tubes thermos.....	22
Figure 19 : Capteur à tube sous vide « Schott ».....	22
Figure 20 : ballon de stockage	25
Figure 21 Chauffe-eau solaire [10].....	27
Figure 22 Chauffe eau solaire monobloc	28
Figure 23 Système à thermosiphon	28
Figure 24 Système à circulation forcée.....	29
Figure 25 Les chauffe-eau à auto vidange	29
Figure 26 Schéma d'un chauffe-eau solaire.....	30
Figure 27 Schéma de principe du chauffage solaire avec tampon [2].....	31
Figure 28 schéma de principe d'une installation solaire avec chauffage direct [2]	32
Figure 29 répartition moyenne des déperditions thermiques dans une maison individuelle.....	34
Figure 30 Consommation d'eau chaude par jour en fonction de type de famille.....	49
Figure 31 Vue d'ensemble de l'interface de Météonorm.....	56
Figure 32 Schéma de modélisation sous TRNSYS16	58
Figure 33 Importation des données climatiques	59
Figure 34 Configuration entre les éléments.....	60
Figure 35 Définition des propriétés.....	61
Figure 36 Modification de la durée de simulation [8016-8760] h	62
Figure 37 Modification des valeurs min et max de l'affichage.....	63
Figure 38 Évolution de l'énergie utile au mois de décembre [8016-8760] h.....	64
Figure 39 Variation de la température de sortie au mois de décembre [8016-8760] h.....	65

Figure 40 Variation de l'énergie mensuelle moyenne en fonction du l'angle d'inclinaison.....	66
Figure 41 Variation de l'énergie thermique mensuelle moyenne en fonction du.....	67
Figure 42 Variation de la température moyenne de sortie en fonction du debit... ..	67
Figure 43 Variation de la température moyenne de sortie en fonction d'inclinaison.....	70
Figure 44 Variation de rendement en fonction d'inclinaison	71

Liste des tableaux

Table 1 : Caractéristiques principales du soleil.....	7
Table 2 Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques	12
Table 3 Relations pour calcul l'angle d'inclinaison pour latitude entre 25/50.....	14
Table 4 Angle d'inclinaison pour la région de laghaout	14
Table 5 l'intérieur vers l'extérieur comme.....	37
Table 6 Les valeurs de débit extrait minimal de reference.....	43
Table 7 les valeurs de débit extrait maximal de reference.....	44
Table 8 les coefficients de déperditions de reference.....	46

Introduction Générale

Introduction Générale:

Dans un contexte mondial marqué par la transition énergétique et la quête de solutions durables, l'énergie solaire émerge comme une alternative incontournable aux sources conventionnelles. Les systèmes solaires combinés (CSS) répondent particulièrement à deux besoins fondamentaux dans le secteur résidentiel : le chauffage des locaux et la production d'eau chaude sanitaire. L'optimisation de ces systèmes nécessite une compréhension approfondie des échanges thermiques, des dynamiques des fluides caloporteurs, ainsi que de l'influence de certains paramètres de conception tels que l'angle d'inclinaison du capteur solaire et le débit de circulation du fluide.

La région de Laghouat, située dans le sud de l'Algérie, bénéficie de conditions climatiques particulièrement favorables à l'exploitation de l'énergie solaire. Elle enregistre des niveaux élevés d'ensoleillement tout au long de l'année, avec un ciel généralement dégagé et une durée d'ensoleillement dépassant souvent les 3000 heures par an. Ces caractéristiques font de Laghouat un site idéal pour l'implantation et l'évaluation de systèmes de chauffage solaire, notamment durant la saison hivernale, où les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire sont significatifs. Exploiter cette ressource renouvelable de manière efficace offre de grandes opportunités pour réduire la dépendance aux énergies fossiles, diminuer la consommation énergétique conventionnelle et contribuer au développement durable de la région.

La présente étude se concentre sur l'évaluation des performances d'un système solaire thermique appliqué à la région de Laghouat, en simulant différents scénarios à l'aide du logiciel TRNSYS. Nous avons analysé l'impact de la variation de l'angle d'inclinaison du capteur et du débit du fluide caloporteur sur l'énergie utile produite ainsi que sur la température de sortie.

Ce travail vise à mettre en évidence les potentialités et les limites de l'exploitation de l'énergie solaire dans les zones semi-arides telles que Laghouat, tout en ouvrant la voie à des recherches futures dans les domaines de l'optimisation thermique, de l'innovation en matière de stockage, et du choix de matériaux performants pour les capteurs solaires.

Bien que la région de Laghouat dispose d'un important gisement solaire, son exploitation à des fins de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire reste limitée et confronte plusieurs défis, notamment : la détermination de l'angle optimal d'inclinaison des capteurs solaires, le choix du débit adéquat pour assurer un bon rendement, et l'amélioration des techniques de stockage thermique afin de minimiser les pertes et d'assurer la continuité du service.

Comment tirer parti des caractéristiques climatiques de la région de Laghouat pour améliorer les performances d'un système de chauffage solaire combiné, tout en garantissant une efficacité thermique élevée et un stockage énergétique optimal ?

Chapitre I

Gisement solaire

I.1 Introduction :

L'énergie solaire est une ressource gratuite qui profite à tous, puisque le soleil éclaire l'ensemble de la planète. Elle constitue également l'origine de nombreuses autres formes d'énergie naturelle. La science du solaire s'appuie sur des données radiométriques et météorologiques pour analyser l'atmosphère. En réalité, l'énergie du soleil voyage jusqu'à la Terre sous forme de rayonnement électromagnétique.

I.2 Soleil :

Le Soleil est l'étoile centrale et la plus proche de la Terre. Sa lumière met 8 minutes à nous parvenir. Source d'énergie essentielle à la vie, il est une étoile naine composée majoritairement d'hydrogène (80 %) et d'hélium (19 %), avec une petite part d'autres éléments. Il représente 99,9 % de la masse du système solaire. Son rayon est d'environ 700 000 km, sa température de surface varie entre 3500 °C et 5900 °C, et son âge est estimé à 5 milliards d'années, avec une durée de vie restante similaire[1].

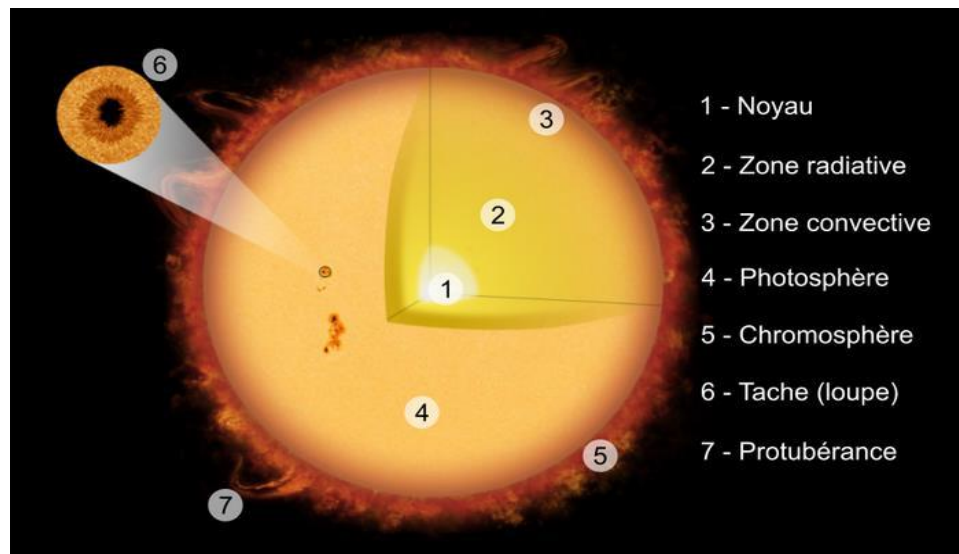


Figure. I.1: Couches internes du Soleil

I.3 Propriétés du Soleil:

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau (I .1)

Caractéristiques	Valeurs
Diamètre (km)	13,92. 10 ⁵
Masse (kg)	2 .10 ³⁰
Surface (km ²)	6,09 .10 ¹²
Volume (km ³)	1,41 .10 ¹⁸
Masse volumique moyenne (kg/m ³)	1408
Vitesse (km/s)	217
Température au centre (MK)	16
Température à la surface (K)	5900

Tableau. I.1 : Caractéristiques principales du soleil

I.4 Dynamique du système Terre–Soleil:

I.4.1 La révolution terrestre autour du Soleil:

La Terre suit une trajectoire elliptique autour du Soleil en 365,25 jours. Elle est la plus proche du Soleil (147 millions de km) le 21 décembre (solstice d’hiver) et la plus éloignée (152 millions de km) le 22 juin (solstice d’été). Les équinoxes, les 21 mars et 21 septembre, marquent une durée égale de jour et de nuit. En plus de sa révolution, la Terre tourne sur elle-même en 24 heures autour d’un axe incliné de 23°27’ par rapport au plan de l’écliptique[.3]

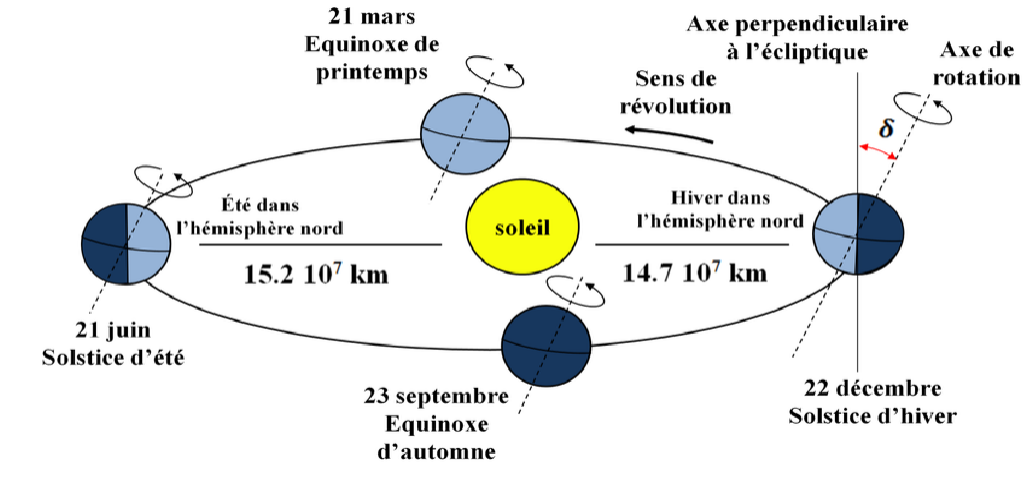


Figure. I.2: Mouvement de la terre autour du soleil

I.4.2 Trajectoire solaire observée depuis la Terre:

Le mouvement apparent du Soleil correspond au trajet que semble faire le Soleil dans le ciel, tel qu'observé depuis la Terre. Il se lève à l'Est, culmine à midi (au Sud ou au Nord selon l'hémisphère), puis se couche à l'Ouest. Ce mouvement dépend de la latitude de l'observateur et de la déclinaison solaire. La durée du jour varie selon les saisons : elle est de 12 heures aux équinoxes, plus courte en hiver (21 sept. – 21 mars) et plus longue en été (21 mars – 21 sept.). [2]

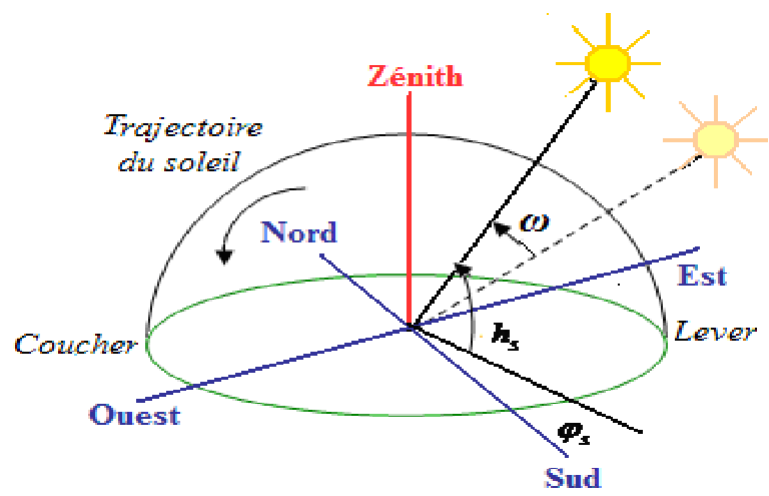


Figure. I.3: Mouvement apparent du soleil [2]

I.5 Éléments du rayonnement solaire et constante solaire:

I.5.1 Différentes composantes du rayonnement solaire:

Le rayonnement solaire, aussi appelé rayonnement électromagnétique émis par le Soleil, est largement influencé par l'atmosphère terrestre. En conséquence, seuls certains composants du rayonnement solaire total, principalement le rayonnement direct et le rayonnement diffus, parviennent à atteindre la surface terrestre. L'albédo, qui correspond à la fraction du rayonnement solaire global réfléchi par le sol, est également un facteur important dans ce processus, comme l'illustre la figure suivante (I.4).

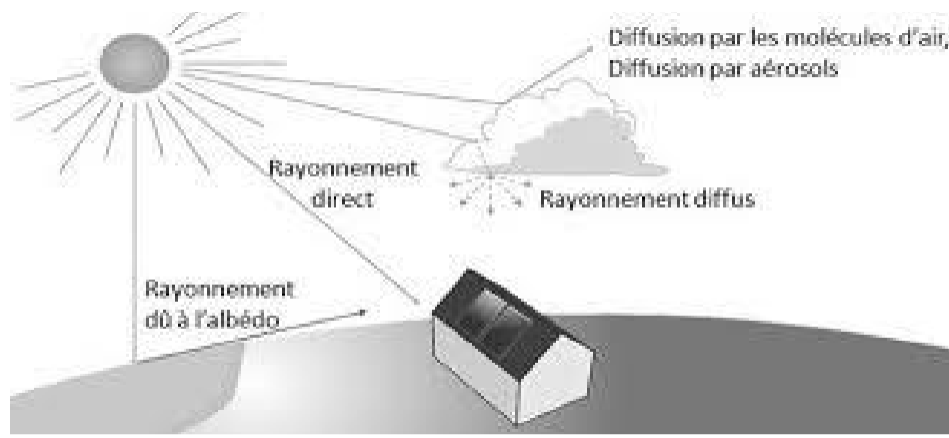


Figure. I.4 : Rayonnement direct, diffus, global et albédo

- Rayonnement direct du soleil (D) :

Le rayonnement direct correspond à la portion du rayonnement solaire qui atteint directement la Terre, sans avoir été diffusée par l'atmosphère. Ces rayons sont parallèles entre eux. Cette composante directe peut être captée par des systèmes optiques à concentration [4].

- Le rayonnement solaire diffus (S) :

Le rayonnement diffus est constitué de la lumière solaire qui, après avoir rencontré des obstacles tels que les nuages ou la poussière dans l'atmosphère, se disperse dans différentes directions. Ces obstacles redirigent les rayons parallèles du Soleil en une multitude de faisceaux se propageant dans toutes les directions [4].

- Rayonnement solaire réfléchi (albédo):

Le rayonnement réfléchi, ou albédos, correspond à la portion du rayonnement solaire renvoyée par le sol. Il dépend directement de la nature du sol (par exemple, sable, neige, etc.). Chaque type de sol possède un coefficient d'albédo propre, qui influence la quantité de lumière réfléchie. Ainsi, le rayonnement arrivant au sol comprend au moins deux composantes : une composante directe et une composante diffuse [4].

- Rayonnement global reçu à la surface (G):

C'est le résultat de la superposition des trois compositions directes, diffuse et réfléchie. Et qui est le rayonnement pris en compte pour la détermination du rendement des cellules solaires [5].

$$G = S + D \quad (I.1)$$

Avec :

G : rayonnement global

S : Rayonnement diffus

D : rayonnement direct

I.5.2 La constante solaire:

Il s'agit de la quantité totale d'énergie que le Soleil envoie vers la Terre, mesurée à la limite de l'atmosphère, sur une unité de surface perpendiculaire aux rayons solaires [6].

La variation de la constante solaire suit la relation suivante [7] :

$$C = I_0 [1 + 0,033 \cos (0,984j)] \quad (I.2)$$

C : la constante solaire.

$I_0=1353 \text{ W/m}^2$ est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue

n : le numéro du jour de l'année.

I.6 Éléments de positionnement solaire:

Le soleil est repéré par les grandeurs suivantes :

- **l'azimut ψ**

L'azimut est l'angle formé entre le plan vertical passant par le rayon solaire et la direction sud. Il est mesuré de 0° à 360° , en partant du sud et en suivant le sens inverse des aiguilles d'une montre. La relation permettant de calculer l'azimut est donnée ci-dessous [8].

$$\cos \psi = (\sin \gamma \sin \theta - \sin \delta) / \cos \gamma \cos \theta \quad (I.3)$$

- **L'angle de la hauteur solaire γ (hs)**

L'angle de hauteur solaire est l'angle formé entre la direction du Soleil et le plan horizontal. Cet angle varie de 0° à 90° en direction du zénith (le point le plus élevé du ciel) et de 0° à -90° en direction du nadir (le point le plus bas). L'angle de hauteur solaire est calculé à partir de la relation suivante [8].

$$\sin \gamma = \sin \theta \sin \delta + \cos \theta \cos \delta \cos \omega \quad (I.4)$$

- **La distance zénithale z**

Il s'agit de l'angle formé entre la direction du Soleil et la verticale du lieu (le zénith). L'angle z est complémentaire de l'angle γ [8]

$$\cos z = \sin \theta \sin \delta + \cos \delta \cos \theta \cos \omega \quad (I.5)$$

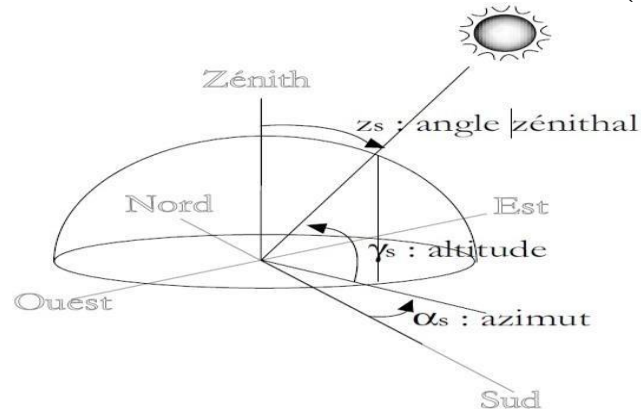


Figure. I.5: Paramètre de la position du soleil

I.7 Localisation géographique d'un site terrestre:

Pour localiser un site sur la surface terrestre, on utilise les grandeurs suivantes :

- a) **La latitude θ** : C'est l'angle θ que forme la verticale du lieu avec le plan équatorial. Si $\theta > 0$, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon il se situe dans l'hémisphère sud.
- b) **La longitude φ** : C'est l'angle φ entre le méridien de Greenwich et le méridien du lieu concerné. La longitude varie entre -180° (vers l'ouest) et $+180^\circ$ (vers l'est). Comme la Terre effectue une rotation complète de 360° en 24 heures, chaque heure correspond à un écart de 15° de longitude, ce qui signifie que chaque degré de longitude équivaut à 4 minutes de temps.
- c) **L'altitude**: C'est la distance verticale, exprimée en mètres, qui sépare le point considéré du niveau de la mer, pris comme référence [9].

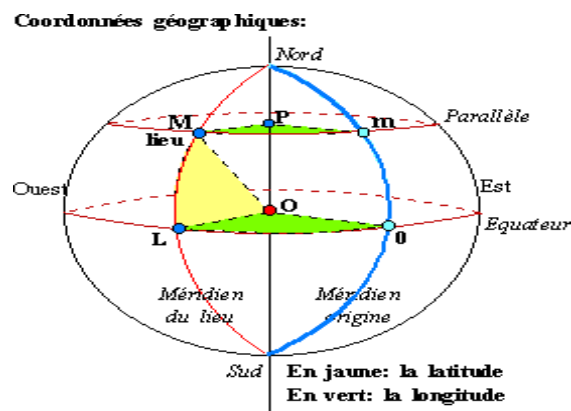


Figure. I.6 : Coordonnées terrestres

I.8 Profil solaire de l'Algérie:

Le gisement solaire représente l'ensemble des données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible sur une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et pour effectuer un dimensionnement aussi précis que possible, en tenant compte de la demande à satisfaire. [2]. En raison de sa situation géographique, l'Algérie bénéficie d'un gisement solaire exceptionnel, comme le montre la **Figure (I.7)**:



Figure I.7: Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel[2].

