

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

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

## **Thèse de Doctorat**

Présentée par

**FATIHA SAHNOUNE**

Filière : Automatisation des procédés industriels

Option : Automatique appliquée

---

### **Contribution à la modélisation et à l'expérimentation d'une installation solaire de production d'eau chaude équipée d'un système de télésurveillance**

---

**Devant le jury :**

HADDADI	Mourad	Président	Professeur, ENP, Alger
CHAIB	Ahmed	Examineur	Maître de Conférences A, UMBB
HAMIDAT	Abderrahmane	Examineur	Directeur de recherche, CDER, Alger
LARBES	Cherif	Examineur	Professeur, ENP, Alger
BELHAMEL	Maiouf	Directeur de thèse	Directeur de recherche, CDER, Alger
ZELMAT	Mimoune	Co-directeur de thèse	Professeur, UMBB
KERBACHI	Rabah	Invité	Professeur, ENP, El-Harrach

Soutenue le 15 mars 2016

**ملخص:** هذا العمل يهتم في المرحلة الأولى على دراسة نموذج رياضي يصف سلوك اللاقط الشمسي ولامح درجة الحرارة في الخزان الشمسي. و قمنا بقياسات تجريبية لتحقيق من النموذج . في المرحلة الثانية، درسنا الأداء الفعلي أو الحقيقي للسخان الماء الشمسي الجماعي, باستخدام تقنية التحكم عن بعد. وهذا من أجل التحكم باستمرار في العمل السليم للجهاز، و تحديد أداءه على مدى فترة طويلة، والتحقق إلى أي مدى يمكن التوصل إلى ضمان الأداء الشمسي. الجهاز ألدى قمنا بدراسته هو نظام تداول قسري, مجهز بحقل من اللاقطات الشمسية الحرارية المسطحة بمساحة 12مترمربع ومخزن بحجم 800ل , و مزود بأجهزة قياسات الحرارية المختلفة المتصلة بوحدة التحكم عن بعد.والتي تقوم بإحالة القياسات إلى وحدة التحكم في المضخات، ودرجات الحرارة، والاستهلاك، الخ.

محاكاة الجهاز قد تمت عن طريق استخدام برنامج صولوا2000, حيث يوفر النظام طاقة شمسية سنوية تقدر ب 6277,5 كيلواط ساعي/سنة لتلبية الاحتياجات السنوية المقدرة ب 7896 كيلواط ساعي و معدل التغطية الشمسي السنوي ب 79,5% كوالإنتاجية السنوية تقدر ب 523,13 كيلواط ساعي/م<sup>2</sup>.سنة. كما ان نتائج المحاكاة قد تم مقارنتها بالنتائج المقاسة وضمن أداء الطاقة الشمسية. التحكم عن بعد بين أنه يمكن بسهولة ضمان 90% من الطاقة الشمسية المتوقعة يمكن ضمانها على مدى فترة طويلة. وبالإضافة إلى ذلك، وحدة مراقبة أثبتت قدرتها على الكشف عن مختلف المشاكل التي تظهر.في تعطل تشغيل الجهاز .و بهذا فان التحكم عن بعد أداة هامة في إدارة طاقة بعض أجهزة البناء ومن منظور الأثر البيئي فان الجهاز ألدى نحن بصدد دراسته يسمح بمنع انبعاثات حوالي 48 طن من ثاني أكسيد الكربون المكافئ. الآثار المترتبة على تنفيذ البرنامج الجزائري للطاقة المتجددة، بما في ذلك الترويج لسخانات المياه الشمسية، يترجم إلى إمكانات كبيرة للحد من انبعاثات الغازات الدفيئة، أكثر من 300 مغان من ثاني أكسيد الكربون المكافئ على أفق عام 2030.

**الكلمات الرئيسية:** سخانات الماء الشمسية الجماعية، التحكم عن بعد، الأداء الطاقوى الفعلي, ضمان النتائج الشمسية، لنمذجة الرياضية، إمكانات الحد من انبعاثات الغازات الدفيئة، الطاقات المتجددة

