

**UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT DE MECANIQUE**

Projet de Fin d'études

**Présenté pour l'obtention du diplôme de
Master**

Option : Energies Renouvelables

Thème :
**Calcul de la surface optimale d'un
système solaire pour le chauffage d'eau**

Présenté par : BELAIDI Djamel

Soutenu le : 09 Décembre 2013

Promoteur :

Dr. Hamid Abdelkader

**Année Universitaire
2012/2013**

Dédicace :

*Je dédié ce modeste travail à mes parents qui mon beaucoup
encourager pour terminer ce travail, à mes frères et à mes cousins et
cousines.*

*Sans oublier mes oncles et a tous mes tantes, ainsi tous mes
collègues et mes amis sans exception.*

Remerciements :

Je tiens à remercier louange à Allah qui m'a donnée le courage, la patience et la capacité de mener ce travail à terme.

J'exprime mes vifs remerciements à mon promoteur Dr. Hamid Abdelkader, pour m'avoir encadré durant mon travail.

Je tiens également à remercier tous l'équipe de diffusion de chauffage dans le CDER en particulier Mm M-Sami Sabrina et Kaci Karim qui m'ont aidé le long de mon travail.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à monsieur le chef du département de mécanique Mr Toumi et tous les enseignants de département de génie mécanique

.

Mes vifs remerciements vont également à tous mes collègues en particulier H-Said, Rachid et Radouane , Et à mes chers parents pour leur soutien et leur éducation.

Résumé – la surface de captation représente la plus grande partie de l'investissement de l'installation, vu les matières nobles qu'on utilise dans la fabrication des capteurs plans.

La détermination d'une surface optimale des installations solaires en générale est devenue donc l'un des soucis primordiaux dans la conception des systèmes solaires .

Ce travail consiste à étudier le dimensionnement d'un système de chauffage d'eau solaire pour calculer la surface optimal en élaborant un programme informatique basé sur l'utilisation d'une base de données des capteurs plans qui s'appel SOLO .

L'étude a été réalisée pour quatre sites Algériens Alger Adrar Biskra S Belabes.

L'avantage de cette étude est de déterminer la surface optimale d'un site donné en tenant compte les paramètres suivants :

- Performances thermiques ;
- Nature de système d'appoint ;
- Nature de site

Abstract – the optimum area is the great part cost of this installation because the material used for fabrication of flat plat collectors is coster.

Determination of the optimum area of the solar installation is the one of this most for the conception of solar system.

This work is to study the sizing of the solar water heating system by developing an program based on using a data base of flat plat collectors .

This study was realized for four Algerian sites Alger Adrar Biskra S Belabes.

The advantage of this study is to determine the optimum area of given into account the following parameters:

- Thermal performance;
- Nature of the auxiliary system;
- Site nature

Mots clés : capteur plan, surface optimale, SOLO

TABLE DES MATIERES

NOMENCLATURE.....	3
--------------------------	----------

CHAPITRE 1- L'ENERGIE SOLAIRE

1.1 Introduction	4
1.1.1 Le contexte.....	5
1.1.2 Aperçu de la ressource.....	5
1.2 Aspects géométriques	6
1.2.1 Mouvements de la Terre	6
1.2.2 Mouvement apparent du Soleil.....	6
1.2.3 Heures et temps	8
1.2.4 Durée et taux d'ensoleillement	10
1.3 Aspects énergétiques	10
1.3.1 L'atmosphère terrestre	10
1.3.2 Rayonnement solaire au sol.....	11
1.3.3 Rayonnement solaire sur un plan quelconque	16
1.3.4 Variations types du rayonnement	17
1.4. Le gisement solaire en Algérie.....	18

CHAPITRE 2- CHAUFFAGE D'EAU PAR ENERGIE SOLAIRE

2.1 Introduction	21
2.2 Principe de l'installation.....	21
2.2.1. Le captage	22
2.2.2. Le stockage	25
2.2.3. L'appoint	26
2.3. Types de chauffe eau solaires.....	28
2.3.1. Chauffe-eau solaire capteur stockeur	28
2.3.2. Chauffe-eau solaire à éléments séparés.....	30
2.4. Boucle fermée et boucle ouverte	32
2.5- Circulation forcée ou thermosiphon	32
2.6- Le Raccordement des Capteurs	33

CHAPITRE 3- DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION SOLAIRE

3.1. Introduction	35
3.2. Évaluation des performances d'une installation solaire.....	35
3.2.1 Évaluation de la production énergétique instantanée d'un capteur solaire.....	35
3.3.Outil simplifier de calcul des performances d'un système solaire ECS (SOLO)	37
3.4. Méthodologie de définition et dimensionnement	39
3.4.1 Recueil des données nécessaires	40
3.4.2 Définition des principes de l'installation.....	42

3.5. Les capteurs.....	44
3.6. Hydraulique (conduit de chauffage)	45
3.6.1. Le circulateur.....	45
3.7. Dimensionnement de ballon D'ECS.....	46
3.8. Choix du matériau des tuyauteries	47
3.9. Organes de sécurité	47
3.9.1. Protection contre le gel.....	47
3.9.2. Joints à utiliser	48
3.9.3. Calorifuge utilisé.....	48
3.9.4. Le vase d'expansion	48
3.9.5. La soupape de sécurité.....	49
3.9.6. Le manomètre	50
3.9.7. Vanne de remplissage de vidange.....	50
3.9.8. Le purgeur d'air.....	50
3.9.9. Le clapet anti-retour.....	50
3.10. Pré-dimensionnement de système de CES.....	51

CHAPITRE 4-RESULTATS DE DIMENSIONNEMENT

4.1. Détermination de surface optimale pour le site d' Alger.....	52
4.1.1. Ballon extérieur avec échangeur séparé.....	52
4.1.2. Ballon extérieur avec échangeur noyé.....	57
4.1.3. Ballon intérieur avec échangeur noyé.....	60
4.1.4. Ballon intérieur échangeur séparé	62
4.2. Détermination de la surface optimale pour le site de Adrar.....	66
4.3. Détermination de la surface optimale pour le site de Biskra.....	71
4.4. Détermination de la surface optimale pour le site de Sidi Belabes.....	77

NOMENCLATURE

a	Azimut	°
c	Capacité calorifique	J.kg ⁻¹ .°C ⁻¹
d	Durée du jour	h
D	Irradiation solaire journalière diffuse	W.m ⁻² .j ⁻¹
D _e , D _i	Diamètres extérieur, intérieur	m
D*	Densité de flux solaire diffus	W.m ⁻²
ET	Equation du temps	h
G	Irradiation solaire journalière globale	W.m ⁻² .j ⁻¹
G*	Densité de flux solaire global	W.m ⁻²
G ₀	Irradiation solaire journalière globale hors atmosphère	W.m ⁻² .j ⁻¹
H	Hauteur du Soleil	°
FL	Le facteur de trouble de Linke calculable	
I	Irradiation solaire journalière directe perpendiculairement aux rayons solaires	W.m ⁻² .j ⁻¹
I*	Densité de flux solaire direct perpendiculairement aux rayons solaires	W.m ⁻²
j	n° du jour de l'année	
L	Latitude, longueur	°
ℓ	Largeur	m
l	Longitude	°
l _{ref}	Longitude de référence du fuseau horaire	°
S	Irradiation solaire journalière directe	W.m ⁻² .j ⁻¹
S*	Densité de flux solaire direct	W.m ⁻²
SS	Durée journalière d'ensoleillement	h
SS ₀	Durée journalière maximale d'ensoleillement h	
t	Temps	s
T	Température	°C
T _r	Température de rosée de l'air	°C
TCF	Temps civil du fuseau	h
TL	Temps légal	h
TS	Temps solaire	h
TU	Temps universel	h
α	Coefficient d'absorption	
ρ	Coefficient de réflexion	
τ	Coefficient de transmission	
δ	Déclinaison	°
ε	Emissivité	
φ	Flux de chaleur	W.m ⁻²
φ	Densité de flux de chaleur	W.m ⁻² .°C ⁻¹
λ	Longueur d'onde	m
λ	Conductivité thermique	W.m ⁻¹ .°C ⁻¹
σ	Taux d'ensoleillement	
ω	Angle solaire	°
ω ₁	Angle solaire au lever du jour	°
S	Surface d'un seul capteur	m ²
Ac	Surface totale d'une installation solaire	m ²

INTRODUCTION GENERALE

Depuis la révolution industrielle au XIX^{ème} siècle, l'utilisation de l'énergie a pris de l'ampleur, et l'exploitation de nouvelles formes d'énergie est devenue une nécessité pour assurer le niveau de vie actuel de l'humanité.

En effet, l'exploitation massive des énergies conventionnelles ne cesse de s'accroître, durant le XX, la consommation d'énergie est multipliée par 10 avec une accélération à partir de 1945, ce qui a pour effet l'épuisement des ressources traditionnelles en matière d'énergie.

En outre, le réchauffement climatique est une autre conséquence de l'exploitation massive des hydrocarbures qui produisent de grandes quantités de gaz à effet de serre. Au XX siècle, des scientifiques ont indiqué une augmentation de 0.6°C de la température moyenne de la planète et selon un rapport réalisé par le GIEC (groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat) en 2007, la température moyenne de la planète va augmenter de 1.8 à 4°C d'ici la fin du XXI siècle.

A cet effet et pour mieux préserver l'avenir de l'humanité, il est de rigueur de consommer rationnellement les énergies conventionnelles et de développer les énergies renouvelables qui sont inépuisables et propres.

Les énergies renouvelables ont connu une première phase de développement à l'occasion des chocs pétroliers de 1973 et 1978, puis une période de repli après le contre-choc de 1986, avant de retrouver un second souffle en 1998 après la signature du protocole de Kyoto qui prévoit une baisse de 5.2% des émissions des gaz à effet de serre des pays riches sur la période de 2002-2012 par rapport à 1990.

L'énergie renouvelable la plus dominante est l'énergie solaire qui assure la vie sur terre, et qui a été exploitée par l'homme depuis très longtemps, sous diverses formes.

La production d'eau chaude à l'aide des chauffe-eau solaires représente l'une des applications les plus importantes de l'énergie solaire. Ces chauffe-eau solaires qui permettent d'offrir entre 100 et 200 l/j d'eau chaude environ pour une gamme de température allant de 40-70 °C.

L'installation est en général dimensionnée pour fournir 40 à 60 % des besoins. Les vraies économies commencent avec un dimensionnement optimal de l'installation solaire. Ce travail consiste à étudier le dimensionnement de chauffe-eau solaires collectifs en élaborant un programme informatique basé sur l'utilisation d'une base de données des capteurs plans et des données météorologiques.

1 L'ENERGIE SOLAIRE

1.1 Introduction

1.1.1 Le contexte

L'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à des sources d'énergie renouvelables au premier rang desquelles l'énergie solaire. Les principales caractéristiques de l'énergie solaire ayant suscité l'intérêt qu'on lui a porté à l'époque étaient sa gratuité (nous y reviendrons), sa disponibilité sur une grande partie du globe terrestre et l'absence de risque d'épuisement connu par les sources d'énergie fossile.

On s'est vite aperçu que l'énergie solaire, contrairement à une idée répandue, n'est pas tout à fait gratuite : son utilisation nécessite un investissement de départ souvent plus lourd que pour les sources d'énergie conventionnelles et nombre d'installations solaires sont aujourd'hui à l'arrêt faute d'avoir prévu un budget pour la maintenance des équipements.

Toutefois, sans être totalement gratuite, l'énergie solaire présente des coûts de fonctionnement réduits et offre dans certains cas une alternative économiquement rentable par rapport aux sources d'énergie conventionnelles.

Le développement de l'utilisation de l'énergie solaire sera lié non seulement à ses avantages économiques (qui grandiront au fur et à mesure que les réserves d'énergie fossile diminueront) mais surtout à des considérations liées à la protection de l'environnement : pas de rejets polluants (fumées contenant du CO₂ et des NO_x par les centrales thermiques), pas de danger radioactif et de déchets encombrants (centrales nucléaires), possibilité de limitation de l'emploi des CFC (production de froid solaire par adsorption).

1.1.2 Aperçu de la ressource

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2.10²⁷ tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermo-nucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.106 tonnes d'hydrogène en 560.10⁶ tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10²² kW. La Terre étant à une distance de 150.10⁶ km du Soleil, elle reçoit une énergie de 1,8.10¹⁷ W [1],[4] :

La valeur du flux de rayonnement solaire E reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la **constante solaire**, elle vaut $E_0 = 1353 \text{ W.m}^{-2}$ [6] En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année j par :

$$E = E_0 [1 + 0.033 \cos(0.984j)] \quad (1.1)$$

On trouvera sur la figure 1.1 la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.

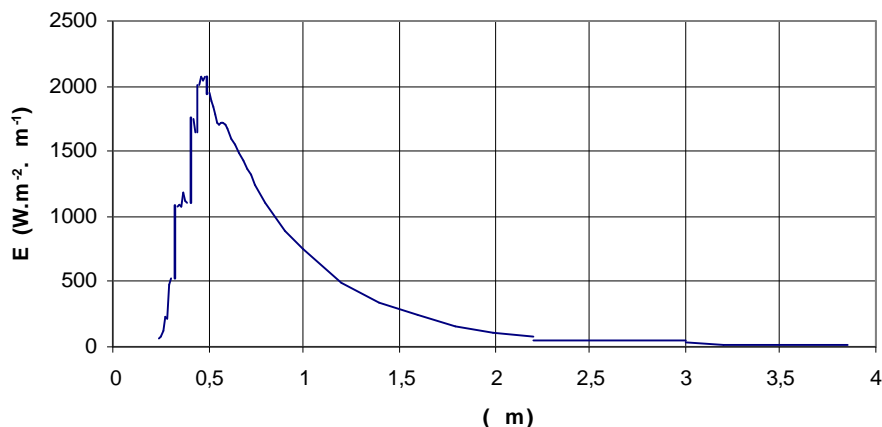


Figure 1.1 Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.

On notera que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à 4 μ m. En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777 K [5],[6],[7] :

1.2 Aspects géométriques

Nous allons nous intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire [8],

[9], [15]:

1.2.1 Mouvements de la Terre

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

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de 1,7% par rapport à la distance moyenne qui est de $149\,675\,10^6$ km.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'*équateur*. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé *inclinaison* et qui vaut $23^{\circ}27'$. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure 1.2.

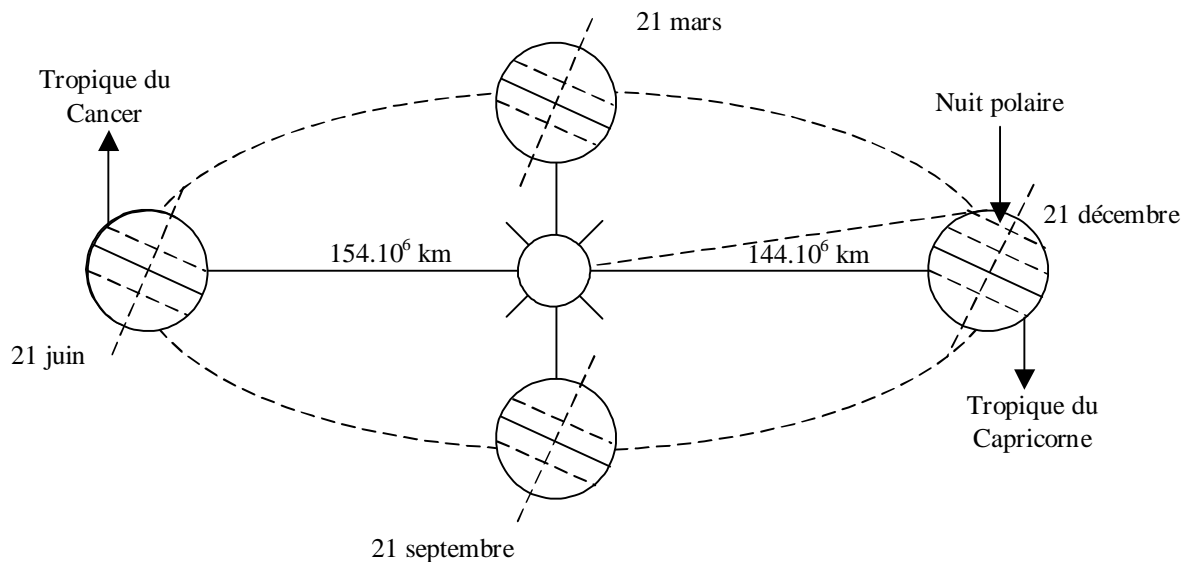


Figure 1.2 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

On appelle *déclinaison* l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial [6]. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^{\circ}$ et $+23,45^{\circ}$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23,45 \sin[0,984(j+284)] \quad (1.2)$$

Où j est le numéro du jour de l'année.

1.2.2 Mouvement apparent du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure 1.3

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - d)$.

La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

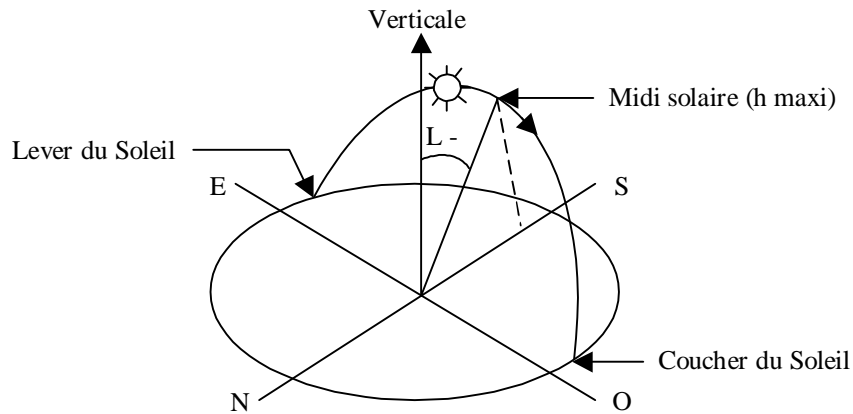


Figure 1.3 : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L

Le repérage du Soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles [8], [15]:

- L'**azimut** a : c'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.
- La **hauteur** h du Soleil : c'est l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal.

Ces deux angles sont représentés sur la figure 1.4.

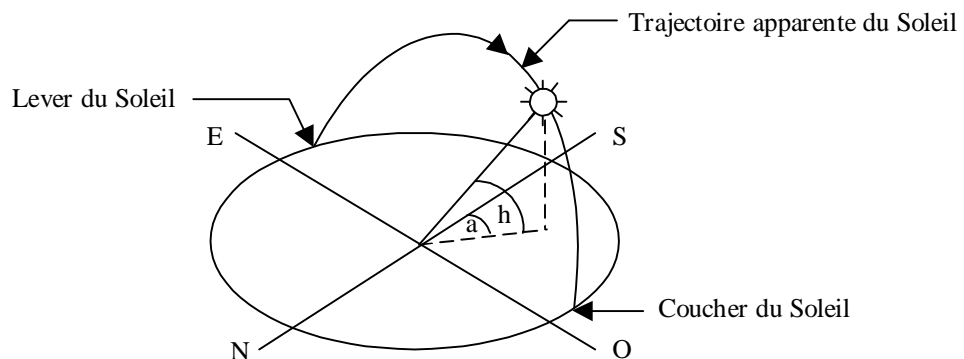


Figure 1.4 : Repérage de la position du Soleil.

Ces deux angles sont fonction de :

- La latitude L du lieu
- La date j (numéro du jour de l'année)
- L'heure solaire TS dans la journée.

La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure TS donne ma position instantanée sur cette trajectoire.

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'**heure solaire** TS en fixant $TS = 12h$ lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « zénith »).

L'angle horaire (w) est compté positivement l'après-midi. Il augmente de 15 degrés par heure [1],[8],[11].

$$w = 15 (TS - 12) \tag{1.3}$$

· La hauteur du soleil (h) est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal (figure I.4), elle est donnée par la formule [8], [15]:

$$\sin h = \sin L * \sin \delta + \cos L * \cos \delta * \cos \omega \tag{1.4}$$

Et l'azimut a par la relation :

$$\sin a = (\cos \delta * \sin \omega) / \sin h \tag{1.5}$$

Des diagrammes solaires tels que ceux présentés en annexe A1.1 peuvent également permettre une détermination rapide, en un lieu de latitude L donnée, des valeurs de a et h pour chaque heure (solaire) de la journée et chaque mois de l'année.

1.2.3 Heures et temps

1.2.3.1 Durée du jour

Le module w_1 de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ dans la formule (1.4), ce qui conduit à :

$$\cos w_1 = -\tan \delta * \tan L \tag{1.6}$$

L'heure solaire au lever du Soleil a donc pour valeur :

$$(TS)_l = 12 - (\omega_l / 15) \tag{1.7}$$

L'angle horaire w_c au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc $w_c = -w_l$ et la durée du jour vaut :

$$d = 2 * (\omega_l / 15) \tag{1.8}$$

1.2.3.2 Relation entre temps légal et temps solaire

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire TS qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à :

- La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF du fuseau horaire dans lequel il se trouve :

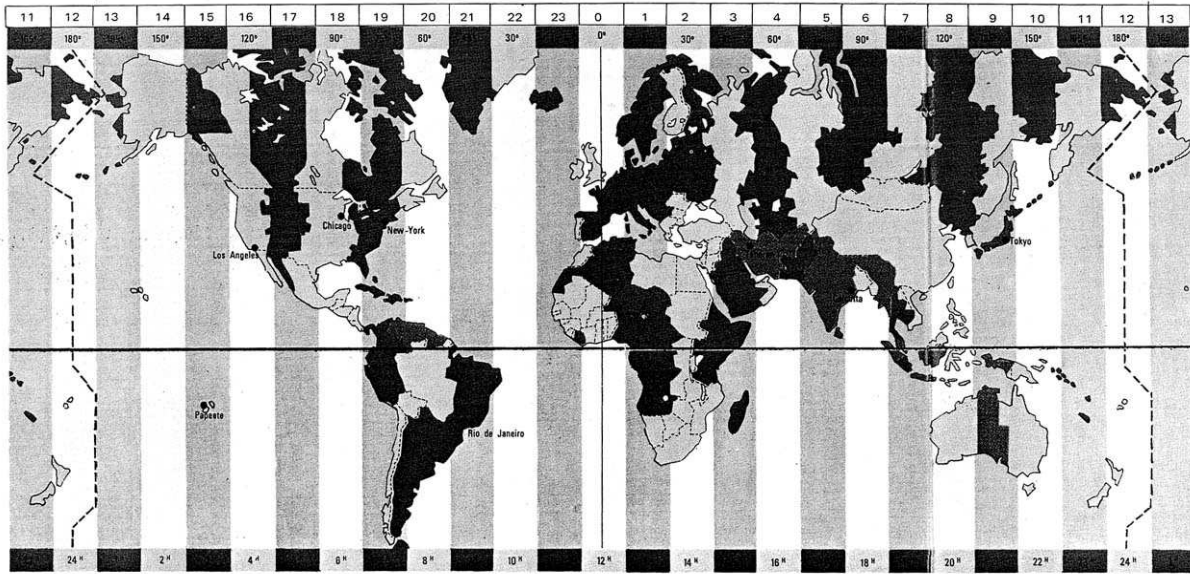
$$C = TL - TCF \tag{1.9}$$

L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU (temps solaire du méridien de Greenwich) [1] augmenté de la valeur du décalage horaire que l'on trouvera sur la figure 1.5.

- La variation de la vitesse de la Terre sur sa trajectoire autour du Soleil qui introduit un terme correctif appelé équation du temps et noté ET (1.10) [1].

$$ET = [0.0002 - 0.4797 \cos(\omega'j) + 3.2265 \cos(2\omega'j) + 0.0903 \cos(3\omega'j) + 7.3509 \sin(\omega'j) + 9.3912 \sin(2\omega'j) + 0.3361 \sin(3\omega'j)]$$

Où : j Numéro du jour de l'ann et $\omega' = 0.984$



ET Equation du temps (terme correctif) en mn ;

Figure 1.5 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

- La différence de longitude ($l - l_{ref}$) entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau).