À la suite d'une évaluation effectuée par satellite, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu que l'Algérie possède le plus grand potentiel solaire de tout le bassin méditerranéen, avec une production estimée à 169 000 TWh/an pour le solaire thermique et 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire de l'Algérie équivaut à celui de 10 grands gisements de gaz naturel, tels que ceux découverts à Hassi R'Mel.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau (I.2) selon l'ensoleillement reçu annuellement [2]:

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

Tableau. I.2: Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques

La durée d'ensoleillement dans le Sahara algérien est d'environ 3500 heures par an, ce qui en fait l'une des plus élevées au monde. Elle dépasse constamment 8 heures par jour et peut atteindre jusqu'à 16 heures par jour pendant certaines périodes. [2]

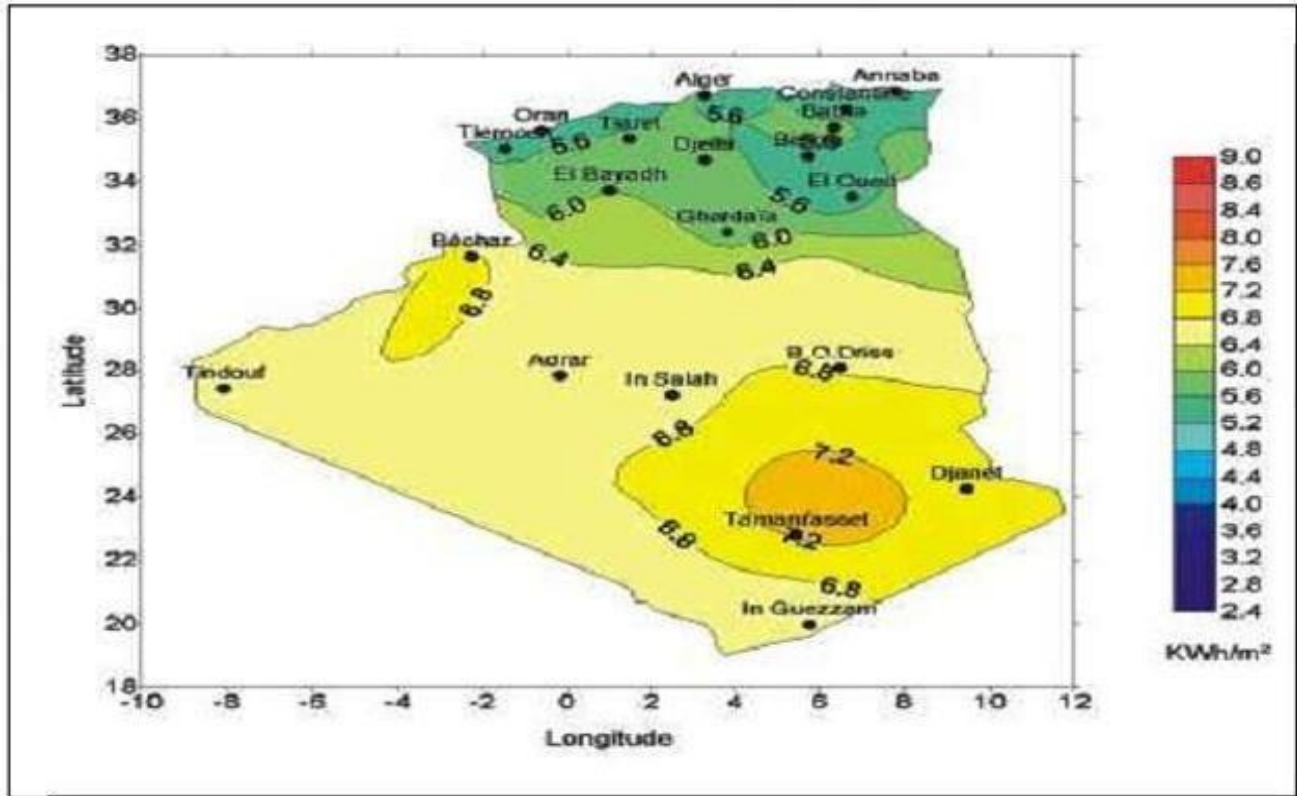


Figure I.8: Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.

En Algérie, un réseau de 271 stations météorologiques de l'Office National de la Météorologie (O.N.M.) est réparti sur l'ensemble du territoire (voir **Figure I.9**). Cependant, seules 7 stations sont équipées pour mesurer les composantes diffuses et globales du rayonnement solaire reçu sur un plan horizontal, en raison soit de la fiabilité limitée des appareils de mesure, soit du coût élevé de tels équipements. En revanche, la durée d'ensoleillement est mesurée par un héliographe dans la majorité des stations de l'O.N.M., en raison de la simplicité de son utilisation. [2]

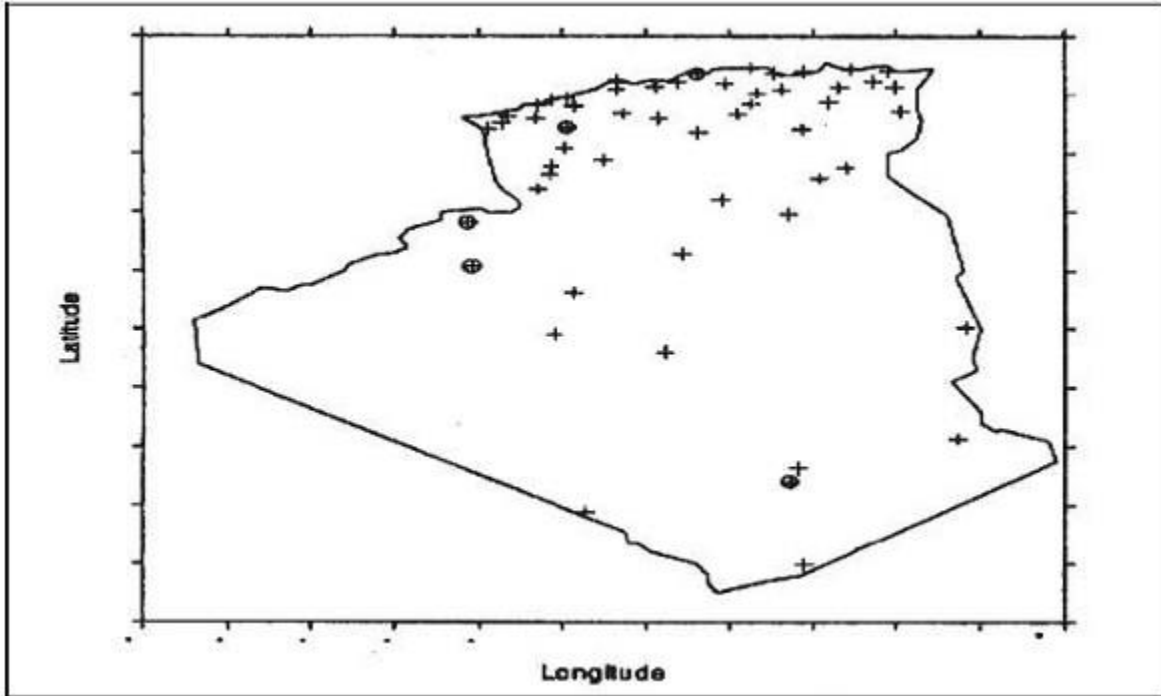


Figure I.9: Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie. [2]

I.9 Orientation et inclinaison des modules solaires:

L'orientation optimale des modules photovoltaïques est cruciale pour maximiser leur rendement énergétique, car la quantité d'énergie solaire captée dépend directement de la direction du soleil.

a. L'angle d'incidence :

L'angle formé entre le panneau photovoltaïque et le luminaire est crucial : un angle d'incidence de 90° permet une exposition maximale à la lumière. Tout écart réduit la surface exposée, ce qui diminue l'efficacité et la puissance du panneau solaire. Il est défini selon l'équation suivante :

$$R = 100 \times \sin \beta \quad (\text{I.6})$$

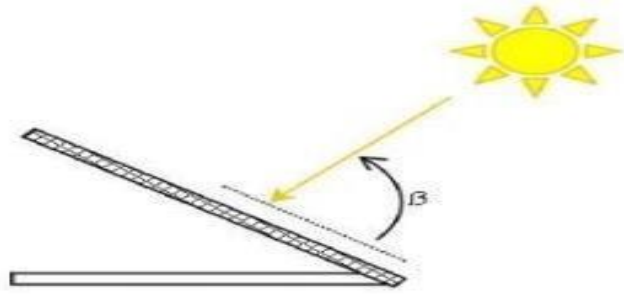


Figure I.10: Angle d’incidence sur un module photovoltaïque

b. L’angle d’inclinaison :

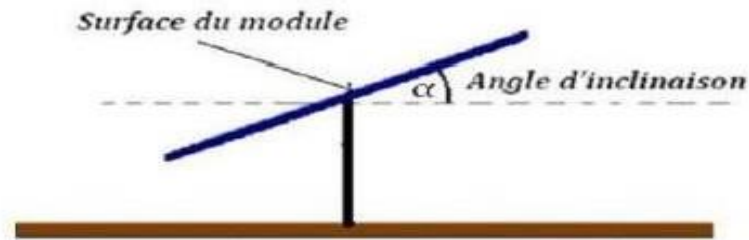


Figure I.11: Angle d’inclinaison des modules photovoltaïques

La trajectoire du soleil varie selon les saisons : pour les modules photovoltaïques fixes (sans système de rotation), l’inclinaison optimale est plus faible en été et plus prononcée en hiver. L’angle d’inclinaison par rapport au plan horizontal peut être déterminé à l’aide d’une formule spécifique [10, 11]:

$$\alpha = L \sin^{-1} \left(0.4 \left(\frac{N \times 360}{365} \right) \right) \quad (\text{I.7})$$

Où L est la latitude du lieu et N est le nombre de jours entre l’équinoxe vernal (le 21 mars de chaque année) et la date considérée.

Laghouat se trouvant dans l’hémisphère nord, les panneaux solaires doivent être orientés vers le sud. En appliquant les formules de la référence [12] et en prenant en compte la latitude de Laghouat ($L = 33.790$) selon les sources [13, 14], on obtient les résultats suivants :

Saisons	Angle d'inclinaison
Hiver	$(L \times 0.88) + 19$
Eté	$(L \times 0.93) - 21$
Printemps et Automne	$(L \times 0.76) + 3$

Tableau. I.3: Relations pour calcul l'angle d'inclinaison pour latitude entre 25/50

Saisons	Hiver	Eté	Printemps	Automne
Angle inclinaison	48.74°	10.43°	28.68°	28.68°

Tableau. I.4: Angle d'inclinaison pour la région de laghaout

Conclusion:

En résumé, l'Algérie dispose d'un potentiel solaire exceptionnel, notamment dans le Sahara, avec une durée d'ensoleillement parmi les plus élevées au monde. Toutefois, bien que le pays bénéficie de cette ressource, les mesures précises du rayonnement solaire sont encore limitées, avec seulement quelques stations capables de mesurer les composantes du rayonnement. Cependant, la mesure de la durée d'ensoleillement à travers des héliographes reste largement accessible. L'exploitation de ce potentiel solaire, si elle est mieux suivie et optimisée, pourrait jouer un rôle clé dans la transition énergétique du pays.

Références bibliographiques

- [1] System.solaire.free.fr/soleil.htm
- [2] KechidaEssaghir « Etude expérimentale et théorique du gisement solaire pour la région de M'sila », Mémoire de master en physique énergétique et énergies renouvelables, université de Msila, 2019
- [3] El arbi el bouziani, ' Le gisement solaire,' Faculté de science ibn to fail a A Kenitra 'Maroc' (2014).
- [4] J. Royer et T. Djiako et E. Schiler, B. Sadasy, " Le pompage photovoltaïque, Mémoire de magister en Automatique "Université d'Ottawa, 1998
- [5] Julien LABBÉ, " l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés ", thèse de doctorat de l'école des mines de paris, Spécialité "Énergétique" le 21 décembre 2006
- [6] O, Sotehi. Etude des caractéristiques de fonctionnement et de la performance d'un distillateur solaire ; thèse de magistère, Université de Constantine.2009.
- [7] J, A, Duffie; W, A, Beckman. Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons. (1980).
- [8] M .IQBAL, 'An introduction to solar radiation', Academic press, New York, 1983.
- [9] Azadeh A., Maghsoudi A., Sohrabkhani S., (2010), «An integrated artificial neural.
- [10] ANNE LABOURET , JEAN-PAUL BRAUN , PASCAL CUMUNEL, BENJAMIN FARAGGI ; « Cellules Solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque », 5eme édition ,ETSF. Pages 31-36
- [11] B. ROBYNS, P. BASTARD, « Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques», La revue 3EI n°39, Décembre 2004.
- [12] <https://solarabic.com/learn/2019/05/solar-panels-tilting/>
- [13] <https://www.gps-longitude-latitude.net/coordonnees-gps-de-laghouat>
- [14] <https://abbassa.wordpress.com/long-lat-laghouat>

Chapitre II

Systemes solaires thermiques

II.1 Introduction :

Le chauffage solaire combiné représente une solution durable et performante, permettant de couvrir à la fois les besoins en eau chaude sanitaire et en chauffage domestique grâce à l'énergie solaire. Basé sur des capteurs solaires et un système de stockage thermique, il s'adapte parfaitement aux régions à fort ensoleillement comme l'Algérie. Ce chapitre présente le principe de fonctionnement, les composants principaux ainsi que les avantages de cette technologie dans le cadre de la transition énergétique.

II.2 Système énergétique thermique:

II.2.1 Étude et modélisation d'une installation solaire thermique[2] :

Les systèmes solaires thermiques trouvent leur application dans divers domaines, notamment la production d'eau chaude sanitaire, le chauffage des bâtiments, ainsi que dans certaines industries pour des procédés comme le séchage ou la déshydratation. Ces installations se composent généralement de trois éléments principaux[1].

- Les collecteurs solaires :

Les capteurs solaires constituent les éléments fondamentaux d'un système thermique, assurant la captation de l'énergie solaire et sa conversion en chaleur. Il en existe plusieurs types, notamment les capteurs plans et les capteurs à tubes sous vide, dont le choix dépend des exigences thermiques du système ainsi que des conditions climatiques locales.

- Le système de stockage thermique :

Il se compose principalement d'un ballon de stockage, destiné à conserver l'énergie thermique produite par les capteurs solaires. Cette chaleur peut ainsi être utilisée ultérieurement, même en l'absence d'ensoleillement, assurant une certaine autonomie énergétique à l'installation

- Le circuit de transfert de chaleur :

Ce système permet d'acheminer la chaleur captée par les collecteurs solaires vers le ballon de stockage ou directement vers l'usage final (chauffage de l'eau, des locaux, etc.). Le fluide caloporteur — généralement de l'eau ou un mélange d'eau et d'antigel — assure le transfert efficace de l'énergie thermique, même sous des conditions climatiques variables.

En combinant ces trois composants essentiels (capteurs, ballon de stockage et circuit de distribution), les installations solaires thermiques représentent une solution durable et performante. Elles permettent de réduire la dépendance aux énergies fossiles, de valoriser l'énergie solaire disponible, et d'améliorer l'efficacité énergétique tant des bâtiments.

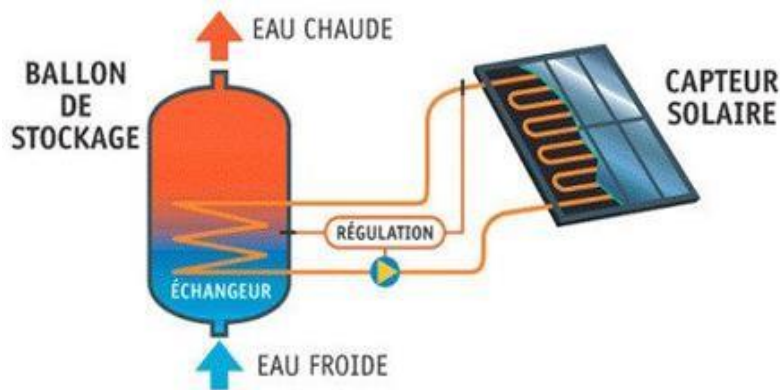


Figure II-1 : schéma de principe d'une installation solaire thermique [3]

II.2.2 Les différentes parties d'un système de chauffage solaire de l'eau:

Une installation solaire thermique est principalement composée des éléments suivants :

II.2.2.1 Les capteurs solaires [3] :

Le capteur solaire constitue l'élément central dans la conversion de l'énergie solaire en chaleur. Il est généralement formé de plusieurs composants essentiels :

- Un absorbeur, chargé de capter le rayonnement solaire et de le transformer en chaleur.
- Une isolation thermique, visant à réduire les pertes de chaleur afin d'optimiser le rendement du capteur.
- Une couverture transparente, qui permet le passage de la lumière tout en limitant les déperditions thermiques.
- Un caisson protecteur, renfermant l'ensemble des éléments et assurant leur durabilité face aux conditions extérieures.

Parmi ces éléments, l'absorbeur occupe une place centrale puisqu'il est directement responsable de la captation et de la conversion de l'énergie. Il est donc essentiel d'en examiner les caractéristiques avant d'aborder les deux grandes catégories de capteurs solaires, toutes deux reposant sur l'intégration d'un absorbeur.

- **L'absorbeur [2]:**

L'absorbeur assure deux fonctions essentielles :

- Maximiser l'absorption du rayonnement solaire, afin d'optimiser la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique.
- Transmettre efficacement la chaleur générée au fluide caloporteur, tout en minimisant les pertes thermiques, ce qui contribue directement au rendement global du système.

L'absorbeur doit être léger pour réduire l'inertie thermique et permettre un démarrage rapide, tout en étant fabriqué avec des matériaux à haute conductivité thermique pour une transmission optimale de la chaleur.

- Le support

L'absorbeur est une fine plaque métallique, souvent en cuivre, dotée d'un revêtement sélectif. Ce revêtement permet une meilleure absorption du rayonnement solaire, limite les pertes thermiques et protège contre la corrosion.

- La sélectivité : le traitement de surface

L'absorbeur a pour mission de capter un maximum de rayonnement solaire tout en limitant les pertes thermiques. Pour cela, il est doté d'un traitement de surface sélectif, qui favorise une forte absorption et une faible émission de chaleur, améliorant ainsi l'efficacité du capteur solaire.

II.2.2.1.1 Types des capteurs solaire:

Dans le domaine du solaire thermique, trois technologies principales coexistent, mais elles peuvent être regroupées en deux grandes familles :

A. Les capteurs plans : les plus répandus, constitués d'un absorbeur plat qui transfère la chaleur au fluide caloporteur.

B. Les capteurs à tubes sous vide : conçus pour réduire les pertes thermiques, ils offrent un meilleur rendement, notamment par temps froid ou faible ensoleillement.