**Résumé:** Ce travail porte, dans un premier point sur l'étude d'un modèle mathématique décrivant le comportement d'un capteur solaire ainsi que le profil des températures dans le ballon solaire. Des mesures expérimentales de validation du modèle ont été réalisées. Dans un deuxième point, nous avons étudié les performances réelles d'une installation solaire de production d'eau chaude collective en utilisant la technique de télésurveillance. Ceci afin de contrôler en continu le bon fonctionnement de l'installation, de déterminer sa performance sur une longue durée et de vérifier dans quelle mesure la garantie des performances solaires peut être atteinte. L'installation étudiée est un système à circulation forcée qui est doté d'un champ de capteurs plans vitrés de 12 m<sup>2</sup> de surface, d'un stockage de 800 L et équipé de diverses sondes reliées à l'unité de télésurveillance. Les sondes transmettent les mesures à l'unité qui contrôle les pompes, les températures, les consommations, etc. La simulation de l'installation a été développée en utilisant le logiciel SOLO 2000. Le système fournit un apport solaire annuel de 6277,5 kWh/an, pour un besoin annuel estimé à 7896 kWh; le taux de couverture solaire annuel moyen s'élève à 79,5%. La productivité est de l'ordre de 523,13 kWh/m<sup>2</sup>.an. Les résultats de simulation sont comparés aux résultats mesurés et aux performances solaires garanties. La surveillance à distance montre que 90% des résultats solaires attendus peuvent être facilement garantis sur une longue durée. En outre, l'unité de télésurveillance a montré ses capacités à détecter divers dysfonctionnements qui sont apparues. Il en résulte que la surveillance à distance est un outil important dans la gestion de l'énergie de certains équipements du bâtiment.

Du point de vue impact environnemental, l'installation étudiée permet d'éviter les émissions d'environ 48 TéquCO<sub>2</sub>. L'impact de la mise en œuvre du programme algérien des énergies renouvelables, y inclue la promotion des chauffe eau solaire, se traduit par un potentiel considérable de réduction des gaz à effet de serre, soit plus de 300 MTéquCO<sub>2</sub> à l'horizon 2030.

**Mots-clés:** Chauffe eau solaire collectif, télésurveillance, performances énergétiques réelles, garantie des résultats solaires, modélisation, potentiel de réduction des GES, énergies renouvelables

**Abstract:** This work focuses firstly on the study of a mathematical model describing the behavior of a solar collector and the temperature profile in the solar tank. Experimental validation measurements were performed. Thereafter, we studied the actual energy performances of a large scale solar water heating system using the remote monitoring technique. This is to continuously check the proper operation of the installation, determine its performance over a long period and to check to what extent solar performance guarantee can be achieved. The studied installation is a forced circulation system which has a flat plat glazed collector field of 12 m<sup>2</sup> surface, 800 L storage and equipped with various sensors connected to the remote monitoring unit. The sensors transmit measurements to the unit that controls the pumps, temperatures, water consumption, etc. The simulation of the installation was developed using the SOLO 2000 software. The system provides a yearly solar production of 6277.5 KWh by an estimated annual need of 7896 kWh; the yearly average solar cover rate amounted to 79.5%. The productivity is in the order of 523.13 kWh / m<sup>2</sup>.year. Simulation results are compared to measured results and to guaranteed solar performances. The remote monitoring shows that 90% of the expected solar results can be easy guaranteed on a long period. Furthermore, the installed remote monitoring unit was able to detect some dysfunctions. It follows that remote monitoring is an important tool in energy management of some building equipment.

With respect to environmental impact, the studied installation avoids emissions of about 48 t CO<sub>2</sub>. The impact of the implementation of the Algerian renewable energy program, included the promotion of solar water heaters, resulting in a considerable potential for reducing greenhouse gases. The avoided amount can reach more than 300 MTCO<sub>2</sub>eq to 2030.

**Keywords:** Large-scale solar water heater, remote monitoring, real energy performance, solar performance guarantee, mathematical model, potential for GHG reduction, renewable energy

## DÉDICACES

*Je dédie ce travail à mes Chers Parents  
qui m'ont montré le chemin à suivre et dont  
le sacrifice a toujours été sans limite et à  
qui je souhaite longue vie,  
à mes enfants Amélia, Cerine et  
Mohamed Amine  
à mes Frères et Sœurs  
et à tous mes Proches.*

# REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier tout particulièrement mon directeur de thèse Monsieur **M. BELHAMEL**, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER pour son encadrement durant toutes ces années et pour la confiance qu'il m'a témoigné en me proposant ce sujet de thèse. Il a su me conseiller et m'orienter dans mes travaux de recherche tout en me laissant une grande part de liberté et de responsabilité.

Mes sincères remerciements vont également à mon Co-Directeur de Recherche, Monsieur **M. ZELMAT**, Professeur à l'Université M'Hamed Bougara Boumerdes pour, ses conseils, ses encouragements et sa disponibilité permanente.