Le temps solaire TS se calcule finalement par la formule :

$$TS = TL - C + ET + (l_{ref} - l) / 15 \quad (1.11)$$

La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on peut ne pas en tenir compte en première approximation. On trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure 1.20

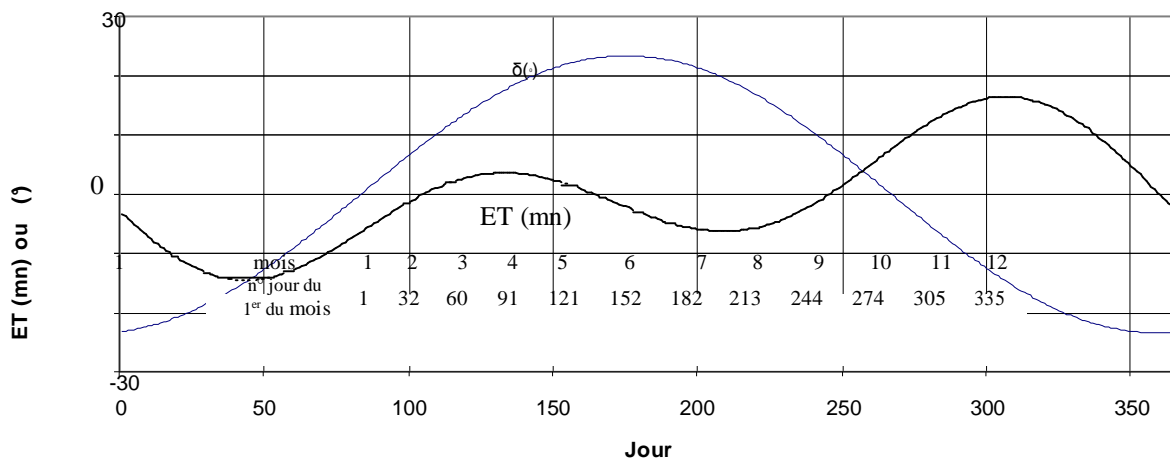


Figure 1.6 : Equation du temps ET et déclinaison en fonction du jour de l'année.

Le problème est souvent de déterminer la différence C entre TL et TCF en un lieu donné, on peut procéder de la manière suivante :

- Il est possible de connaître TL et TU (écouter une radio internationale...) d'où $(TL - TU)$.
- La différence $(TCF - TU)$ peut être lue sur la figure 1.5.
- On en déduit $C = (TL - TU) - (TCF)$

1.2.4 Durée et taux d'ensoleillement

1.2.4.1 Durée d'ensoleillement

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée. Ceux-ci occultent le Soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus ou moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle *durée effective d'ensoleillement* ou *insolation SS* le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle *rayonnement direct* le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le Soleil.

1.2.4.2 Taux d'ensoleillement

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement SS_0 . On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement. :

$$\sigma = SS/SS_0$$

(1.12)

La durée maximale d'ensoleillement SS_0 pour un site dégagé peut être prise égale à la durée du jour calculée par la formule (1.8).

1.3 Aspects énergétiques

1.3.1 L'atmosphère terrestre

1.3.1.1 Composition

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont [7],[8] :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO_2 (0,03%)
- Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisée par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- Ozone O_3 située entre 10 et 30 km d'altitude.
- Aérosols : grains de sable, poussières, fumées...

On trouvera sur la figure 1.7 la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde.

I ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{m}^{-1}$)

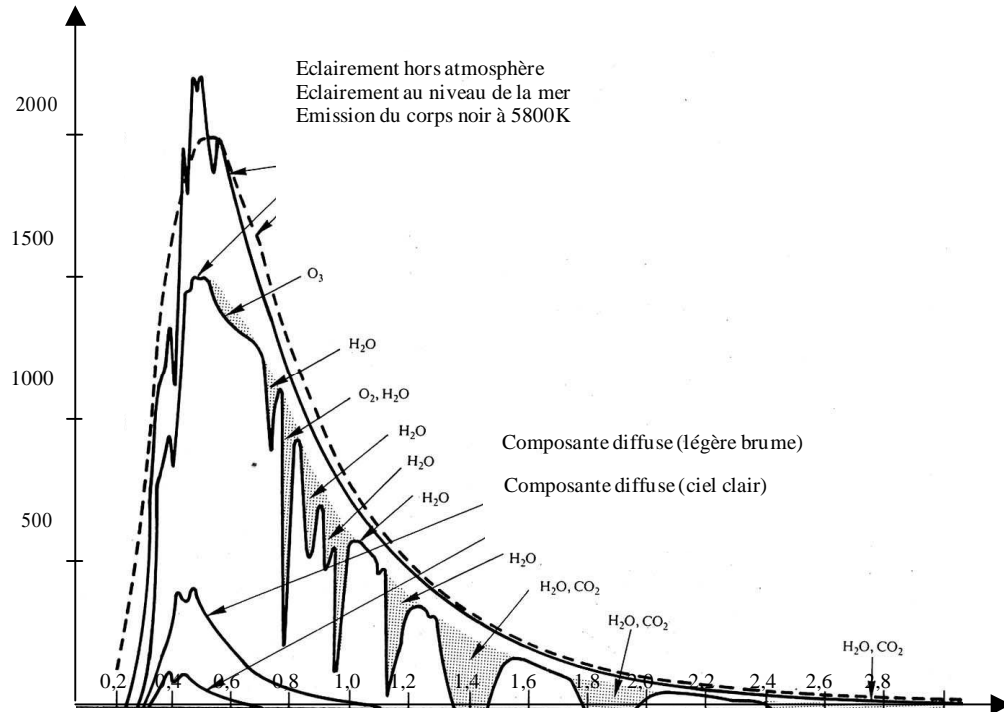


Figure 1.7 : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.

1.3.1.2 Rayonnement du ciel et de l'atmosphère

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO_2 , O_3 , H_2O) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- Vers $14,7 \text{ m}$ pour le CO_2 .
- Entre 5 m et 7 m et entre 14 m et 20 m pour la vapeur d'eau.
- Vers $9,6 \text{ m}$ pour O_3 .

Ainsi que le montre la figure 1.8, il s'agit d'un rayonnement émis dans les grandes longueurs d'onde ($> 3 \text{ m}$) contrairement au rayonnement solaire émis dans des longueurs d'ondes inférieures à 3 m .

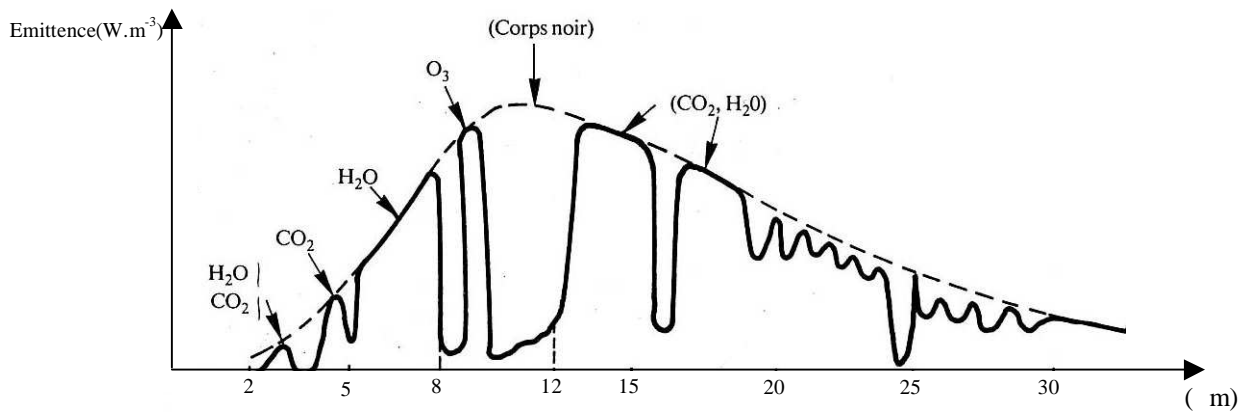


Figure 1.8 : Spectre du rayonnement atmosphérique.

La densité de flux Φ_{ciel} rayonnée par le ciel et l'atmosphère vers la Terre peut être calculé par :

$$\Phi_{\text{ciel}} = \sigma T_{\text{ciel}}^4 = \epsilon_a T_a^4 \quad (1.13)$$

Où T_{ciel} et ϵ_a sont donnés par l'une des corrélations suivantes :

$$T_{\text{ciel}} = T_a - 12 \quad (1.14)$$

$$\epsilon_a = 1 - 0.261 \exp[-7.77 \cdot 10^4 (T_a - 273)^2] \quad (1.15)$$

$$\epsilon_a = 0.787 + 0.764 \ln(T_{\text{ra}}/273) \quad (1.16)$$

Ou :

T_{ra} : température de rosée de l'air en K

T_a : température de l'air en K

1.3.2 Rayonnement solaire au sol

1.3.2.1 Notations

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit :

- Le **rayonnement direct** est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications [8] :
- Le **rayonnement diffus** est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée [11],[12] :
- Le **rayonnement global** est la somme du rayonnement direct et diffus [11] :

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau 12.1.[11] :

<p style="text-align: center;">Irradiation solaire</p> <p style="text-align: center;">Energie reçue pendant une certaine durée W.m⁻².durée⁻¹ ou kWh.m⁻².durée⁻¹</p>	Directe	S	G = S + D
	Diffuse	D	
	Globale	G	
<p style="text-align: center;">Eclairement solaire</p> <p style="text-align: center;">Flux instantané W.m⁻²</p>	Direct	S*	G* = S* + D*
	Diffus	D*	
	Global	G*	

Tableau 1.1 : Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées.

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le Soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sous une incidence normale est désigné par I. Nous désignerons par [12] :

- I l'énergie reçue (irradiation) en W.m⁻².durée⁻¹ ou kWh.m⁻².durée⁻¹
- I* le flux reçu (éclairement) en W.m⁻²

Nous avons la relation :

$$S^* = I^* \sin h \quad (1.17)$$

1. 1.3.2.2 Rayonnement direct

Eclairement S*

L'éclairement solaire direct S* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

Par mesure de G* et D*, on en déduit S* = G* - D*.

A partir de la mesure des irradiances journalières globales G et diffuse D sur un plan horizontal, on en déduit S = G - D et S* par la fonction de répartition suivante :

$$S^* = \pi/24 [a + b \cos \omega] [(\cos \omega - \cos \omega_1) / (\sin \omega_1 - (\pi \omega_1 / 180) \cos \omega_1)] \quad (1.18)$$

Où : $a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$
 $b = 0,661 - 0,477 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$

A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G, on évalue l'irradiation journalière diffuse D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl :

$D = 0,99 G$	$K_T \leq 0,17$	(1.19)
$D = [1,188 - 2,272 K_T + 9,473 K_T^2 - 21,865 K_T^3 + 14,648 K_T^4] G$	$0,17 < K_T \leq 0,75$	
$D = -0,54 K_T + 0,632 G$	$0,75 < K_T \leq 0,80$	
$D = 0,2 G$	$K_T \geq 0,80$	

Où : $K_T = G/G_0$ (1.20)

G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère calculable par

$$G_0 = 3.795 \cdot 10^4 \cos L \cos \delta [\sin \omega_1 - (\pi \omega_1 / 180) \cos \omega_1]$$

Où ω_1 est en degré et G_0 en kJ.m^{-2}

On calcule ensuite $S = G - D$ et on est ramené au cas précédent

A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière G, on calcule l'irradiation diffuse journalière moyenne D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl :

$$D = \{0.775 + 0.00606(\omega_1 - 90) - [0.505 + 0.00455(\omega_1 - 90)] \cos(115K_T - 103)\} G$$

(1.22)

Et on est ramené au cas .

A partir de la mesure du taux d'ensoleillement , on évalue G par :

$G = G_0 [0.29 \cos L + 0.52 \sigma]$	Zone tropicale	(1.23)
$G = G_0 [\sqrt{2\sigma + 1} - 0.72]$	France	

Et on est ramené au cas précédent.

On ne dispose d'aucune mesure : on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I^* = 1370 \exp[-(TL)/(0.9 - 0.95 \sin h)] \quad (1.24)$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$TL = 2.4 + 14.6\beta + 0.4(1 + 2\beta) \ln(p_v) \quad (1.25)$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale

$\beta = 01$ en zone urbaine

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée

p_v est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg.

On en déduit $S^* = I^* \sin(h)$

Irradiation directe journalière S

L'irradiation directe journalière S sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

α . Par mesure directe de G et D on en déduit $S = G - D$.

β . A partir de G, on calcule D par la formule (1.19) et on est ramené au cas précédent.

γ . A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ on évalue G par la formule (1.23) et on est ramené au cas précédent.

δ . Par intégration sur la journée des valeurs de $S^* = I^* \sin(h)$, I^* étant calculé par la formule (1.24).

1.3.2.3 Rayonnement diffus

Eclairement D*

L'éclairement solaire diffus D* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

α . Par mesure directe.

β . A partir de la mesure de l'irradiation journalière diffuse D sur un plan horizontal, on déduit :

$$D^* = \pi/24 [a + b \cos \omega] \left[\frac{(\cos \omega - \cos \omega_1)}{(\sin \omega_1 - (\pi \omega_1 / 180) \cos \omega_1)} \right] D \quad (1.26)$$

γ . A partir de la mesure de l'irradiation global G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule (1.22) et on est ramené au cas précédent.

δ . A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par la formule (1.23) et on est ramené au cas précédent.

ϵ . Par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54.8 \sqrt{\sinh} [TL - 0.5 - \sqrt{\sinh}] \quad (1.27)$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke calculable par la formule (1.25).

Irradiation D

L'irradiation diffuse journalière D sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

α. Par mesure directe.

β. A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule

(1.22).

γ. A partir de la mesure du taux d'ensoleillement , on évalue G par la formule (1.23) et on est ramené au cas précédent.

δ. Par intégration des valeurs de D* données par la corrélation (1.27) en l'absence de toute donnée.

1.3.3 Rayonnement solaire sur un plan quelconque

Soit une surface plane inclinée d'un angle i par rapport à l'horizontale et orientée vers une direction faisant un angle g avec la direction Sud (g compté positivement vers l'Ouest). Le rayonnement global $G^*(i, \gamma)$ reçu par cette surface est la somme de 3 termes :

$$G^*_{(i,\gamma)} = S^*_{(i,\gamma)} + D^*_{(i,\gamma)} + R^*_{(i,\gamma)} \quad (1.28)$$

chacun des 3 termes se calculant de la façon suivante :

Eclairement direct :

$$S^*_{(i,\gamma)} = S^* / \sinh[\cos(h)\sin(i)\cos(a-\gamma) + \sin(h)\cos(i)] \quad (1.29)$$

Eclairement diffus :

$$D^*_{(i,\gamma)} = D^* / 2 [1 + \cos(i)] \quad (1.30)$$

Eclairement réfléchi

:

$$R^*_{(i,\gamma)} = (G^* / 2) \rho [1 - \cos(i)] \quad (1.31)$$

1.3.4 Variations types du rayonnement

1.3.4.1 Annuelle

La valeur de l'irradiation globale annuelle sur un plan horizontal dépend fortement de la latitude comme le montre la carte de l'ensoleillement sur la figure 1.9.

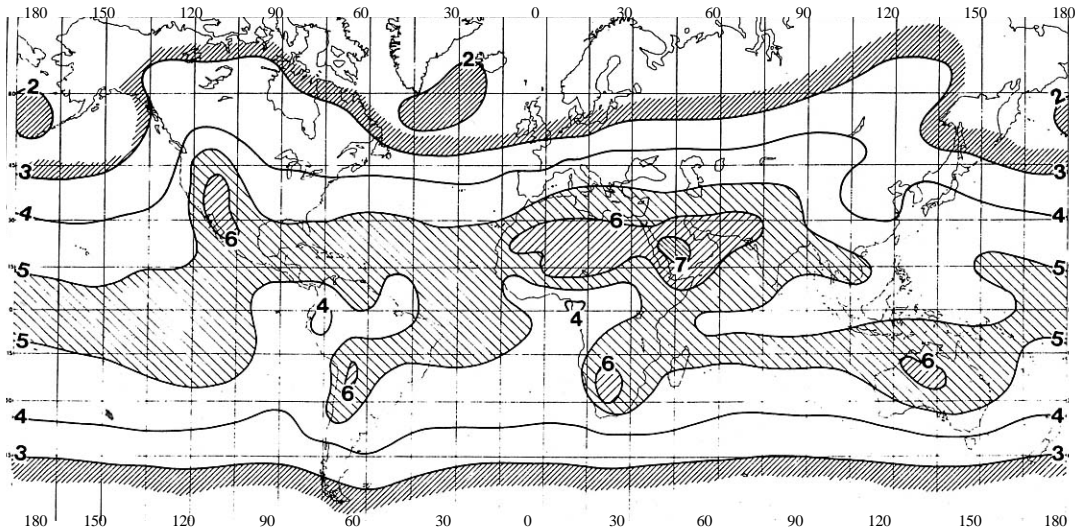


Figure 1.9 : Irradiation globale moyenne en $\text{kWh.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$

1.3.4.3 Journalière

L'éclairement solaire reçu par un capteur varie typiquement de la manière représentée sur la figure 1.10 au cours d'une journée non-perturbée : nul la nuit, il augmente dès le lever du jour pour atteindre un maximum au midi solaire avant de décroître de nouveau jusqu'à s'annuler à la tombée de la nuit.

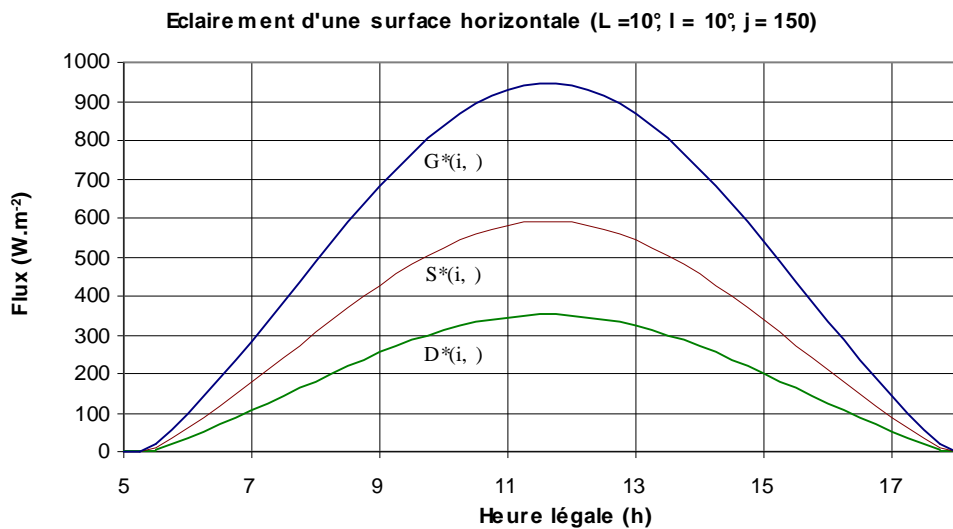


Figure 1.10 : Variation type de l'éclairement solaire au cours d'une journée non-perturbée.

L'utilisation de l'énergie solaire est donc bien adaptée aux applications dont les besoins coïncident avec les heures d'ensoleillement maximum. Dans la plupart des cas, il existe un décalage qui nécessite un stockage pour satisfaire les besoins de la période de non-ensoleillement : ballon d'eau chaude associée à un capteur solaire pour les besoins en eau chaude en début de matinée, château d'eau associé à une pompe solaire pour les besoins nocturnes

1.4. Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [16].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure I.7 :

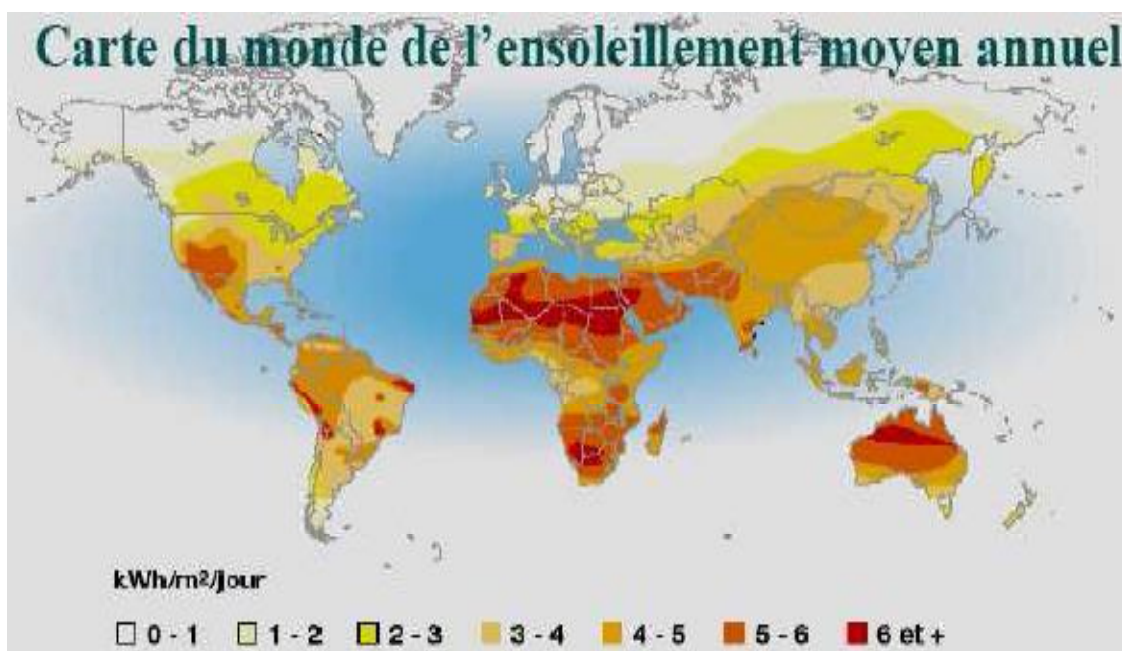


Figure I.7. Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [17]

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau I.5 selon l'ensoleillement reçu annuellement [17]:

Region	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.5. Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale [17].

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure I.8).

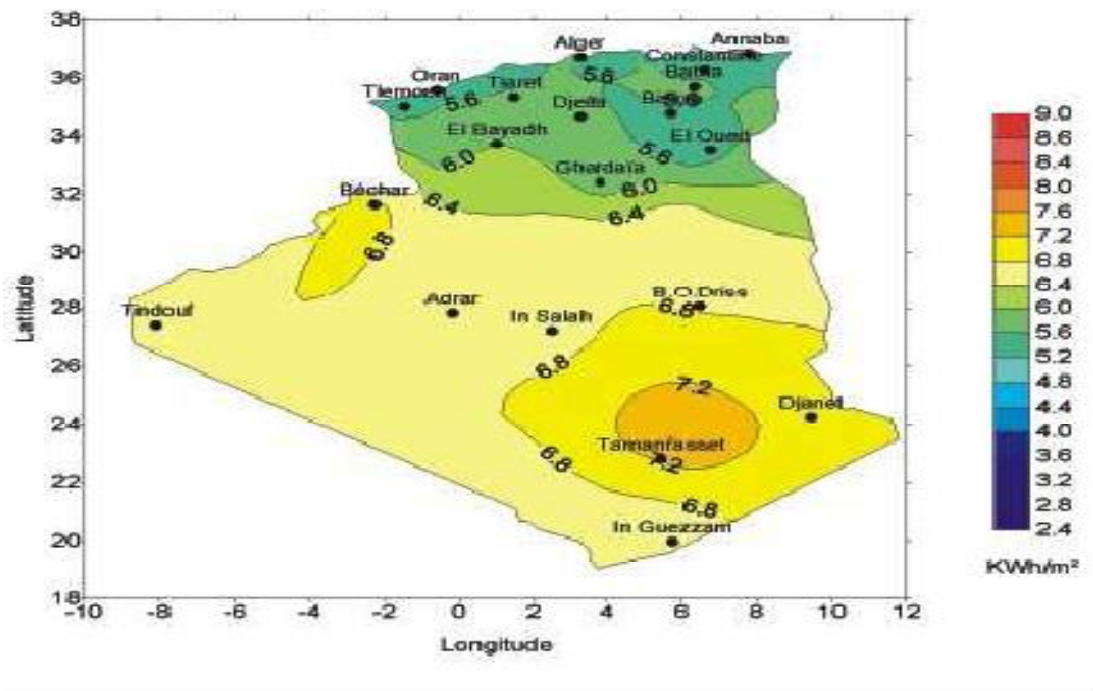


Figure I.8. Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [18]

En Algérie, il existe un réseau de 78 stations de mesure météorologiques de l'O.N.M (annexe D) réparties sur tout le territoire algérien (figure I.9) [16]. Cependant, seules 7 stations météorologiques assurent la mesure des composantes diffuses et globales du rayonnement solaire reçu sur un plan horizontal en raison, soit du manque de fiabilité des appareils de mesure, ou bien, du coût élevé d'un tel appareillage. La durée d'insolation quant à elle, est mesurée par un héliographe dans la majorité des stations de (O.N.M) à cause de la facilité de sa mise en oeuvre.