À côté de ces deux familles, on trouve également des capteurs spécifiques comme les capteurs auto-stockeurs, dont l'usage reste limité en raison de performances moins adaptées à certains climats.[3]

A- capteurs plans:

A.1 Capteur plan vitré:

Les capteurs solaires plans vitrés, efficaces entre 30 °C et 70 °C, sont utilisés pour le chauffage de l'eau dans divers secteurs (résidentiel, industriel, piscines, etc.) grâce à leur simplicité et leur bon rendement. [4]

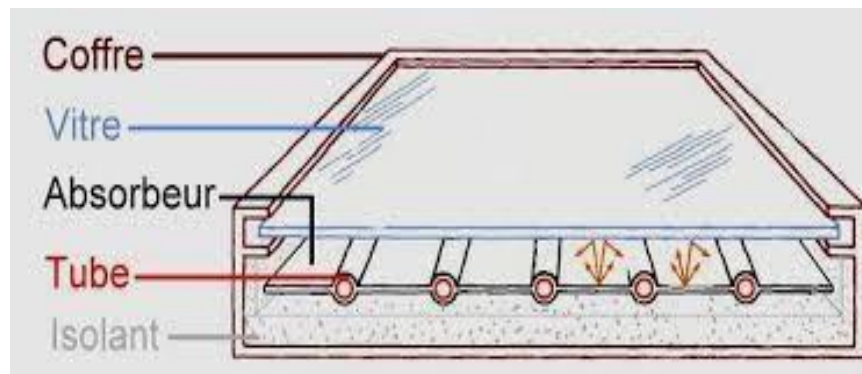


Figure II.2: Capteur plan vitré [5]

A.2 Le capteur plan sans vitrage:

Les capteurs plans non vitrés sont économiques et adaptés aux basses températures (≤ 30 °C), notamment pour le chauffage des piscines extérieures. Leur rendement est limité comparé aux capteurs vitrés, mais leur simplicité et leur faible coût en font une solution pratique pour certaines applications. [6]

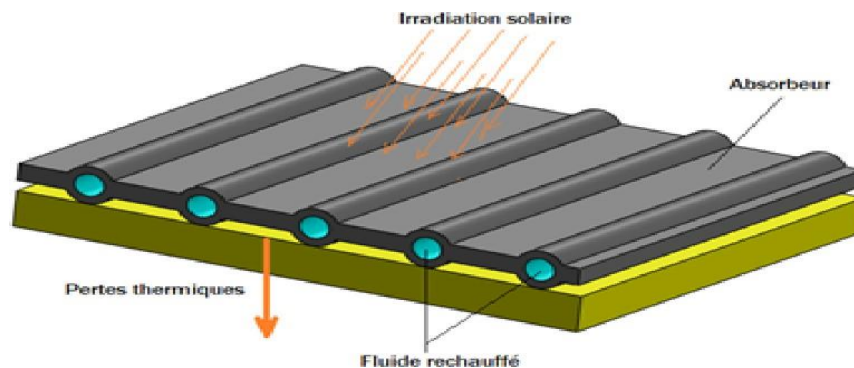


Figure II.3: Capteur non vitré [7]

B- Capteur à tube sous vide:

Les capteurs solaires sous vide utilisent des tubes en verre avec plaque absorbante et profitent de l'effet du vide pour minimiser les pertes thermiques, offrant ainsi une haute efficacité même en faible ensoleillement ou par temps froid. [6]

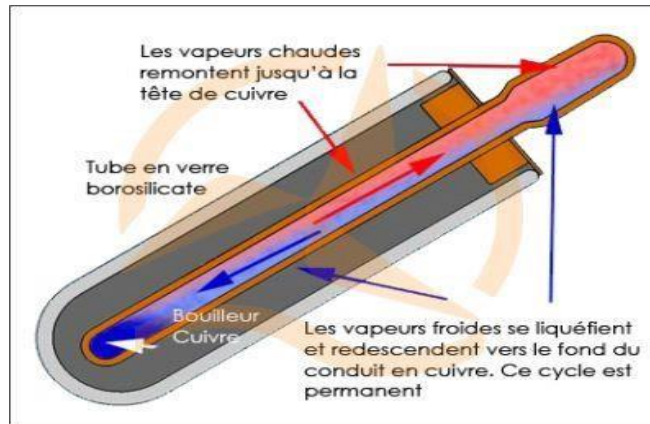


Figure II.4: Capteur à tube sous vide [9]

Les capteurs plans subissent des pertes thermiques par convection dues à la circulation d'air interne, ce qui limite leur efficacité. Les capteurs sous vide, en éliminant l'air, réduisent ces pertes et offrent un meilleur rendement. Ils existent en plusieurs types, chacun optimisant la captation thermique selon sa conception. [3] :

- 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 à « schott »

- **Le capteur à tube sous vide à circulation directe :**

Cette technique, développée il y a 30 ans, consiste à insérer l'absorbeur et les conduits du fluide caloporteur dans un tube en verre sous vide, ce qui réduit considérablement les pertes thermiques. Malgré sa simplicité théorique, sa fabrication est complexe en raison des jonctions verre/métal[3].



Figure II.5: Capteur à tube sous vide à circulation directe

- **Capteur à tube sous vide à caloduc :**

Dans les capteurs à caloduc (Heat-pipe), la chaleur absorbée fait évaporer un fluide interne. La vapeur transporte l'énergie vers un échangeur où elle se condense, transférant la chaleur au fluide caloporteur. Ce cycle améliore le rendement thermique en minimisant les pertes. [3]

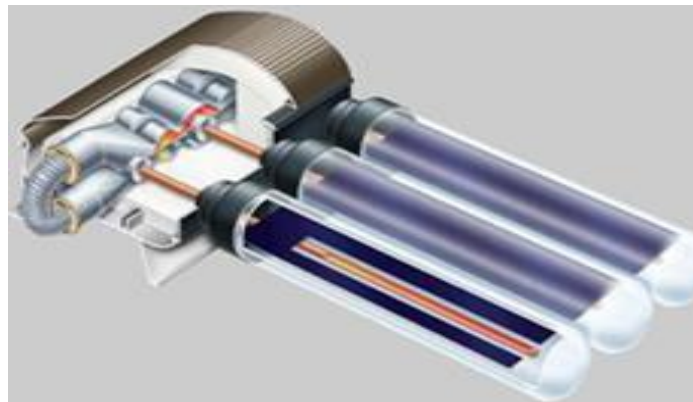


Figure II.6: Capteur à tube sous vide « Heat-pipe»

- **Capteur à tube sous vide à tube thermos :**

Ces capteurs à tubes en verre utilisent une double paroi sous vide pour réduire les pertes thermiques. L'absorbeur, muni d'un revêtement sélectif, transfère la chaleur au fluide caloporteur par des profilés métalliques en forme de U, assurant une meilleure efficacité énergétique. [3].

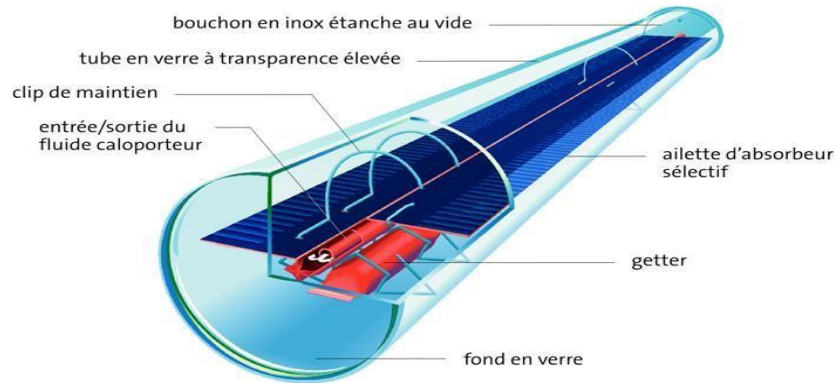


Figure II.7: Capteur à bouteilles à tubes thermos

- **Capteur à tube sous vide « Schott »**

Le tube sous vide de Schott-Rohrglas fonctionne selon le principe du thermos, avec des améliorations comme un réflecteur cylindrique et un absorbeur-échangeur intégré. L'usage des métaux y est limité aux traitements de surface, optimisant ainsi l'efficacité tout en réduisant les pertes thermiques. [3].

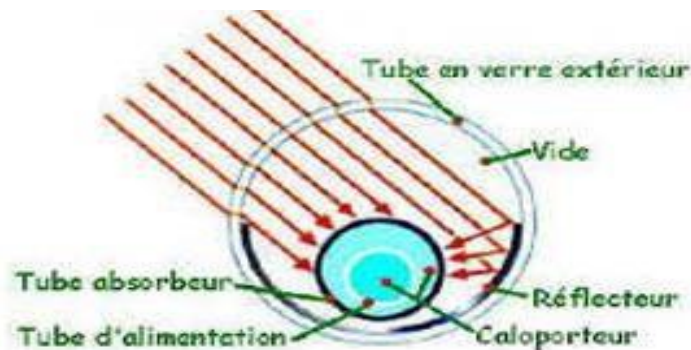


Figure II.8: Capteur à tube sous vide « Schott »

❖ Analyse comparative des capteurs thermiques : plans vs sous vide:

Les capteurs solaires à tubes sous vide présentent des pertes thermiques très réduites grâce à l'isolation par le vide, ce qui les rend moins sensibles aux variations de température extérieure par rapport aux capteurs plans. Bien que leur rendement optique soit légèrement inférieur, leur performance globale reste supérieure dans certaines conditions, notamment lorsque l'espace d'installation est limité ou que l'orientation n'est pas optimale. De plus, l'intégration de la technologie "heat pipe" permet une protection contre la surchauffe. Toutefois, ces capteurs restent plus coûteux que les capteurs plans. [2].

❖ Le montage [2]:

Les capteurs solaires peuvent être installés de trois façons principales selon la configuration du toit : en superposition sans modifier l'étanchéité (cas A), en intégration remplaçant les tuiles avec une étanchéité assurée (cas B), ou sur toiture plate à l'aide de structures inclinées (cas C). Ces méthodes offrent une flexibilité optimale d'installation.

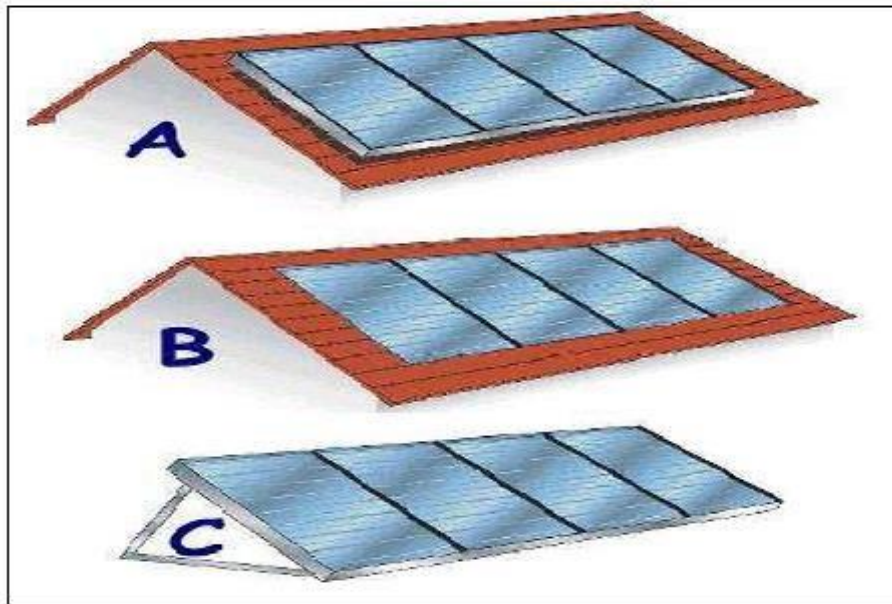


Figure II.9: Montage des capteurs

II.2.2.2 Le stockage:

Le stockage de l'énergie permet de pallier l'intermittence de l'énergie solaire en accumulant la chaleur produite. Cette accumulation entraîne une élévation progressive de la température dans le système de stockage, assurant ainsi une disponibilité continue de l'énergie thermique même en l'absence d'ensoleillement.

- Ballon de stockage:

Le ballon solaire, réservoir isolé d'eau chaude sanitaire, permet de stocker l'énergie thermique et de gérer l'intermittence solaire. Sa performance repose sur une bonne stratification thermique : l'eau chaude reste en haut, l'eau froide en bas. Cela optimise le rendement des capteurs. Un volume trop important ou un brassage excessif peut nuire à cette stratification, nécessitant un chauffage d'appoint et réduisant l'efficacité globale du système. [2].

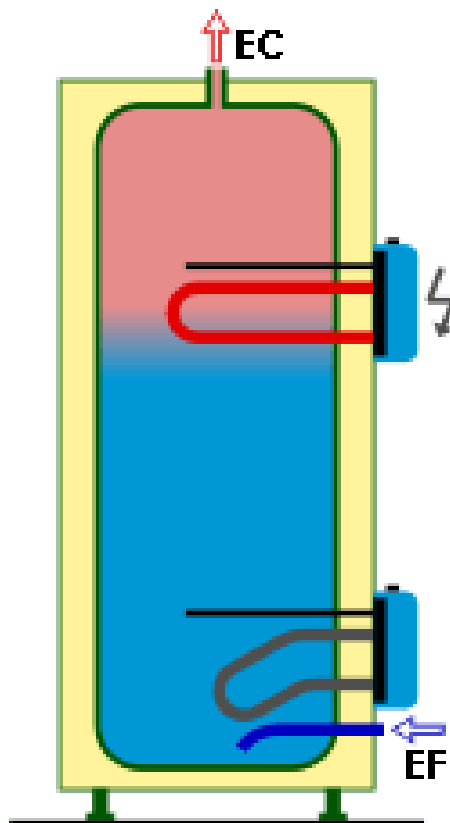


Figure II.10: ballon de stockage

L'équation régissant le réservoir de stockage est donnée comme suit :

$$(mC_p)_s \frac{dT_s}{dt} + \left(\frac{1}{R} + mC_p\right) T_s = \frac{T_a}{R_s} + (mC_p)_f T_f + (mC_p)_{HX} (T_{HXo} - T_{HXi}) \quad (\text{II.1})$$

La résistance thermique du réservoir de stockage dépend de plusieurs paramètres, notamment l'indice propre au réservoir (S), l'efficacité de l'échangeur de chaleur (HX) et les caractéristiques de l'eau d'alimentation (f). Les températures d'entrée et de sortie sont déterminées par des relations prenant en compte la température interne du réservoir, celle de l'eau d'alimentation, et l'efficacité de l'échange thermique, ce qui permet d'évaluer avec précision la performance du système de stockage. [10].

$$T_{HXo} = T_p e^{\left[\frac{-PLU}{(mCp)_{HX}}\right]} (T_p - T_{HXi}) \quad (\text{II.2})$$

$$T_{ci} = T_p e^{\left[\frac{-PLU}{(mCp)_{HX}}\right]} (T_p - T_{HXo}) \quad (\text{II.3})$$

T_{ci} : La température initiale de fluide à l'entrée du système.

T_p : La température du fluide à un point donné dans un système.

P : Périmètre mouillé.

L : La longueur caractéristique du système.

U : Le coefficient de transfert de chaleur global

m : Le débit massique du fluide.

C_p : La capacité thermique massique du fluide.

HX : L'échangeur de chaleur.

T_{HXo} : La température du fluide à l'entrée de l'échangeur de chaleur.

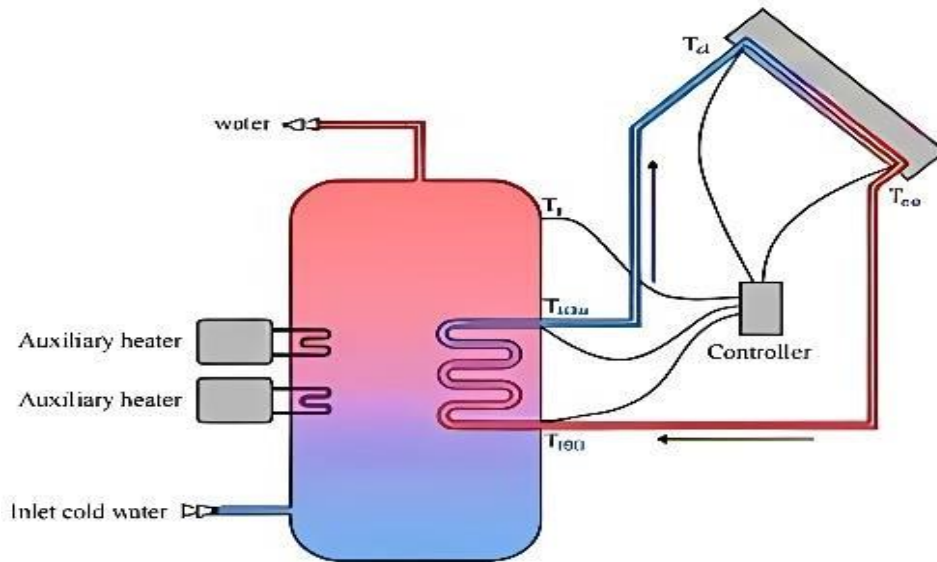


Figure II.11: Chauffe-eau solaire [10].

- **Le groupe de transfert:**

Les éléments indispensables pour assurer le transfert de chaleur entre le capteur et l'unité de stockage, dans des conditions optimales, sont les suivants :

- Une pompe permettant la circulation du fluide caloporteur,
- Un ensemble de capteurs de température,
- Un système de régulation qui déclenche l'activation de la pompe lorsque cela est nécessaire [10].

- **Mécanismes de déperdition thermique des capteurs solaires:**

Les pertes thermiques d'un capteur solaire proviennent de la conduction, de la convection, du rayonnement et de l'absorption. Elles peuvent être limitées par l'utilisation de matériaux isolants, d'écrans thermiques, de revêtements réfléchissants et de matériaux à faible conductivité thermique. [10]

II.2.2.3 Le fluide caloporteur [2]:

- **Le Role:**

Le fluide caloporteur assure le transfert de chaleur entre les capteurs et le ballon solaire. Pour prévenir les risques de gel, notamment en hiver, on utilise généralement un fluide résistant au froid comme le glycol, ou de l'eau avec un système de vidange adapté.

- **Le debit:**

Il existe deux régimes de circulation pour le fluide caloporteur :

- Le **low-flow** fonctionne à faible débit, générant une eau très chaude en faible quantité.
- Le **high-flow**, plus courant, utilise un débit élevé pour chauffer un grand volume d'eau avec une faible élévation de température.

II.2.2.4 Les tuyaux de raccordements [3]:

La tuyauterie transporte le fluide caloporteur entre les composants du système solaire. Elle doit être anticorrosion (inox ou traitée) et bien isolée thermiquement afin de minimiser les pertes de chaleur durant le transfert.

II.2.2.5 Systèmes de régulation électronique et de supervision:

La régulation différentielle dans une installation solaire thermique utilise deux sondes (au niveau du capteur et du ballon) pour comparer les températures. Elle active la circulation du fluide lorsque la température du capteur est suffisamment plus élevée que celle du ballon, assurant ainsi un échange de chaleur optimal et évitant les pertes inutiles. [2].

II.3 Les chauffe-eau solaires [3]:

Le chauffe-eau solaire capte l'énergie solaire via des capteurs, généralement placés sur le toit, pour chauffer l'eau stockée dans un ballon isolé. En cas d'ensoleillement insuffisant, une

source d'appoint prend le relais. Quatre types principaux existent : monobloc, thermosiphon, à circulation forcée et auto-vidange. Bien que cette technologie soit ancienne et largement utilisée, des améliorations restent nécessaires pour optimiser son rendement global, notamment au niveau de la stratification thermique, des collecteurs et de l'échange thermique.

- Les chauffe-eau monobloc:

Les chauffe-eaux solaires à circulation directe fonctionnent sans pompe, grâce à la montée naturelle de l'eau chaude dans un ballon placé au-dessus du panneau. Simples et efficaces, ils présentent toutefois des contraintes d'installation, notamment liées à l'esthétique et à l'isolation du ballon placé en hauteur.

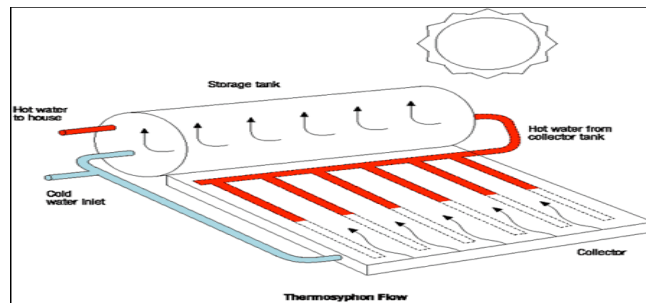


Figure II.12: Chauffe eau solaire monobloc

- Les chauffe-eau à thermosiphon:

Pour pallier les limites du système monobloc, une solution simple consiste à séparer les capteurs du ballon tout en maintenant une circulation naturelle par thermosiphon. Toutefois, dans les régions froides, le risque de gel compromet ce fonctionnement. Deux alternatives sont alors envisagées : la circulation forcée avec fluide antigel et le système à auto-vidange.

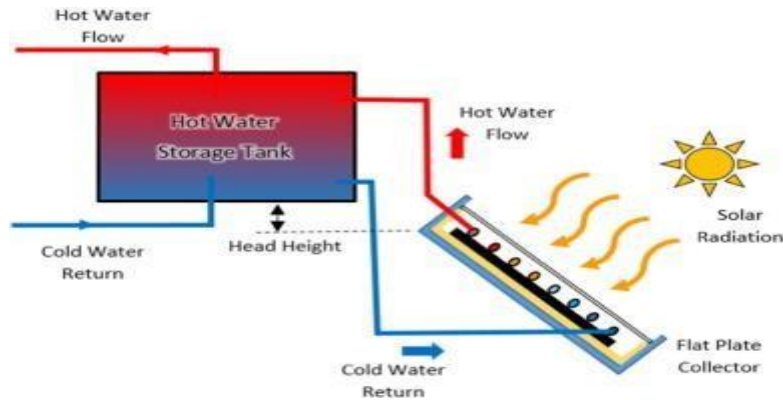


Figure II.13: Système à thermosiphon

a) Les chauffe-eaux à circulation forcée :

Dans les systèmes à circulation forcée, un fluide caloporteur antigel (souvent de l'eau glycolée) circule entre les capteurs solaires et un échangeur thermique situé dans le ballon d'eau chaude. La chaleur est ainsi transmise sans contact direct entre les deux fluides. Une pompe assure cette circulation, permettant une plus grande liberté dans l'installation, car la position du ballon n'est plus contrainte.