Que mes deux encadreurs trouvent ici mes meilleurs remerciements et l'expression de mon profond respect.

Je tiens également à remercier Monsieur **Mourad HADDADI**, Professeur à l'école nationale polytechnique d'Alger, de m'avoir fait l'immense honneur de présider le jury de ma thèse.

Mes vifs remerciements vont également à Monsieur **A. HAMIDAT**, Directeur de recherche au CDER, à Monsieur **C. LARBES**, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger et à Monsieur **A. CHAIB**, Maître de Conférences A à l'Université UMBB de Boumerdes, qui ont cordialement accepté d'être examinateurs de ce travail.

J'adresse mes profonds remerciements à tous les responsables, ingénieurs et techniciens du Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG - Alger)

Je n'oublierai pas mes enseignants, mes collègues ainsi que mes amis du Département Génie électrique de l'université de Boumerdes.

Enfin, je rends hommage et j'exprime ma reconnaissance à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

# Sommaire

Liste des tableaux.....	1
Liste des figures .....	2
Nomenclature .....	6
<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>8</b>
<b>I. GENERALITES SUR LES INSTALLATIONS SOLAIRES DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE.....</b>	<b>12</b>
<b>I.1 Introduction .....</b>	<b>12</b>
<b>I.2 Le gisement solaire .....</b>	<b>12</b>
I.2.1 Le soleil.....	12
I.2.2 L'atmosphère terrestre .....	13
I.2.2.1 Composition.....	13
I.2.2.2 Rayonnement du ciel et de l'atmosphère .....	14
I.2.2.3 Rayonnement solaire au sol .....	15
I.2.3 La position du soleil .....	16
I.2.4 Instruments de mesure du rayonnement solaire .....	17
<b>I.3 Potentiel énergétique du soleil .....</b>	<b>19</b>
<b>I.4 Potentiel solaire en Algérie .....</b>	<b>19</b>
<b>I.5 Les installations solaires de production d'eau chaude.....</b>	<b>21</b>
I.5.1 Les capteurs solaires .....	22
I.5.1.1 Les capteurs solaires plans vitrés .....	22
I.5.1.2 Les capteurs tubulaires sous vide .....	29
I.5.1.3 Les capteurs solaires à concentration.....	30
I.5.2 Le stockage .....	31
I.5.3 Le système d'appoint.....	32
<b>I.6 Les différents types de chauffe eau solaires collectifs .....</b>	<b>33</b>
I.6.1 Disposition des capteurs .....	33
I.6.2 Typologie des CES collectifs .....	34
<b>I.7 Régulation et protection des installations de production d'eau chaude solaires .....</b>	<b>37</b>
I.7.1 Régulation des pompes dans le cas d'un échangeur intégré au stockage.....	38

I.7.2 Régulation différentielle avec vanne de commutation .....	39
I.7.3 Régulation des pompes dans le cas d'un échangeur externe.....	41
<b>I.8 Développement de la filière des chauffe eau solaires de part le monde...</b>	<b>43</b>
<b>I.9 Conclusion.....</b>	<b>45</b>
<b>II. MODELISATION D'UNE INSTALLATION SOLAIRE DE PRODUCTION</b>	
<b>D'EAU CHAUDE.....</b>	<b>46</b>
<b>II.1 Introduction .....</b>	<b>46</b>
<b>II.2 Modélisation d'un capteur solaire .....</b>	<b>46</b>
II.2.1 Bilan thermique .....	47
II.2.2 Bilan optique .....	48
III.2.2.1 Calcul du coefficient de transmission de la vitre .....	48
II.2.2.1.1 Réflexion des radiations .....	48
II.2.2.1.2 Coefficient de transmission ( $\tau_p$ ) due à la réflexion des rayonnements .....	50
II.2.2.1.3 Coefficient de transmission ( $\tau_a$ ) du à l'absorption des rayonnements .....	51
II.2.2.1.4 Coefficient total de transmission ( $\tau$ ) de la vitre .....	52
II.2.2.2 Le produit transmittivité-absorptivité, direct ( $\tau_a$ ) <i>dir</i> .....	52
II.2.2.3 Le produit transmittivité-absorptivité, diffus ( $\tau_a$ ) <i>diff</i> .....	53
II-2-3 Evaluation des pertes thermiques .....	55
II.2.3.1 Pertes vers l'avant .....	57
II.2.3.2 Evaluation des coefficients d'échange par rayonnement .....	57
II.2.3.3 Coefficient de perte par rayonnement entre l'absorbeur, le vitrage et le ciel .....	57
II.2.3.4 Coefficient de perte par rayonnement entre l'absorbeur et la vitre.....	58
II.2.3.5 Evaluation des coefficients d'échange par convection.....	58
II.2.4 Evaluation du coefficient de pertes vers l'avant .....	59
II.2.4.1 Pertes vers l'arrière .....	60
II.2.4.2 Pertes latérales .....	60
II.2.4.3 Coefficient de pertes global .....	60
II.2.5 Evaluation du gradient de température dans la plaque absorbante.....	60
II.2.6 Energie dQu transférée au fluide .....	63
II.2.7 Energie collectée au-dessus du tube .....	63