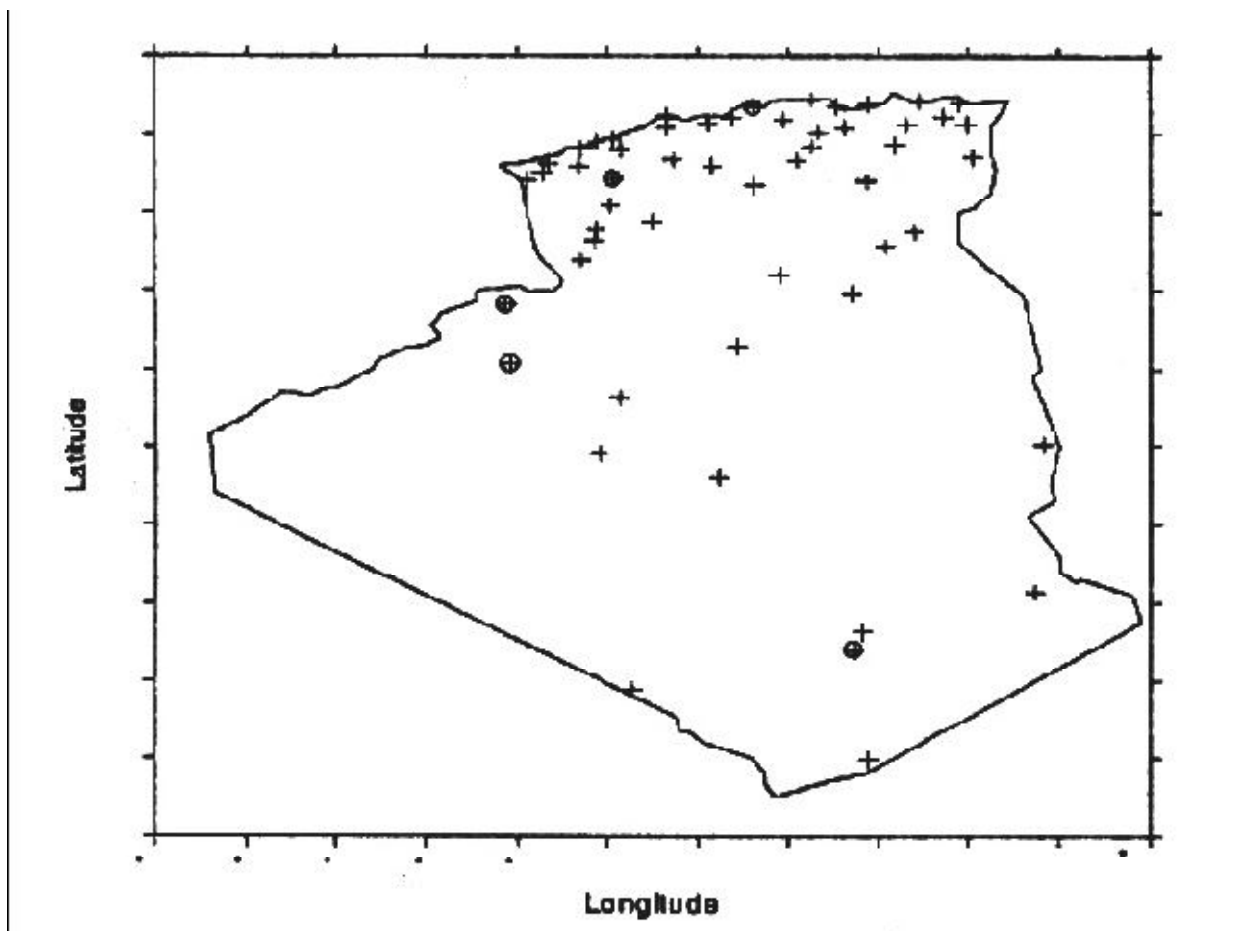


Figure I.9. Répartition territoriale des stations météorologiques en A

2. chauffage de l'eau par l'énergie solaire

2.1. introduction

La production d'eau chaude sanitaire est à l'heure actuelle l'application la plus développée de l'énergie solaire thermique. Sous un climat tropical sec, un chauffe-eau solaire performant et bien dimensionné peut permettre de satisfaire les besoins en eau chaude d'une famille toute l'année. Sous un climat tropical humide, il sera nécessaire à certaines périodes d'utiliser une énergie d'appoint. Le chauffe-eau solaire permettra quand même de réaliser d'importantes économies.

2.2.Principe de l'installation :

Une installation de production d'eau chaude sanitaire par l'énergie solaire comporte en général 5 sous-ensembles :

- un sous ensemble de captage,
- un sous-ensemble de transfert,
- un sous- ensemble de stockage,
- un sous-ensemble d'appoint
- un sous-ensemble de La distribution.

Réduction des consommations d'énergie par rapport à une installation classique, dépend du climat, du lieu d'implantation des capteurs solaires, du dimensionnement et de la conception du système, ainsi que du choix des composants et de leur maintenance. Il est donc nécessaire, lors de l'étude d'un projet, de rechercher le meilleur ajustement économique de la taille des équipements solaires aux besoins à satisfaire, ainsi qu'une conception optimale des sous-systèmes, de manière à :

- optimiser le captage et le stockage de l'énergie solaire,
- dissocier l'énergie solaire et l'énergie d'appoint,
- consommer en priorité l'énergie solaire,
- conserver à l'énergie d'appoint un caractère de stricte complémentarité sous systèmes, de manière à optimiser le captage et le stockage de l'énergie solaire.

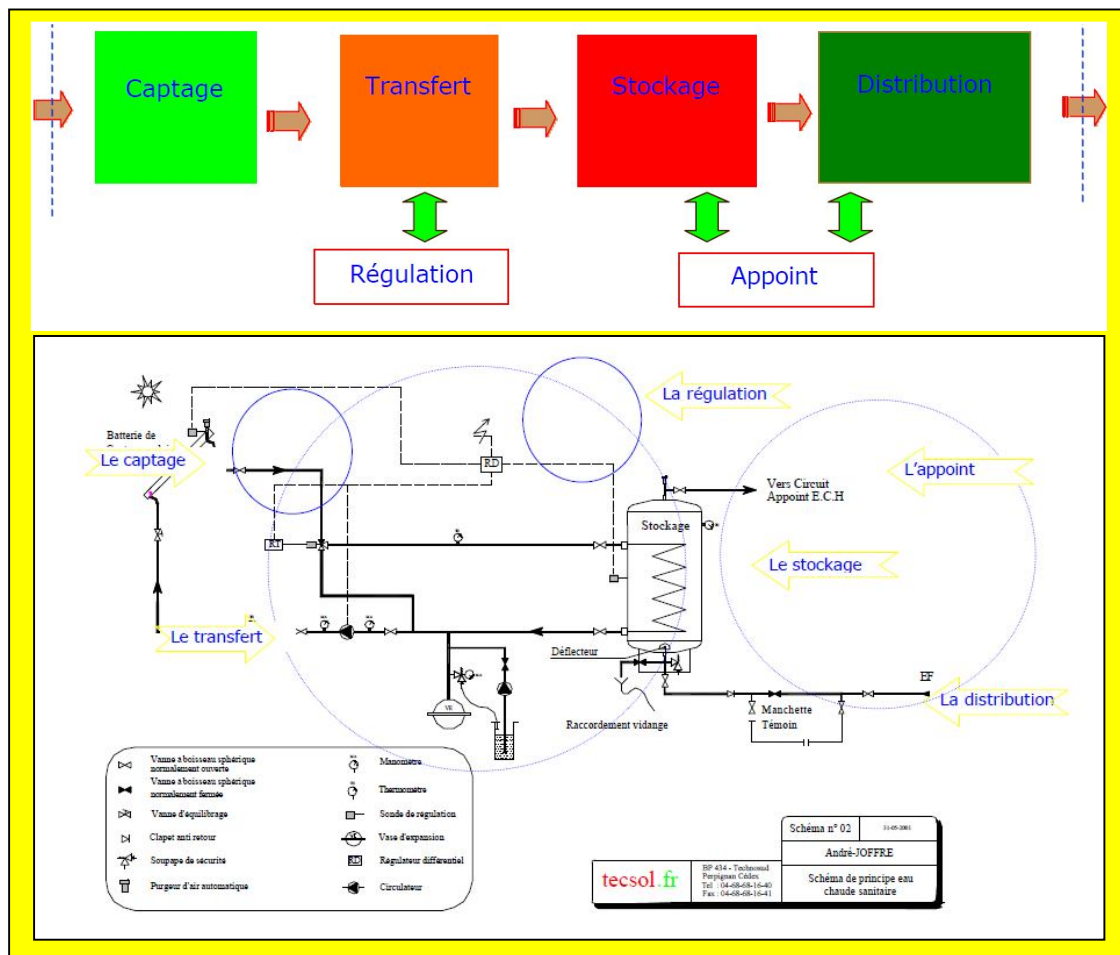


Figure 2.1-Constitution d'une installation de chauffage solaire

2.2.1.- Le captage

Une installation de production d'eau chaude sanitaire par l'énergie solaire est généralement constituée de capteurs solaires plans à circulation de liquide qui effectuent la conversion du rayonnement électromagnétique émis par le soleil, en chaleur et permettent le transfert de cette énergie calorifique en la cédant à un fluide caloporteur.

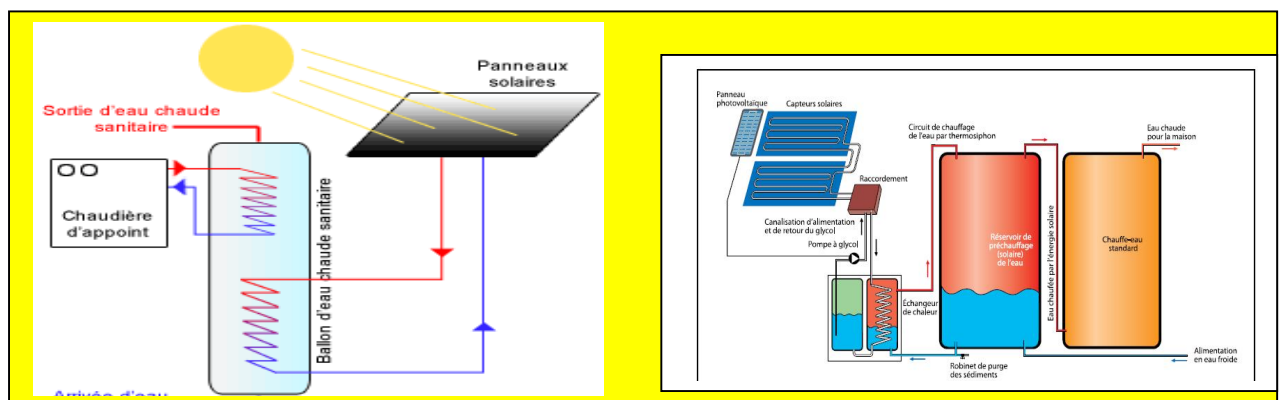
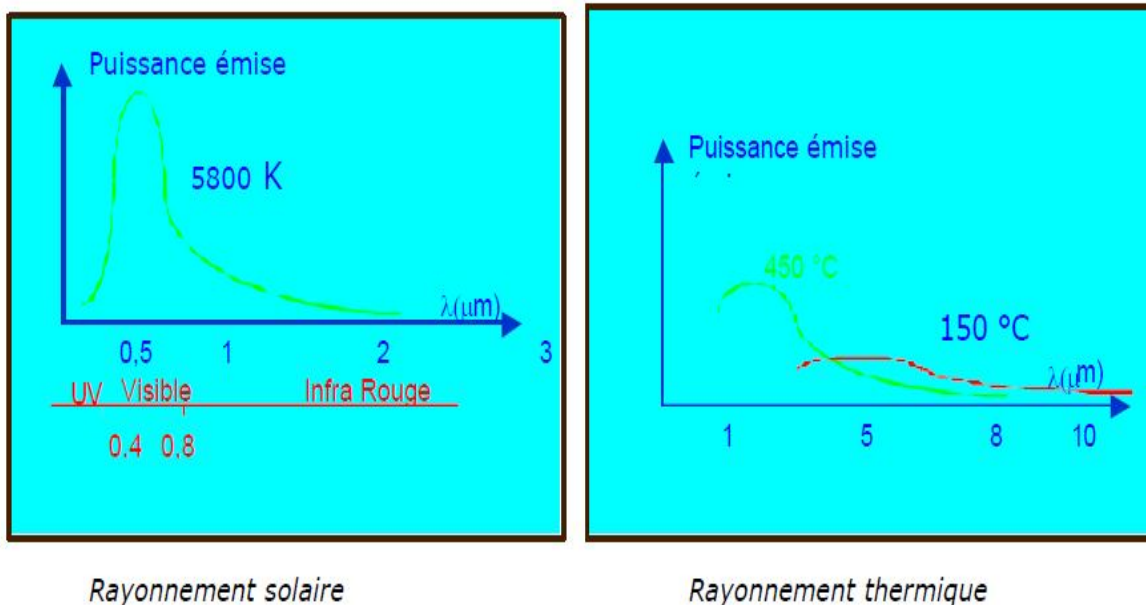


Figure 2.2-Panneau solaire pour production d'eau chaude

2.2.1.1. Principes de fonctionnement

Un capteur solaire plan est essentiellement constitué d'une surface absorbante exposée au rayonnement solaire, qui échange avec un fluide caloporteur, les calories produites par absorption du rayonnement incident, et émet en s'échauffant un rayonnement thermique de plus grande longueur d'onde (Loi de Stefan-Boltzmann). par l'absorbeur est absorbé par la couverture transparente qui s'échauffe et rayonne à son tour par les deux faces[10]. En première approximation, on peut considérer qu'une moitié du rayonnement se disperse dans le milieu extérieur et que l'autre moitié, réémise vers l'absorbeur est à l'origine de l'effet de serre.

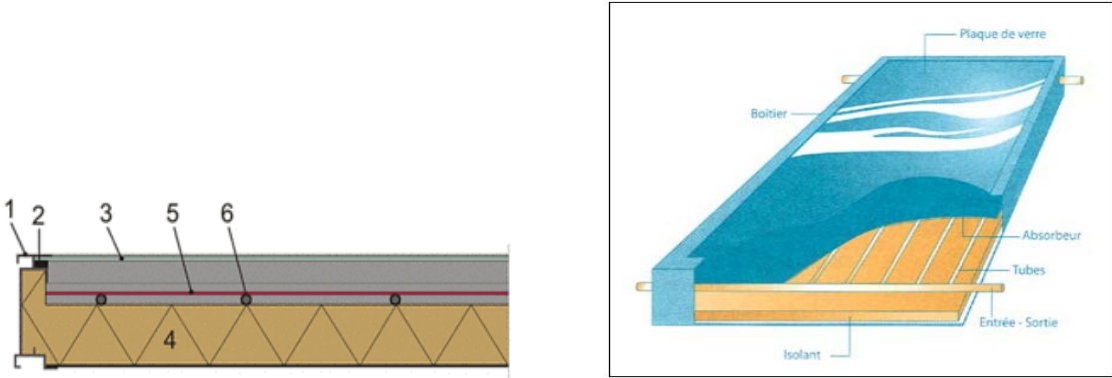


2.2.1.2. Capteurs plans avec vitrage

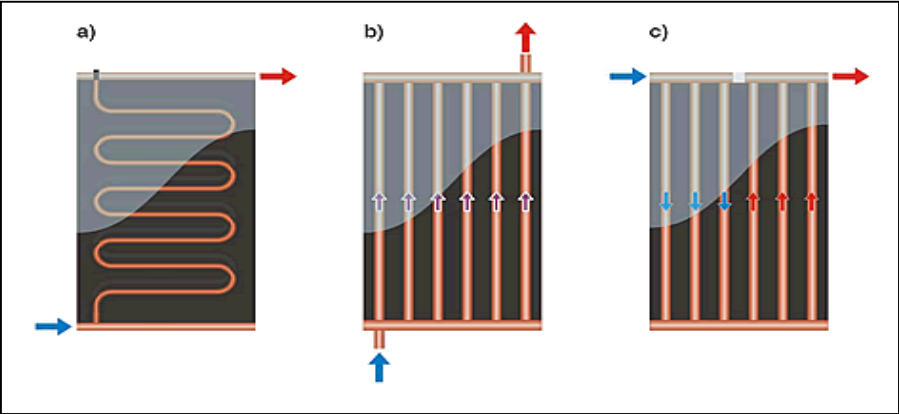
Un capteur plan vitré se compose des éléments fondamentaux suivants (fig. 2.4):

1. Un boîtier qui contient tous les éléments du capteur (tubes, plaque absorbante...) [3],
2. un joint d'étanchéité pour empêcher l'eau de pénétrer quand il pleut ;
3. un couvercle transparent qui crée un effet de serre au-dessus de la plaque absorbante [10] ;
4. une isolation thermique qui réduit les déperditions de chaleur (à l'arrière et sur les cotés) [10],[13],[14] ;
5. une plaque absorbante qui permet la conversion du rayonnement solaire en énergie thermique transportée par le fluide[13] ;

6. les tubes traversés par le fluide caloporteur qui évacue la chaleur jusqu'à l'extérieur du capteur.



selon les modèles, différents types de réseaux hydrauliques internes aux capteurs existent :



2.2.2. Le stockage

Le stockage de l'énergie captée permet de pallier le caractère discontinu de l'énergie solaire. L'accumulation de l'énergie dans le stockage se traduit par une élévation de sa température[17].

Pour apprécier l'efficacité d'un système de stockage, il faut rappeler que le rendement d'un capteur dépend essentiellement de la température moyenne du fluide qui le traverse, donc de la température du fluide au retour du stockage. L'une de caractéristiques essentielles de l'aptitude à l'emploi du stockage sera de fournir, à l'entrée des capteurs, un fluide dont la température sera la plus basse possible. Le transfert de chaleur des capteurs vers le ballon s'effectue de deux façons différentes :

- □ par circulation forcée avec une pompe commandée par un dispositif de régulation,
- □ par de mise en circulation du fluide caloporteur. Cependant, dans les faits, les installations en thermosiphon ne concernent généralement que certaines fabrications de chauffe-eau individuels et restent circulation naturelle ou thermosiphon.

Les systèmes fonctionnant par thermosiphon présentent l'avantage par rapport aux systèmes habituels avec circulateurs de ne nécessiter aucun dispositif de régulation des apports solaires, ni pompes l'exception pour les installations collectives.

En raison des problèmes hydrauliques posés par les champs de capteurs de grandes dimensions, et des contraintes architecturales posées par la disposition des capteurs sous le stockage, la circulation du fluide caloporteur par thermosiphon est, sauf cas particulier, mal adaptée

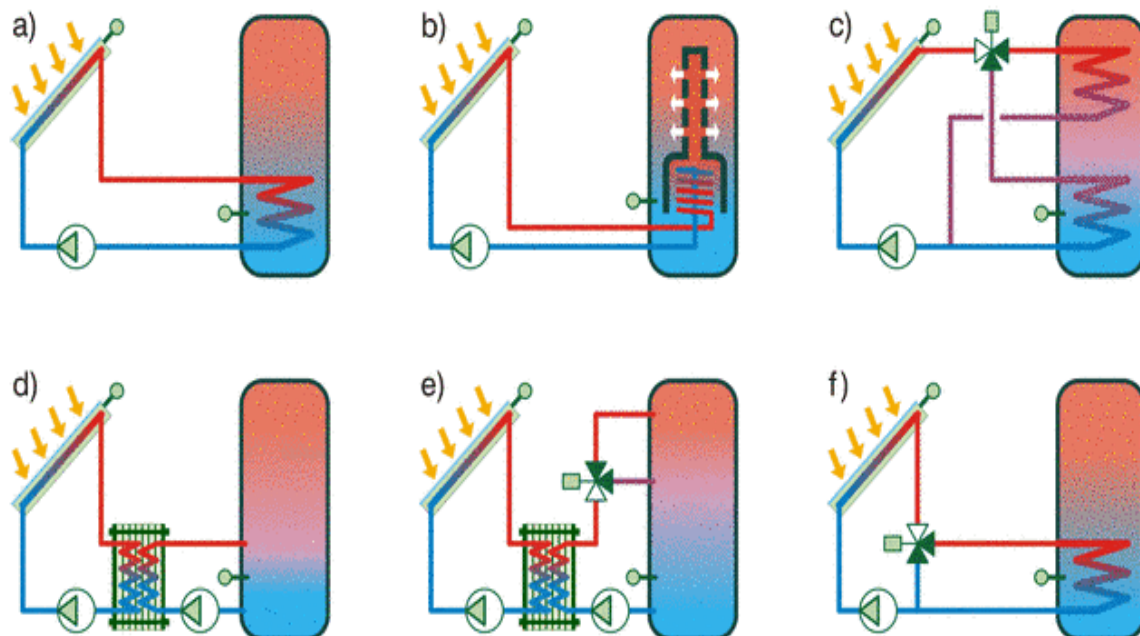


Figure 2.3- Différents systèmes de stockage.

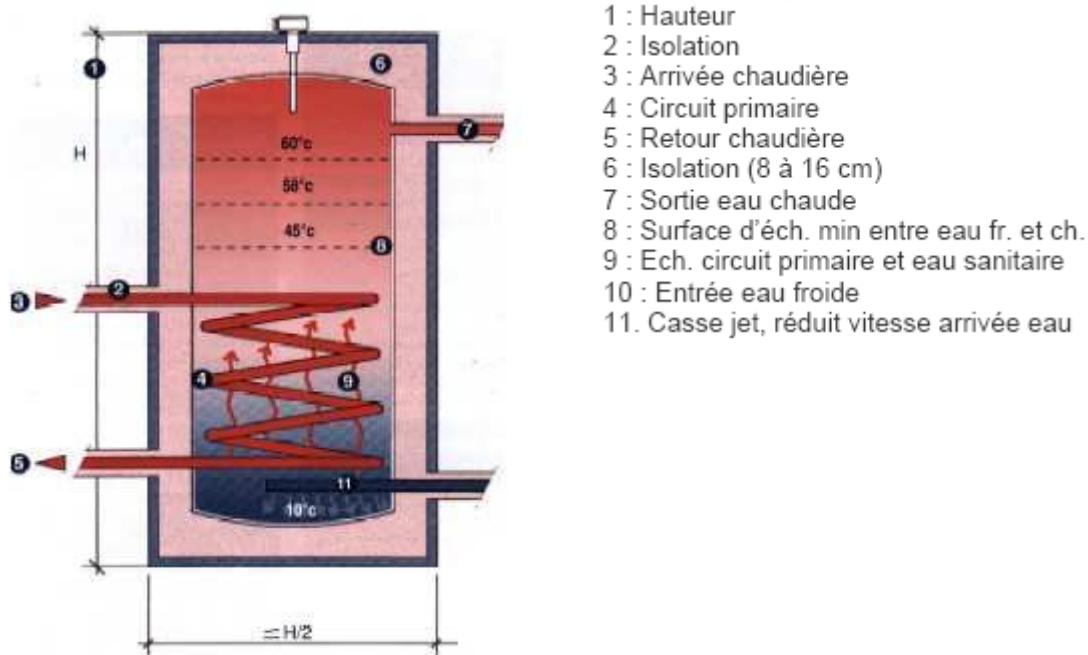


Figure 2.4 : Schématisation de la stratification dans un ballon d'eau chaude (extrait de Bragard S.)

2.2.3. L'appoint

Suivant la nature des besoins et la configuration des bâtiments, on considère trois types de systèmes d'appoint :

□□ les installations avec appoint centralisé et distribution par boucle de circulation, sous réserve que la longueur totale de canalisation entre la boucle et chaque point de puisage ne dépasse pas 6 m en moyenne,

□□ les installations de production décentralisée avec distribution directe ou par boucle. La distribution est réalisée soit directement (distance ballons-points de puisages inférieure à 8 m) soit par des boucles de distribution desservant des points de puisages groupés (la longueur totale de canalisation entre la boucle et chaque point de puisage doit être inférieure à 6 m).

□□ les installations avec appoint individualisée et distribution directe, lorsque les points de puisage ne sont pas éloignés de plus de 8 m des ballons de stockage, afin d'éviter les pertes thermiques et des puisages d'eau froide. Dans le cas contraire, les dispositifs d'appoint individuels sont alimentés par une boucle de circulation maintenue en température.

Dans les installations avec appoint centralisé, la boucle de recirculation de l'eau chaude sanitaire, lorsqu'elle existe, doit être conçue de telle sorte que le réchauffage de la boucle pour compenser les pertes thermiques soit assuré par l'appoint.