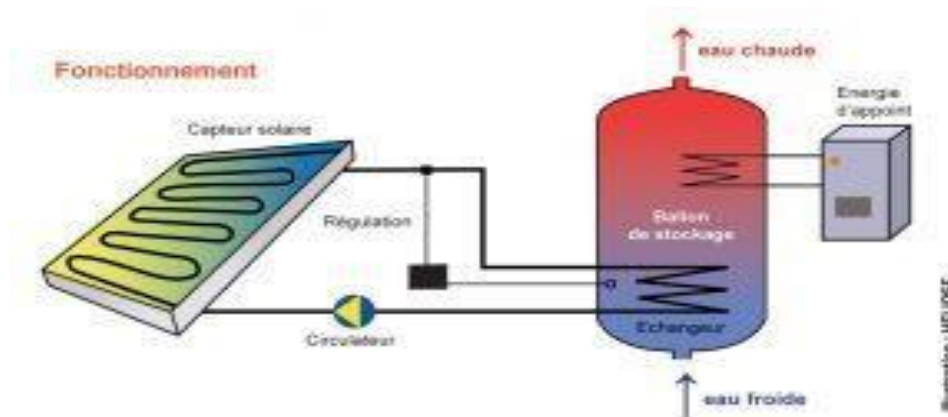


Figure II.14: Système à circulation forcée

b) Les chauffe-eaux à auto vidange [2] :

Le système à auto-vidange constitue une solution efficace contre le gel. Il fonctionne en vidant automatiquement les capteurs lorsque l'ensoleillement est insuffisant, empêchant ainsi toute stagnation d'eau susceptible de geler. Ce système, dans lequel l'eau sanitaire circule directement,

convient particulièrement aux régions chaudes, tout comme les systèmes rmosiphon et monobloc, qui sont principalement recommandés en zones hors-gel.

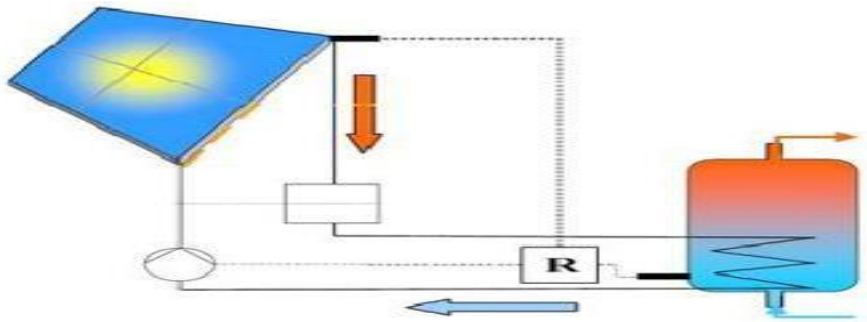


Figure II.14: Les chauffe-eau à auto vidange

II.3.1 Le système de fonctionnement du chauffe-eau solaire [2] :

Le chauffe-eau solaire capte l'énergie solaire via un absorbeur composé d'une plaque thermique et de tubes noirs, logé dans un caisson isolé avec une vitre favorisant l'effet de serre. La chaleur est transportée par un circuit primaire contenant un fluide caloporteur (eau + antigel), qui chauffe l'eau sanitaire via un échangeur thermique dans un ballon isolé. La circulation du fluide peut être naturelle (thermosiphon) ou forcée (à l'aide d'une pompe). Ce système assure un apport constant d'eau chaude tout au long de la journée grâce à l'énergie solaire.

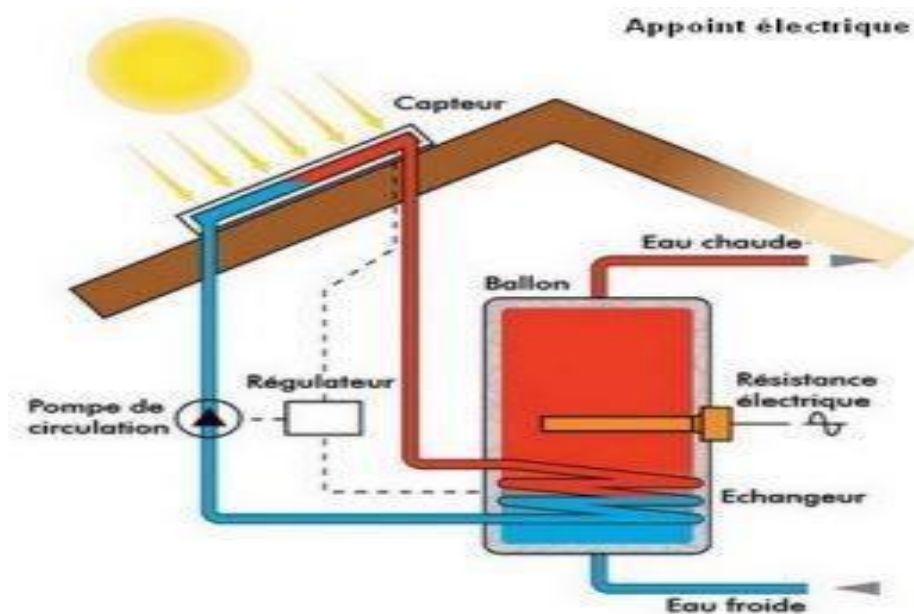


Figure II.15: Schéma d'un chauffe-eau solaire

II.4 Système solaire combiné (SSC):

Le système solaire combiné (SSC) permet d'utiliser l'énergie solaire pour produire à la fois de l'eau chaude sanitaire et assurer le chauffage domestique. Il fonctionne grâce à un fluide caloporteur qui transfère la chaleur solaire à un ballon de stockage, via un échangeur thermique. L'eau chauffée alimente ensuite les radiateurs. En cas d'insuffisance solaire, une chaudière d'appoint prend le relais. On distingue deux types principaux de SSC selon leur mode de fonctionnement [3].

II.4.1 Système thermique solaire mixte avec accumulation en ballon:

Ce système permet de stocker l'eau chaude produite par les capteurs solaires dans un réservoir tampon (environ 700 L) pour une utilisation continue durant la journée. Il comprend quatre éléments clés : les capteurs solaires thermiques, le ballon de stockage, une chaudière d'appoint, et un dispositif de régulation. En cas de faible ensoleillement, une sonde active automatiquement la chaudière pour assurer le chauffage nécessaire. [3].

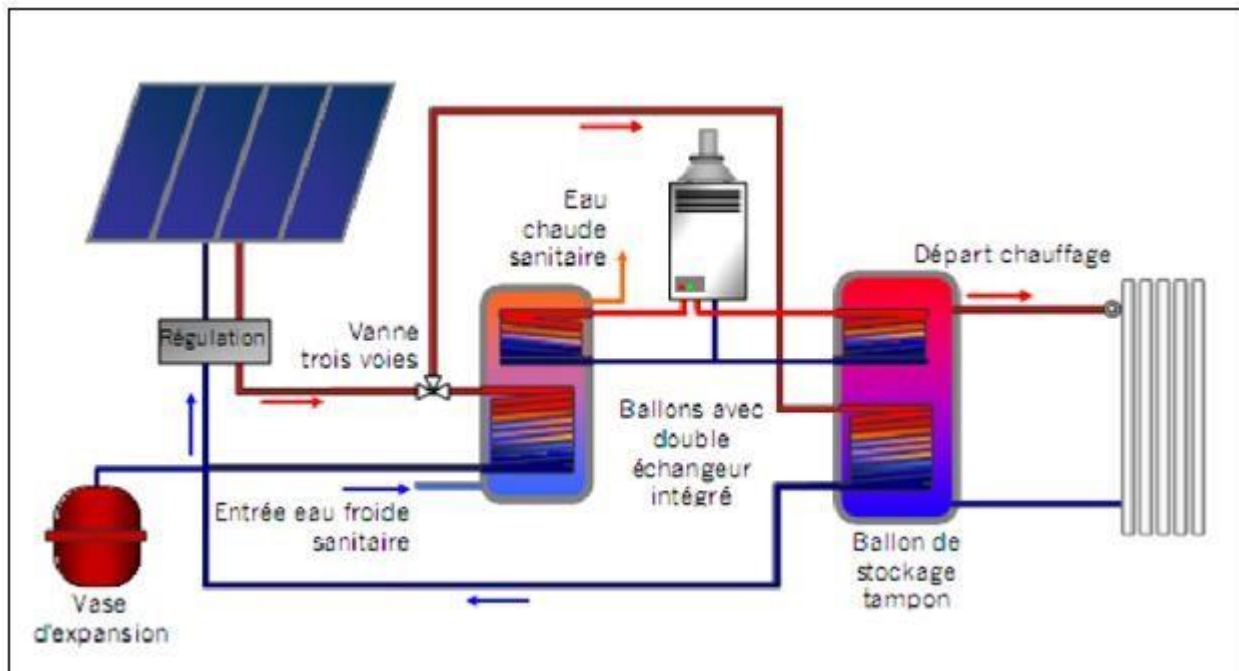


Figure II.16: Schéma de principe du chauffage solaire avec tampon [2].

II.4.2 Système de plancher chauffant solaire direct (PSD) :

Le plancher solaire direct (PSD) est une variante du système solaire combiné, utilisant la dalle chauffante comme élément de stockage thermique, éliminant ainsi le besoin d'un réservoir tampon. La dalle emmagasine la chaleur solaire pendant la journée et la restitue la nuit grâce à son inertie thermique. Un ballon indépendant assure le stockage de l'eau chaude sanitaire. En complément, une résistance électrique ou une chaudière (gaz ou fioul) fournit la chaleur nécessaire lorsque le soleil est insuffisant [3].

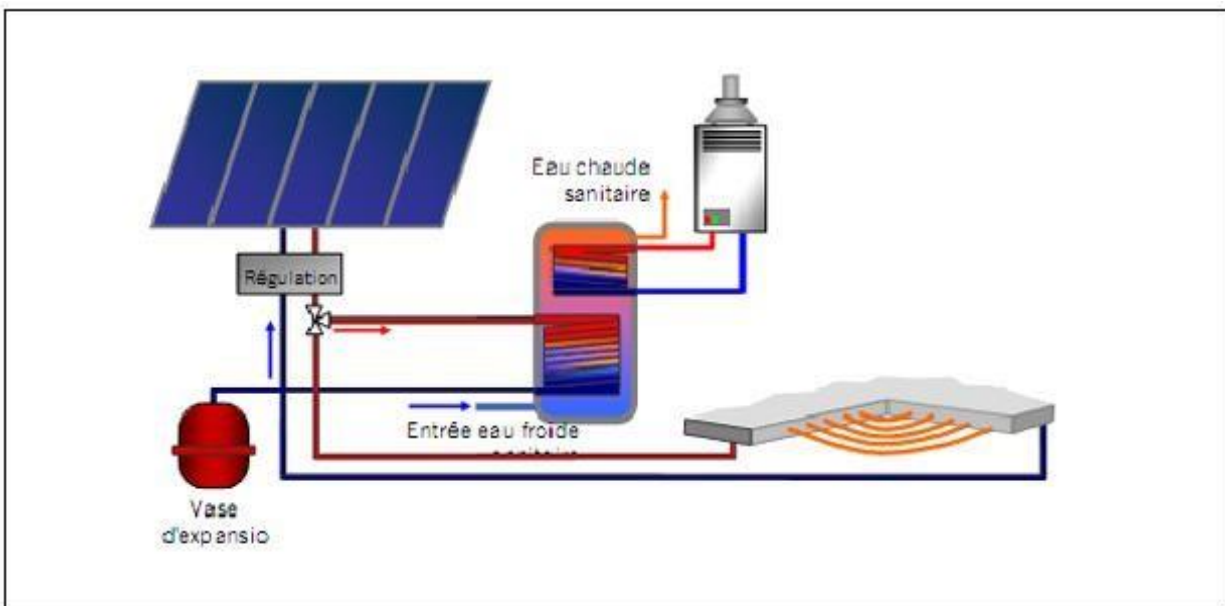


Figure II.17: schéma de principe d'une installation solaire avec chauffage direct [2].

Conclusion :

La modélisation d'un système solaire thermique est cruciale pour optimiser la conception et l'utilisation de l'énergie solaire, en identifiant les limites et les pertes d'énergie. Les systèmes solaires, en particulier les chauffages solaires, convertissent les rayons du soleil en chaleur transmise à un fluide caloporteur (souvent de l'eau) pour des besoins domestiques ou industriels. Le capteur solaire plan est essentiel dans ce processus, et un bon dimensionnement ainsi qu'un choix adéquat de l'isolant pour le réservoir de stockage permettent d'obtenir un rendement optimal pour couvrir les besoins en eau chaude d'une maison individuelle.

Références bibliographiques

- [1] [Thermique — Wikipédia](#)
- [2] Talbi Fouzia, Bechekour Rima , " Etude et dimensionnement d'un système de chauffage solaire Application au logement individuel type F3 à Bouira".Mémoire de Master Remis le 10/10/2017
- [3] Mr Reddah Takieddine," Etude et dimensionnement d'un système solaire combiné Application: Logement individuel type F3". Mémoire de magister à Batna Soutenu le 15/02/2015.
- [4] S. Noun Mohamed, « Etude des paramètres impactant sur le rendement d'un capteur solaire », Mémoire de master, 2018.
- [5] https://staff.univ-batna2.dz/sites/default/files/demagh_yassine/files/ch_iii-1e_partie-_modelisation_dun_capteur_solaire_plan.pdf.
- [6] M. Seghir, « Etude et comparaison entre un concentrateur solaire parabolique et cylindro-parabolique. », Mémoire de master, 2018.
- [7] "Optimisation d'un capteur solaire double passe à air et estimation des échanges de chaleur paroi-fluide" THÈSE DE DOCTORAT. [Mame Mor Diarra Ndiaye](#). December 2018
- [8] M .IQBAL, 'An introduction to solar radiation', Academic press, New York, 1983.
- [9] <https://www.lepanneausolaire.net/les-differents-concepts-capteurs-tubes-sous-vide.php>.
- [10] BOUABDALLAH Imene , " Simulation d'un chauffe-eau solaire dans une maison",Mémoire de Master en Physique, Soutenu publiquement le 26 juin 2023.

Chapitre III

Dimensionnement de l'installation

III. 1 Introduction :

Dans ce chapitre, l'analyse du bilan énergétique d'une installation solaire commence par l'estimation de l'énergie solaire reçue. Cette estimation dépend de plusieurs facteurs clés, notamment les pertes thermiques et les besoins énergétiques à satisfaire, qui doivent être.

III.2 Analyse des pertes de chaleur [1]

Pour dimensionner un système de chauffage solaire, il est crucial d'évaluer les besoins thermiques du logement. Cela nécessite de connaître la température intérieure souhaitée (T_i) et la température extérieure (T_e). Les principales sources de pertes de chaleur sont les murs, vitrages, plancher, toiture et la ventilation (renouvellement d'air).

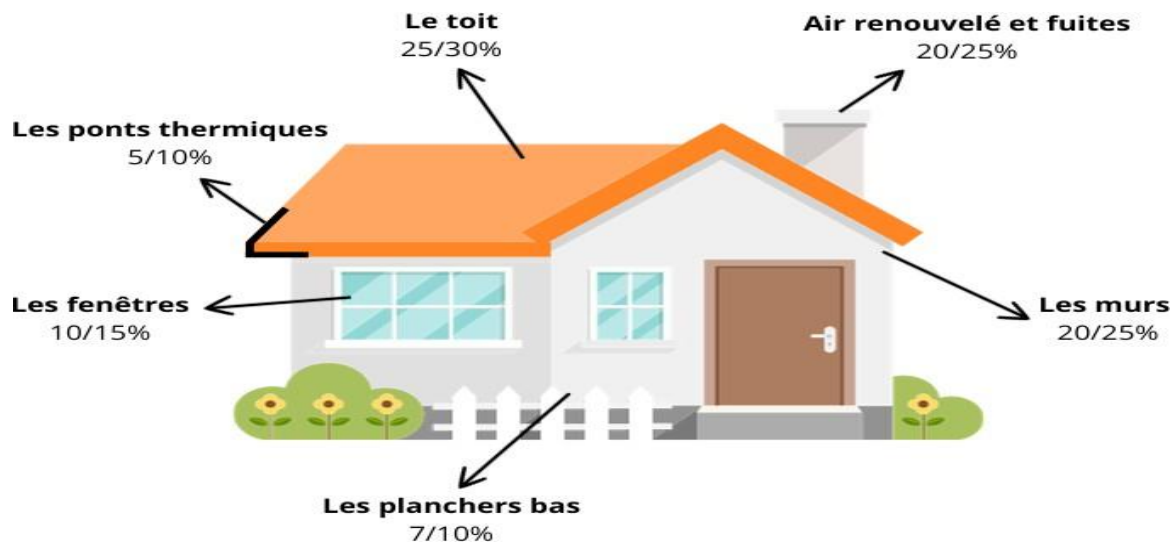


Figure III.1: répartition moyenne des déperditions thermiques dans une maison individuelle

III.3 Description de l'habitation [1] :

Le logement étudié se situe à Laghouat, au deuxième étage d'un immeuble collectif, encadré par deux appartements chauffés. Il couvre une superficie de 120 m² et présente une architecture simple. Les murs extérieurs sont en briques à double cloison, tandis que le plafond est en dalle de béton plein. Les murs intérieurs sont à simple cloison. L'appartement dispose de trois fenêtres et deux portes en menuiserie bois, et se compose de deux chambres, d'une cuisine, de sanitaires et d'un séjour. Occupé par cinq personnes, ses besoins thermiques sont évalués selon ses caractéristiques architecturales, le nombre d'occupants et le taux de renouvellement d'air.

- **Paramètres architecturaux:**

Hauteur de la maison	2.8 m
Surface de la maison	120 m
Volume de la maison	336 m ³

- **Coordonnées géographiques du site:**

Latitude (ϕ)	33.790
Longitude (L)	2.883
Altitude	754m
Albédo	0.2

III.4 Bilan des déperditions thermiques [2]:

Le calcul des pertes thermiques à travers l'enveloppe du bâtiment est réalisé conformément à la réglementation thermique algérienne D.T.R C3.2:

Les déperditions totales D pour un logement, sont données par :

$$D = D_T + D_R \quad (\text{III.1})$$

Où: - D_T (en $W/^\circ C$) représente les déperditions par transmission,

D_R (en $W/^\circ C$) représente les déperditions par renouvellement d'air.

III.4.1 Déperditions par transmission:

Les déperditions par transmission (D_T)i d'un volume i sont données par :

$$D_T = D_S + D_{li} + D_{sol} + D_{inc} \quad (\text{III.2})$$

D_S (en $W/^\circ C$) représente les déperditions surfaciques à travers les parties courantes des parois en contact avec l'extérieur;

D_{li} (en $W/^\circ C$) représente les déperditions à travers les liaisons;

D_{sol} (en $W/^\circ C$) représente les déperditions à travers les parois en contact avec le sol

D_{inc} (en $W/^\circ C$) représente les déperditions à travers les parois en contact avec les locaux non chauffés.