II.2.8 L'énergie transférée au fluide .....	63
II.2.9 Distribution de la température du fluide suivant la direction de l'écoulement .....	64
II.2.10 Energie totale recueillie .....	65
II.2.11 Température moyenne du fluide et de la plaque absorbante .....	65
<b>II.3 Modélisation du ballon de stockage .....</b>	<b>66</b>
II.3.1 Ballon à une température uniforme .....	66
II.3.2 Description du ballon de stockage étudié .....	67
II.3.3 Principes généraux de la modélisation .....	68
II.3.4 Caractéristiques particulières de la modélisation .....	68
II.3.5 Bilan thermique du ballon .....	70
II.3.6 Discrétisation des équations du bilan thermique du ballon.....	72
II.3.7 Méthode de résolution .....	75
II.3.8 Calcul du coefficient des pertes thermiques le long d'une tranche.....	75
II.3.9 Calcul du coefficient de transfert thermique global entre le fluide à la température $T_{ei}$ dans l'élément de serpentin et l'eau stockée dans la cuve à la température $T_i$ . .....	81
II.3.9.1 Détermination des caractéristiques de transfert de chaleur à travers le serpentin .....	81
II.3.9.2 Calcul de $h_i$ .....	82
II.3.9.3 Conduction à travers le métal et les dépôts .....	85
II.3.9.4 Calcul de $h_e$ .....	85
II.3.9.5 Calcul itératif des températures.....	86
II.3.9.6 Calcul des résultats finaux de transfert de chaleur pour l'élément de serpentin considéré .....	88
II.3.9.7 Calcul de quantité de chaleur à transmettre du liquide chaud au liquide froid en mth/h.....	89
<b>II.4 Simulation du modèle et expériences de validation.....</b>	<b>89</b>
II.4.1 Caractéristiques du chauffe eau solaire étudié.....	89
II.4.2 Méthode de la simulation du rendement des capteurs et du profil des températures du ballon solaire.....	91
II.4.3 Résultats et discussion.....	92
II.4.3.1 Le capteur .....	92

II.4.3.2 Le ballon de stockage solaire .....	97
<b>II.5 Conclusion .....</b>	<b>99</b>
<b>III. DIMENSIONNEMENT ET SIMULATION DE L'INSTALLATION ETUDIEE .....</b>	<b>100</b>
<b>III.1 Introduction .....</b>	<b>100</b>
<b>III.2 Dimensionnement et schéma hydraulique de l'installation.....</b>	<b>101</b>
III.2.1 Dimensionnement des principaux composants de l'installation.....	101
III.2.2 Schéma hydraulique de l'installation.....	101
<b>III.3 Simulation de l'installation.....</b>	<b>103</b>
<b>III.4 Conclusion.....</b>	<b>108</b>
<b>IV. CONTROLE A DISTANCE DE L'INSTALLATION DU CHAUFFE EAU SOLAIRE COLLECTIF ETUDIE .....</b>	<b>109</b>
<b>IV.1 Introduction.....</b>	<b>109</b>
<b>IV.2 Description d'une installation de production d'eau chaude solaire contrôlée à distance.....</b>	<b>109</b>
<b>IV.3 Mesures possibles .....</b>	<b>110</b>
IV.3.1 L'irradiation solaire .....	110
IV.3.2 Débit d'eau chaude.....	110
IV.3.3 L'énergie solaire utile.....	111
IV.3.4 Energie d'appoint.....	111
IV.3.5 Energies électriques.....	111
IV.3.6 Bilans et rendements globaux.....	112
<b>IV.4 La centrale de mesure.....</b>	<b>112</b>
IV.4.1 Rôle et description de la centrale de mesure.....	112
IV.4.2 Caractéristiques techniques.....	114
<b>IV.5 Programmation de l'unité de contrôle à distance.....</b>	<b>115</b>
<b>IV.6 Interrogation de l'unité de contrôle à distance.....</b>	<b>116</b>
IV.6.1 Interrogation par microordinateur.....	116
IV.6.2 Exemple d'interrogation de l'unité de contrôle à distance.....	117
<b>IV.7 Système de régulation de l'installation solaire.....</b>	<b>118</b>
<b>IV.8 Résultats et discussion.....</b>	<b>120</b>
IV.8.1 Le contrôle à distance et suivi des performances énergétiques.....	120
IV.8.2 Rôle et procédure de mise en œuvre de la garantie des performances énergétiques .....	127
<b>IV.9 Conclusion .....</b>	<b>129</b>