Lorsque les appoints sont individualisés, la boucle d'eau sanitaire doit être maintenue en température par un réchauffage

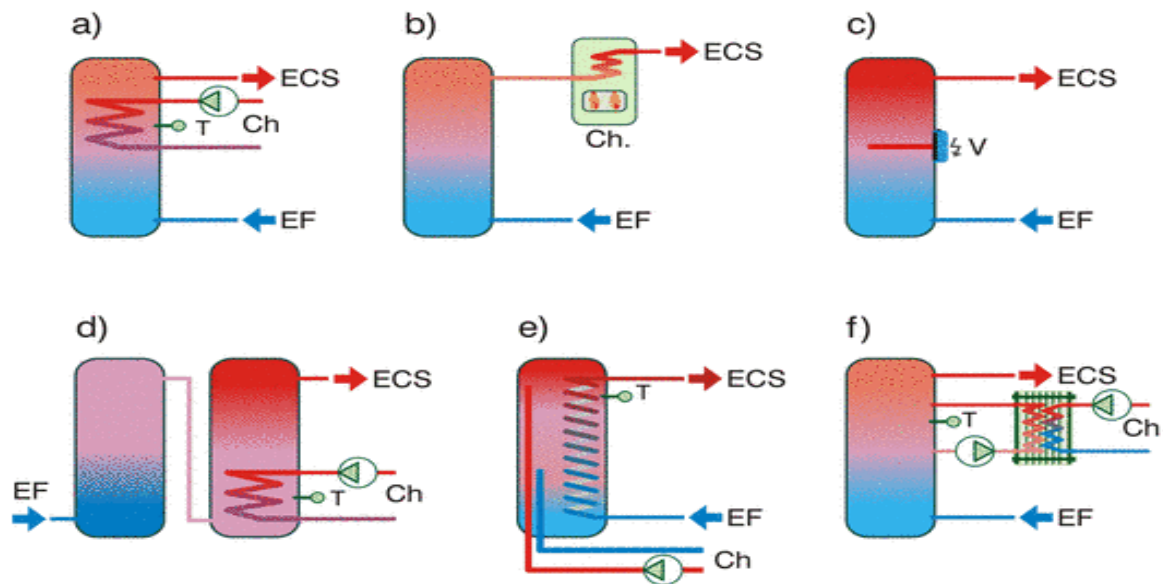


Figure 2.5- Différents systèmes d'appoint.

- **L'appoint électrique (c)** : Dans ce cas, une résistance est directement intégrée au ballon de stockage.
- **L'appoint intégré au stockage (a, d, e, f)** : L'échangeur se trouvera le plus près possible de l'endroit où s'effectue le puisage dans le(s) ballon(s). Dans un ballon de stockage unique qui rassemble aussi la production solaire, l'échangeur d'appoint se trouvera donc en haut du ballon.
- **L'appoint séparé en série (b)** : L'appoint (généralement instantané ou semi-instantané) se trouve dans ce cas à l'extérieur du ballon de stockage solaire.

2.3.Types de chauffe eau solaire :

Il existe plusieurs types de chauffe-eau solaire que nous allons détailler.

2.3.1. Chauffe-eau solaire capteur stockeur

Ce sont des appareils qui se présentent comme des capteurs solaires à eau classiques avec coffre, vitrage, isolant et absorbeur. La contenance de l'absorbeur, de l'ordre de 75 l.m^{-2} permet d'assurer dans le même appareil les fonctions de captage et de stockage de l'énergie

Ces appareils sont peu encombrants, peu coûteux et faciles à installer. Ils présentent un bon rendement lors des journées ensoleillées (résistance thermique négligeable entre l'absorbeur et l'eau : contact sur toute la surface de l'absorbeur). Cependant les pertes de chaleur sont importantes la nuit et la température de l'eau le matin en période fraîche (décembre, janvier en climat tropical sec) est souvent trop basse. Des modèles de fabrication locale bien isolés ont été testés et donnent des résultats satisfaisants. Le problème principal à résoudre est la réalisation d'un capteur plat d'une épaisseur de l'ordre de 5 mm résistant à la pression d'eau du réseau

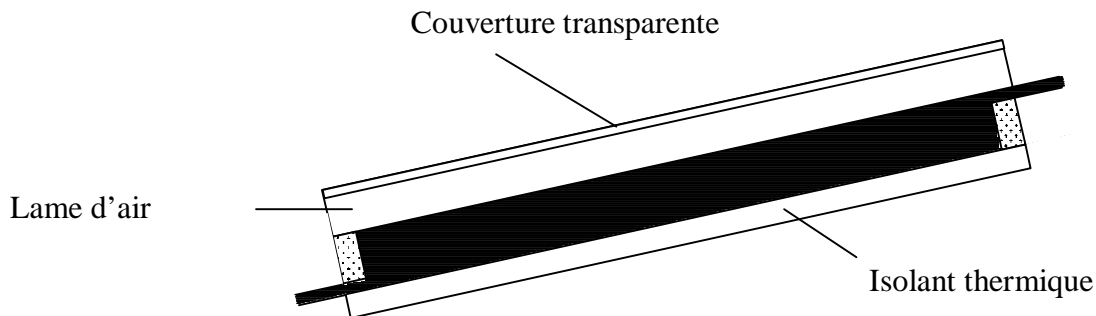


Figure 2.6. Chauffe-eau solaire monobloc

Il s'agit d'appareils dont le ballon de stockage d'eau chaude est solidaire du capteur solaire comme représenté sur la figure 3.2, la circulation d'eau entre les deux éléments s'effectuant par thermosiphon. La figure 3.3 représente une vue éclatée d'un chauffe-eau solaire monobloc commercialisé.

Pour un bon fonctionnement de ces appareils, les règles suivantes doivent être respectées :

- Éviter les possibilités d'accumulation d'air en un point haut du circuit
- Placer les tubes en parallèle pour éviter les pertes de charge
- Le bas du réservoir doit être situé au-dessus du capteur
- Respecter une inclinaison minimale ($>10^\circ$, on choisit souvent 30°) pour un fonctionnement correct du thermosiphon

La figure 2.6. Illustre quelques-unes de ces règles d'installation

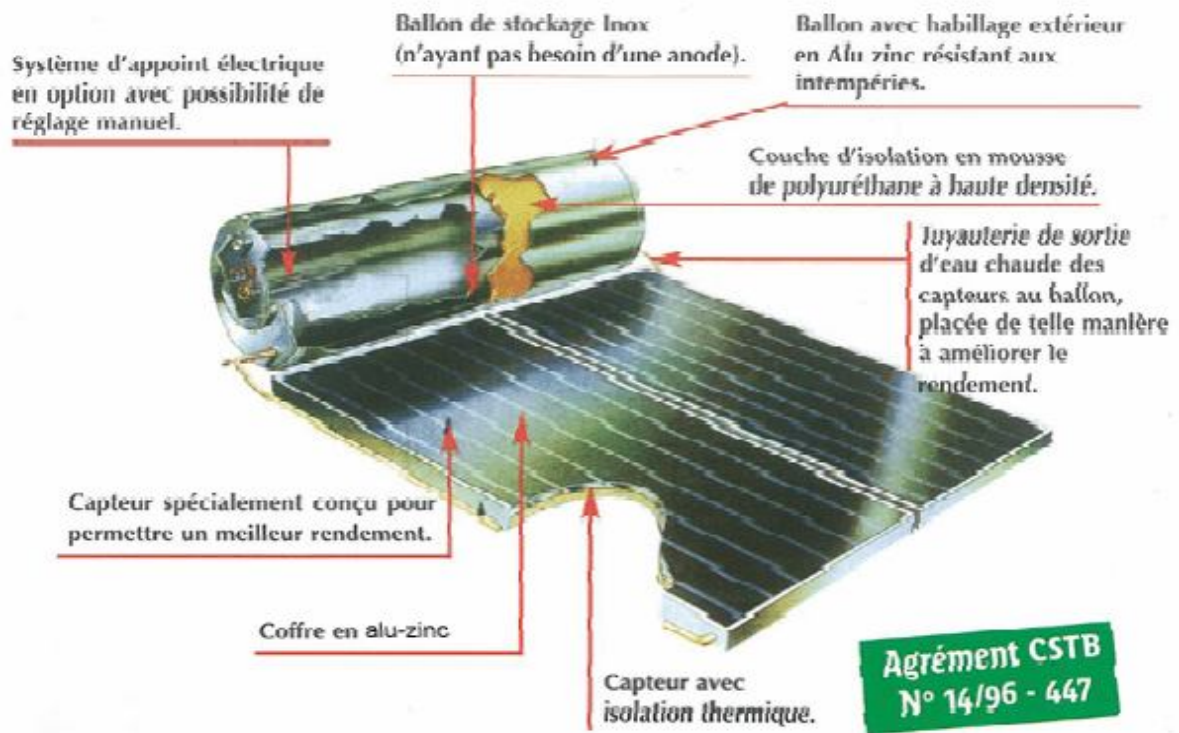
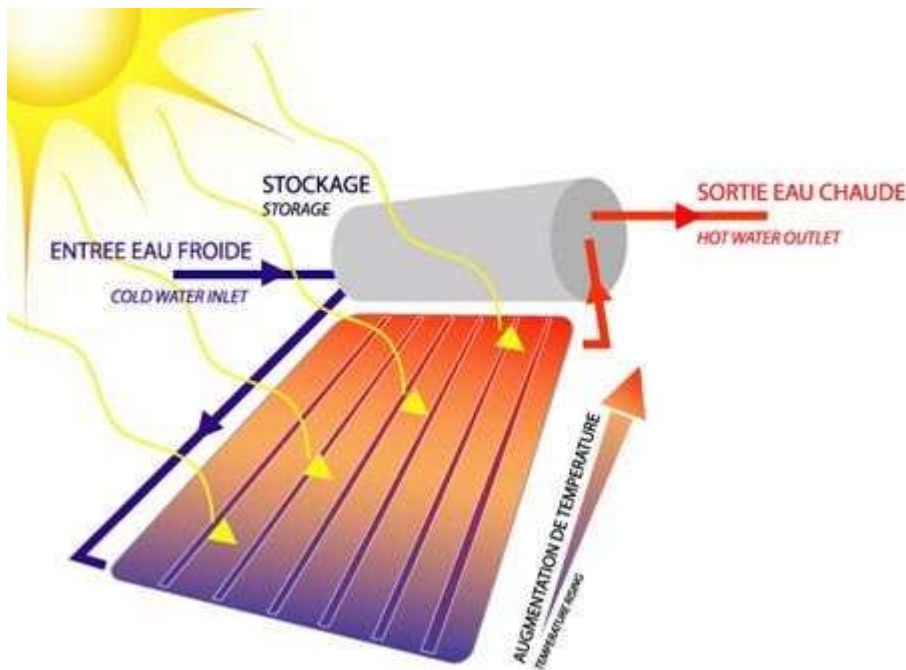


Figure 2.7 : Vue éclatée chauffe-eau solaire BP Solar



La figure 2.8. Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire monobloc

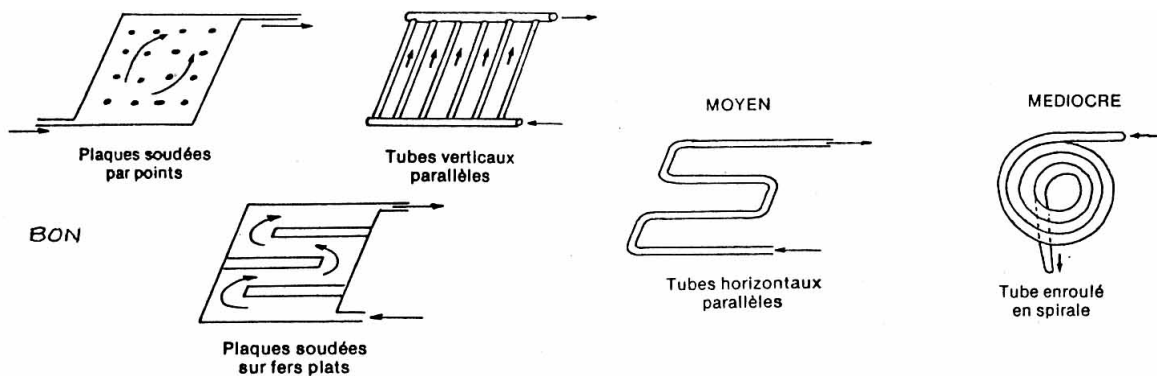


Figure 2.9 : Règles d'installation des chauffe-eau solaires monoblocs

2.3.2. Chauffe-eau solaire à éléments séparés

Ces appareils sont constitués d'un ballon relié à un ou plusieurs capteurs par des tuyauteries de longueur variable[3]. Le ballon non solidaire du capteur peut être installé à l'intérieur du logement. Ils fonctionnent le plus souvent en convection forcée (circulation de l'eau assurée par une pompe) ce qui nécessite le raccordement au réseau électrique. D'une plus grande souplesse d'utilisation, leur bon fonctionnement est davantage tributaire du soin apporté à leur installation. On trouvera sur la figure 3.5 le schéma de principe d'une installation type et sur la figure 3.6 le détail des différents éléments constitutifs.

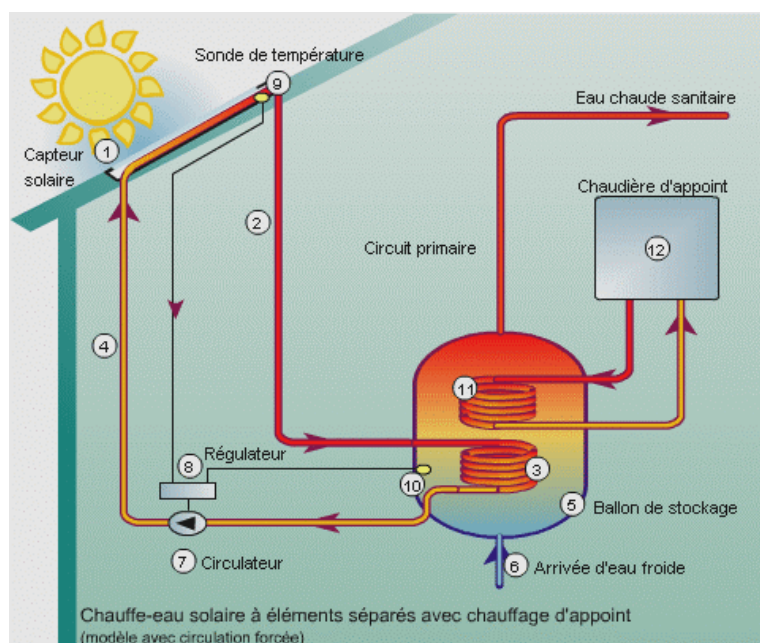


Figure 2.10 : Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire éléments séparés

La différence de masse volumique entre l'eau chaude et l'eau froide conduit à l'établissement d'un gradient de température dans un ballon de stockage d'eau chaude : la température de l'eau est plus élevée en haut qu'en bas du ballon ainsi que le schématise la figure 3.6 Le rendement d'un capteur solaire étant d'autant plus élevé que la température d'entrée du fluide est faible, on a intérêt :

- A choisir un rapport hauteur/diamètre du ballon suffisant (>2) pour obtenir une stratification suffisante,
- A éviter le brassage de l'eau dans le ballon qui « casserait » la stratification,
- A envoyer vers le capteur de l'eau provenant de la partie basse du ballon.

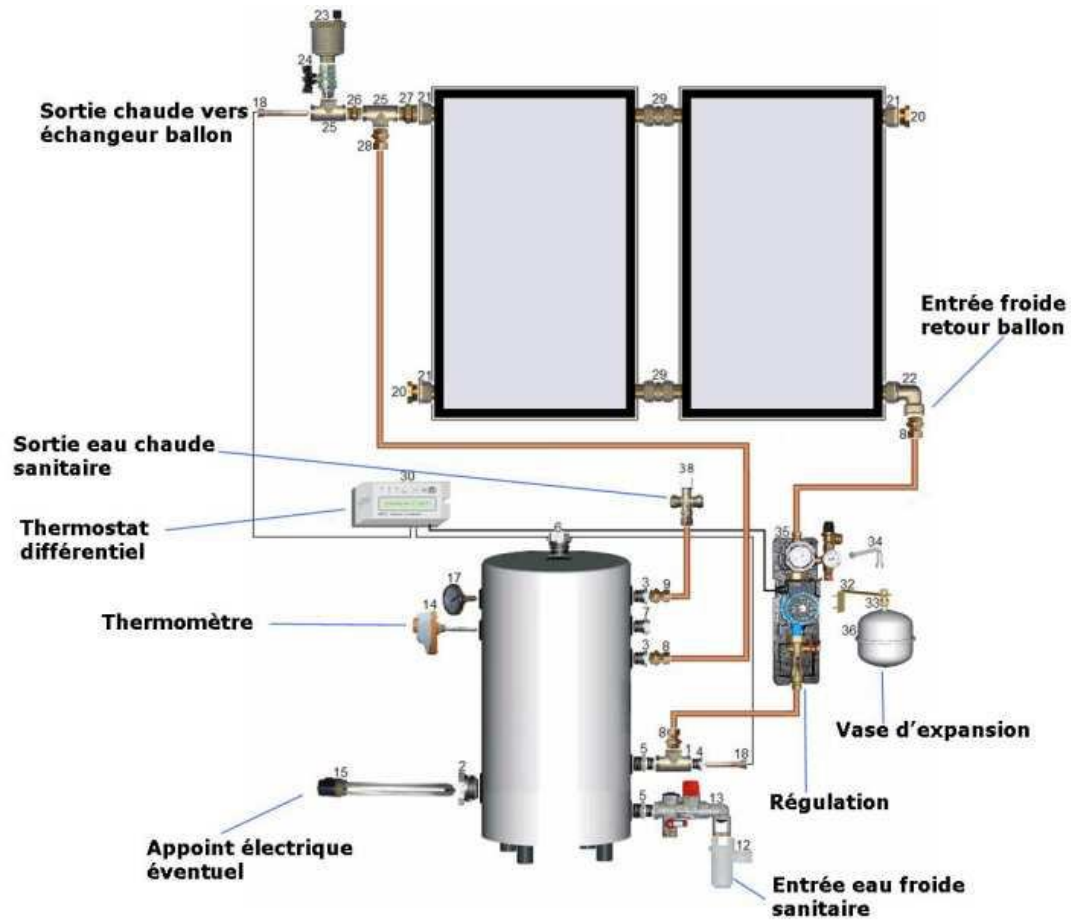


Figure 3.11 : Eléments d'un chauffe-eau solaire à éléments séparés

2.4. Boucle fermée et boucle ouverte :

La plupart des installations sont conçues avec une boucle fermée sous pression dont la circulation est forcée, mais il existe d'autres types d'installation (fig. 2.9):

- ✓ Si la boucle est fermée, le fluide qui chauffe dans les capteurs solaires et celui qui arrive aux points de puisages sont distincts : l'eau de consommation est indirectement chauffée à travers un échangeur par le fluide caloporteur du circuit solaire.
- ✓ Dans le cas où la boucle est dite ouverte, l'eau qui circule dans les capteurs est la même que celle qui est consommée aux points de puisage. On trouve ce type, le plus souvent dans les pays chauds, où les capteurs constituent le seul moyen de chauffage.

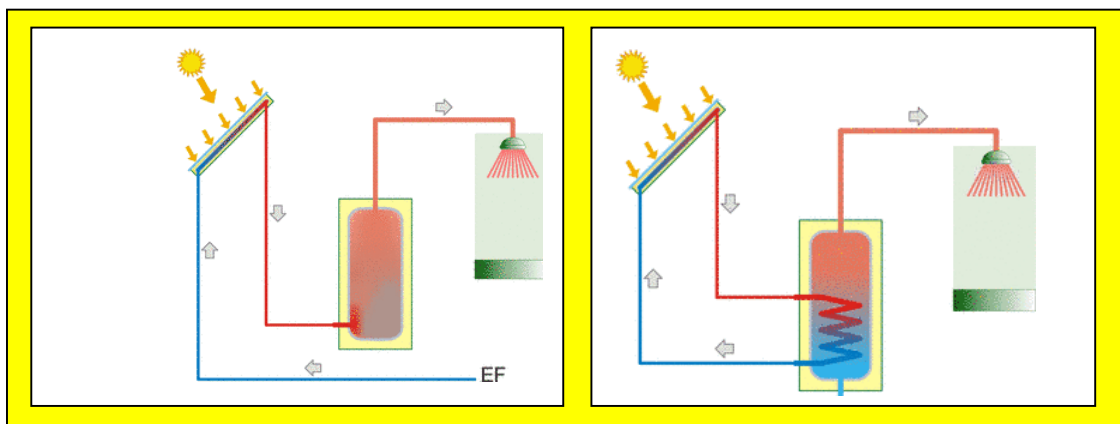


Figure 2.12.- Boucle fermée et boucle ouverte.

2.5- Circulation forcée ou thermosiphon :

Dans les installations à thermosiphon, le fluide de la boucle solaire circule par convection naturelle. Le stockage est en général situé au-dessus des capteurs.

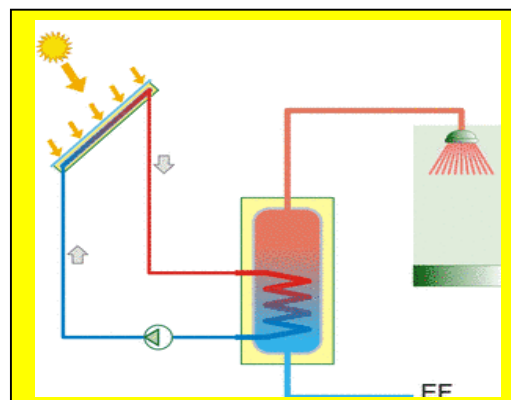


Figure 2.13. circulation forcée

Les installations à circulation forcée sont équipées d'un dispositif de pompage (circulateur) provoquant la circulation forcée du fluide de la boucle solaire (fig. 2.10). La pompe est activée automatiquement par la régulation qui évalue le moment où la température du fluide à la sortie des capteurs est supérieure à la température de l'eau dans le bas du réservoir de stockage.

2.6- Le Raccordement des Capteurs :

Il existe différentes configurations de raccordement des capteurs entre eux (fig. 2.11):

- en série **(a)** ;
- en parallèle **(b)** ;
- en rangée de capteurs en série **(c)** ;
- en rangée de capteurs en parallèle **(d)**.

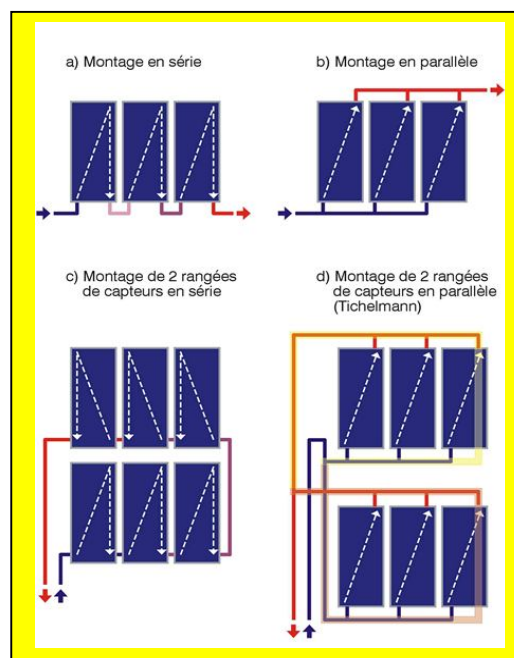


Figure 2.14. Raccordement des capteurs entre eux.

Le choix sera fonction de différents éléments :

- La facilité de réglage (équilibrage) ;
- la longueur nécessaire de tuyauterie (coût et pertes thermiques associés) ;
- la configuration de l'espace disponible ;

le compromis entre l'efficacité des capteurs et la température de sortie.

3. Dimensionnement de l'installation solaire :

3.1. Principe du dimensionnement

Il n'est pas réaliste de vouloir couvrir 100 % des besoins d'eau chaude sanitaire en utilisant seulement l'énergie solaire.

Une installation solaire sera donc toujours couplée avec un système d'appoint utilisant une autre source d'énergie : gaz, électricité...

Le dimensionnement de l'appoint vise à assurer :

- le service en eau chaude en toutes circonstances. C'est un problème classique qui nécessite surtout une bonne évaluation des besoins,
- la meilleure répartition possible entre solaire et appoint.

C'est un problème complexe qui nécessite l'utilisation d'outils de calcul spécifiques afin de produire un maximum d'énergie solaire à un coût compétitif.

En effet, le coût du kWh produit dépend essentiellement de deux paramètres :

- le coût de l'installation par m² de capteur,
- la productivité de l'installation (production par m² de capteur et par an).

Le coût de l'installation peut être approché par une formule relativement simple. En particulier, il dépend de façon quasi-linéaire de la surface des capteurs.

La productivité des capteurs n'est par contre pas définissable de façon simple. Elle décroît quand la surface de capteurs croît : le dernier mètre carré de capteurs produit moins d'énergie que le premier. En conséquence, toute augmentation de la surface de capteurs au delà de la taille optimale de l'installation entraîne une augmentation de la production solaire mais aussi une augmentation du coût du kWh produit.

Le mauvais dimensionnement d'un des autres composants du système (stock, échangeur, circuits, régulation) peut pénaliser sensiblement cette productivité.

3.2. Évaluation des performances d'une installation solaire

3.2.1 Évaluation de la production énergétique instantanée d'un capteur solaire

Équation fondamentale

La production énergétique instantanée d'un capteur solaire peut être définie par une équation caractéristique simple dans laquelle le capteur est caractérisé par sa surface et par deux coefficients caractéristiques[6]. Cette équation admet différentes formes suivant la température de fluide qui sert de référence.

On utilise la température moyenne du fluide dans le capteur. Au niveau de la normalisation internationale, on utilise plutôt la température d'entrée du fluide.