III.4.1.1 Déperditions surfaciques [5]:

Les déperditions surfaciques par l'enveloppe de la maison sont calculées comme suit :

$$D_S = D_m + D_{po} + D_f + D_p + D_t \quad (\text{III.3})$$

D_m : Déperdition par le mur extérieur

D_{po} : Déperditions par les portes

D_f : Déperditions par les fenêtres

D_p : Déperditions par le plancher

D_t : Déperditions par le toit

- **Calcul des résistances thermiques :**

a) Mur extérieur de 30 m :

Il est constitué de cinq couches de l'intérieur vers l'extérieur comme suit :

Désignation	Epaisseur (m)	λ [W/m.c°]	Rth [m ² .c°/w]
mortier en ciment	0.025	1.4	0.018
brique creuse	0.1	0.48	0.21
Lame d'air	0.05	-	0.16
brique creuse	0.15	0.48	0.31
mortier en ciment	0.025	1.4	0.018
			$\Sigma R_{th}=0.716$

b) Placher bas:

Il est constitué de cinq couches du haut vers le bas comme suit :

Désignation	Epaisseur (m)	λ [W/m.c°]	Rth [m ² .c°/w]
Carrelage	0,02	0,54	0,037
chape de ciment	0,03	1,4	0,021
Béton plein	0.05	1.75	0,029
Parpaing	0.15	-	0,14
mortier de ciment	0.025	1.4	0.018
			$\Sigma R_{th}=0,254$

C) plancher haut (toiture)

Elle est constituée de cinq couches du haut vers le bas comme suit :

Désignation	Epaisseur (m)	λ [W/m.c°]	Rth [m ² .c°/w]
Carrelage	0,02	0,54	0,037
chape de ciment	0,03	1,4	0,021
Béton plein	0.05	1.75	0,029

Parpaing	0.15	-	0,14
mortier de ciment	0.025	1.4	0.018
			$\Sigma R_{th}=0,254$

- **Calcul du coefficient de transmission surfacique de la maison:**

a) Calcul du coefficient de transmission surfacique du mur extérieur (Km)

Le coefficient K est donné par la formule suivante :

$$\frac{1}{K_m} = \sum R + \frac{1}{h_e} + \frac{1}{h_i} \quad (m^2 \cdot ^\circ C / W) \quad \text{(III.4)}$$

Donc:

$$\frac{1}{K_m} = \sum R_{mur} + \frac{1}{h_e} + \frac{1}{h_i}$$

Où:

- $\sum R$ (exprimée en $m^2 \cdot ^\circ C / W$) représente la somme des résistances thermiques des différentes couches de matériaux composant la paroi. La détermination de la résistance thermique d'une couche dépend de la nature du matériau, notamment de son caractère homogène ou hétérogène.
- $\frac{1}{h_e} + \frac{1}{h_i}$ (en $m^2 \cdot ^\circ C / W$) représente la somme des coefficients d'échange superficiel, prise conformément aux conventions adoptées .

D'après DTR C3.2, une paroi en contact avec l'extérieur + Mur latéral angle >60° on a :

$$\frac{1}{h_e} + \frac{1}{h_i} = 0.17 \text{ m}^2\text{C/W}$$

Pour le mur extérieur de 30 m

$$\frac{1}{K_m} = 0.176 + 0.17 = 0.886$$

$$K_m = 1.13 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

b) coefficient de transmission surfacique des portes et des fenêtres:

Les valeurs du coefficient de transmission surfacique des portes et fenêtres sont:

Portes et fenêtres	K [w/m ² .C°]
Les portes opaques extérieures en bois	3,5
Les fenêtres extérieures en bois	2,55

On néglige le calcul du coefficient K du plancher et la toiture car on n'a pas un transfert de chaleur.

Donc les déperditions surfaciques par l'enveloppe de la maison sont calculées comme suit :

$$D_s = D_m + D_{po} + D_f = K_m S_m + K_{po} S_{po} + K_f S_f \quad (\text{III.5})$$

Avec :

K_m , K_{po} et K_f : sont les coefficients de transmission surfacique des murs extérieurs, des portes et des fenêtres.

S_m , S_{po} et S_f : sont les surfaces des murs extérieurs, des portes et des fenêtres.

III.4.1.2 Déperditions à travers les ponts thermiques :

Les déperditions dues aux ponts thermiques dans l'ensemble du logement peuvent être estimées à 20 % des pertes par transmission surfacique à travers les parois, soit :

$$D_{it} = 0.2 D_s \quad (\text{III.6})$$

III.4.1.3 Déperditions à travers les parois en contact avec des locaux non chauffés :

Toutes les pièces de la maison étant chauffées, les déperditions thermiques à travers les parois en contact avec des locaux non chauffés sont considérées comme nulles

$$D_{inc} = 0 \text{ W/}^\circ\text{C}$$

III.5 Déperditions par renouvellement d'air [5] :

La ventilation assure le renouvellement de l'air indispensable à la santé des occupants. Les déperditions thermiques liées au renouvellement d'air dans un logement s'expriment par la formule suivante :

$$D_R = 0.34 \times (Q_V + Q_S) \quad (\text{III.7})$$

Où : - 0,34 (en Wh/m³°C) est la chaleur volumique de l'air ;

Q_v: (En m³ /h) est le débit spécifique de ventilation ;

Q_s: (en m³ /h) est le débit supplémentaire par infiltrations dues au vent.

Dans notre cas on considère que le débit supplémentaire par infiltrations dues au vent est négligeable $Q_S=0$

Le débit spécifique de ventilation pour un logement est donné par la formule suivante :

$$Q_v = \text{Max} [0,6 \times V_h; Q_{vréf}]$$

Où :

- V_h (en m^3) désigne le volume habitable ;

- $Q_{vréf}$ (en m^3/h) désigne le débit extrait de référence.

Le débit extrait de référence é est donné par la formule suivante

$$Q_{vréf} = \frac{5Q_{vmin} + Q_{vmax}}{6}$$

Où :

- Q_{vmax} (en m^3/h) est le débit extrait maximal de référence,

- Q_{vmin} (en m^3/h) est le débit extrait minimal de référence.

Les valeurs du débit extrait minimal de référence Q_{vmin} , en fonction du nombre de pièces principales du logement, sont données dans le tableau suivant.

Nombre de pièces Principales	1	2	3	4	5	> 5
Q_{vmin}	25	50	75	100	110	On ajoute 10 /h par pièce supplémentaire

Tableau III.1 : Les valeurs de débit extrait minimal de référence

Notre logement est composé 4 pièces principales.

Donc :

$$Q_{vmin} = 100m^3/h$$

Le débit extrait maximal de référence Q_{vmax} est la somme des débits extraits de chaque pièce de service du logement, dont les valeurs sont données dans le tableau suivant :

Nombre de pièces principales par logement	Q_{vmax} en m^3/h			
	Cuisine	Salle de bains	Autre salle d'eau	Cabinet d'aisance
1	75	15	15	15
2	90	15	15	15
3	105	30	15	15
4	120	30	15	30
5 et plus	135	30	15	30

Tableau III.2 : les valeurs de débit extrait maximal de référence

Donc : $Q_{vmax} = 120 + 30 + 15 + 30 = 195 \text{ m}^3/h$

Volume habitable : $V_h = 336 \times 0.6 = 201.6 \text{ m}^3$

$Q_V = \text{Max} [201.6 ; 115.83] = 201.6 \text{ m}^3/h$

III.6 Contrôle et estimation des déperditions de référence:

III.6.1 vérifications réglementaire :

Les déperditions par transmission D_T du logement doivent vérifier :

$$D_T \leq 1,5D_{réf} \quad \text{(III.8)}$$

Où :

- D_T (en W/°C) représente les déperditions par transmission du logement,
- $D_{réf}$ (en W/°C) représente les déperditions de référence.

III.6.2 Calcul déperditions de reference :

Les déperditions de référence $D_{réf}$ sont calculées par la formule suivante :

$$D_{réf} = a \times S_1 + b \times S_2 + c \times S_3 + d \times S_4 + e \times S_5 \quad \text{(III.9)}$$

Les surfaces S_i (en m²) représentent les parois en contact avec l'extérieur, les combles, les vides sanitaires, les locaux non chauffés ou le sol. Elles incluent le plancher bas (y compris ceux situés au-dessus de locaux non chauffés), la toiture, les murs, les portes, les fenêtres et les portes-fenêtres. Ces surfaces sont mesurées à partir de l'intérieur des pièces. Pour les fenêtres et portes-fenêtres, les dimensions retenues correspondent au contour de l'ouverture pratiquée dans le mur.

Les coefficients **a**, **b**, **c**, **d** et **e** (exprimés en W/m².°C) sont indiqués dans le tableau ci-dessous. Ils varient en fonction de la nature du logement et de la zone climatique.

zone	Logement individuel					Logement en immeubles collectif				
	a	b	c	d	e	a	b	c	d	e
A	1.10	2.40	1.40	3.50	4.50	1.10	2.40	1.20	3.50	4.50
B	1.10	2.40	1.20	3.50	4.50	0.90	2.40	1.20	3.50	4.50
B'	1.10	2.40	1.20	3.50	4.50	0.90	2.40	1.20	3.50	4.50
C	1.10	2.40	1.20	3.50	4.50	0.85	2.40	1.20	3.50	4.50
D	2.40	3.40	1.40	3.50	4.50	2.40	3.40	1.40	3.50	4.50
D'	2.40	3.40	1.40	3.50	4.50	2.40	3.40	1.40	3.50	4.50

Tableau III.3 : les coefficients de déperditions de référence

Selon DTR C3-2 Laghouat (commune laghouat) situé : zone climatique **D**

Pour une logement individuel les coefficients de déperditions est :

a = 2.40 , b = 3.40 , c = 1.40 , d = 3.50 , e = 4.50

III.7 Évaluation des besoins en chauffage [5,2]:

III.7.1 Calcul de la puissance de chauffage :

La puissance de chauffage Q nécessaire pour un logement est donnée par :

$$Q = (T_{bi} - T_{be}) \times [((1 + \text{Max}(C_r ; C_{in})) \times D_T + (1 + C_r) \times D_R)] \quad \text{(III.10)}$$

Ou :

T_{bi} : (en °C) représente la température intérieure de base,

T_{be} : (en °C) représente la température extérieure de base,

D_R : (en W/°C) représente les déperditions par renouvellement d'air du logement,

D_T : (en W/°C) représente les déperditions par transmission du logement,

C_r : (sans dimension) est un ratio estimé des pertes calorifiques dues au réseau de tuyauteries éventuel,

C_{in} : (sans dimension) représente un coefficient de surpuissance

D'après DTR C3-2 :

- Le coefficient C_{in} prend les valeurs suivantes :

- 0,10 en cas de chauffage continu,

- 0,15 en cas de chauffage discontinu, et dans le cas d'une construction dont la classe d'inertie est "faible" ou "moyenne",

- 0,20 en cas de chauffage discontinu, et dans le cas d'une construction dont la classe d'inertie est "forte".

Nous sommes dans le cas d'un chauffage continu, $C_{in} = 0,10$

- Le coefficient C_r prend les valeurs suivantes :

- 0 pour les installations de type "chauffage individuel",

- 0,05 pour les installations de type "chauffage central" dans lesquelles toutes les tuyauteries sont calorifugées,

- 0,10 pour les installations de type "chauffage central" dans lesquelles les tuyauteries sont calorifugées seulement dans les zones non chauffées,

- 0,20 pour les installations de type "chauffage central" dont le réseau de tuyauteries n'est pas calorifugées.

Nous sommes dans le cas d'un chauffage individuel, $C_r = 0$

III.8 Évaluation des besoins en eau chaude sanitaire:

La consommation d'eau chaude sanitaire à 50 °C varie en fonction des habitudes des occupants, du type de famille et du nombre de personnes. Elle peut être définie comme suit [3]

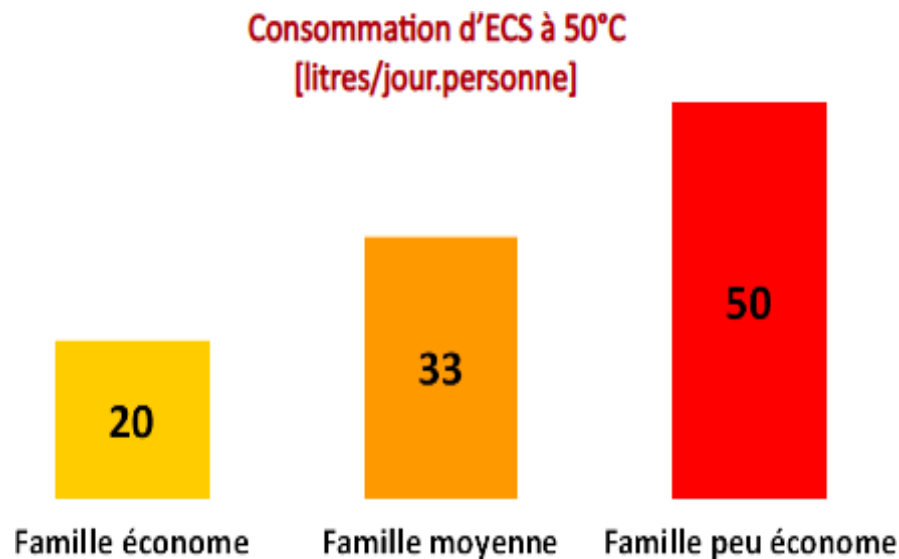


Figure III.2: Consommation d'eau chaude par jour en fonction de type de famille

Le calcul des besoins en énergie pour l'eau chaude sanitaire dépend du type de système utilisé (avec ou sans stockage) et du volume d'eau à chauffer. Dans cet exemple, une consommation de 50 litres par jour, correspondant à une famille peu économe, est retenue. Un profil de consommation de type méditerranéen est adopté, avec des valeurs exprimées en moyennes mensuelles pour tenir compte des variations saisonnières.

La quantité d'énergie réellement nécessaire à la production d'eau chaude sanitaire correspond à l'énergie requise pour élever la température d'un certain volume d'eau, de la température initiale de l'eau froide jusqu'à la température finale souhaitée. Si V_1 représente le

volume d'eau chaude à produire et T_h la température demandée d'eau chaude, tous deux fixés par l'utilisateur, alors la quantité d'énergie E_{ECS} nécessaire, peut être déterminée par la formule suivante [5] :

$$E_{ECS} = C_P \rho V_1 (T_h - T_C) \quad \text{(III.11)}$$

C_P : est la capacité calorifique de l'eau, ρ sa masse volumique

T_C : La température de l'eau froide., V_1 : le volume d'eau chaude .

III.8.1 La surface de captation du système [4] :

La surface de captation du système est calculée par la formule suivante:

$$S_{ca} = \frac{\text{besoin chauffage} + \text{besoin ESC}}{PSU} \times 0.6 \quad \text{(III.12)}$$

TCS : taux de couverture solaire = 0,6

PSU : puissance solaire utile qui est égale : $PSU = G_{globale} \times \eta_{capture}$

Q_s : Besoin de chauffage [kWh]

$G_{globale}$: Irradiation solaire absorbé par le capteur [W/m^2]

η_{capture} : est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{\text{capture}} = a_0 - a_1 \frac{\Delta T}{I_T} - a_2 \frac{\Delta T^2}{I_T} \quad \text{(III.13)}$$

a_0 : Rendement optique du capteur.

a_1 : Conductance globale du capteur.

a_2 : Negative of the second-order coefficient in collector efficiency equation

ΔT : Difference de temperature

I_T : Radiation global

III.9. Calcul des besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire:

III 9.1. Calcul des besoins en chauffage :

A partir de l'équation (III.4) on va calculer le coefficient de déperdition thermique par l'enveloppe de la maison.

- La surface du mur extérieur est égale à 72 m²
- La surface des fenêtres cotées extérieures est égale à 9 m²
- La surface des portes cotées extérieures est égale à 3 m²
- Le volume du logement est égal à 336 m³

$$K_m = 1.13 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C} , K_{po} = 3.5 \text{ w/}^\circ\text{C} , K_f = 2.55 \text{ w/}^\circ\text{C}$$

- Les déperditions surfaciques :

D'après l'équation(III.5) : $D_s = 114.87 \text{ w/}^\circ\text{C}$

- Les déperditions à travers les ponts thermiques :

D'après l'équation(III.6) : $D_{ti} = 22.96 \text{ w/}^\circ\text{C}$

- Déperditions par renouvellement d'air :

D'après l'équation (III.7) : $D_R = 68.54 \text{ w/}^\circ\text{C}$

- Vérifications réglementaire :

D'après les équations (III.8) et (III.9) on a trouvé :

$$D_{réf} = 841.8 \text{ w/}^\circ\text{C} \quad D_T = 283.04 \text{ w/}^\circ\text{C}$$

- Calcul la puissance de chauffage :

D'après l'équation(III.10) on a trouvé la puissance de chauffage est :

$$Q = (25 - 10) \times [(1 + 0.1) \times 283.04 + (1) \times 68.54] = 5698.68 \text{ watt}$$

III 9.2.Calcul des besoins de l'eau chaude sanitaire :

D'après l'équation (III.11) :

$$E_{ECS} = 4200 \times 1 \times \frac{250}{24} (50 - 10) = 11,67 \text{Kwh/j} = 350,1 \text{ kwh/mois} = 486,27 \text{ watt}$$

- La surface de captation du système:

Le calcul de la surface de captation est fait à partir de l'équation (III.12)

On va prendre les valeurs maximales des besoins en eau chaude sanitaire.

$$S_{ca} = \frac{350,1}{225,15 \times 0.50} \times 0.6 = 1.9 \text{ m}^2 \approx 2 \text{ m}^2$$

Conclusion:

Ce chapitre expose l'évaluation des besoins énergétiques liés au chauffage en période hivernale ainsi qu'à la production d'eau chaude sanitaire pour un foyer de cinq personnes, conformément à la réglementation DTR C3.2. Ces calculs constituent une base essentielle pour le dimensionnement optimal du système de chauffage solaire.

Références bibliographiques

- [1] Mr Reddah Takieddine, Etude et dimensionnement d'un système solaire combiné Application: Logement individuel type F3 à Batna Soutenu le 15/02/2015.
- [2] Règlementation thermique des bâtiments d'habitation, Règles de calcul des déperditions calorifiques, Fascicule 1, D.T.R. C-32.
- [3] Ashrae Handbook, Fundamentals, Energy Estimating Methods, 1993.
- [4] Document, 'Bonn, (AFP)', 04 juin 2004.
- [5] Talbi Fouzia, Bechekour Rima , " Etude et dimensionnement d'un système de chauffage solaire Application au logement individuel type F3 à Bouira".Mémoire de Master Remis le 10/10/2017.

Chapitre IV
**Simulation sous TRNSYS et interprétation
des résultats**

IV.1 Introduction :

Dans le cadre de notre travail, nous allons réaliser une simulation thermique d'un prototype de chauffe-eau solaire à circulation forcée, destiné à un site situé à **Laghaout**, à l'aide du logiciel de simulation dynamique **TRNSYS 16**. L'objectif est de simuler les besoins en eau chaude sanitaire en utilisant les données issues de nos calculs effectués par méthode analytique, en considérant l'énergie solaire comme unique source de chaleur.

IV.2 Présentation TRNSYS 16 [1]:

TRNSYS est un outil de simulation thermique et énergétique avancé, développé en 1975 pour concevoir et analyser des systèmes complexes tels que le chauffage solaire ou les bâtiments multi-zones. Il repose sur une architecture modulaire en blocs, permettant de connecter divers composants afin de simuler le comportement global d'un système.

Le logiciel comprend une vaste bibliothèque de modèles prêts à l'emploi : capteurs solaires, réservoirs, échangeurs de chaleur, régulateurs, etc., avec la possibilité d'ajouter des composants personnalisés. **TRNSYS Studio** sert d'interface pour lier ces éléments et exécuter des simulations temporelles précises.

Sa force réside dans sa capacité à analyser en détail les performances thermiques et énergétiques au fil du temps, faisant de TRNSYS un outil incontournable pour les ingénieurs et chercheurs dans l'optimisation des systèmes énergétiques

IV.3 Modélisation :

IV.3.1 Météonorm:

Le logiciel Météonorm fournit à TRNSYS des données climatiques horaires sur une année complète. En l'absence de station météorologique sur un site donné, Météonorm peut estimer les conditions climatiques locales par interpolation entre plusieurs stations environnantes.