<b>V. IMPACT ENVIRONNEMENTAL: POTENTIEL DE REDUCTION DES GAZ A EFFET DE SERRE.....</b>	<b>130</b>
<b>V.1 Introduction .....</b>	<b>130</b>
<b>V.2 Consommation énergétique et mécanismes de promotion des énergies renouvelables en Algérie.....</b>	<b>130</b>
<b>V.3 Évolution des émissions des gaz à effet de serre.....</b>	<b>133</b>
<b>V.4 Potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre .....</b>	<b>135</b>
V.4.1 Réduction du CO <sub>2</sub> dans la production d'électricité.....	136
V.4.2 CO <sub>2</sub> évité par l'efficacité énergétique.....	139
<b>V.5 Conclusion .....</b>	<b>141</b>
<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>142</b>
<b>Références.....</b>	<b>145</b>
<b>Annexe.....</b>	<b>151</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1	Caractéristiques de certains absorbeurs.....	24
Tableau II.1	Caractéristiques du boîtier.....	90
Tableau II.2	Dimensions de la tuyauterie.....	90
Tableau II.3	Caractéristiques de l'absorbeur.....	90
Tableau II.4	Dimensions du vitrage.....	90
Tableau II.5	Dimensions de la cuve de stockage.....	91
Tableau II.6	Dimensions de l'échangeur.....	91
Tableau III.1	Caractéristiques de l'installation étudiée.....	104
Tableau III.2	Résultats de la simulation du CES collectif étudié.....	107
Tableau V.1	Emissions des GES principaux et des GES à effet indirect en 2008 et 2012.....	134
Tableau V.2	Evolution temporelle des émissions de GES en Algérie.....	134
Tableau V.3	Scénarios de production d'électricité et les émissions de CO <sub>2</sub> correspondantes.....	138
Tableau V.4	Potentiel de GES évités à l'horizon 2030.....	141

## LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.....	13
Figure I.2	Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du Sol.....	14
Figure I.3	Spectre du rayonnement atmosphérique.....	15
Figure I.4	Composantes du rayonnement incident.....	16
Figure I.5	Hauteur et azimut du soleil.....	17
Figure I.6	Instruments de mesure du rayonnement solaire.....	18
Figure I.7	Potentiel des énergies renouvelables dans la satisfaction de la la demande mondiale en énergie primaire.....	19
Figure I.8	Carte solaire de l'Algérie.....	20
Figure I.9	Aires du Sahara (carrés rouges) nécessaires pour répondre aux besoins en électricité du monde, de l'Europe des 25 et de l'Allemagne .....	21
Figure I.10	Schéma synoptique d'une installation de production d'eau chaude solaire.....	22
Figure I.11	Constituants d'un capteur plan vitré .....	24
Figure I.12	Absorbeur et revêtement sélectif.....	25
Figure I.13	Absorption $\alpha$ et émission $\epsilon$ du rayonnement de divers types de revêtements.....	26
Figure I.14	Transmission du rayonnement verre prismé et verre trempé.....	27
Figure I.15	Transmission du rayonnement par verre standard et verre antireflet.....	27
Figure I.16	Positionnement de la sonde de température sur le capteur.....	28
Figure I.17	Composants d'un capteur tubulaire sous vide.....	29
Figure I.18	Capteur à vide (a) et témoin pour contrôle du vide dans le collecteur (b).....	30
Figure I.19	Composants d'un capteur à concentration.....	31
Figure I.20	Ballon de stockage solaire standard.....	32
Figure I.21	Stratification dans un ballon.....	32