On a ainsi les deux écritures :

$$P_u = S (B I - K (T_{fm} - T_e)) \text{ ou : } P_u = S(Fr\tau\alpha I - FrU_l(T_{fe} - T_e)) \quad (3.1)$$

Avec :

P_u : puissance utile (W/m²)

I : flux de rayonnement disponible sur le plan des capteurs (W/m²)

T_e : température ambiante (°C)

T_{fe} : température d'entrée du fluide dans les capteurs (°C)

T_{fm} : température moyenne du fluide dans les capteurs (°C)

S : surface des capteurs (m²)

B, **Frτ_α**: coefficient caractéristique des gains du capteur (-)

K, **FrU_l**: coefficient caractéristique des pertes du capteur (W/m²/°C)

Définition des coefficients caractéristiques

En toute rigueur, les coefficients caractéristiques sont des variables dépendant des conditions régnant à un moment donné. En pratique, un capteur donné peut être caractérisé par un couple unique (B, K) ou (Frτ_α, FrU_l) déterminé par mesure dans des conditions normalisées. On peut évaluer les performances d'une installation solaire utilisant ce type de capteur à partir de ces valeurs normalisées qui figurent, par exemple, dans les avis techniques des capteurs commercialisés en France.

Le coefficient B est généralement compris entre 0,7 et 0,8 pour les capteur plans, entre 0,5 et 0,8 pour les capteurs sous vide (à incidence normale).

Le coefficient K est généralement compris entre 4 et 10 W/m²/°C pour les capteur plans, entre 1,5 et 3 W/m²/°C pour les capteurs sous vide.

Surface de capteur

Il existe plusieurs définitions possibles de la surface d'un capteur. Les termes les plus couramment utilisés sont ceux de "surface hors tout" et de "surface utile" :

- la surface hors tout (Sht) est à la surface supérieure du coffre du capteur,
- la surface utile, plus petite, est la surface d'entrée (S_e) du rayonnement (vitrage).

La surface hors tout permet de mieux prendre en considération les problèmes d'encombrement tandis que la surface utile est plus significative en terme de rendement thermique.

L'écart entre ces valeurs est faible pour les capteurs plans (5% à 10%), plus important pour les capteurs sous vide (10% à 20%).

Les caractéristiques données par les constructeurs font référence à l'une ou l'autre de ces surfaces, ou aux deux. Les avis techniques du CSTB donnent la surface d'entrée et la surface hors tout. En pratique, on peut utiliser l'une ou l'autre pourvu que toutes les caractéristiques fassent référence à la même définition de la surface. Dans le cas contraire, on risque de commettre des erreurs significatives sur les bilans énergétiques et économiques. En particulier :

dans le calcul des performances, on utilisera les paramètres caractéristiques des capteurs (coefficients B et K) définis pour la surface de référence choisie, 1 dans les calculs économiques, on définira les coûts unitaires (par m²) par rapport à cette même surface de référence choisie.

3.3. Outil simplifier de calcul des performances d'un système solaire ECS (SOLO)

Tous les outils de calcul des performances des installations solaires ECS utilisent l'équation fondamentale définissant la production instantanée d'un capteur. Ils prennent en compte les autres composants du système (modèle spatial) et l'évolution du système au cours du temps (modèle temporel) pour en déduire les performances du système.

Les outils simplifiés les plus connus en France sont F-chart et SOLO. Il s'agit de méthodes anciennes, reconnues, disponibles sous forme d'outils informatiques relativement conviviaux. Ces outils fournissent les bilans énergétiques journaliers en moyenne mensuelle d'une installation solaire. L'origine américaine de F-chart complique un peu son utilisation en France car les outils informatiques associés n'intègrent pas les données météorologiques de la France et utilisent (Fr_{ta}, Fr_{UI}) plutôt que (B,K). De plus, les performances semblent systématiquement pessimistes en hiver en France hors des zones les plus ensoleillées.

SOLO est une méthode de calcul développée par le CSTB. Différents outils informatiques reposent sur cette méthode (logiciels pour micro-ordinateur, serveur minitel, site internet). Ces outils utilisent la même méthodologie de calcul à quelques différences minimales près. Ils intègrent tous une base de données météorologiques importante (plus de 60 stations en France métropolitaine) et une base de composants (en particulier les caractéristiques des capteurs solaires courants en France).

Dans les différents outils basés sur SOLO, la saisie des données d'une installation ne prend que quelques minutes. Le calcul proprement dit est quasi-instantané. Une demi-heure suffit pour tester plusieurs variantes de dimensionnement. SOLO calcule la production solaire à l'aide d'équations semi-empiriques qui ont été établies en traitant des cas-types avec une méthode détaillée.

La démarche adoptée est la suivante. Les données nécessaires sont précisées ci-dessous.

- a) On calcule les besoins énergétiques journaliers en moyenne mensuelle :
 - consommation journalière et température d'eau froide en moyenne mensuelle,
 - température de consigne de l'eau chaude supposée constante sur l'année.

- b) On calcule le rayonnement global journalier en moyenne mensuelle sur le plan des capteurs par des méthodes classiques utilisant d'une part les données astronomiques et la géométrie, d'autre part des corrélations statistiques sur le rayonnement solaire :
 - rayonnement global horizontal journalier en moyenne mensuelle,
 - inclinaison et orientation des capteurs.

c) On calcule le taux de couverture solaire en moyenne mensuelle par une équation empirique complexe [6] :

$$f = 1.029 Y - 0.065 X - 0.245 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.0215 Y^3 \quad (3.2)$$

Avec:

$$Y = Ac \frac{Fr (\overline{\tau\alpha})}{L} \overline{H}_\beta N = Y = Ac \frac{B}{L} \overline{H}_\beta N$$

$$X = Ac \frac{Fr U_g}{L} (100 - \overline{T}_d) \Delta t \frac{X_c}{X} = X = Ac \frac{K}{L} (100 - \overline{T}_d) \Delta t \frac{X_c}{X}$$

Et:
$$\frac{X_c}{X} = \frac{11.6 + 1.18T_s + 3.86T_r - 2.32\overline{T}_d}{100 - \overline{T}_d}$$

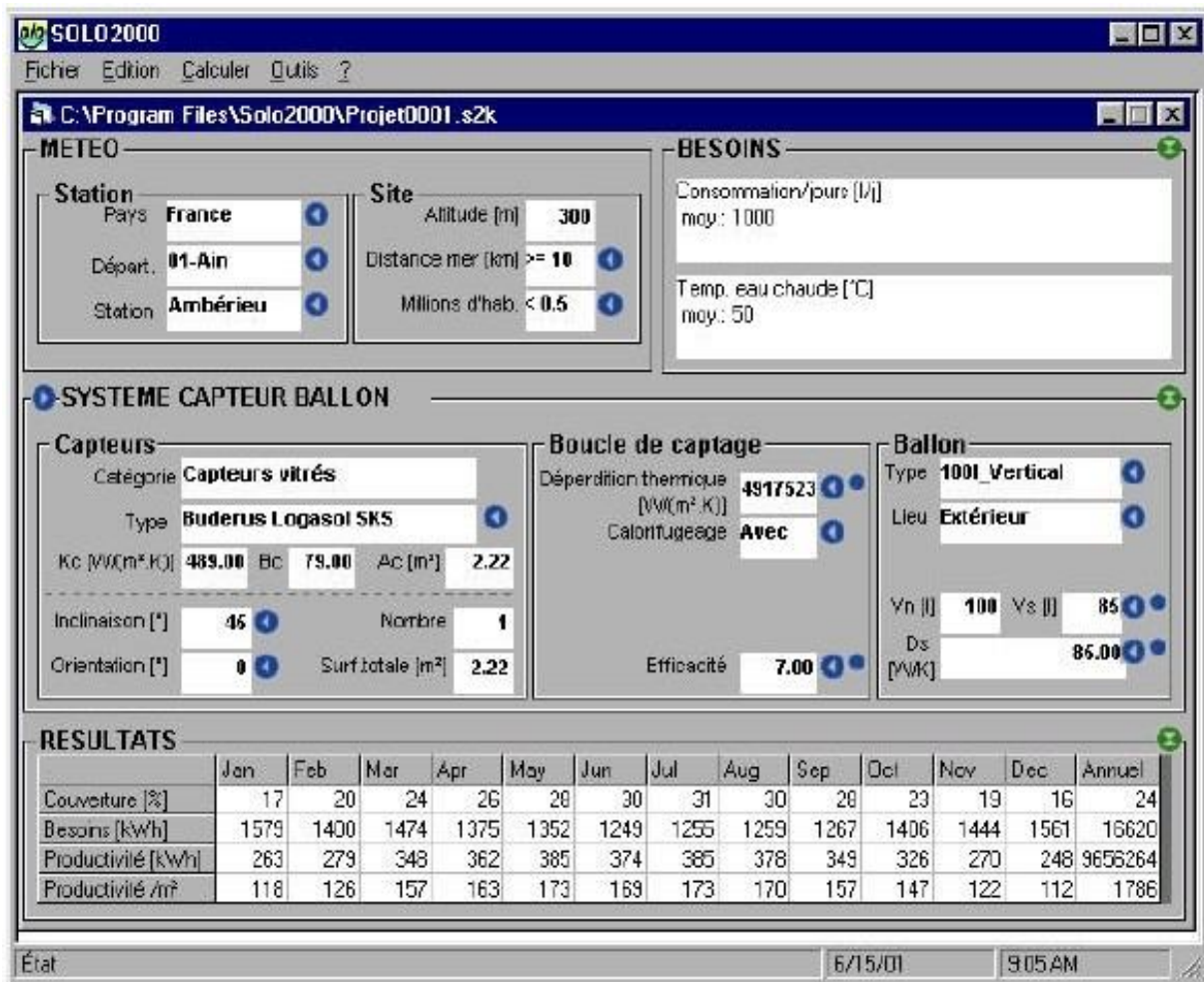
X : sont des pertes thermiques pour une durée de calcul désirée d'un capteur porté à une température de référence de 100 C

Y : est l'énergie absorbée en moyenne par jour

- type de schéma (à choisir parmi 5 schémas-types, en général),
- capteurs : surface totale S , paramètres B et K ,
- stock : volume V , constante de refroidissement CR , intérieur ou extérieur,

d) On en déduit les bilans énergétiques journaliers, mensuels et annuel. SOLO permet d'analyser rapidement les conséquences d'un choix de conception ou de dimensionnement ou d'une évolution des besoins. La saisonnalité est prise en compte.

Enfin, les résultats obtenus ont été validés par l'expérience, en particulier par utilisation de CSTB depuis plus de 10 ans en Garantie de Résultats Solaires.



3.4. Méthodologie de définition et dimensionnement

La méthodologie de définition et dimensionnement présentée ici est centrée sur l'évaluation des performances par la méthode SOLO et se décompose en 5 étapes :

- Etape 1 - Recueil des données nécessaires
- Etape 2 - Définition des principes de l'installation
- Etape 3 – Pré-dimensionnement des composants principaux
- Etape 4 - Optimisation du dimensionnement en calculant les bilans de variantes de l'installation initiale
- Etape 5 - Finalisation de la définition et du dimensionnement de l'ensemble des composants

3.4.1 Recueil des données nécessaires

L'incertitude sur les besoins est la principale source potentielle d'une erreur grave de dimensionnement, celle sur les autres données a une influence plus limitée.

Données nécessaires concernant les besoins en eau chaude (SOLO)

Ce sont :

- la température de consigne de l'eau chaude supposée constante sur l'année,
- la consommation journalière en moyenne mensuelle.

Une bonne connaissance des besoins en eau chaude est indispensable. En particulier, toute surévaluation des besoins risque de conduire à un surdimensionnement de l'installation gravement préjudiciable à sa productivité, et donc à sa rentabilité.

En pratique :

- dans le cas d'une installation de production d'eau chaude pré-existante à la mise en place du système solaire, on mesure la consommation réelle sur une période significative,
- dans le cas d'une installation neuve, on s'appuie sur les résultats connus pour des utilisations du même type et on privilégie les hypothèses basses.

Critères et contraintes

En général on cherche à maximiser la rentabilité économique de l'investissement, mais il pourra compléter ce critère par différentes contraintes qui devront être prises en compte :

- assurer un taux de couverture solaire minimal donné annuel,
- assurer un taux de couverture solaire minimal à certaines périodes,
- ne pas dépasser un investissement maximal,

D'autres contraintes peuvent résulter de considérations pratiques sur le site :

- la surface maximale disponible pour l'implantation des capteurs,
- le choix d'orientation et d'inclinaison limités pour les capteurs, ombrages
- emplacement disponible pour le(s) ballon(s) de stockage.

Données météorologiques nécessaires (SOLO)

Les données météorologiques nécessaires à SOLO sont :

- la température moyenne mensuelle,
- le rayonnement global journalier dans le plan horizontal en moyenne mensuelle,
- la température d'eau froide en moyenne mensuelle.

On prend les données du site si elles sont connues (ce qui est rarement le cas, en particulier pour le rayonnement) ou celles d'une station météorologique proche contenue dans la base de données intégrée à l'outil SOLO. Dans certains cas (montagne), on définit une station virtuelle en prenant les données de rayonnement d'une station météorologique proche et les données de température du site.

On peut calculer une valeur approchée de la température d'eau froide **Tef** pour le mois i à partir des valeurs de la température extérieure par la formule suivante :

$$\mathbf{Tef(i) = (Te(i) + Tem)/2}$$

dans laquelle **Te(i)** et **Tem** sont les températures extérieures mensuelle (mois i) et annuelle.

On peut calculer une valeur approchée du rayonnement global horizontal journalier à partir du nombre d'heures d'ensoleillement journalier.

Pour le mois i, on a :

$$\mathbf{RGJ(i) = RJE(i) \times (0,19 + 0,62 \cdot HI(i)/DJ(i))} \quad \mathbf{(3.3)}$$

- **RJE(i)** : rayonnement journalier extraterrestre sur le site pour le mois i,
- **HI(i)** : nombre d'heures moyen d'ensoleillement journalier pour le mois i,
- **DJ(i)** : durée moyenne du jour sur le site pour le mois i.

RJE et **DJ** ne dépendent que de la latitude et du mois. Ils sont calculables par des équations astronomiques simples (voir chapitre 1)

Données nécessaires sur les caractéristiques des composants (SOLO)

Ce sont :

- La surface unitaire et coefficients B & K des capteurs solaires,
- Le volume et la constante de refroidissement des ballons de stockage.

L'outil utilisé peut intégrer une base de données des caractéristiques des capteurs et des ballons. A défaut, on consultera les avis techniques des capteurs et les fiches constructeur des ballons.

Pour ces derniers, on peut aussi utiliser la formule :

$$CR = \frac{24}{V_b} \left(1.1 + \frac{0.05}{V_b} \right) \times h \times S_b$$

Avec :

$$\frac{1}{h} = \frac{1}{10} + \frac{e_{iso}}{k_{iso}}$$

V_b : volume du ballon (m^3).

S_b : surface externe du

ballon(m^2)

e_{iso} : épaisseur de l'isolant

(m).

k_{iso} : conductivité de l'isolant (W/m/K).

h : coefficient des pertes globale de la cuve de stockage

3.4.2 Définition des principes de l'installation

Choix du schéma de principe de l'installation

Ce choix doit se faire parmi les 5 schémas simples reconnus par SOLO. L'éventail est suffisant car les schémas plus complexes sont rarement efficaces en pratique en raison de problèmes de régulation et de fiabilité. Tous ces schémas comportent un appoint en série sur la sortie du système solaire.

Deux critères les différencient :

- la présence et la nature d'un échangeur éventuel entre capteur et stock,
- le moteur de la circulation du circuit capteur : thermosiphon ou pompe.

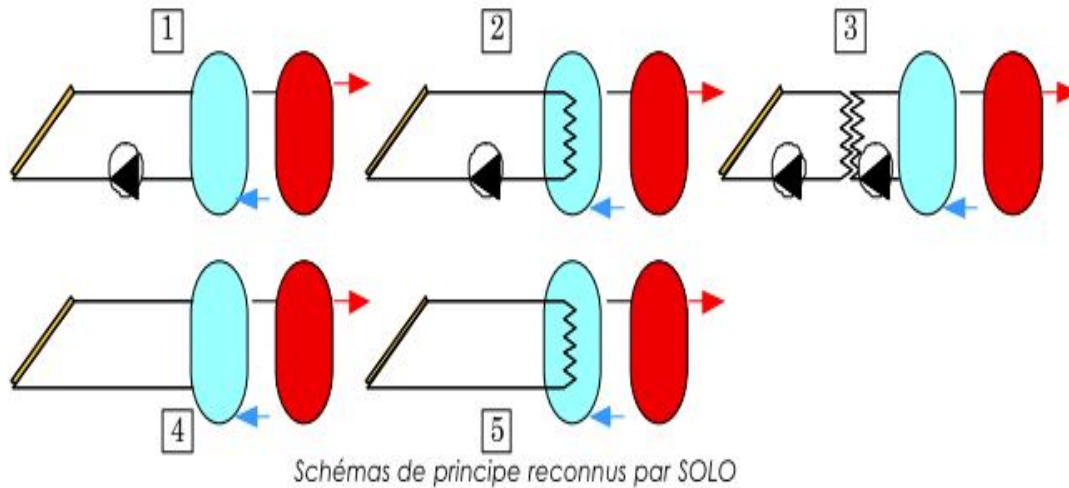


Schéma 1 - Circuit capteurs-ballon : direct ; circulation : forcée

Schéma 2 - Circuit capteurs-ballon : échangeur interne; circulation : forcée, 1 pompe

Schéma 3 - Circuit capteurs-ballon : échangeur externe; circulation : forcée, 2 pompes

Schéma 4 - Circuit capteurs-ballon : direct ; circulation: thermosiphon

Schéma 5 - Circuit capteurs-ballon : échangeur interne; circulation : thermosiphon

Capteurs

Pour une application de production d'eau chaude sanitaire, on utilisera des capteurs plans. L'utilisation de capteurs à tubes sous vide ne peut se justifier aujourd'hui, compte tenu de leur prix élevé, que dans deux cas :

- surface disponible limitée et recherche d'un taux de couverture élevé,
- besoins d'eau chaude à haute température et taux de couverture élevé.

Les particularités du site peuvent guider le choix précis du type de capteur. Par exemple, on privilégiera les capteurs plans de performances élevés (B élevé et K faible) si on est dans un des deux cas définis ci-dessus.

Si plusieurs modèles sont envisagés, on devra dimensionner une meilleure installation pour chacun de ces modèles puis faire le choix définitif en comparant les performances énergétiques et économiques des différentes solutions.

Échangeur

Les échangeurs externes seront des échangeurs à plaques. Les échangeurs intégrés seront du type à serpentins.

Ballons de stockage

Le stock sera composé d'un ou plusieurs ballons équipés d'une isolation thermique.

3.5. Les capteurs :

On sélectionne des capteurs de la marque GIORDANO qui ont les caractéristiques suivant :

a. Un absorbeur sélectif performant :

L'absorbeur du nouveau **Capteur Solaire Giordano** est constitué d'une feuille d'Aluminium (EN AW-1050A) ayant subi un traitement sélectif après anodisation afin d'augmenter ses performances, sa robustesse et sa résistance à la corrosion.

- ❖ Revêtement hautement respectueux de l'environnement, obtenu par procédé PVD (dépôt sous vide), très faible consommateur d'énergie et ne générant aucun effluent polluant.
- ❖ Fort coefficient d'absorption : $0,95 \pm 0,01$ et d'émissivité (à 100°C) : $0,05 \pm 0,02$.
- ❖ Résistance à des températures extrêmes.
- ❖ L'absorbeur est assemblé à des tubes cuivre par soudure laser pour une conductivité thermique optimale

b. Une isolation optimale :

Les **Capteurs Solaires Giordano** sont parfaitement isolés afin d'éviter toute déperdition de chaleur.

VERSION "SU" : isolation 20 + 20 mm

- ❖ 20 mm de mousse polyuréthane sans CFC recouverte sur chaque face d'un parement en aluminium gaufré réfléchissant (M1).
- ❖ 20 mm de laine de verre (M0).

c. Un verre résistant aux intempéries :

Verre trempé d'épaisseur 4 mm, assemblé au cadre acier par collage silicone, qui assure le maintien de l'étanchéité.

- ❖ Haut coefficient de transmission : 91%.

3.6. Hydraulique (conduit de chauffage) :

3.6.1. Le circulateur :

Les fabricants de capteurs recommandant un débit qui est compris entre 40 et 70 litre par heure et par m² de capteurs. Un régleur de débit peut être installé.

Certains fabricants fournissent des circulateurs à débit réglable sur 3 position est définie en fonction des longueurs aller retour de raccordement des capteurs au ballon, du diamètre du tube utilisé et de la surface de capteur installés.

Par prudence, pour éviter un vieillissement prématuré de circulateur due à la chaleur, on le placer en amont des capteurs : l'eau y sera moins chaude.

3.6.1.1. Choix de circulateur d'eau (P1):

a. Le débit volumique de circuit primaire :

$$Q_v = Q_{rec} * S_{capt} \quad (l/h) \quad Q_{rec} :$$

débit recommandant on prend 50 litre/ h.m²

S_{capt} : surface des capteurs

Application :

$$50 * 24 = 1200 \text{ l/h} = 1.2\text{m}^3/\text{h}$$

D'après le catalogue du fabricant : le circulateur est de type : **Wilo-Stratos ECO-ST**, On

opte pour le choix **Wilo-Stratos ECO-ST 25/1-5**, qui peut vaincre une perte de Charge de

5m.

b. Dénomination :

Stratos ECO : Pompe haut rendement.

-ST : Exécution pour des applications de thermie solaire.

25/ : Diamètre nominal de raccordement.

1-5 : Plage de hauteur manométrique [m].

c. Domaines d'application :

Circulation dans des installations d'énergie solaire.

Puissance nominale(w) :29

Puissance absorbée (w) : 5.8-59

Tension (volt) : 230

3.6.1.2. Dimensionnement de la pompe (P2) :

La pompe (P2) est destinée à faire circuler l'eau chaude dans les radiateurs

Pour avoir le débit nécessaire pour chaque tronçon en utilise la formule suivant :

$$Q_v = P \cdot 3600 / C_p \cdot \rho \cdot \Delta T \text{ (m}^3/\text{h)}$$

La formule suivant aide à calculer les pertes singulières :

$$\Delta P_s = \zeta \cdot \rho / 2 \cdot w^2$$

Pour le ζ pour chaque déviation de la conduit (té, coud, ...), ainsi la quantité.

Le (ρ) pour l'eau de 45 C° et de 984 kg.m-3

Et le C_p est égale à 4183 J/kg.K

Pour les pertes de charge linéaire on utilise la formule suivante :

$$\Delta P_l = R \cdot L$$

R : pertes de charge (Pa /m).

L : longueur de la tuyauterie (m).

3.7. Dimensionnement de ballon D'ECS :

Le ballon que on à choisir et à double échangeur, un pour le circuit solaire l'autre et pour la chaudière à gaz. On à consulté le catalogue tec-sol pour avoir un ballon du volume de 2000l.

D'après le catalogue du fabricant **IMMOLOGIS** on opte pour un ballon qui à :

Les caractéristiques suivant :

Matière: tôle acier 37,2 ou inox 1.4301.

Revêtement de protection: couche de verre en céramique de haute qualité et anode de protection.

- Pression de service maximale: 8 bars.
- Pression d'épreuve de l'eau: 20 bars.
- Température maximale de fonctionnement: 95 ° 6.
- Isolation: mousse de polyuréthane souple d'épaisseur: 50 mm.
- Matériel: tube en acier ST 37,2 ou tube inox 1,4031.

3.8. Choix du matériau des tuyauteries :

Dans la pratique, les matériaux utilisés, hors recommandation particulières du fabricant, sont le cuivre, l'acier et l'inox flexible.

L'acier galvanisé ne supporte pas les températures supérieures à 60°C.

Il est à proscrire sur tout le circuit solaire. Il ne doit pas être installé en amont d'une portion de circuit en cuivre, laiton ou bronze (et donc jamais dans un circuit primaire avec capteurs solaires en cuivre).

3.9. Organes de sécurité :

3.9.1. Protection contre le gel :

Comme pour tous les circuits de fluide en plein air, il faut prévoir une protection contre le gel, pour éviter de faire éclater les capteurs et les conduites à l'extérieur en hiver.

La solution retenue généralement pour éviter le gel est de mettre l'antigel dans le circuit.

Il est obligatoire d'utiliser un antigel de qualité alimentaire de type (Mono Propylène Glycol), recommandé par le conseil supérieur d'Hygiène publique.

Généralement l'antigel est recommandé et fourni par le fabricant de chauffe-eau solaire individuel.

La mise à l'égout de cet antigel est strictement interdite (raccordement de la soupape de sécurité au bac de récupération).

Dans le territoire algérien la température extérieure ne tend pas vers des valeurs négatives, donc l'antigel n'est pas indispensable pour notre installation.