Donnée de notre site étudié :

Latitude [°] = 33.790, Longitude [°] = 2.883, Altitude [m] = 754m

Température : période nouvelle = 2000-2019 , Rayonnement : période vieille= 1996-2015

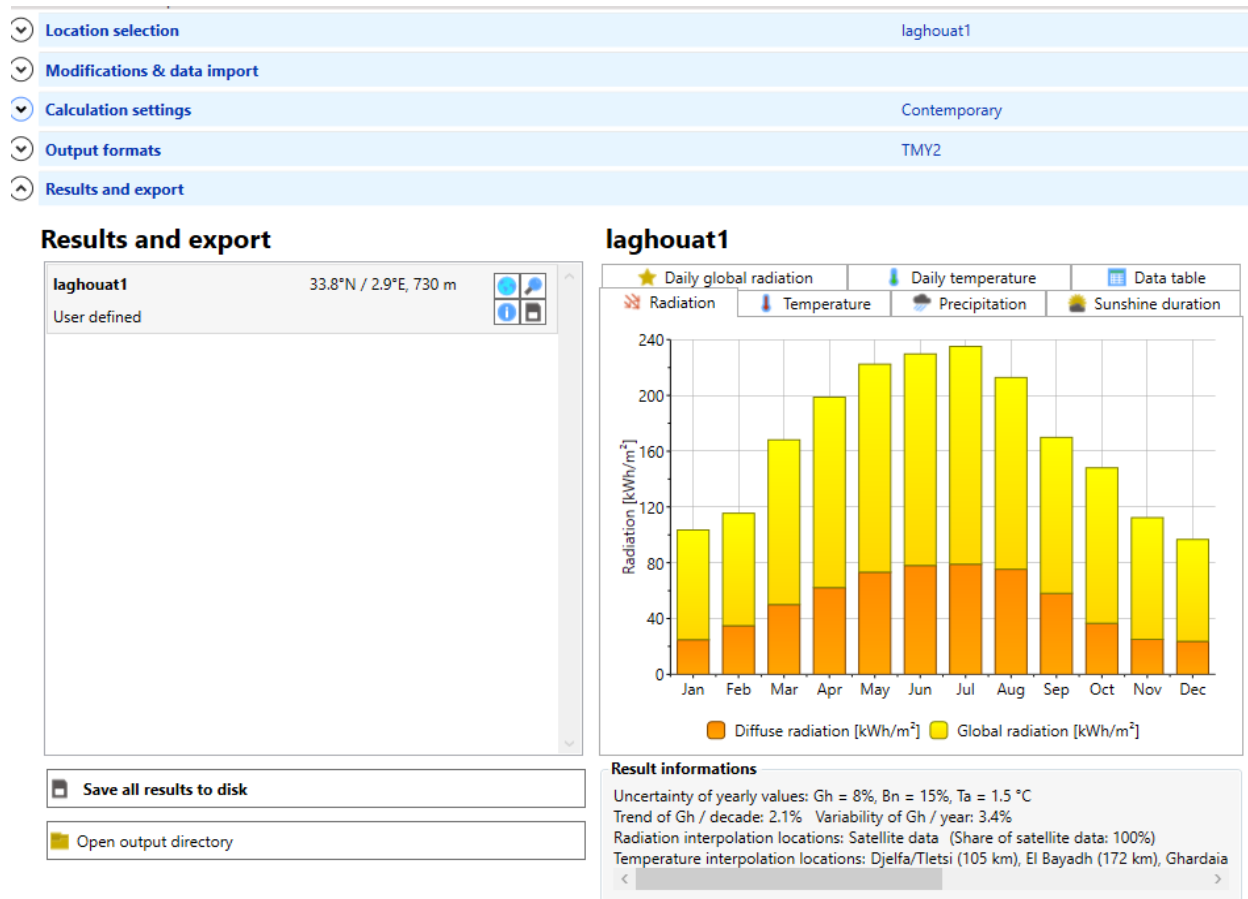


Figure IV.1: Vue d'ensemble de l'interface de Météonorm

IV.3.2 Présentation du modèle de l'installation [2,3]:

Afin de comparer nos résultats avec ceux obtenus dans le mémoire de Bouira, nous avons procédé à la simulation des mêmes éléments de base, en nous appuyant sur un travail applicatif similaire. Cette démarche nous a permis de reproduire les conditions expérimentales de Bouira tout en intégrant nos propres paramètres climatiques et de fonctionnement spécifiques à la région de Laghouat. Après avoir collecté les données nécessaires à la modélisation, il est essentiel de sélectionner les composants appropriés parmi les bibliothèques proposées par TRNSYS16 La modélisation du système solaire comprend plusieurs éléments clés:

Les données climatiques du site de Laghouat seront également lues et traitées pour alimenter la simulation. Les composants TRNSYS utilisés dans cette modélisation sont :

- Meteonorm (Type 109-TMY2) : données climatiques horaires,
- Pompe (Type 3b),
- Cuve de stockage (Type 6),
- Panneau solaire plan (Type 1b),
- Affichage des résultats (Type 65d),
- Impression des résultats
- Fonction de forçage (Type 14h),
- Intégrateur (Type 24).

IV.3.2.1 Description de différentes composantes de ce système [2,3]:

1. Type109-TMY2: Fichier météo et irradiation solaire permet de simuler les conditions météorologiques d'une ville spécifique, en calculant l'irradiation résultante sur les capteurs en fonction de leur orientation et de leur inclinaison.

2. Type3b: Pompe

représente une pompe simple avec un débit imposé, assurant la circulation du fluide dans le système.

3. Type1b: Collecteur plat (efficacité quadratique) modélise les performances thermiques de divers types de collecteurs solaires, en utilisant un modèle basé sur l'efficacité quadratique.

4. Type 6 : Chauffage auxiliaire

composant modélise un chauffage auxiliaire destiné à élever la température d'un flux. Il peut être contrôlé de manière interne, externe, ou par une combinaison des deux. La puissance thermique ajoutée au fluide est limitée à une valeur maximale Q_{max} , spécifiée par l'utilisateur.

5. Type 65d : Traceur en ligne

composant graphique permet d'afficher en temps réel certaines variables du système à des intervalles prédéfinis. Il est fortement recommandé car il fournit un retour visuel immédiat, permettant de vérifier si le système fonctionne correctement (outil d'affichage graphique).

6. Imprimante;

composant est utilisé pour enregistrer (ou "imprimer") les valeurs des variables du système à des intervalles définis dans le temps. Il facilite l'analyse a posteriori des résultats de la simulation.

7. Type 14h : Fonction de forçage dépendante du temps

Dans une simulation transitoire, ce composant génère une fonction de forçage temporelle caractérisée par un motif répétitif. Il permet d'introduire un signal périodique ou une contrainte temporelle dans le système simulé..

8. Type 24 : Intégrateur de quantité

Ce composant simule un équipement physique capable d'intégrer les débits d'énergie sur une période donnée. Il est utilisé pour calculer les quantités cumulées dans une simulation, par exemple l'énergie totale transférée.

9. Equa:

- Créer des variables intermédiaires calculées à partir de résultats issus d'autres composants (types) ;
- Réaliser des transformations mathématiques simples sur des variables existantes (somme, moyenne, maximum, multiplication, etc.) ;
- Et pour varier les debit el l'angle d'inclinaison.

IV.3.2.2 Ajout de composants et configuration

a) Lecture et traitement des données météorologiques

Nous devons charger les données climatiques pour Laghouat (Algérie, Afrique), disponibles dans la base de données générée avec Meteonorm. Ces fichiers utilisent le format TMY2. Pour cela, sélectionnez le Type 109 avec le format approprié en allant dans :
Format standard \ TMY2

b) Système solaire :

Les composants à ajouter sont :

1. Pompe (Type 3b)
 - Configuration : définir le débit maximal (paramètre 1) à 50 kg/h
2. Chauffage auxiliaire (Type 6)
 - Configuration : définir la puissance maximale (paramètre 1) à 5500 kJ/h et les pertes 3kj/h.k
3. Collecteur solaire (Type 1b)

c) Composantes utilitaires :

1. Forçage temporel (Type 14h)

- Ce composant générera un signal variable dans le temps pour contrôler la pompe.

2. Intégrateur de quantité (Type 24)

- La configuration par défaut intègre les entrées sur toute la durée de la simulation.
- Nous devons modifier l'onglet d'entrée pour ajouter 2 entrées, ce qui mettra automatiquement à jour le nombre de sorties.

3.Traceur en ligne (Type65d)

- Catégorie : Output \ Online Plotter \ Plotter en ligne sans fichier
- Paramètres :
 - Tracer 3 variables sur l'axe gauche (plage : [-20 ; 70], températures).
 - Tracer 2 variables sur l'axe droit (plage : [0 ; 5500], Énergie utile).

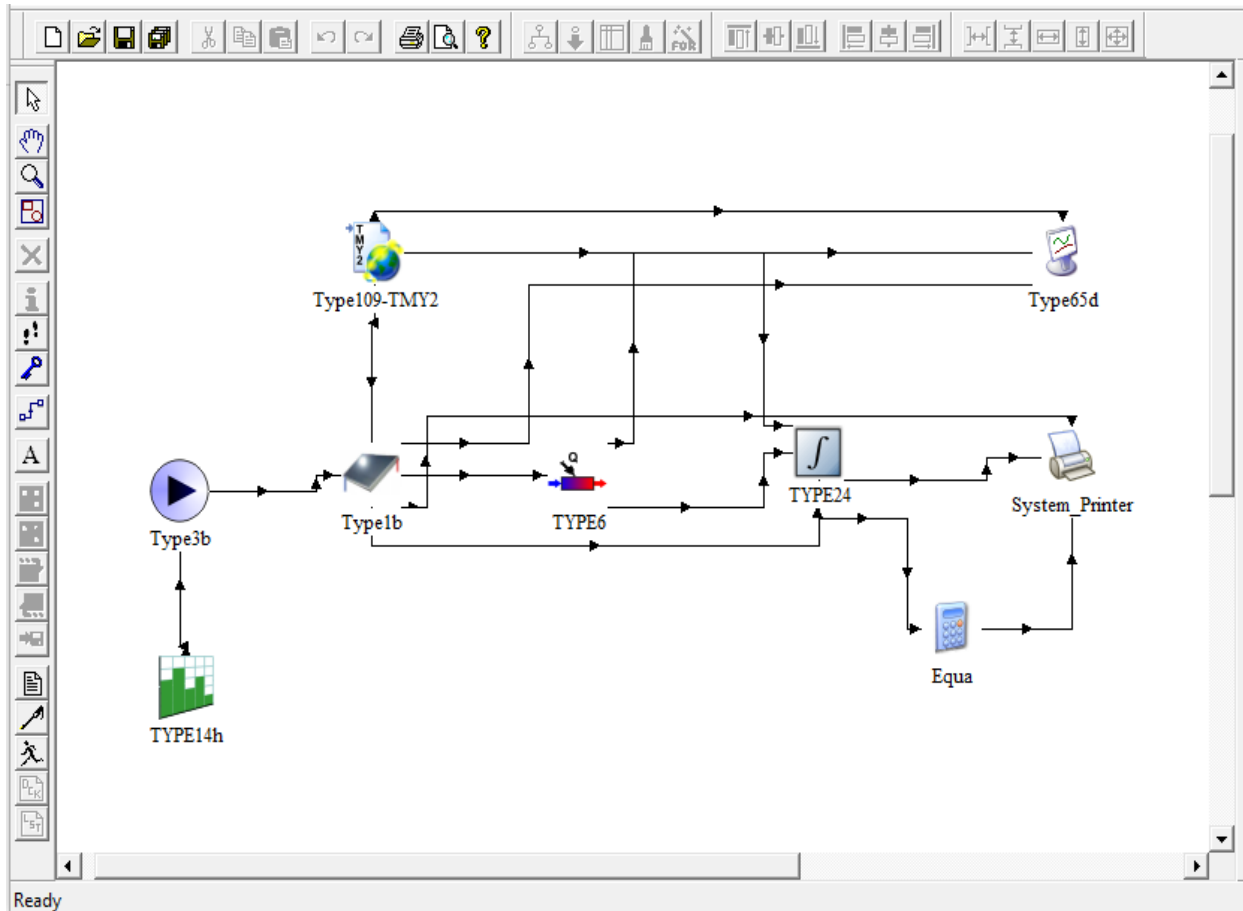


Figure IV.1: Schéma de modélisation sous TRNSYS16

IV.4 Simulation :

La couverture des besoins en eau chaude et chauffage dépend de la taille du logement, de l'isolation et du nombre d'occupants. Pour une efficacité optimale, les capteurs solaires doivent fonctionner à basse température. Le choix de l'énergie d'appoint impose aussi des contraintes, d'où la nécessité de concevoir un système solaire à la fois performant, économique et fiable.

IV.4.1 Les Étapes de la simulation [4]:

En se basant sur le travail pratique 3 [4] , et compte tenu du fait que les deux principaux indicateurs discutés dans le domaine de l'exploitation de l'énergie solaire et du chauffage de l'eau " l'angle d'inclinaison et le débit".

IV.4.1.1 Importation des données climatiques:

À cette étape, un fichier météorologique (souvent au format TMY2 Métonorm) est introduit pour représenter les conditions climatiques du site d'étude (rayonnement solaire, température, vent...).

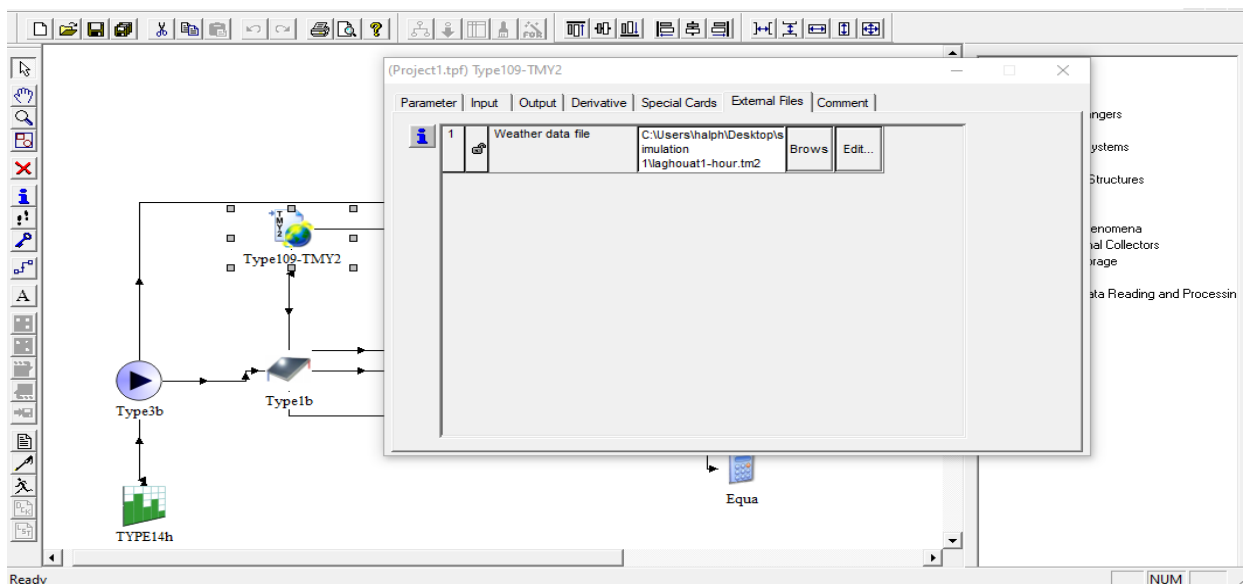


Figure IV.2: Importation des données climatiques

IV.4.1.2 Configuration entre les éléments:

Dans TRNSYS, la configuration des éléments (ou "Types") consiste à relier logiquement et physiquement les composants du système simulé (comme le capteur, la pompe, etc.). Chaque composant a des entrées, des sorties et des paramètres spécifiques.

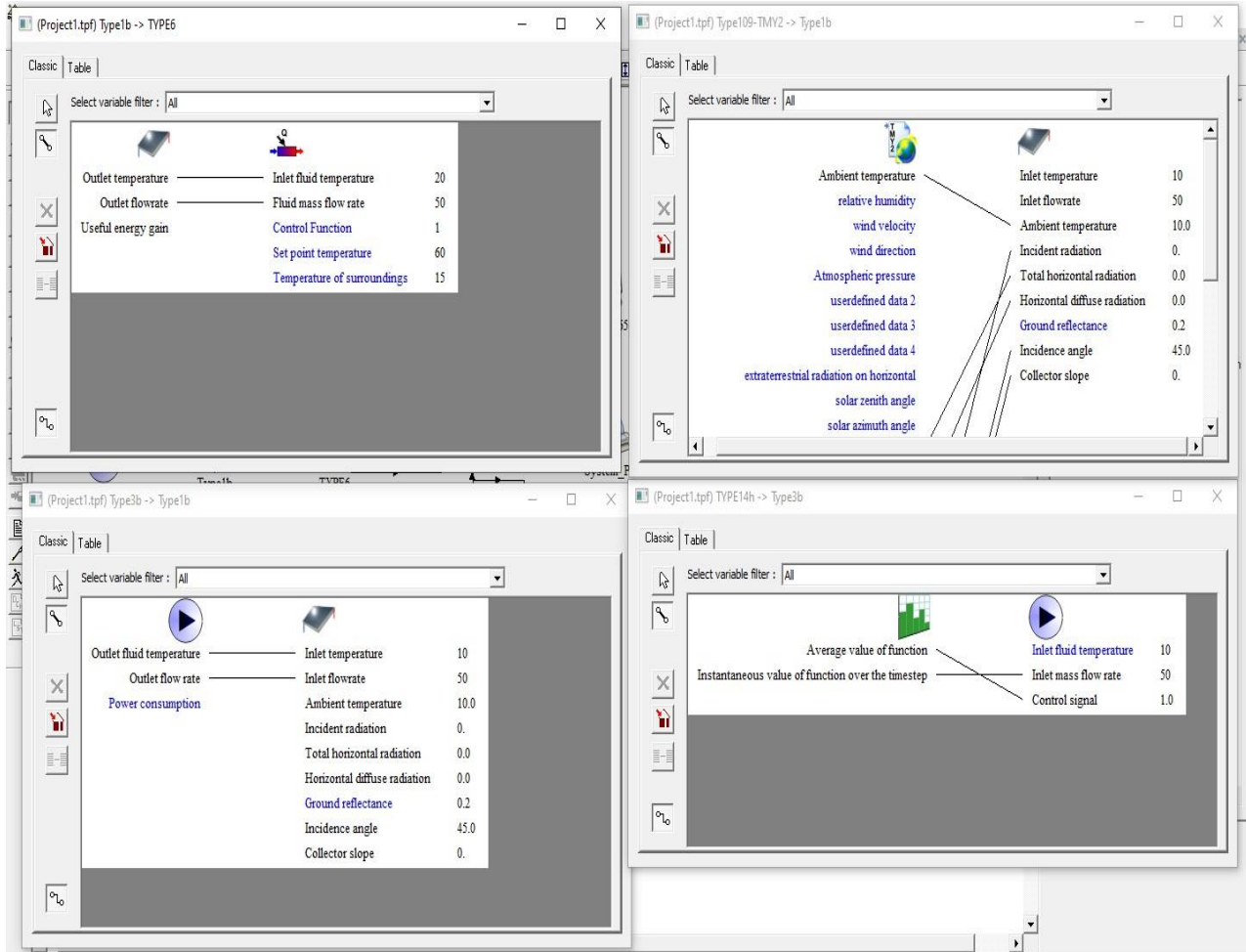


Figure IV.3: Configuration entre les éléments

IV.4.1.3 Définition des propriétés physiques des composants:

On paramètre les caractéristiques de chaque composant, telles que : surface du capteur, volume, débit de circulation, rendements. Ces valeurs influencent directement les résultats obtenus et changer étape par étape d'observer son impact sur l'Énergie mensuelle moyenne et la température de sortie, avant les modifications les résultats obtenus pour des valeurs estimées. La surface de captation solaire nécessaire pour couvrir les besoins en eau chaude sanitaire est estimée à 2m², en supposant un rendement capteur de 0,5. Ce dimensionnement est basé avec température de l'eau chaude max fixée à 50 °C et celle de l'eau froide à 10 °C et 30° d'inclinaison.