Figure I.22	Différents dispositifs de connexion des capteurs.....	34
Figure I.23	Schéma hydraulique d'un CES collectif avec échangeur externe et appoint séparé.....	35
Figure I.24	CES collectif à appoints individualisés.....	36
Figure I.25	Schéma d'un CES collectif à production et appoint centralisés.....	37
Figure I.26	Schéma d'un dispositif avec régulation différentielle (échangeur intégré).....	38
Figure I.27	Schéma de fonctionnement de la régulation différentielle de la pompe.....	39
Figure I.28	Schéma d'une régulation différentielle avec vanne de commutation.....	40
Figure I.29	Schéma de fonctionnement de la régulation différentielle avec vanne de commutation.....	41
Figure I.30	Schéma d'une régulation différentielle (échangeur externe): a) avec ajout sonde de température. b) avec ajout sonde crépusculaire .....	42
Figure I.31	Schéma de fonctionnement de la régulation différentielle avec échangeur extérieur.....	43
Figure I.32	Distribution des capacités de CES installés à travers le monde selon le type d'utilisation .....	44
Figure II.1	Réflexion et réfraction.....	49
Figure II.2	Polarisation du rayonnement incident.....	49
Figure II.3	Transmissions et réflexions multiples dans une vitre.....	50
Figure II.4	Absorption par le vitrage.....	52
Figure II.5	Absorption du rayonnement solaire par l'absorbeur.....	52
Figure II.6	Angles d'incidence équivalents.....	54
Figure II.7	Schéma thermoélectrique du capteur.....	56
Figure II.8	Distribution de température dans l'absorbeur.....	61
Figure II.9	Bilan d'énergie dans la plaque absorbante.....	61
Figure II.10	Distribution des flux de chaleur le long de l'écoulement.....	64
Figure II.11	Représentation du bilan thermique de la zone I .....	69
Figure II.12	Schéma indiquant la notation et les circuits thermiques de la	

	cuve de stockage (position latérale).....	76
Figure II.13	Schéma indiquant les notations et les circuits thermiques pour la cuve de stockage (Position verticale le haut de la cuve).....	79
Figure II.14	Schéma indiquant les notations et les circuits thermiques pour la cuve de stockage (Position verticale le bas de la cuve).....	80
Figure II.15	Image d'un graphe reproduisant le rendement du capteur de l'installation étudiée.....	92
Figure II.16	Evolution du rendement en fonction de $(T_{fe}-T_a)/E_0$ .....	93
Figure II.17	Evolution de la température de la plaque absorbante en fonction du temps.....	94
Figure II.18	Profils des températures à la sortie des capteurs.....	95
Figure II.19	Profil des températures à l'entrée des capteurs.....	96
Figure II.20	Profils des températures à l'entrée et sortie des capteurs, obtenues par le modèle.....	96
Figure II.21	Evolution de la température dans la 1ère zone du ballon.....	97
Figure II.22	Evolution de la température dans la 2ème zone du ballon.....	98
Figure II.23	Evolution de la température dans la 3ème zone du ballon.....	98
Figure II.24	Evolution de la température dans la 4ème zone du ballon.....	98
Figure II.25	Evolution de la température dans la 5ème zone du ballon.....	99
Figure III.1	Méthodologie suivie pour le dimensionnement de l'installation.....	100
Figure III.2	Schéma hydraulique de l'installation.....	103
Figure III.3	Evolution mensuelle de la température de l'eau et de l'air.....	105
Figure III.4	Evolution de la température moyenne de l'eau en fonction de celle de l'air .....	105
Figure III.5	Evolution mensuelle de l'irradiance solaire journalière arrivant sur les capteurs.....	106
Figure III.6	Taux de couverture solaire (moyenne mensuelle).....	106
Figure III.7	Evolution des apports solaires mensuels.....	107
Figure IV.1	Installation solaire de production d'eau chaude avec commande à distance.....	113
Figure IV.2	La centrale de mesure RIOMED de Phénix .....	114
Figure IV.3	Principe de la double régulation différentielle (Régulateurs R1	

	et R2).....	119
Figure IV.4	Emplacement des sondes de température sur l'installation.....	120
Figure IV.5	Comparaison entre l'irradiation solaire mesurée et celle de référence (2007).....	121
Figure IV.6	Evolution mensuelle de la consommation en ECS mesurée et de référence.....	122
Figure IV.7	Evolution de la consommation journalière mesurée et de référence (octobre).....	122
Figure IV.8	Fonctionnement journalier des circulateurs (juin).....	123
Figure IV.9	Fonctionnement journalier des circulateurs (décembre).....	124
Figure IV.10	Evolution des énergies utiles théorique, garantie et mesurée....	124
Figure IV.11	Energie utile théorique, mesurée et garantie.....	125
Figure IV.12	Comparaison de la consommation en ECS mesurée avec la référence, 2009.....	126
Figure V.1	Distribution des émissions de GES dans le secteur énergie en 2012 .....	135
Figure V.2	Evolution de la production d'électricité et de la consommation par habitant à 2030 .....	136
Figure V.3	Evolution de la part du solaire dans la génération d'électricité à l'horizon 2030 .....	137
Figure V.4	Evolution du CO <sub>2</sub> émis et évité annuellement dans la production d'électricité .....	139