3.9.2. Joints à utiliser :

Les joints fibres sont déconseillés. Il est préférable d'utiliser des joints en graphite ayant une très bonne tenue aux hautes températures.

Les principales qualités d'un calorifuge.

Le calorifugeage des réseaux extérieurs du circuit primaire doit faire l'objet d'une attention toute particulière.

Il doit être conçu de manière à :

- Ne pas se dégrader lors d'une exposition au soleil prolongée
- être étanche aux l'infiltration d'eau.

3.9.3. Calorifuge utilisé :

Les tuyauteries installées à l'extérieur de logement doivent être obligatoirement isolées dans des manchons souples d'épaisseur mini 19 mm, résistant aux hautes températures et aux rayons ultraviolets. Si l'isolant n'est pas conçu pour résister à l'agression extérieure (laine de roche par exemple), i doit recevoir une couche protectrice anti-UV, sinon il risque d'être détérioré rapidement. Cette protection est :

- Soit couche de peinture plastifiée
- Soit une coque métallique sans pénétration possible de l'eau de pluie

Le circuit primaire doit comporte différents appareillages nécessaires à sa protection.

3.9.4. Le vase d'expansion :

Il est obligatoire. Il permet le maintenir la pression quelle que soit la température de l'eau dans le circuit.

Il est placé entre le ballon et les capteurs (circuit froid). Il ne doit jamais pouvoir être isolé du circuit. Néanmoins, la présence d'une vanne d'isolement (ouverte lors de l'utilisation de l'installation) est nécessaire pour une bonne maintenance. La pression de gonflage doit être toujours réalisée avant le remplissage du circuit.

a. Dimensionnement de vase d'expansion :

La principale fonction d'un vase d'expansion à membrane est de compenser l'augmentation du volume d'eau due aux variations de température.

Le calcul du volume du vase d'expansion nécessite la détermination au préalable du :

- Volume d'expansion (**Ve**).
- Facteur de pression.

Le volume d'expansion (**Ve**) se détermine à l'aide des 2 éléments suivants :

- Le volume de l'installation, 2000 litre.
- La température moyenne de fonctionnement qui détermine le coefficient d'expansion

Calcul du volume d'expansion :

$Ve = \text{Volume d'eau} \times \text{Coefficient d'expansion}$

b. Calcul du facteur de pression :

Le facteur de pression se détermine à partir de la formule :

$$p = \frac{(\text{Pression de tarage de la soupape}+1) - (\text{pression statique}+1)}{(\text{Pression de tarage de la soupape}+1)}$$

c. Calcul du volume total du vase d'expansion :

Le volume total se détermine à partir de la formule suivante :

D'après le catalogue **GRUNDFOS** on sélectionne un vase d'expansion de 35 litre.

Caractéristique du vase :

Température du liquide : 99° C maxi.

Pression de pré-gonflage : 1,5 bar (azote).

Pression de service maxi : 3 à 6 bars selon le modèle.

3.9.5. La soupape de sécurité :

La soupape est obligatoire, elle est chargée d'évacuer d'éventuelles sur pressions dans le circuit. Elle doit être raccordée au réceptacle de fluide caloporteur. Elle ne doit jamais être isolée du circuit. En général, elle est tarée à 6 bars. Certains systèmes sont tarés à 3 bars.

3.9.6. Le manomètre :

Il indique la pression dans le circuit et doit permettre un contrôle régulier de la pression. Il est normal de constater une élévation de pression lorsque le circuit est chaude.

3.9.7. Vanne de remplissage de vidange :

- Elle doit toujours être bouchonnée et se trouver en position fermée
- Elle se trouve au point le plus bas de l'installation.

3.9.8. Le purgeur d'air :

Chaque point haut de l'installation doit être pourvu d'un purgeur d'air. Les purgeurs placés aux très hautes températures (200°C). En fonctionnement, les purgeurs automatiques doivent être isolés par une vanne de sectionnement pour éviter la vidange de circuit primaire par dégazage en cas de montée anormale de température de capteur.

D'après le catalogue **IMMOLOGIS** on choisit un purgeur automatique de type :1900 N004 SUN.

3.9.9. Le clapet anti-retour :

Dans le cas d'un CESI à circulation forcée, un clapet anti-retour est indispensable lorsque le ballon de stockage est disposé au même niveau ou en dessous de capteur. Ce clapet évite la formation d'un thermosiphon la nuit et de bonne qualité sont en règle générale plus faibles. Il est préférable de les installer en position verticale. Il doit être manoeuvrable afin de permettre une vidange éventuelle du circuit primaire.

3.10. Pré-dimensionnement de système de CES

Dans notre travail nous avons calculés la surface optimale pour production d'eau chaud à 45°C de stockage de 2000 litres dans le site d'Alger de latitude 36.7 pour 4 cas suivants :

- 1^{ère} cas ballon extérieur, échangeur séparé
- 2^{ème} cas ballon extérieur, échangeur noyé
- 3^{ème} cas ballon intérieur, échangeur noyé
- 4^{ème} cas ballon intérieur, échangeur séparé

On choisit la meilleure configuration de 4 cas précédents et on calcule la surface optimale pour les sites d'Adrar, Beskra et Sidi Belabes

Valeur centrale

La surface de capteurs S_c est la variable essentielle car elle conditionne le coût et la production utile du système. Dans notre approche, le pré-dimensionnement de S_c se fait sur la base de la productivité thermique et du taux de couverture solaire.

On définit S_{c0} de façon à avoir un ratio V_j/S_{c0} égal à 85 litres/m².

Soit 2000 litres/jour $\Rightarrow S_{c0} = V_j/85 = 2000/85 = 23.52 \Rightarrow S_{c0} = 24\text{m}^2$

Dans chaque cas des cas précédents on varie la surface de 20m² jusqu'à 30m² et par SOLO

➤ On calcule :

- La productivité annuelle (kwh/m²an) ,
- Le taux de couverture solaire annuel(%)

➤ On trace dans le même graphe :

- La productivité annuelle (kwh/m²an) en fonction de la surface(m²)
- Le taux de couverture solaire annuel(%) en fonction de la surface(m²)

➤ on déduit la surface optimale qui est le point d'intersection entre la courbe de la productivité et la courbe de taux de couverture solaire

4. Résultats du dimensionnement

4.1. Détermination de surface optimale pour le site d'Alger

4.1.1. ballon extérieur avec échangeur séparé

4.1.1.1. cas d'une surface de captation de ($A_c = 20\text{m}^2$)

Alger, latitude : $36^\circ.7$

D'après L'ONM on a le tableau suivant :

mois	Janv.	Fév.	Mars.	Avr.	Mai.	Juin.	Juil.	Aout.	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
T° extérieure	11	12	13	15	18	21	24	25	23	19	15	12
T° eau froide	14,16	14,66	15,16	16,16	17,66	19,16	20,66	21,16	20,16	18,16	16,16	14,66

Tableau 4.1 données climatologiques pour la ville d'Alger .

a. Capteurs :

D'après les résultats du dimensionnement des composants solaires principaux on les tableaux suivant:

Surface	24 m ²
Inclinaison	36,7 °/Horizon
Orientation	0°/Sud
Coefficient B	0,76
Coefficient K	4,2W/m ² . °C

Tableau 4.2. caractéristique du capteur

b. ballon d'eau chaude :

Situation	extérieur
Température ECS	45 °C
Volume de stockage	2000 Litres
Cste de refroidissement	0,1036Wh/jour.l.°C
Type d'installation	Circulation forcée, échangeur séparé

Tableau 4.3. caractéristique du ballon d'eau chaude

c. Bilan de rayonnement sur notre site :

Mois	Irradiation directe sur un plan de capteur (Wh/m ² .jour)	Irradiation diffus sur un plan horizontale (Wh/m ² .jour)	Irradiation globale sur un plan horizontale (Wh/m ² .jour)	Irradiation globale sur un plan incliné (Wh/m ² .jour)
janvier	1080	1000	2080	3032
Février	1530	1490	3020	4241
Mars	1920	2180	4100	5172
Avril	2900	2440	5350	5515
Mai	3580	2760	6340	6068
Juin	3760	3030	6790	5917
Juillet	4640	2680	7320	6123
Aout	3570	2650	6210	6213
Septembre	2920	2170	5080	5673
Octobre	1910	1550	3450	4466
Novembre	1710	1200	2370	3154
décembre	1160	940	2100	2765

Tableau 4.4.bilan du rayonnement de notre site

d. Calcul des performances thermique des installations de production d'ECS :

d.1.ballon

mois	Irradiation capteurs (Wh/m2.jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	3032	2223	847	27,3	38,1	2000
Février	4241	1975	1056	37,7	53,5	2000
Mars	5172	2151	1412	45,5	65,6	2000
Avril	5515	2012	1458	48,6	72,5	2000
Mai	6068	985	970	31,3	98,4	1000
Juin	5917	721	718	23,9	99,6	800
Juillet	6123	614	613	19,8	99,8	700
Aout	6213	601	600	19,4	99,8	700
Septembre	5673	866	856	28,5	98,8	1000
Octobre	4466	1935	1261	40,7	65,2	2000
Novembre	3154	2012	880	29,3	43,7	2000
Décembre	2765	2187	779	25,1	35,6	2000

Tableau 4.5. Performance thermique de l'installation

Taux couverture solaire	62.6	%	Apport solaire annuel	11449	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivité annuelle	572	kWh/m2.an

Tableau 4.6. performance thermique annuel

4.1.1.2. cas d'une surface de captation de (Ac=22m²)

Taux couverture solaire	65,9	%	Apport solaire annuel	12046	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	548	kWh/m2.an

Tableau 4.7. performance thermique annuel

4.1.1.3. cas d'une surface de captation de($A_c=24m^2$)

Taux couverture solaire	68,9	%	Apport solaire annuel	12593	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	525	kWh/m2.an

Tableau 4.8. performance thermique annuel

4.1.1.4. cas d'une surface de captation de($A_c=26m^2$)

Taux couverture solaire	71,6	%	Apport solaire annuel	13092	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	504	kWh/m2.an

Tableau 4.9. performance thermique annuel

4.1.1.5. cas d'une surface de captation de($A_c=28m^2$)

Taux couverture solaire	74,1	%	Apport solaire annuel	13547	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	484	kWh/m2.an

Tableau 4.10. performance thermique annuel

4.1.1.6. cas d'une surface de captation de($A_c=30m^2$)

Taux couverture solaire	76,3	%	Apport solaire annuel	13958	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	465	kWh/m2.an

Tableau 4.11. performance thermique annul

4.1.1.7. détermination de la surface optimale :

La surface optimale est le point d'intersection entre la courbe de taux de couverture solaire en fonction de la surface des capteurs ($f=F(A_c)$) et la courbe de productivité annuel en fonction de la surface des capteurs ($p=F(A_c)$)

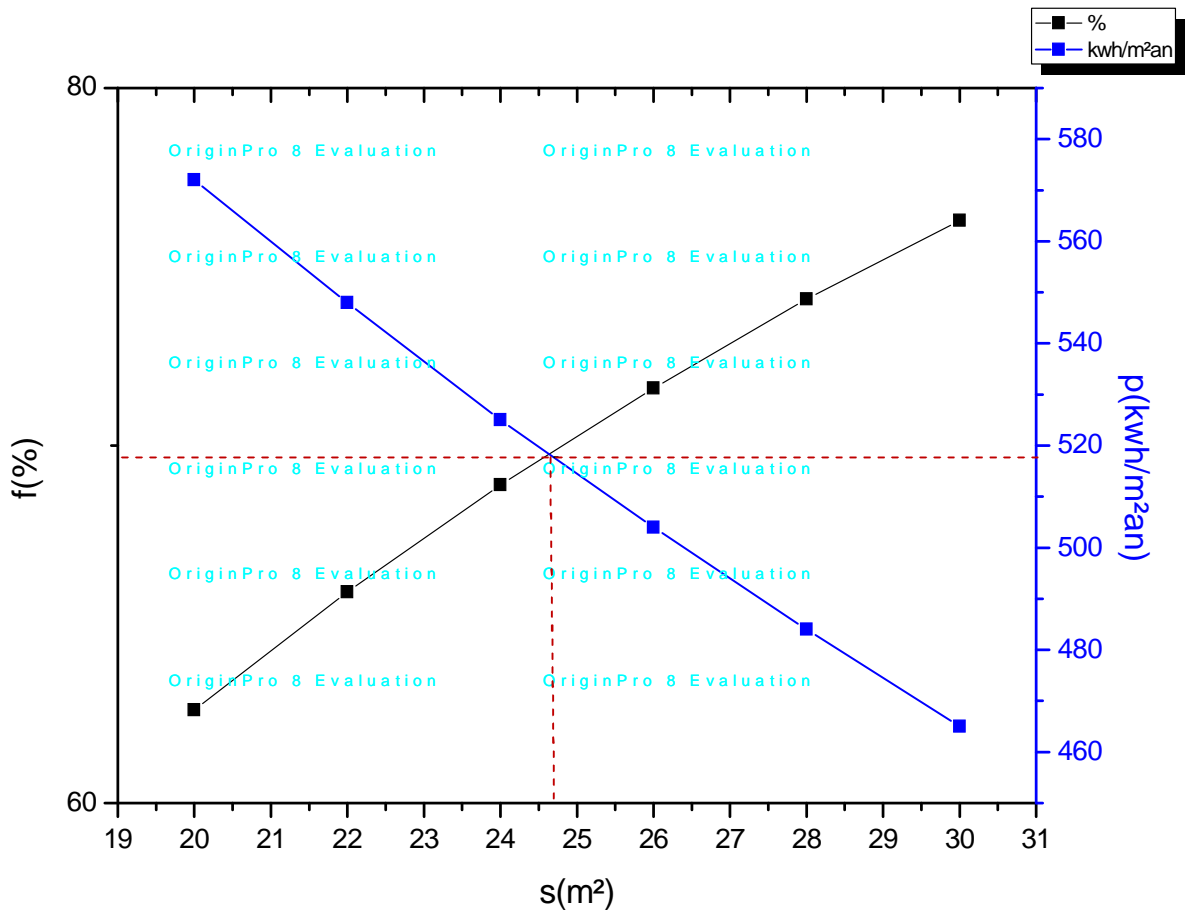


figure 4. 1 : variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface dans le site de Alger et pour un système de ballon extérieur et échangeur séparé

4.1.2. ballon extérieur avec échangeur noyé

4.1.2.1.cas d'une surface de captation($A_c=20m^2$)

Taux couverture solaire	63,7	%	Apport solaire annuel	11639	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	582	kWh/m2.an

Tableau 4.11. performance thermique annul

4.1.2.2. cas d'une surface de captation($A_c=22m^2$)

Taux couverture solaire	66,9	%	Apport solaire annuel	12237	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	556	kWh/m2.an

Tableau 4.12. performance thermique annul

4.1.2.3. cas d'une surface de captation($A_c=24m^2$)

Taux couverture solaire	69,9	%	Apport solaire annuel	12782	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	533	kWh/m2.an

Tableau 4.13. performance thermique annul

4.1.2.4. cas d'une surface de captation($A_c=26m^2$)

Taux couverture solaire	72,6	%	Apport solaire annuel	13278	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	511	kWh/m2.an

Tableau 4.14. performance thermique annul

4.1.2.5. cas d'une surface de captation(Ac=28m²)

Taux couverture solaire	75,1	%	Apport solaire annuel	13728	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	490	kWh/m2.an

Tableau 4.13. performance thermique annul

4.1.2.6. cas d'une surface de captation(Ac=30m²)

Taux couverture solaire	77,3	%	Apport solaire annuel	14133	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	471	kWh/m2.an

Tableau 4.13. performance thermique annul

4.1.2.7. détermination de la surface optimale :

A partir des figures de variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface on constat que d'une part le taux de couverture solaire augment d'une manière proportionnel à la surface utile de l'ensembles des capteurs ,d'autre part nous constatons aussi que la productivité diminue lorsque la surface utile de l'ensembles des capteurs augment ce qui s'explique à notre sens que :

Pour ce qui est de la productivité dans son calcule est obtenue par l'équation suivante :

$$Pr = \frac{\text{énergie utile}}{\text{Surface utile}} = \frac{S * [Fr\tau\alpha I_g - FrU_l(T_{fe} - T_a)]}{Ac} \quad (4.1)$$

qui montre que pour un volume de stockage fixe en augment le nombre de capteurs conséquent à augmenter la température d'entre de fluide et par conséquent l'énergie utile diminue qui s'implique la diminution de la productivité thermique annuelle de système d'ESC .

Par contre le taux de couverture solaire qui obtenir par l'équation suivante :

$$f = \frac{\text{Apports}}{\text{Besoins}} \quad (4.1)$$

on remarque dans les tableaux qui précédents les apports augmentent avec l'augmentation de la surface mais les besoins sont fixes par conséquent le taux de couverture solaire augment.

Donc on considère que le point d'intersection des deux courbes constitue le point où est limité nombre de capteur pour couvrir charge thermique désirée

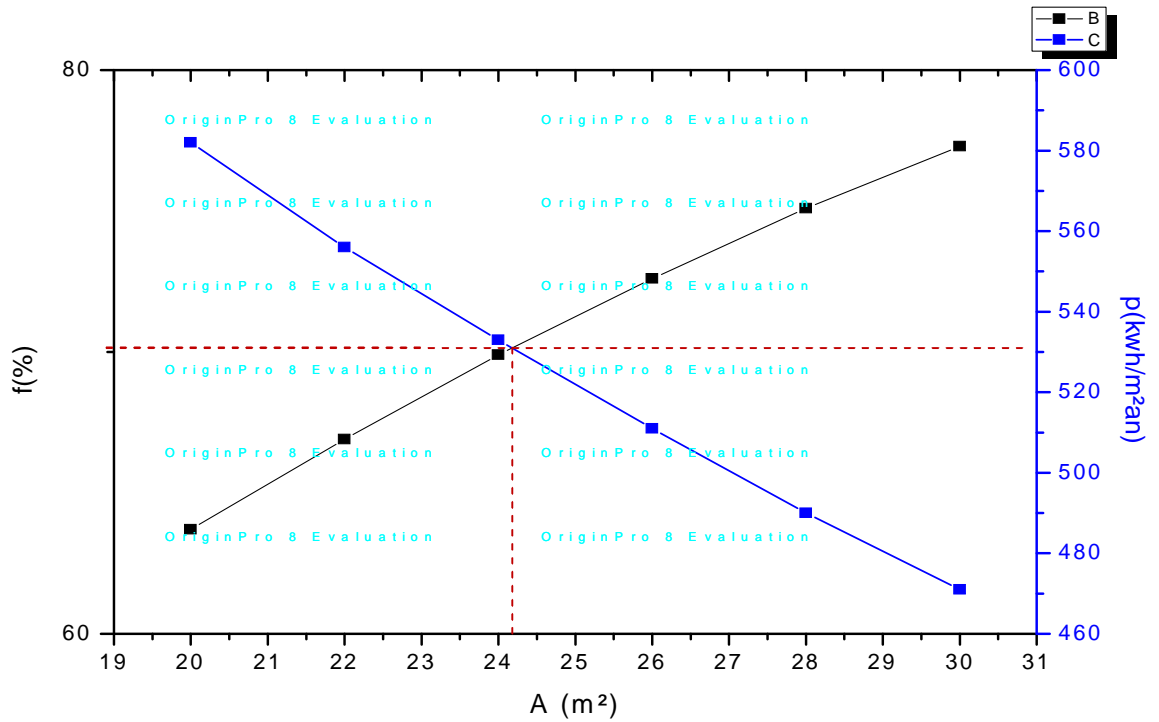


figure 4.2 : variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface dans le site de Alger et pour un système de ballon extérieur et échangeur noyé

4.1.3. ballon intérieur avec échangeur noyé

4.1.3.1. cas d'une surface de captation ($A_c=20m^2$)

Taux couverture solaire	64,3	%	Apport solaire annuel	11759	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	588	kWh/m2.an

Tableau 4.14. performance thermique annul

4.1.3.2. cas d'une surface de captation($A_c=22m^2$)

Taux couverture solaire	67,6	%	Apport solaire annuel	12353	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	561	kWh/m2.an

Tableau 4.15. performance thermique annul

4.1.3.3. cas d'une surface de captation($A_c=24m^2$)

Taux couverture solaire	70,5	%	Apport solaire annuel	12894	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	537	kWh/m2.an

Tableau 4.16. performance thermique annul

4.1.3.4. cas d'une surface de captation($A_c=26m^2$)

Taux couverture solaire	73,2	%	Apport solaire annuel	13385	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	515	kWh/m2.an

Tableau 4.17. performance thermique annul

4.1.3.5. cas d'une surface de captation($A_c=28m^2$)

Taux couverture solaire	75,6	%	Apport solaire annuel	13830	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	494	kWh/m2.an

Tableau 4.18. performance thermique annuel

4.1.3.6. cas d'une surface de captation($A_c=30m^2$)

Taux couverture solaire	77,8	%	Apport solaire annuel	14229	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	474	kWh/m2.an

Tableau 4.19. performance thermique annuel

4.1.3.7. détermination de la surface optimale :

La surface optimale pour le chauffage de 2000 litres d'eau sanitaire à 45C dans le site d' Alger est égale à 24m² qui équivalent à 12 capteurs GIORDANO

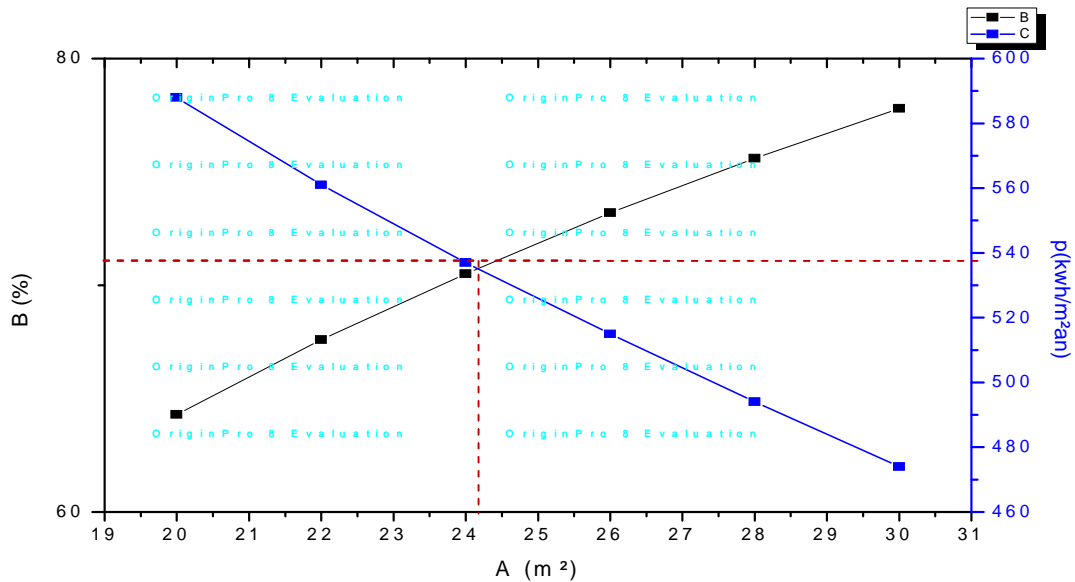


figure 4. 3 : variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface dans le site de Alger et pour un système ballon intérieur et échangeur noyé

4.1.4. ballon intérieur échangeur séparer :

4.1.4.1. cas d'une surface de captation($A_c=20m^2$)

Taux couverture solaire	62,6	%	Apport solaire annuel	11449	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	572	kWh/m2.an

4.1.4.2. cas d'une surface de captation($A_c=22m^2$)

Taux couverture solaire	66,5	%	Apport solaire annuel	12163	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	553	kWh/m2.an

4.1.4.3. cas d'une surface de captation($A_c=24m^2$)

Taux couverture solaire	69,5	%	Apport solaire annuel	12706	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	529	kWh/m2.an

4.1.4.4. cas d'une surface de captation($A_c=26m^2$)

Taux couverture solaire	72,2	%	Apport solaire annuel	13201	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	508	kWh/m2.an

4.1.4.5. cas d'une surface de captation($A_c=28m^2$)

Taux couverture solaire	74,7	%	Apport solaire annuel	13651	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	488	kWh/m2.an

4.1.4.6. cas d'une surface de captation($A_c=30m^2$)

Taux couverture solaire	76,9	%	Apport solaire annuel	14057	kWh/an
Besoin annuel	18283	kWh/an	Productivite annuelle	469	kWh/m2.an

4.1.4.7. détermination de surface optimal:

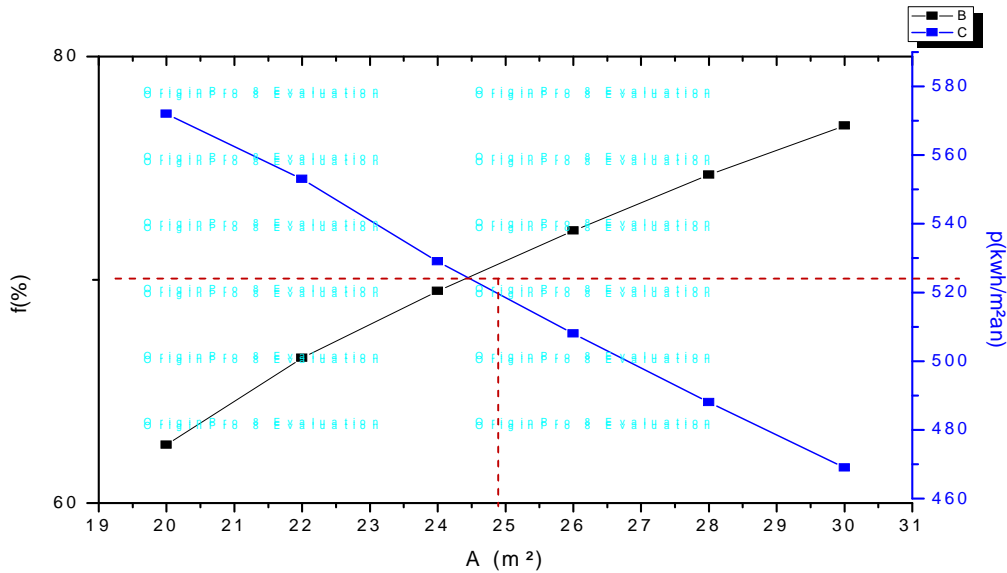


Figure 4. 4 : variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface dans le site de Alger et pour un système de ballon intérieur et échangeur séparer

Dans les 4 cas qui précédents dans le site d'Alger on conclure que meilleur configuration pour le système CSE est le cas 4.1.3 ballon intérieur et échangeur noyé parce qu'il donne une meilleure couple de (productivité thermique annuelle, taux de couverture solaire) avec même surface optimale que les autres 3 cas .