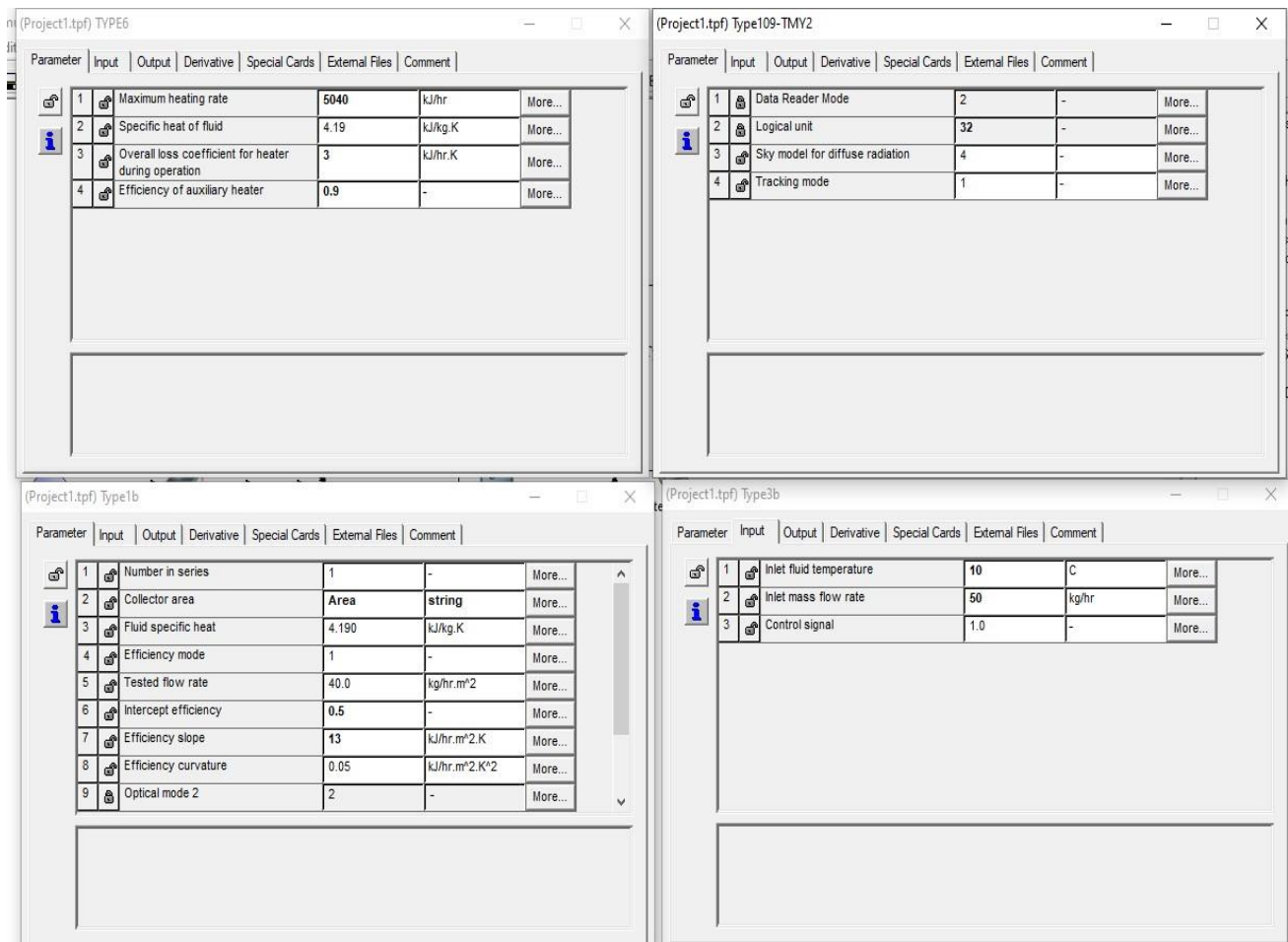


Figure IV.4: Définition des propriétés

IV.4.1.4 Définition de la durée de simulation:

Pour une étude mensuelle choisir une période représentative, 1er décembre au 31 décembre pour évaluer les performances en hiver. [8016-8760] h

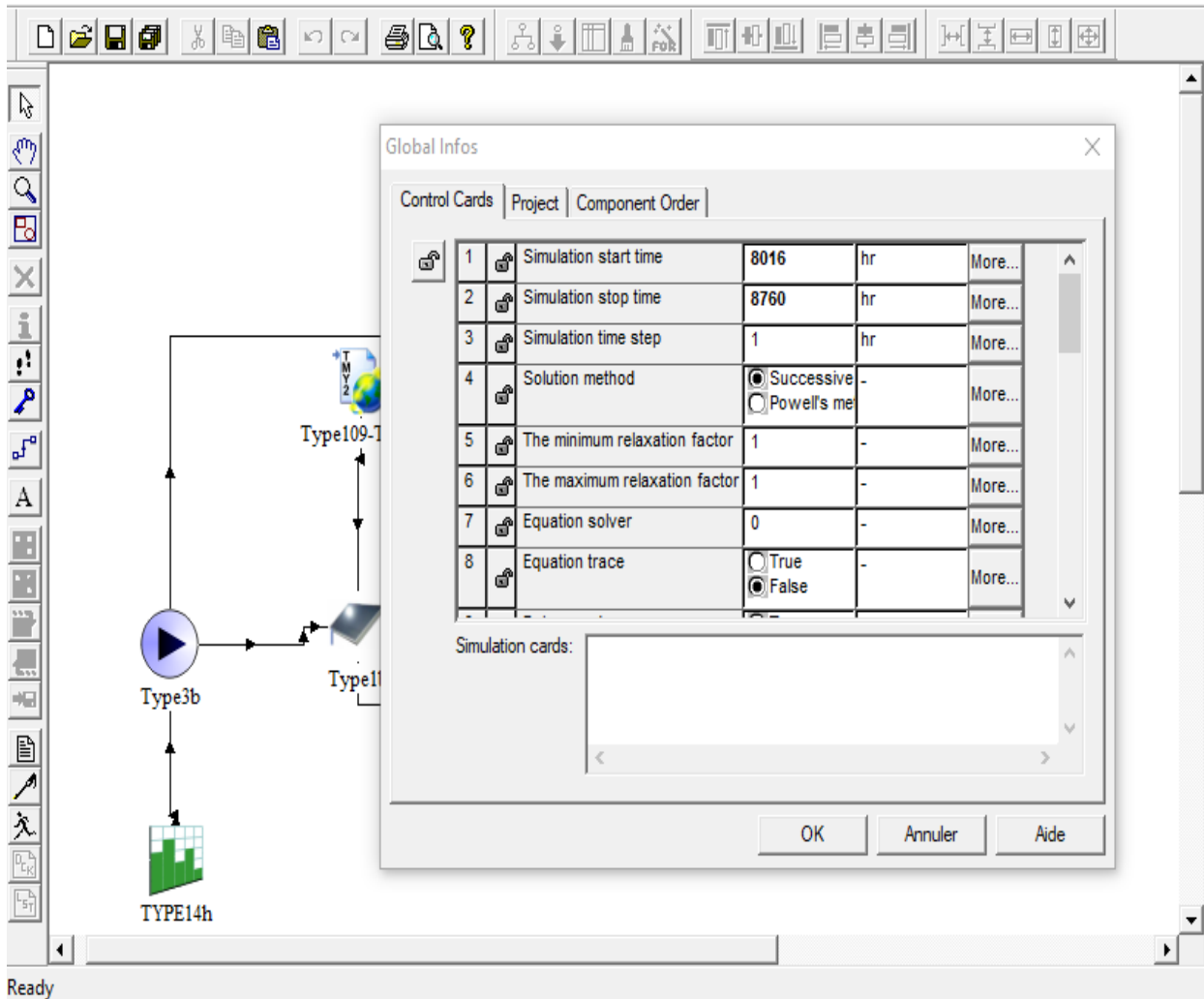


Figure IV.5: Modification de la durée de simulation [8016-8760] h

IV.4.1.5 Modification les valeurs min et max de l’affichage:

Cette étape permet de garantir une visualisation lisible et évite l’écrasement ou la perte d’informations si l’échelle automatique est mal ajustée. Lors de la configuration du composant Type 65 (Online Plotter) dans TRNSYS il est nécessaire de spécifier manuellement l’échelle de chaque courbe à tracer.

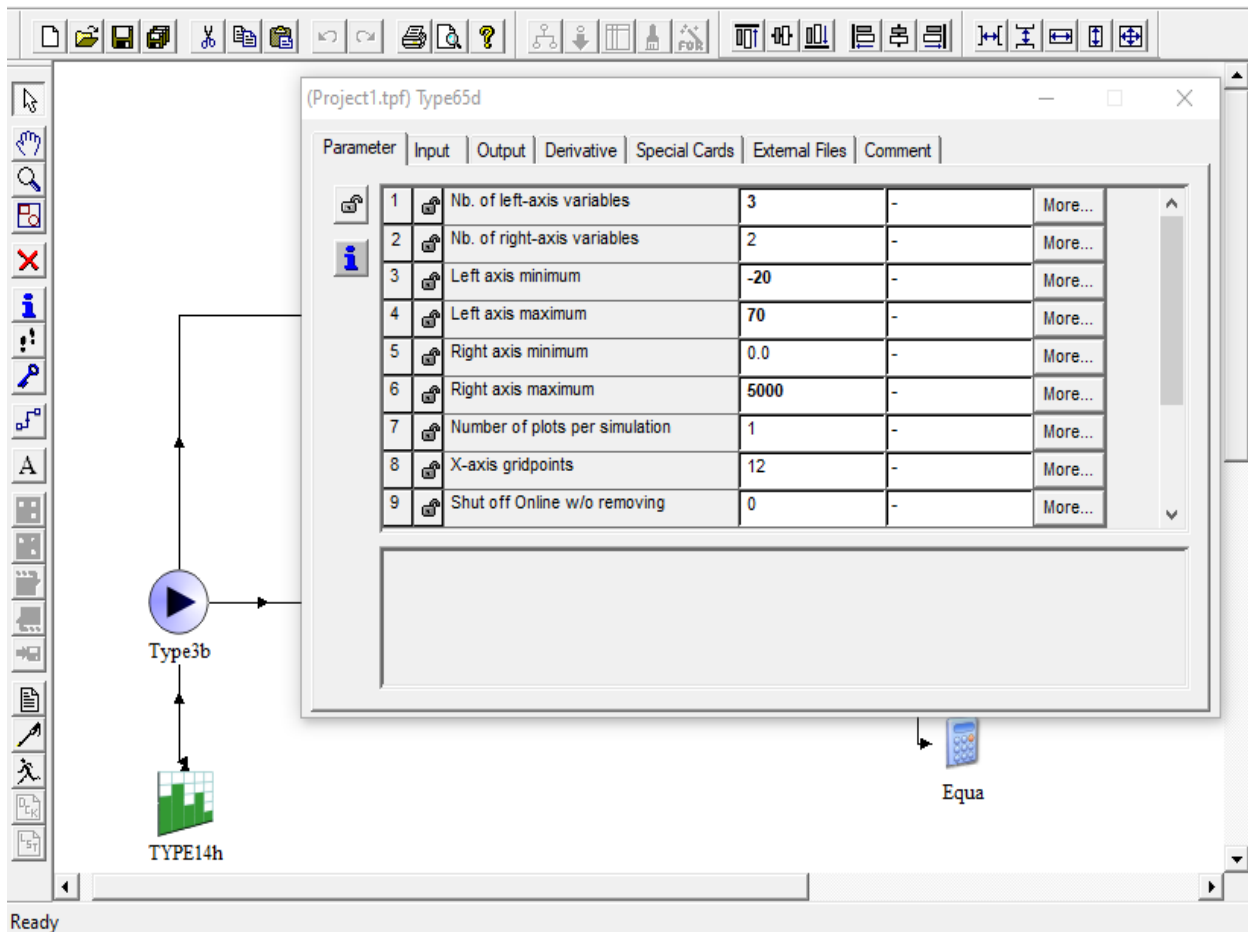


Figure IV.6: Modification des valeurs min et max de l’affichage

IV.4.1.6 Lancement de la simulation:

Une fois la configuration terminée, on clique sur le bouton Run pour lancer le modèle et exécuter les calculs en fonction des paramètres et des données saisies. sur une période choisie, Les résultats sont visualisés via TRNPlot et exportés vers Excel. Puis, nous extrayons les résultats et les traçons comme nous le verrons par la suite.

IV.4.2 Résultat de la simulation sous TRNSYS :

Dans le cadre de la comparaison avec le mémoire de Bouira, les résultats obtenus dans notre étude montrent une analyse plus approfondie de l'influence de l'angle d'inclinaison sur le rendement du capteur solaire La figure (IV.2) présente les résultats de la simulation concernant l'énergie thermique utilisée pour le chauffage de l'eau sanitaire durant le mois de décembre

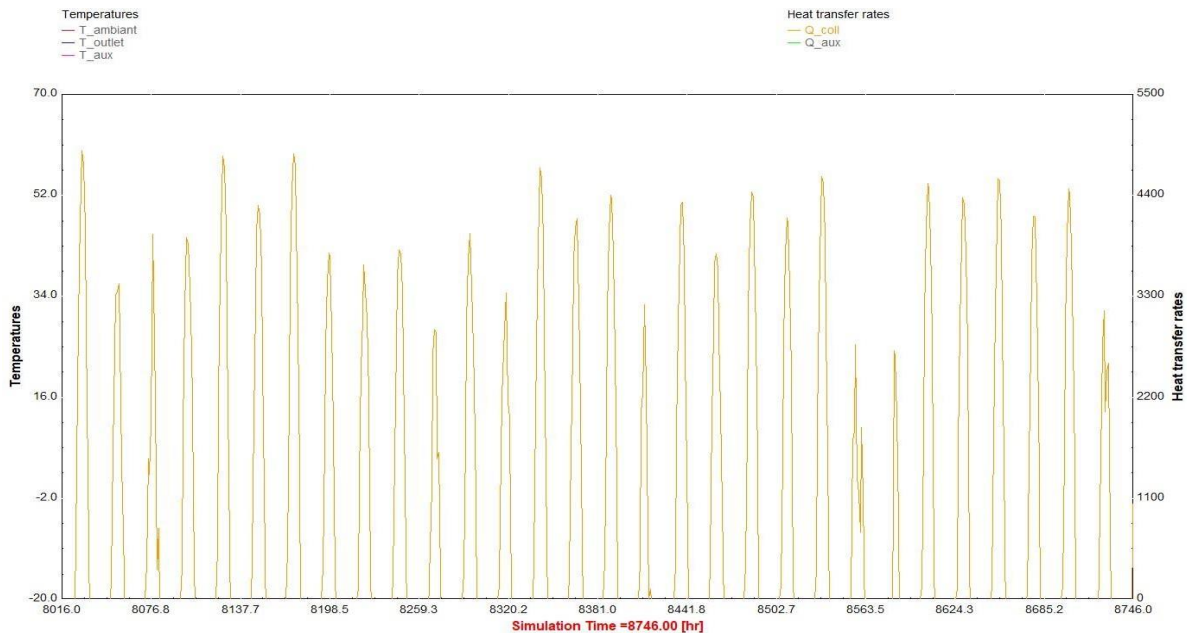


Figure IV.2: Évolution de l'énergie utile au mois de décembre [8016-8760] h

Il en ressort que l'énergie mensuelle moyenne calculée est d'environ 678,5 kWh, ce qui correspond à une puissance thermique moyenne horaire de 913 W sur mois decembre .

Cette valeur montre une contribution solaire significative même pendant les mois d'hiver, démontrant l'efficacité du système de captage avec une bonne inclinaison. D'un autre côté, en comparaison avec les résultats du calcul analytique présentés dans le chapitre III, on constate un écart notable. La puissance thermique moyenne obtenue par calcul analytique est de 486,27 W, contre 913 W pour la simulation, soit un écart d'environ 46,75 % par rapport à la valeur de référence simulée, **En comparaison avec les résultats obtenus dans le mémoire de Bouira [3] , un écart de 30 % a été constaté.** Les résultats confirment que TRNSYS, en intégrant les paramètres dynamiques réels, fournit une estimation fiable et représentative du rendement thermique du système.

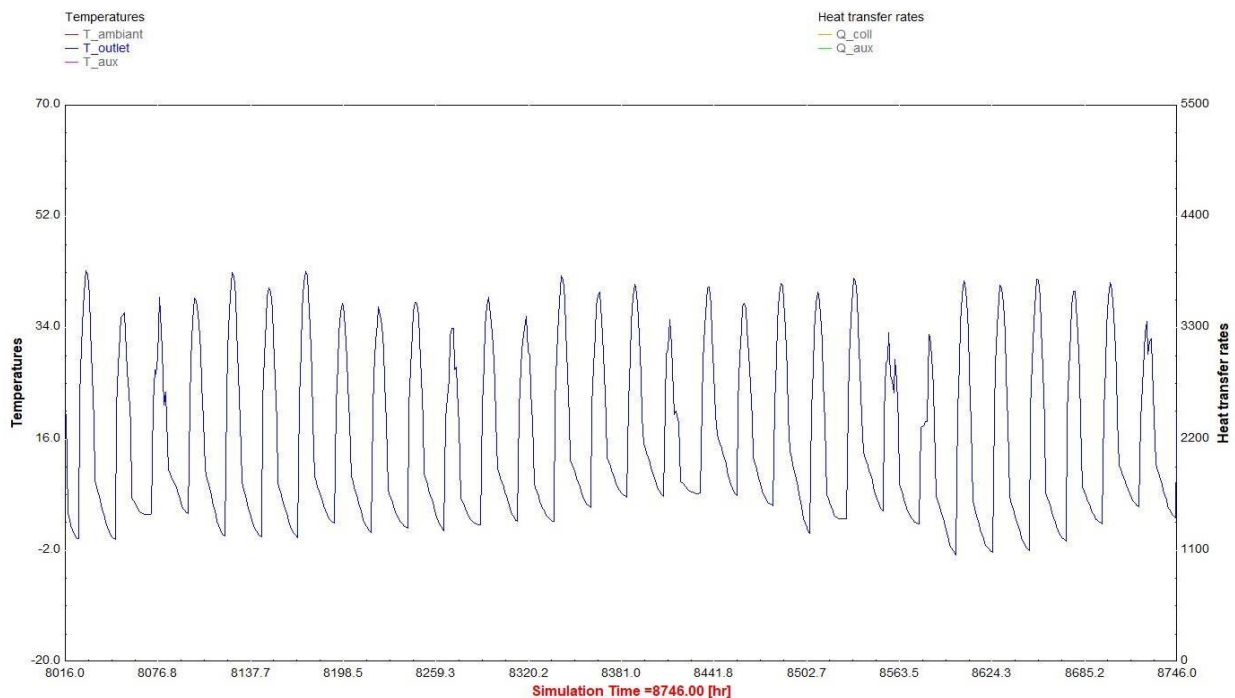


Figure IV.3: Variation de la température de sortie au mois de décembre [8016-8760] h

La température de sortie du capteur solaire montre une variation quotidienne régulière, augmentant durant la journée sous l'effet du rayonnement solaire et diminuant fortement la nuit. Cette fluctuation reflète une dépendance totale du système à l'énergie solaire, sans apport

thermique auxiliaire, soulignant ainsi la nature passive du système, sensible aux conditions climatiques journalières.

IV.4.2 Modification l'angle d'inclinaison et le débit :

Dans ce partie , nous avons modifié l'angle d'inclinaison l'élément **EQUA** utilisé dans la simulation et le débit a partir **les parametres** des éléments **TYPE3b** , **TYPE1b** , **TYPE6** afin d'observer son impact sur Énergie mensuelle moyenne et la température de sortie.

IV.4.2.1 Modification l'angle d'inclinaison :

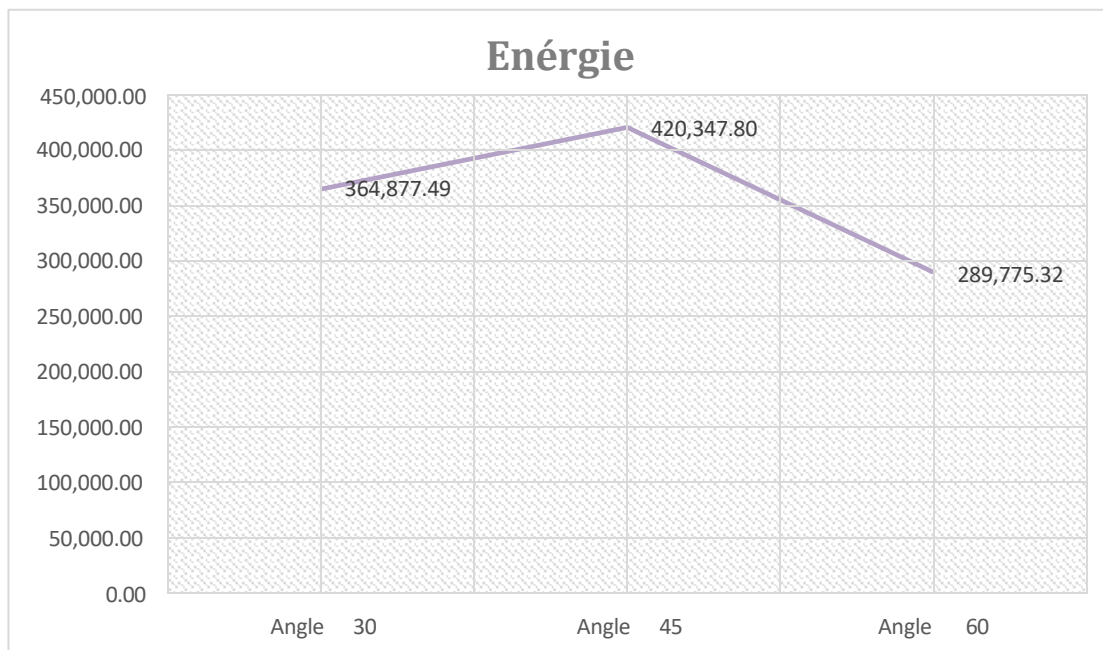


Figure IV.4: Variation de l'énergie mensuelle moyenne en fonction du l'angle d'inclinaison

Les résultats issus de la simulation révèlent que l'angle d'inclinaison du capteur solaire influence de manière significative la quantité d'énergie thermique produite Moyenne de mois décembre . La valeur la plus élevée a été enregistrée pour une inclinaison de 45°, avec une production de 420,35 kWh, contre 364,88 kWh pour 30° et 403,35 kWh pour 60°.