## NOMENCLATURE

APRUE	Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie	
CES	Chauffe eau solaire	
ECS	Eau chaude sanitaire	
E.C.	Eau chaude	
E.F.	Eau froide	
GES	Gaz à effet de serre	
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat	
GPL	Gaz pétrole liquéfié	
GNC	Gaz naturel comprimé	
EJ	Exa joule = $10^{18}$ J	
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole	
ppm	Partie par million	
T $\text{eqCO}_2$	Tonne équivalent de dioxyde de carbone	
VAG	Veille globale de l'atmosphère	
B	Coefficient des gains du capteur	(-)
$F_r$	Facteur de conductance de chaleur	(-)
$F'$	Facteur d'efficacité	(-)
Gr	Nombre de Grashauf	(-)
I	Irradiation solaire	$\text{W/m}^2$
K	Coefficient des pertes du capteur	$\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$
$K_e$	Conductivité thermique de l'eau	$\text{W/m} \cdot ^\circ\text{C}$
$N_u$	Nombre de Nusselt	(-)
Pr	Nombre de Prandtl	(-)
$Q_{\text{abs}}$	Energie absorbée par le capteur	kWh
$Q_i$	Energie reçue par le capteur	kWh
$Q_p$	Energie perdue par le capteur dans l'environnement	kWh

$Q_u$	Energie utile du système	kWh
$R_a$	Nombre de Rayleigh	(-)
$T_a$	Température ambiante	°C
$T_b$	Température ballon solaire	°C
$T_c$	Température Capteur	°C
$T_s$	Température du stockage.	°C
$T_{fe}$	Température entrée du fluide	°C
$U$	Pertes globales dans cuve	KWh
$U_g$	Coefficient global de perte de chaleur	W/m <sup>2</sup> K <sup>1</sup>
$V_j$	Volume d'ECS moyen consommé par jour	L
$V_{st}$	Volume de stockage	L
$\Delta T_1$	Différentiel d'enclenchement du circulateur	°C
$\Delta T_2$	Différentiel d'arrêt du circulateur	°C
$a$	Azimut du soleil	(°)
$c_p$	Chaleur massique du fluide	J/Kg °C
$h$	Hauteur angulaire du soleil	(°)
$h_r$	Coefficient de transfert de chaleur par rayonnement	W/ m <sup>2</sup> °C
$h_c$	Coefficient de transfert de chaleur par convection	W/ m <sup>2</sup> °C
$m$	Masse du fluide caloporteur	Kg
$\alpha$	Coefficient d'absorption du rayonnement	(-)
$\varepsilon$	Coefficient d'émissivité du rayonnement	(-)
$\delta$	Déclinaison solaire	(°)
$\lambda$	Conductivité thermique air	W/m.°C
$\eta$	Rendement	(%)
$\rho$	Masse volumique de l'eau	Kg/m <sup>3</sup>
$\tau$	Coefficient de transmission	W/m <sup>2</sup> .°C

## **INTRODUCTION GENERALE**

Il est universellement admis que l'énergie occupe un rôle central dans le développement et l'essor économique d'un pays. En plus d'être un instrument vital du développement socio- économique et de l'amélioration du cadre de vie, c'est également l'un des plus importants produits stratégiques. Le recours massif aux énergies fossiles non renouvelables, et notamment au pétrole et gaz, après la fin de la seconde guerre mondiale et la poursuite d'un développement se nourrissant essentiellement de l'abondance des énergies fossiles bon marché se heurtent toute fois à la raréfaction des réserves et surtout aux impacts environnementaux. Ces derniers se traduisent par une intense pollution atmosphérique locale et régionale et le problème global du réchauffement de la planète.