Pour cet cas on choisit 3 sites déférentes dans l'Algerie (Adrar, Beskra, Sidi Belabes) et on calcul la surface optimale et on déduire la productivité thermique annuelle et taux de couverture solaire pour chaque site

4.1.4.8. Caractéristiques de système d' ECS dans le site de Alger avec une surface optimale de 24.2m²

Tableau des performances thermiques

	Irradiation capteurs (Wh/m ² .jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	3032	2223	992	32,0	44,6	2000
Fevrier	4241	1975	1220	43,6	61,8	2000
Mars	5172	2151	1603	51,7	74,5	2000
Avril	5515	2012	1634	54,5	81,2	2000
Mai	6068	985	978	31,5	99,2	1000
Juin	5917	721	719	24,0	99,7	800
Juillet	6123	614	613	19,8	99,8	700
Aout	6213	601	600	19,4	99,8	700
Septembre	5673	866	861	28,7	99,4	1000
Octobre	4466	1935	1433	46,2	74,1	2000
Novembre	3154	2012	1026	34,2	51,0	2000
Decembre	2765	2187	914	29,5	41,8	2000

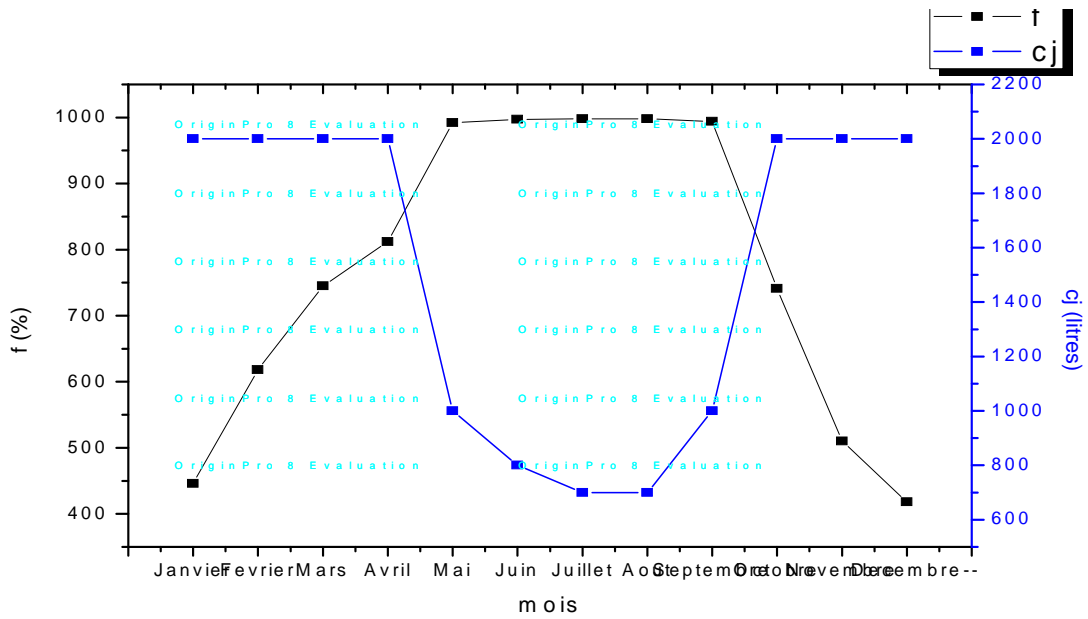


Figure 4. 5 : variation de taux de couverture solaire annuelle et de consommation journalière à Alger

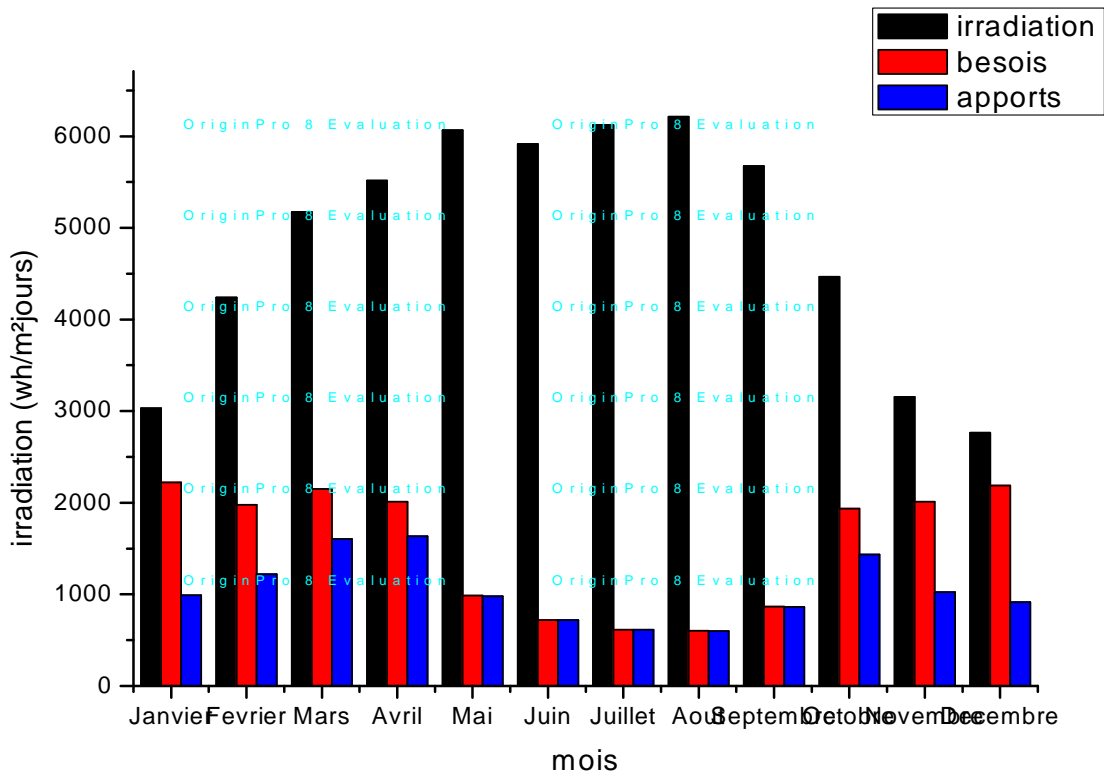


Figure 4. 6 : variation des (irradiations, besoins et apports) annuels à Alger

4.2.Détermination de la surface optimale pour le site de Adrar

site	Adrar, Latitude: 27°53	10/11/2013
------	------------------------	------------

Donnees meteo

Mois	Janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec
T° exterieure	12	16	19	24	28	34	36	36	32	25	18	13
T° eau froide	18,21	20,21	21,71	24,21	26,21	29,21	30,21	30,21	28,21	24,71	21,21	18,71

Caracteristique de l'installation

Capteurs		Stockage	
Surface	20 m ²	Situation	Interieur (18 °C)
C8/11.SU JACQUES GIORDANO INDUSTRIES (10 x 2 m ²)		Temperature ECS	45 °C
Inclinaison	28 °/Horiz	Volume de stockage	2000 Litres
Orientation	0°/Sud	Cste de refroidissement	0,1036Wh/jour.l.°C
(°)Coefficient B	0,759	Type d'installation	Circulation forcee, echangeur noye
(°)Coefficient K	4,2W/m ² .°C		

Les performances thermiques

	Irradiation capteurs (Wh/m ² .jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	6459	1931	1533	49,5	79,4	2000
Fevrier	7238	1614	1451	51,8	89,9	2000
Mars	7964	1679	1602	51,7	95,4	2000
Avril	7760	1450	1415	47,2	97,6	2000
Mai	7247	677	675	21,8	99,7	1000
Juin	7092	441	440	14,7	99,9	800
Juillet	7160	373	373	12,0	99,9	700
Aout	7228	373	373	12,0	99,9	700
Septembre	7156	586	584	19,5	99,8	1000
Octobre	6911	1463	1404	45,3	96,0	2000
Novembre	6349	1660	1432	47,7	86,3	2000
Decembre	5966	1895	1448	46,7	76,4	2000

4.2.1.variation des performances thermiques en fonction de la surface

Ac=20m²

Taux couverture solaire	90,0	%	Apport solaire annuel	12731	kWh/an
Besoin annuel	14141	kWh/an	Productivite annuelle	637	kWh/m2.an

Ac=22m²

Taux couverture solaire	92,2	%	Apport solaire annuel	13031	kWh/an
Besoin annuel	14141	kWh/an	Productivite annuelle	592	kWh/m2.an

Ac=24m²

Taux couverture solaire	93,7	%	Apport solaire annuel	13256	kWh/an
Besoin annuel	14141	kWh/an	Productivite annuelle	552	kWh/m2.an

Ac=26m²

Taux couverture solaire	94,9	%	Apport solaire annuel	13422	kWh/an
Besoin annuel	14141	kWh/an	Productivite annuelle	516	kWh/m2.an

Ac=28m²

Taux couverture solaire	95,8	%	Apport solaire annuel	13546	kWh/an
Besoin annuel	14141	kWh/an	Productivite annuelle	484	kWh/m2.an

Ac=30m²

Taux couverture solaire	96,4	%	Apport solaire annuel	13638	kWh/an
Besoin annuel	14141	kWh/an	Productivite annuelle	455	kWh/m2.an

4.2.2.determination de la surface optimale

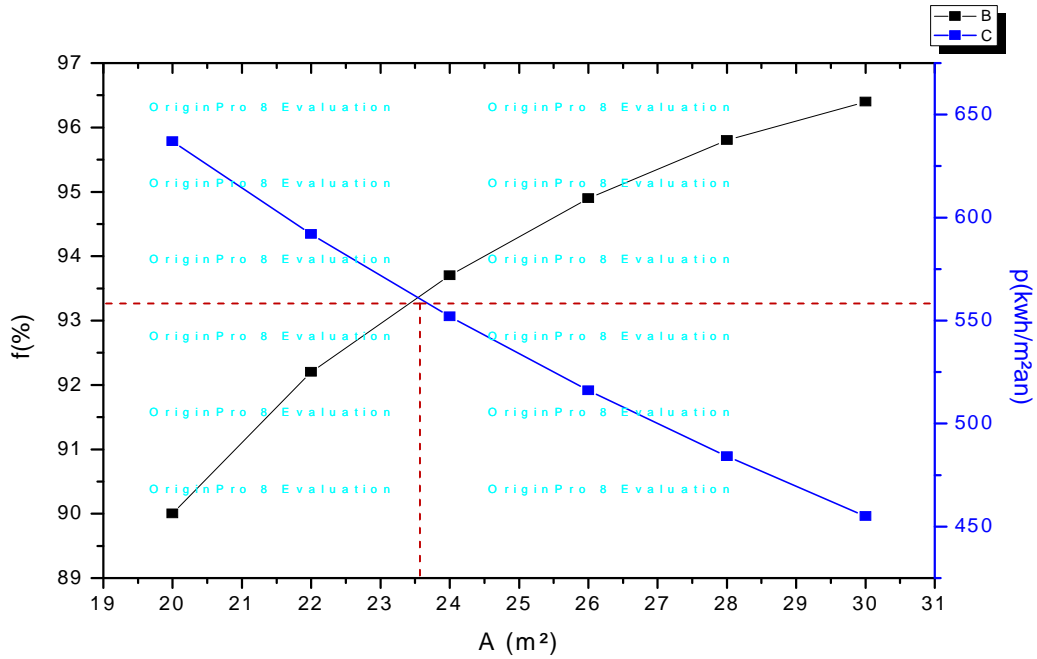


figure 3 : variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface dans le site de Adrar

On remarque que : pour une surface optimale inférieure à celle de site de Alger donne une forte couverture solaire et une productivité supérieure à celle de site de Alger

4.2.3. Caractéristiques de système d' ECS dans le site de Adrar avec une surface optimale de 23.5m²

Tableau des performances thermiques

	Irradiation capteurs (Wh/m ² .jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	6459	1931	1670	53,9	86,5	2000
Fevrier	7238	1614	1523	54,4	94,4	2000
Mars	7964	1679	1636	52,8	97,5	2000
Avril	7760	1450	1428	47,6	98,5	2000
Mai	7247	677	675	21,8	99,7	1000
Juin	7092	441	440	14,7	99,9	800
Juillet	7160	373	373	12,0	99,9	700
Aout	7228	373	373	12,0	99,9	700
Septembre	7156	586	584	19,5	99,8	1000
Octobre	6911	1463	1432	46,2	97,9	2000
Novembre	6349	1660	1528	50,9	92,1	2000
Decembre	5966	1895	1592	51,4	84,0	2000

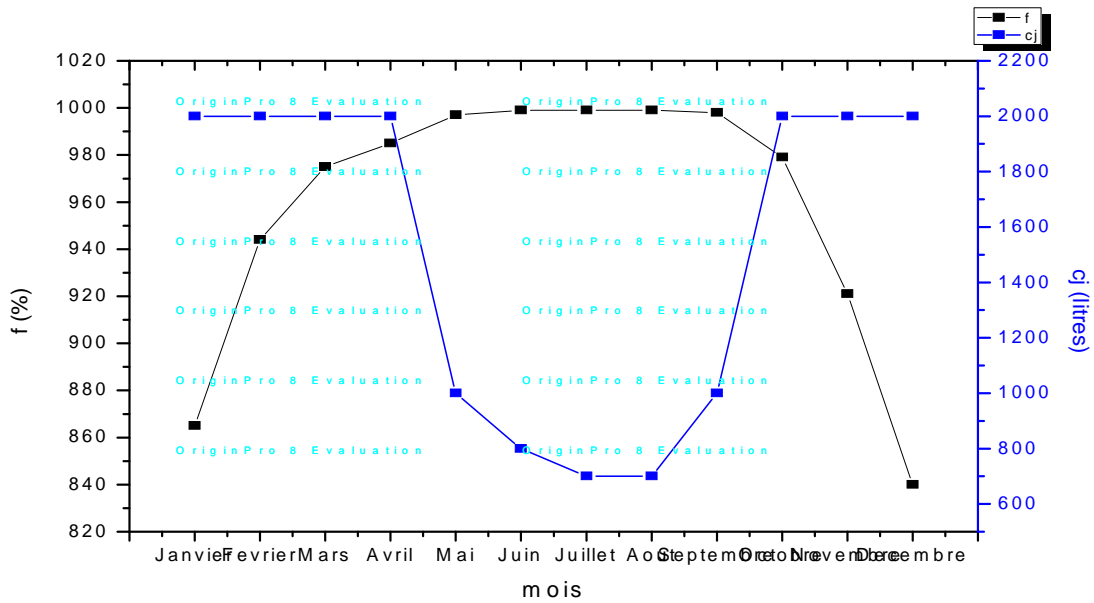


Figure 4. 7 : variation de taux de couverture solaire annuelle et de consommation journalière à Adrar

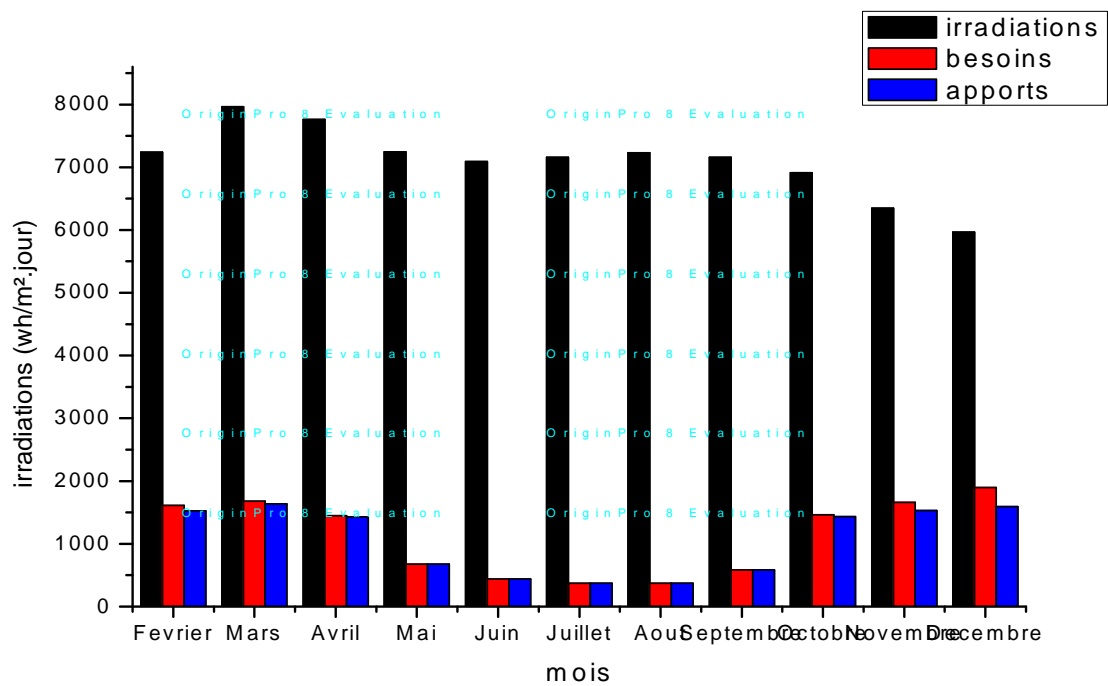


Figure 4. 8 : variation des (irradiations, besoins et apports) annuels à Adrar

4.3.Détermination de la surface optimale pour le site de Beskra

Biskra, Latitude: 34°48	10/11/2013
-------------------------	------------

Donnees meteo

Mois	Janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec
T° exterieure	6	6	8	12	16	22	25	24	20	14	9	6
T° eau froide	10	10	11	13	15	18	19,5	19	17	14	11,5	10

T° eau froide : Methode ESM2

Installation

Capteurs		Stockage	
Surface	20 m ²	Situation	Interieur (18 °C)
C8/11.SU JACQUES GIORDANO INDUSTRIES (10 x 2 m ²)		Temperature ECS	45 °C
Inclinaison	35 °/Horiz	Volume de stockage	2000 Litres
Orientation	0°/Sud	Cste de refroidissement	0,1036Wh/jour.l.°C
(°)Coefficient B	0,759	Type d'installation	Circulation forcee, echangeur noye
(°)Coefficient K	4,2W/m ² .°C		

	Irradiation capteurs (Wh/m ² .jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	5159	2523	1377	44,4	54,6	2000
Fevrier	6145	2279	1469	52,5	64,4	2000
Mars	6702	2451	1784	57,5	72,8	2000
Avril	6652	2232	1736	57,9	77,8	2000
Mai	6542	1081	1063	34,3	98,3	1000
Juin	6472	753	750	25,0	99,6	800
Juillet	6774	643	642	20,7	99,8	700
Aout	6840	656	654	21,1	99,7	700
Septembre	6735	977	965	32,2	98,8	1000
Octobre	5708	2235	1567	50,6	70,1	2000
Novembre	4711	2337	1272	42,4	54,4	2000
Decembre	4700	2523	1268	40,9	50,2	2000

4.3.1. variation des performances thermiques en fonction de la surface

Ac=20m²

Taux couverture solaire	70,3	%	Apport solaire annuel	14546	kWh/an
Besoin annuel	20690	kWh/an	Productivite annuelle	727	kWh/m2.an

Ac=22m²

Taux couverture solaire	73,6	%	Apport solaire annuel	15225	kWh/an
Besoin annuel	20690	kWh/an	Productivite annuelle	692	kWh/m2.an

Ac=24m²

Taux couverture solaire	76,5	%	Apport solaire annuel	15827	kWh/an
Besoin annuel	20690	kWh/an	Productivite annuelle	659	kWh/m2.an

Ac=26m²

Taux couverture solaire	79,1	%	Apport solaire annuel	16358	kWh/an
Besoin annuel	20690	kWh/an	Productivite annuelle	629	kWh/m2.an

Ac=28m²

Taux couverture solaire	81,3	%	Apport solaire annuel	16824	kWh/an
Besoin annuel	20690	kWh/an	Productivite annuelle	601	kWh/m2.an

Ac=30m²

Taux couverture solaire	83,3	%	Apport solaire annuel	17231	kWh/an
Besoin annuel	20690	kWh/an	Productivite annuelle	574	kWh/m2.an

4.3.2.determination de la surface optimale

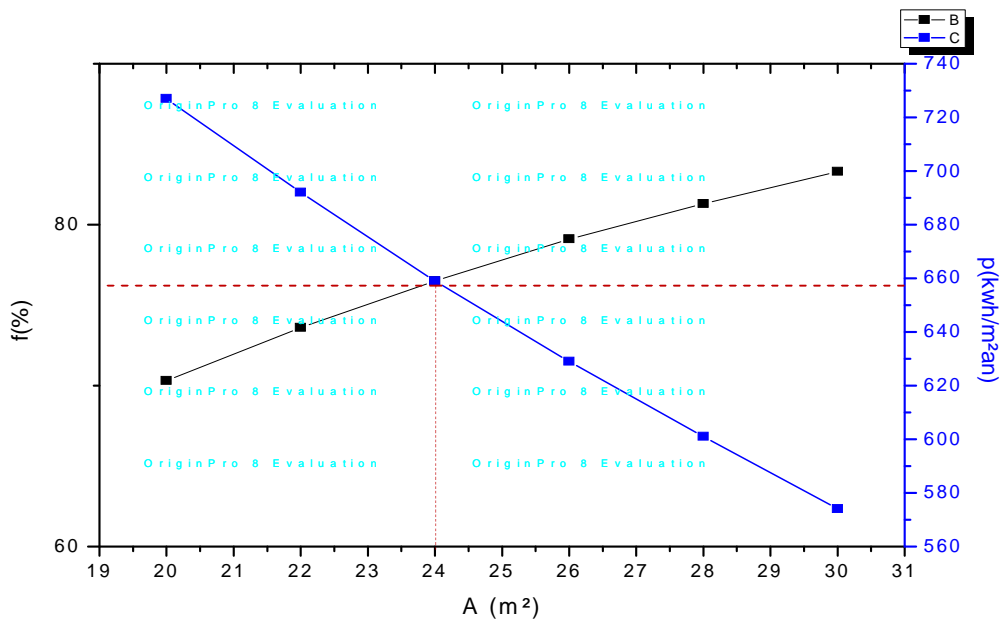


figure 3 : variation de productivité annuelle et de taux de couverture solaire en fonction de la surface dans le site de Beskra

on remarque que : dans le site de Beskra malgré la couverture solaire inférieure à celle de Adrar mais est un site de grande productivité thermique

4.2.3. Caractéristiques de système d' ECS dans le site de Beskra avec une surface optimale de 24.0m²

Tableau des performances thermiques

	Irradiation capteurs (Wh/m ² .jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	5159	2523	1562	50,4	61,9	2000
Fevrier	6145	2279	1648	58,9	72,3	2000
Mars	6702	2451	1977	63,8	80,7	2000
Avril	6652	2232	1906	63,5	85,4	2000
Mai	6542	1081	1071	34,6	99,1	1000
Juin	6472	753	751	25,0	99,7	800
Juillet	6774	643	642	20,7	99,8	700
Aout	6840	656	654	21,1	99,8	700
Septembre	6735	977	969	32,3	99,3	1000
Octobre	5708	2235	1751	56,5	78,4	2000
Novembre	4711	2337	1450	48,3	62,1	2000
Decembre	4700	2523	1444	46,6	57,2	2000