Ce comportement physique peut s'expliquer par le fait que l'angle d'inclinaison détermine la quantité de rayonnement solaire direct reçue perpendiculairement à la surface du capteur, notamment en hiver. Dans une région comme Laghouat, située dans l'hémisphère nord, l'angle solaire en milieu de journée est relativement bas durant le mois de décembre. Une inclinaison de 45° s'aligne donc mieux avec la trajectoire solaire, optimisant ainsi le couplage géométrique entre le capteur et le rayonnement. Nous sommes également parvenus à déterminer l'angle d'inclinaison optimal pour le mois de décembre dans la région de Laghouat environ des $40-50$ au cours du premier chapitre.

En revanche, une inclinaison de 30° , plus faible, capte moins de rayonnement à faible angle, tandis qu'un angle de 60° , trop prononcé, peut réduire l'efficacité durant les heures de midi, bien qu'il s'améliore lors du lever et du coucher du soleil. Ces résultats soulignent l'importance d'un **calibrage climatique et géométrique** rigoureux des capteurs solaires. Un choix arbitraire de l'angle d'inclinaison peut engendrer des pertes notables en rendement annuel, d'où l'intérêt de recourir à la simulation pour déterminer l'angle optimal en fonction de la localisation géographique et de la saison ciblée.

IV.4.2.2 Modification débit d'entrée :

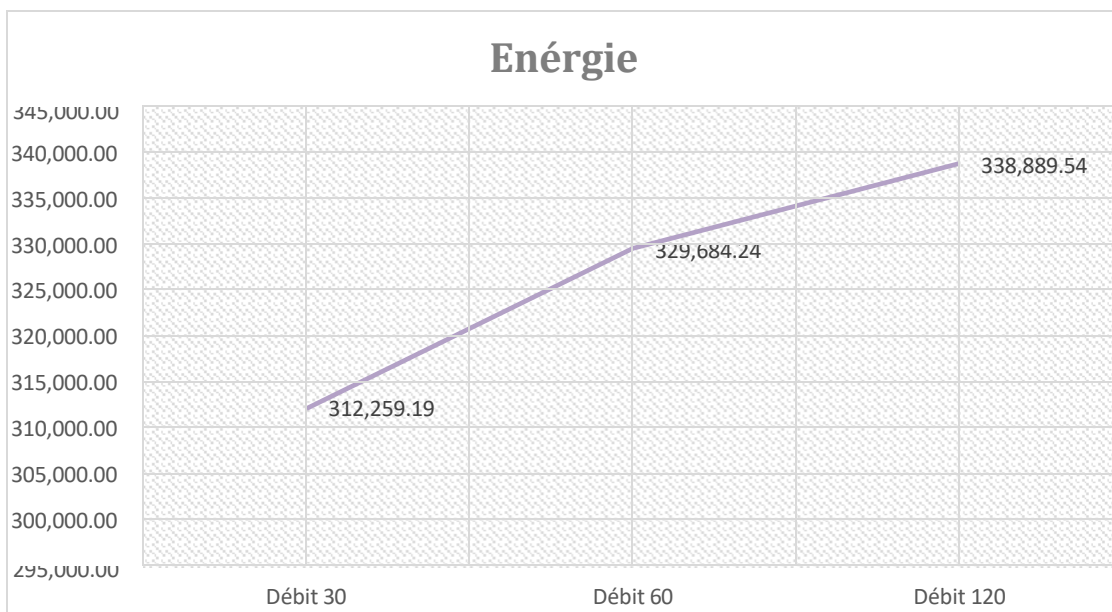


Figure IV.5: Variation de l'énergie thermique mensuelle moyenne en fonction du débit

Les résultats montrent que la quantité d'énergie thermique utile moyenne au cours mois de décembre extraite du système augmente significativement avec le débit. En effet, un volume plus important de fluide traverse le capteur solaire par unité de temps, ce qui permet de capter une quantité d'énergie plus élevée, même si l'élévation de température de chaque unité de fluide est moindre. Cette tendance indique que des débits élevés sont favorables lorsque l'objectif principal est la récupération d'une grande quantité d'énergie, notamment pour le stockage thermique ou le chauffage collectif.

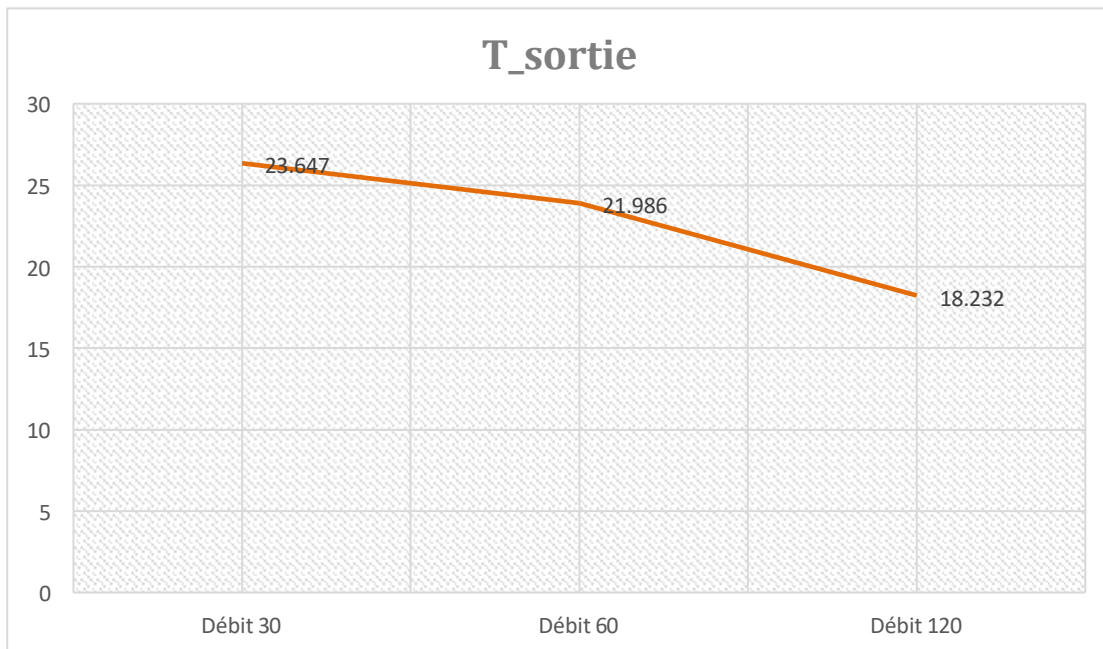


Figure IV.6: Variation de la température moyenne de sortie en fonction du débit

Les données indiquent que la température de sortie du fluide diminue à mesure que le débit augmente. Cela s'explique par le temps de résidence plus court du fluide dans le capteur, limitant ainsi l'absorption de chaleur. À faible débit, le fluide reste plus longtemps dans les conduits du capteur, ce qui lui permet d'atteindre des températures plus élevées. Par conséquent, un débit faible est plus adapté aux applications nécessitant une température de sortie élevée, comme les usages sanitaires directs, que le débit le plus optimale c'est le débit de 30 il nécessite une énergie petite mais **la température a la sortie est importante C'est également une moyenne, ce qui peut la faire apparaître en diminution, car elle prend en compte la période nocturne.**

Généralement, Les résultats montrent que l'augmentation du débit entraîne une hausse de l'énergie thermique utile moyenne produite, mais au détriment de la température de sortie. Cela s'explique par une réduction du temps de séjour du fluide dans le capteur, ce qui limite le transfert de chaleur à chaque unité de fluide. Ce comportement illustre le principe d'un compromis entre l'efficacité thermique instantanée et la production énergétique globale, où le débit optimal est déterminé en fonction du type de besoin énergétique (utilisation directe ou stockage thermique).

IV.4.2.3 Analyse de l'influence de l'angle d'inclinaison sur la température de sortie:

Dans cette partie, le débit a été fixé à 30 L/h et nous avons relevé les valeurs de la température de sortie en fonction de la variation de l'angle d'inclinaison.

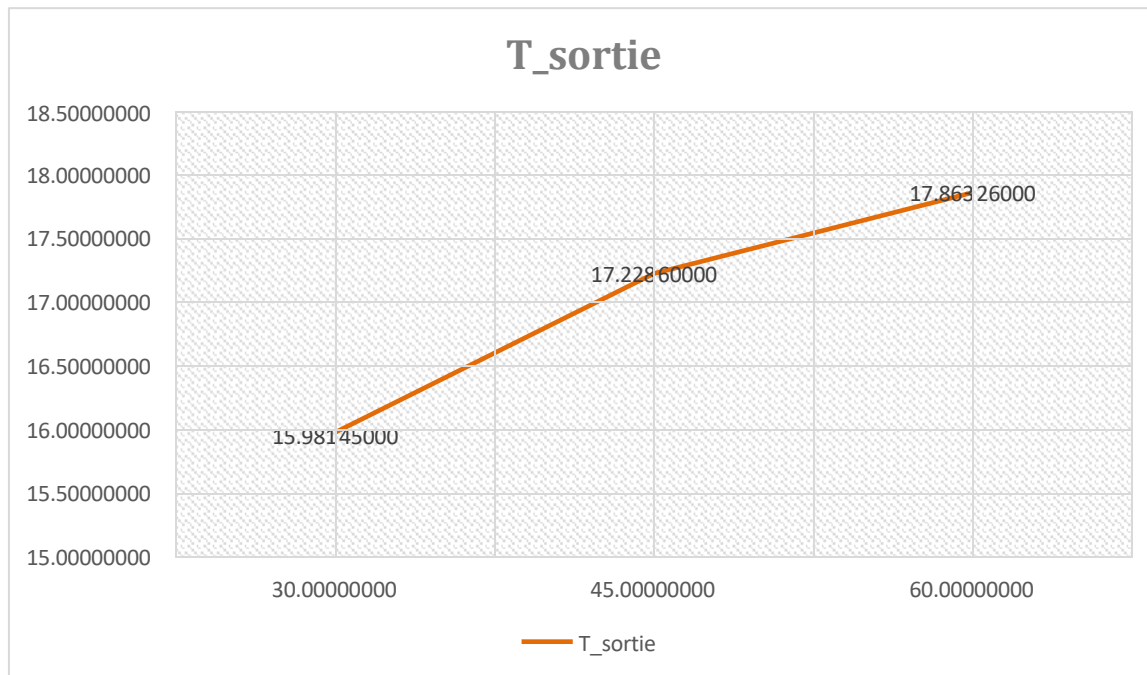


Figure IV.7: Variation de la température moyenne de sortie en fonction d'inclinaison

Cette tendance croissante de la température est cohérente avec les principes physiques de l'absorption de l'énergie solaire. En effet, l'augmentation de l'angle d'inclinaison, notamment en hiver, améliore la réception du rayonnement solaire direct, ce qui permet d'optimiser l'efficacité de l'absorption thermique du capteur et d'élever la température du fluide caloporteur.

Bien que la différence de température entre les angles de 45° et 60° semble minime, elle peut être considérée comme un indicateur de la proximité de l'angle d'inclinaison optimal pour le mois de décembre, dans une région comme Laghouat, où le soleil est relativement bas dans le ciel.

IV.4.2.4 Analyse de l'influence de l'angle d'inclinaison sur le rendement du capteur:

Dans cette partie, le débit a été fixé à 30 L/h et nous avons relevé le rendement du capteur en fonction de la variation d'inclinaison



Figure IV.8: Variation de rendement en fonction d'inclinaison

Les résultats obtenus à partir de la simulation montrent que le rendement du capteur solaire augmente progressivement avec l'angle d'inclinaison, atteignant une valeur maximale de 0,635 à 60° , avant de se stabiliser légèrement à 75° avec 0,6308. Ce comportement est cohérent avec les principes théoriques, surtout en période hivernale où l'angle d'incidence du rayonnement solaire est plus faible. L'analyse théorique indique que l'angle d'inclinaison optimal en hiver pour la région de Laghouat se situe entre 45° et 50° , ce qui est confirmé par les résultats numériques. L'écart entre les résultats analytiques (angle optimal $\approx 48^\circ$) et ceux issus de la simulation est justifié par la capacité du logiciel TRNSYS à intégrer des facteurs dynamiques comme les

variations horaires du rayonnement, les pertes thermiques réelles, et l'inertie thermique du système, ce que ne prend pas en compte un calcul analytique simplifié.

En conclusion, l'angle de 60° , bien qu'un peu supérieur à l'angle optimal théorique, offre une performance énergétique maximale dans le cadre de cette simulation, démontrant ainsi l'efficacité du modèle dynamique dans l'optimisation du rendement solaire.

Conclusion:

Cette simulation reflète le comportement du système solaire dans des conditions réelles de fonctionnement. Elle met en évidence que l'efficacité du système dépend fortement de l'équilibre entre la quantité d'énergie produite et la température de sortie, en fonction du type de besoin (utilisation directe ou stockage thermique).

L'importance du programme TRNSYS réside dans sa capacité à simuler de manière dynamique et horaire le comportement thermique et énergétique du système, ce qui permet une analyse précise de l'impact des conditions climatiques et opérationnelles sur les performances du système. Ainsi, TRNSYS constitue un outil d'ingénierie performant pour évaluer et concevoir des systèmes solaires adaptés aux besoins réels de l'utilisateur et aux spécificités du climat local.

Références bibliographiques

- [1] Documentation TRNSYS 16, Volume 5 Mathematical Reference
- [2] Documentation TRNSYS 16 volume 1 Getting Started.
- [3] Talbi Fouzia, Bechekour Rima , " Etude et dimensionnement d'un système de chauffage solaire Application au logement individuel type F3 à Bouira".Mémoire de Master Remis le 10/10/2017.
- [4] TP3 Solaire thermique, Logiciels de Simulation et de Dimensionnement des Installations ER, université de laghouat , Master en énergies renouvelables 2024-2025

Conclusion générale:

Dans cette mémoire, nous avons réalisé une étude par simulation sous TRNSYS ciblant la région de Laghouat, caractérisée par un ensoleillement abondant même en hiver. Nous avons analysé l'influence de deux paramètres clés :

Angle d'inclinaison des capteurs solaires et débit du fluide à l'intérieur du capteur.

Les simulations montrent que :

- À 45°, l'angle d'inclinaison offre la production thermique la plus élevée (environ 420 kWh en décembre). L'étude menée dans le premier chapitre nous a permis d'identifier un angle d'inclinaison optimal, compris entre 40° et 50°, pour le mois de décembre dans la région de Laghouat.
- L'augmentation du débit améliore l'énergie utile produite, mais diminue la température de sortie.
- Le débit optimal est de 30 L/h, assurant un bon compromis entre quantité d'énergie et température de sortie. C'est une valeur raisonnable pour un système solaire avec un réservoir de petite à moyenne capacité (par exemple entre 100 et 200 litres). Elle permet de trouver un équilibre entre la quantité d'énergie transférée et la température de l'eau en sortie — ce qui constitue précisément l'objectif du débit optimal.
- La puissance thermique moyenne obtenue par calcul analytique est de 486,27 W, contre 913 W pour la simulation, soit un écart d'environ 46,75 % par rapport à la valeur de référence simulée. TRNSYS simule le comportement thermique et énergétique d'un bâtiment de façon horaire, en répondant à la demande énergétique.

De ce qui précède, nous concluons que parmi les éléments et variables à privilégier dans les recherches futures, le stockage thermique ainsi que la qualité et le type de capteur solaire constituent des aspects essentiels pour garantir la continuité du chauffage, en particulier en l'absence de rayonnement solaire (la nuit ou par temps nuageux). En résumé, plusieurs pistes sont proposées pour améliorer l'efficacité des systèmes solaires simulés sous TRNSYS et quelque recherche pratique:

- Optimisation des réservoirs thermiques et des matériaux utilisés.
- Adoption de capteurs hybrides PV-T.
- Utilisation de données climatiques réelles pour affiner les simulations. et Validation expérimentale sur le terrain.
- Intégration de technologies comme Arduino pour permettre une interaction directe entre la simulation et l'application pratique.

Ces solutions visent à rapprocher la simulation de la réalité et à faciliter l'application pratique.

Abstract

This study aims to evaluate the performance of a solar thermal system designed for the region of Laghouat (Algeria), which is known for its high solar radiation levels throughout the year, even during winter. The TRNSYS software was used to simulate the system's performance, focusing on two key parameters: the tilt angle of the solar collector and the flow rate of the heat transfer fluid. The results showed that the optimal tilt angle ranges between 40° and 50° , with 45° yielding the highest thermal production, reaching around 420 kWh in December. It was also observed that increasing the flow rate improves the amount of energy extracted but decreases the outlet temperature. The optimal flow rate was found to be 30 L/h, which is suitable for medium-sized storage tanks. A discrepancy of about 46.75% was observed between the theoretical calculations and the simulation results, highlighting the ability of TRNSYS to accurately simulate thermal dynamics based on time-dependent data. The study concludes with several perspectives for improving solar system performance, including enhancing thermal storage technologies, using hybrid PV-T collectors, integrating real climatic data. These improvements aim to bring simulation results closer to reality and support the wider adoption of solar energy in resource-rich areas like Laghouat.

Résumé

Cette étude vise à évaluer les performances d'un système solaire thermique conçu pour la région de Laghouat (Algérie), connue pour ses niveaux élevés d'ensoleillement tout au long de l'année, même en hiver. Le logiciel TRNSYS a été utilisé pour simuler le fonctionnement du système, en se concentrant sur deux paramètres clés : l'angle d'inclinaison du capteur solaire et le débit du fluide caloporteur. Les résultats ont montré que l'angle optimal se situe entre 40° et 50° , avec une production thermique maximale atteignant environ 420 kWh en décembre à un angle de 45° . Il a également été observé qu'une augmentation du débit améliore l'énergie utile produite, mais réduit la température de sortie. Le débit optimal a été identifié à 30 L/h, ce qui est adapté aux réservoirs de capacité moyenne. Un écart d'environ 46,75 % a été constaté entre les résultats analytiques et ceux de la simulation, ce qui confirme la capacité de TRNSYS à modéliser précisément les dynamiques thermiques en fonction des données horaires. L'étude propose plusieurs pistes pour améliorer les performances des systèmes solaires : optimiser les technologies de stockage thermique, adopter des capteurs hybrides PV-T, utiliser des données climatiques réelles. Ces améliorations visent à rapprocher les résultats de simulation de la réalité et à encourager l'exploitation de l'énergie solaire dans des régions riches en ressources comme Laghouat.

ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى تقييم أداء نظام شمسي حراري مخصص لمنطقة الأغواط (الجزائر)، المعروفة بارتفاع مستويات الإشعاع الشمسي طوال العام، حتى خلال فصل الشتاء. اعتمدنا في هذه الدراسة على برنامج TRNSYS لمحاكاة أداء النظام، وركزنا على تأثير عاملين أساسيين: زاوية ميل المجمع الشمسي، ومعدل تدفق السائل الناقل للحرارة. أظهرت النتائج أن زاوية الميل المثلى تتراوح بين 40° و 50° ، حيث تحقق الزاوية 45° إنتاجاً حرارياً مرتفعاً يصل إلى 420 kWh في ديسمبر. كما تبين أن زيادة معدل التدفق تؤدي إلى تحسين كمية الطاقة المستخرجة، لكنها تقلل من درجة حرارة الخروج، وكان التدفق الأمثل 30 L/h ، وهو مناسب للخرانات متوسطة السعة. لوحظ وجود فارق في النتائج بين التحليل النظري والمحاكاة بلغ حوالي 46.75%، مما يؤكد قدرة TRNSYS على محاكاة الديناميكيات الحرارية بشكل دقيق وفق المعطيات الزمنية. أن هناك عدة آفاق لتطوير أداء الأنظمة الشمسية، منها تحسين تقنيات التخزين، استخدام المجمعات الهجينة (PV-T)، اعتماد بيانات مناخية واقعية، وتعزيز الاعتماد على الطاقة الشمسية في المناطق ذات الموارد الطبيعية الواعدة كمنطقة الأغواط.