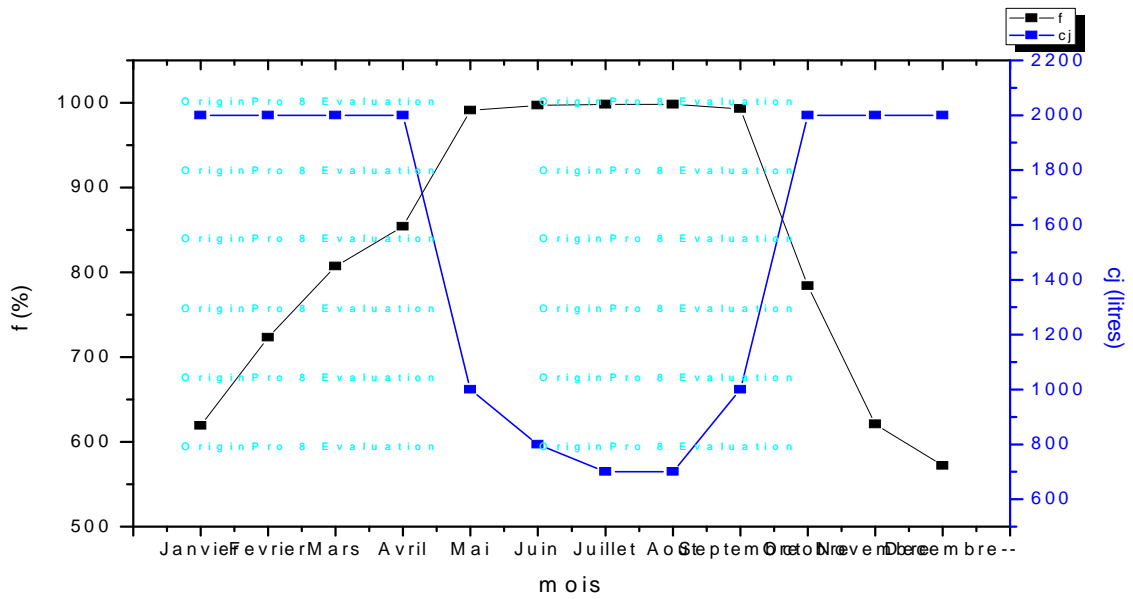


Figure 4. 7 : variation de taux de couverture solaire annuelle et de consommation journalière à Beskra

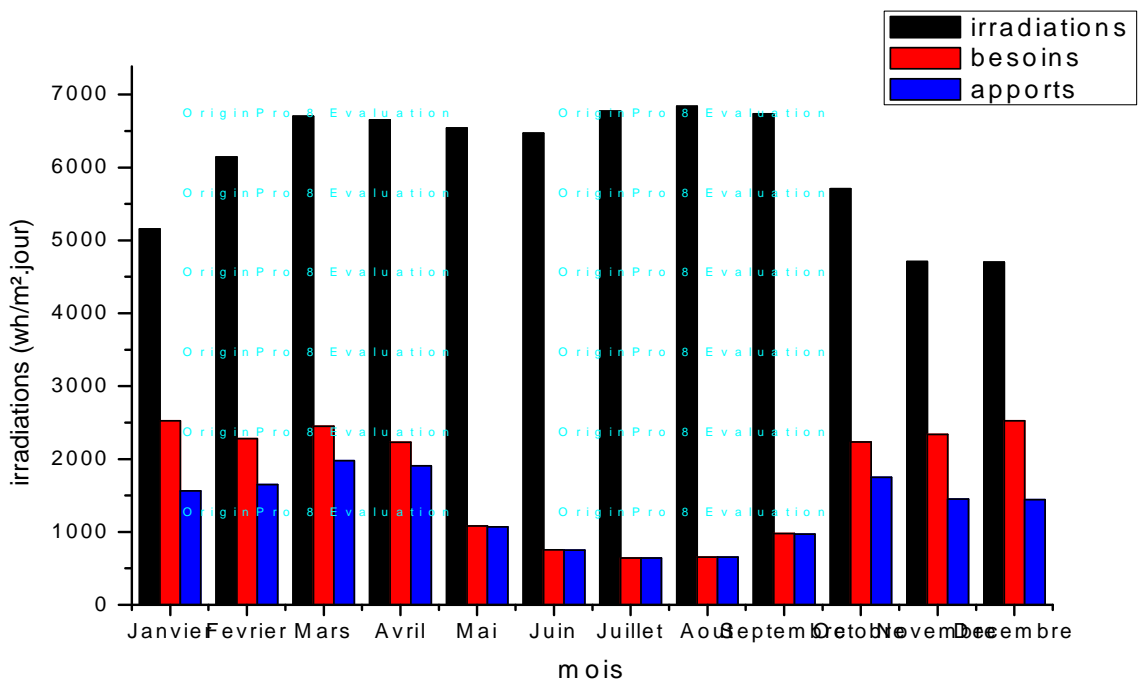


Figure 4. 10 : variation des (irradiations, besoins et apports) annuels à Beskra

4.4.Détermination de la surface optimale pour le site de Sidi Belabes

Sidi Bel Abes, Latitude: 35°11	10/11/2013
--------------------------------	------------

Donnees meteo

Mois	Janv	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec
T° exterieure	10	11	12	14	17	21	25	25	23	18	14	11
T° eau froide	13,38	13,88	14,38	15,38	16,88	18,88	20,88	20,88	19,88	17,38	15,38	13,88

T° eau froide : Methode ESM2

Installation

Capteurs		Stockage	
Surface	20 m2	Situation	Interieur (18 °C)
C8/11.SU JACQUES GIORDANO INDUSTRIES (10 x 2 m²)		Temperature ECS	45 °C
Inclinaison	36 °/Horiz	Volume de stockage	2000 Litres
Orientation	0°/Sud	Cste de refroidissement	0,1036Wh/jour.l.°C
(°)Coefficient B	0,759	Type d'installation	Circulation forcee, échangeur noye
(°)Coefficient K	4,2W/m2.°C		

	Irradiation capteurs (Wh/m2.jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	3812	2279	1084	35,0	47,6	2000
Fevrier	4338	2026	1126	40,2	55,6	2000
Mars	5754	2207	1579	50,9	71,5	2000
Avril	5876	2066	1570	52,3	76,0	2000
Mai	6168	1013	998	32,2	98,5	1000
Juin	5907	729	726	24,2	99,6	800
Juillet	6230	609	607	19,6	99,8	700
Aout	6179	609	607	19,6	99,8	700
Septembre	5262	876	861	28,7	98,2	1000
Octobre	4703	1991	1340	43,2	67,3	2000
Novembre	4234	2066	1158	38,6	56,1	2000
Decembre	3440	2243	989	31,9	44,1	2000

4.4.1. variation des performances thermiques en fonction de la surface

Ac=20m²

Taux couverture solaire	67,6	%	Apport solaire annuel	12646	kWh/an
Besoin annuel	18715	kWh/an	Productivite annuelle	632	kWh/m2.an

Ac=22m²

Taux couverture solaire	70,9	%	Apport solaire annuel	13273	kWh/an
Besoin annuel	18715	kWh/an	Productivite annuelle	603	kWh/m2.an

Ac=24m²

Taux couverture solaire	73,9	%	Apport solaire annuel	13838	kWh/an
Besoin annuel	18715	kWh/an	Productivite annuelle	577	kWh/m2.an

Ac=26m²

Taux couverture solaire	76,6	%	Apport solaire annuel	14344	kWh/an
Besoin annuel	18715	kWh/an	Productivite annuelle	552	kWh/m2.an

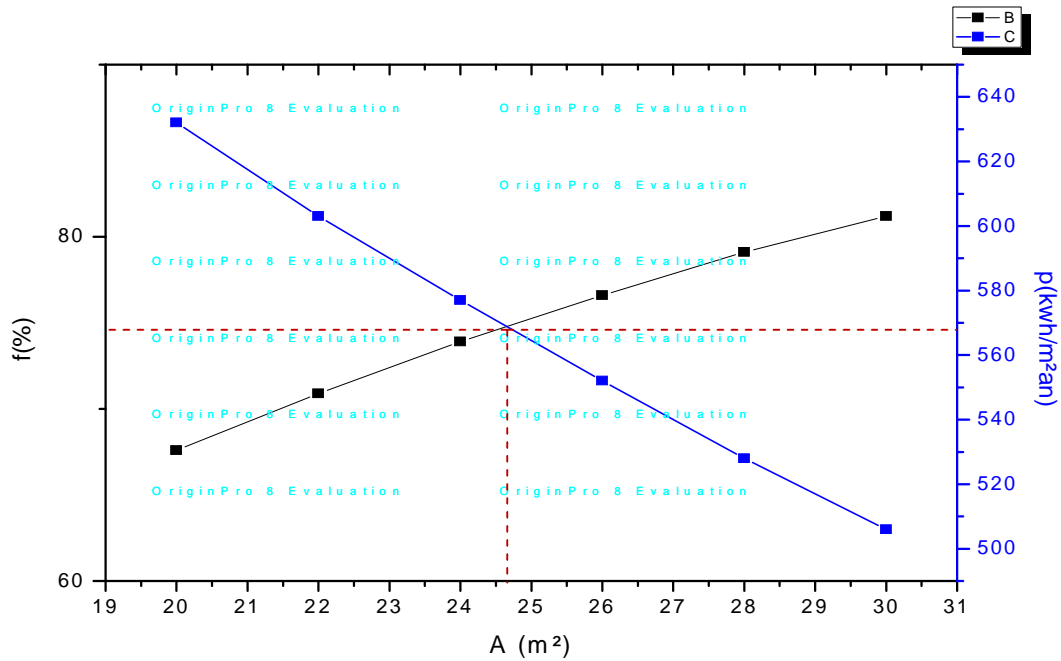
Ac=28m²

Taux couverture solaire	79,1	%	Apport solaire annuel	14795	kWh/an
Besoin annuel	18715	kWh/an	Productivite annuelle	528	kWh/m2.an

Ac=30m²

Taux couverture solaire	81,2	%	Apport solaire annuel	15194	kWh/an
Besoin annuel	18715	kWh/an	Productivite annuelle	506	kWh/m2.an

4.4.2. Détermination de la surface optimale pour le site de Sidi Belabes



On remarque : qu'il n'y a pas de grande différence de surface optimale dans les 4 sites Algériennes .elle varie entre 23.5m²et 24.7 mais chaque site de performances thermiques différent à l'autre.

- Le site de Adrar est un site de grand taux de couverture solaire
- Le site de Beskra est un site de grande conductivité thermique

4.2.3. Caractéristiques de système d' ECS dans le site de Sidi Belabes avec une surface optimale de 24.6m²

Tableau des performances thermiques

	Irradiation capteurs (Wh/m ² .jour)	Besoins (kWh/mois)	Apports (kWh/mois)	Apports (kWh/jour)	Taux (%)	Volume (litres)
Janvier	3812	2279	1249	40,3	54,8	2000
Fevrier	4338	2026	1292	46,1	63,7	2000
Mars	5754	2207	1763	56,9	79,9	2000
Avril	5876	2066	1739	58,0	84,1	2000
Mai	6168	1013	1005	32,4	99,2	1000
Juin	5907	729	726	24,2	99,7	800
Juillet	6230	609	607	19,6	99,8	700
Aout	6179	609	607	19,6	99,8	700
Septembre	5262	876	869	29,0	99,2	1000
Octobre	4703	1991	1514	48,8	76,1	2000
Novembre	4234	2066	1325	44,2	64,1	2000
Decembre	3440	2243	1142	36,8	50,9	2000

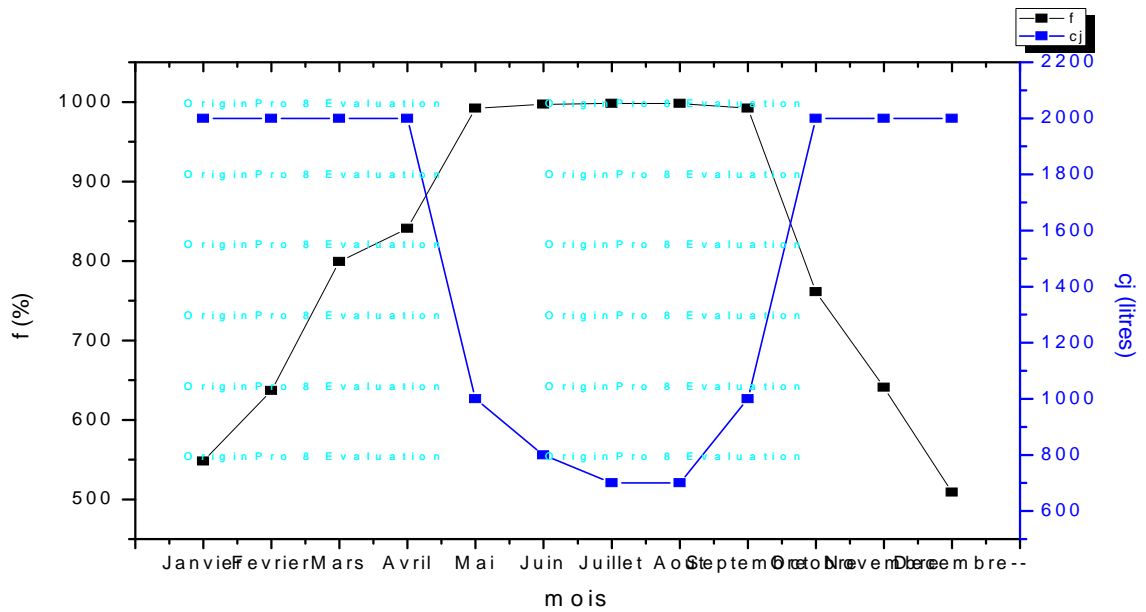


Figure 4. 11 : variation de taux de couverture solaire annuelle et de consommation journalière à Sidi Beabes

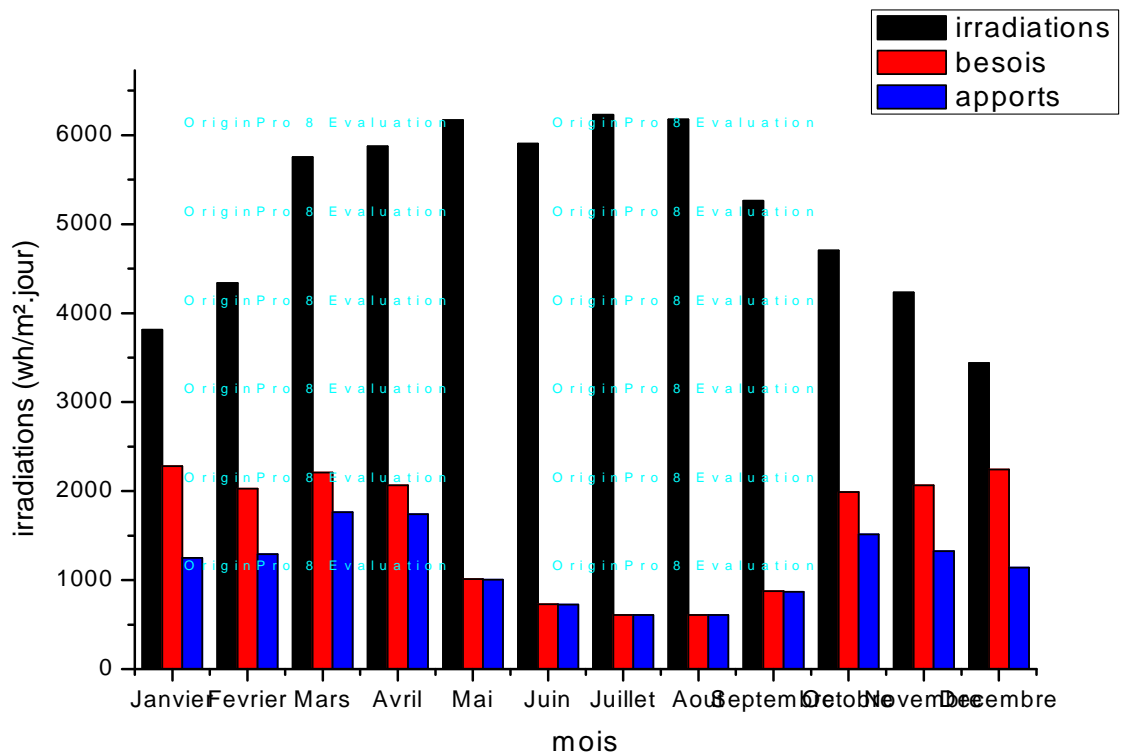


Figure 4. 12 : variation des (irradiations, besoins et apports) annuels à Sidi Belabes

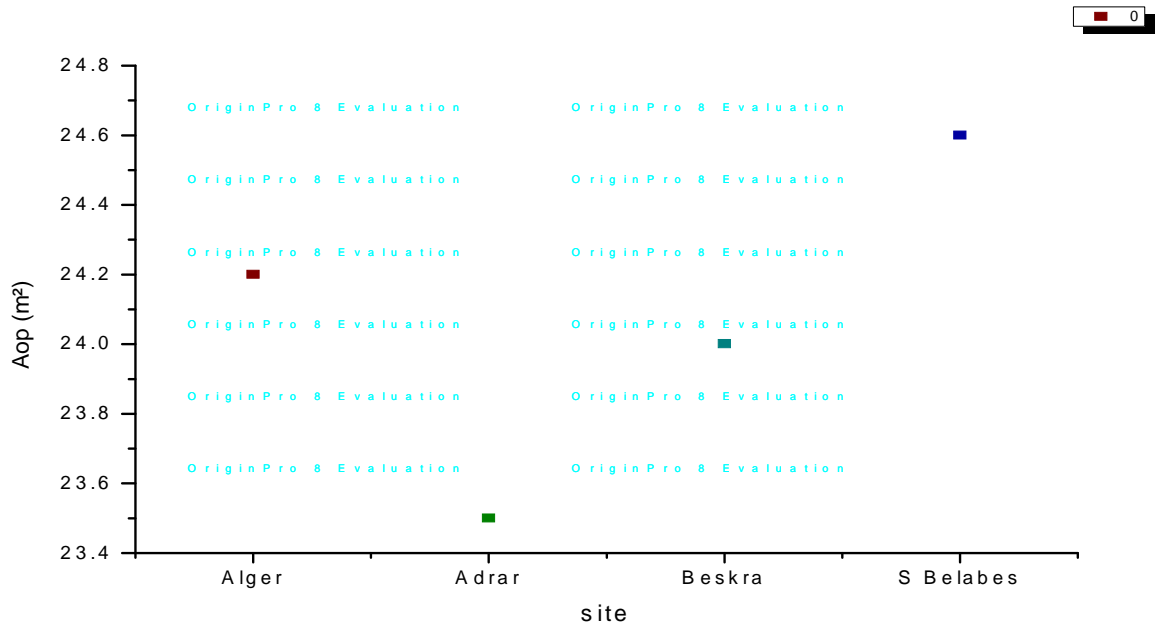


Figure 4. 12 : variation de la surface optimale pour les différents sites

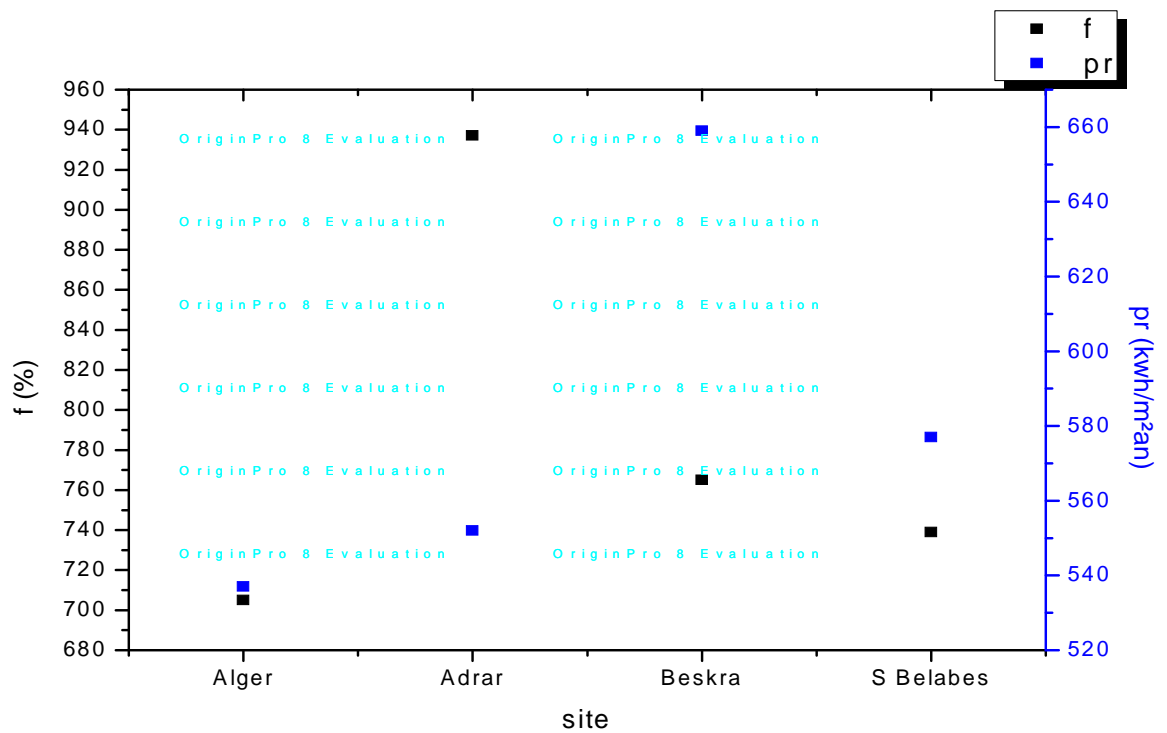


Figure 4. 13 : variation de la productivité annuelle et de taux de couverture solaire à la surface optimale de chaque site

REFERENCES

- [1] **J, Bernard.** Energie solaire calculs et optimisation, Ellipse Edition Marketing. (2004).
- [2] **C, Vauge.** Introduction générale sur les différentes énergies renouvelables, Techniques de l'Ingénieur, B263. (1982).
- [3] **A. Ferrière et G. Flamant,** '*Captation, Transformation et Conversion de l'Energie Solaire par les Technologies à Concentration*', IMP-CNRS, Centre du Four Solaire, B.P. 5, 66125 Font-Romeu, France.
- [4] **Z, Sen.** Solar energy fundamentals and modeling techniques, Springer. (2008).
- [5] **R, Bernard; G, menguy; M, Schwartz.** Le rayonnement solaire, conversion thermique et applications, Technique et Documentation. (1979).
- [6] **J, A, Duffie; W, A, Beckman.** Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons. (1980).
- [7] **A, Sfeir ; G, Guarracino.** Ingénierie des systèmes solaires, Technique et Documentation, Paris. (1981).
- [8] **Ch, Perrin de Brichambaut; C, Vauge.** Le gisement solaire, Technique et Documentation, Paris. (1982).
- [9] **J, Bonal; P, Rossetti.** Les énergies alternatives, Omniscience. (2007).
- [10] **D.A. Bainbridge,** '*The Integral Passive Solar Water Heater Book*', The Passive Solar Institute, PO. Box 722, Davis, CA 95616, USA, 1981.
- [11] **P, H, Communay.** Héliothermique : le gisement solaire, méthodes et calculs, Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002).
- [12] **N, Bellel.** Contribution à la réalisation et simulation d'un capteur plan à eau type
- [13] **C. Schmidt, A. Goetzberger and J. Schmidt,** '*Test Results and Evaluation of Integrated Collector Storage Systems with Transparent Insulation*', Solar Energy, Vol. 41, N°5, pp. 487 - 494, 1988.
- [14] **C. Schmidt and A. Goetzberger,** '*Single-Tube Integrated Collector Storage Systems with Transparent Insulation and Involutes Reflector*', Solar Energy, Vol. 45, N°2, pp. 93 - 100, 1990.
- [15] **U, Eiker.** Solar technologies for buildings, John Wiley sans Sons, England. (2001).

[16] **R.C. Bishop**, '*Super Insulated Batch Heaters for Freezing Climates*', In Proc. of the 8th National Passive Solar Conference, Sante Fe, New Mexico, USA, Sept. 7 - 9, pp. 807 - 810, 1983.

[17] **M. Smyth, P.C. Eames and B. Norton**, '*A comparative Performance Rating for an Integrate Solar Collector / Storage Vessel with Inner Sleeves to Increase Heat Retention*', Solar Energy, Vol. 66, N°4, pp. 291 - 303, 1999.

[18] **J.A. Duffie and W.A. Beckman**, '*Solar Engineering of Thermal Processes*', 2nd Edition, John Wiley & Sons inc, New York, 916 p., 1991.