C'est ainsi que dans le contexte actuel de prise de conscience généralisée des incertitudes énergétiques et de la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique, un recours progressif à d'autres sources d'énergie non épuisables et non polluantes est incontournable. C'est ainsi que dans plusieurs pays, les énergies renouvelables sous toutes leurs formes prennent une part de plus en plus prépondérante dans leur mix énergétique. D'après le rapport du réseau mondial des énergies renouvelables (REN21), la part du renouvelable s'élevait en 2013 à 13,4% dans l'Union Européenne, 12,9% aux USA, 20% en Chine; la moyenne mondiale est de l'ordre de 19 % [1].

En Algérie, le développement socio-économique, la forte démographie et l'amélioration du niveau de vie génèrent une forte demande pour l'électricité et le gaz naturel, environ 10% de croissance par an [2]. Le secteur du logement qui est très énergivore, consomme plus de 40% de l'électricité produite. La satisfaction de cette demande se fera de plus en plus au dépend des quantités exportées.

En raison de cette forte demande et l'amenuisement des réserves d'énergie classique, le pays s'est engagé dans la promotion des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire thermique et photovoltaïque. De part sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un énorme gisement solaire, l'un des plus importants au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national s'élève en moyenne à 3000 heures/an. L'énergie reçue en surface s'élève à plus de 2260 kWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays [3, 4].

C'est ainsi qu'au cours des dernières années, le soutien politique pour les énergies renouvelables n'a cessé de croître, un cadre législatif et réglementaire a été promulgué et des instruments financiers incitatifs ont été mis en œuvre. L'action la plus importante dans la stratégie algérienne est, sans aucun doute, le nouveau programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique annoncé en 2011. Ce nouveau programme prévoit l'installation d'une puissance de 22 000 MW d'électricité (dont 12 000 MW destinés au marché local et 10 000 MW pour l'exportation) à partir du solaire à l'horizon 2030 [5, 6]. Il s'agira de produire 40% d'électricité et de chaleur à partir du solaire d'ici 2030. Ce programme a été toutefois légèrement modifié en 2015 en augmentant la part du photovoltaïque dans les projets à réaliser. La mise en œuvre de ce programme contribue également au renforcement de la stratégie nationale de lutte contre les changements climatiques et aura des retombées très importantes sur la réduction des gaz à effet de serre (GES). Ceci est d'autant plus important que l'Algérie est très vulnérable aux changements climatiques [5]. Le secteur de l'énergie est responsable d'environ 75% des émissions de GES et c'est naturellement dans ce secteur que réside le plus grand potentiel de réduction des émissions [7].

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, les actions prévues par le programme portent, entre autre, sur le secteur du logement où le solaire thermique trouve de nombreuses applications. Les mesures proposées comprennent le développement de chauffe-eau solaires à des fins domestiques. L'objectif consiste à installer 100000 m<sup>2</sup> de capteurs solaires correspondant à 50000 chauffe-eau solaires individuels et 50000 m<sup>2</sup> pour les systèmes collectifs à l'horizon 2020.

Les chauffe eau solaires (CES), qui sont disponibles de nos jours sous diverses configurations, offrent une grande fiabilité et efficacité et des avantages environnementaux significatifs [8-13]. Dans les logements, ils peuvent satisfaire la demande en eau chaude et permettent de réduire les factures d'énergie de 40% ou plus. En outre, les systèmes collectifs sont de plus en plus utilisés dans des conditions différentes pour les applications de production d'eau chaude et de chauffage des locaux dans les hôtels et résidences multifamiliales, les hôpitaux, les salles de sport, les piscines ainsi que dans l'industrie [14-17]. L'importance des systèmes solaires thermiques se reflète dans le développement accru de la capacité installée. À fin 2012, le nombre de systèmes en exploitation dans le monde était

d'environ 78 millions d'unités. Sur l'ensemble des systèmes thermiques solaires installés, 78% sont des CES individuels et 9% des CES collectifs. Le reste, se rapporte au chauffage des piscines et aux systèmes solaires combinés qui fournissent l'eau chaude sanitaire et le chauffage des locaux [1, 18].

En Algérie, la surface des systèmes collectifs installée actuellement est très faible (moins de 100 m<sup>2</sup>). En comparaison, les pays voisins comme la Tunisie et l'Espagne ont des capacités de plus de 14000 m<sup>2</sup> et 1420000 m<sup>2</sup> respectivement [18].

Ce manque d'enthousiasme pour les équipements solaires thermiques et la faiblesse du marché en Algérie, sont principalement dus au manque d'expériences dans les systèmes collectifs et une connaissance insuffisante sur les performances réelles des systèmes existants. Il y a aussi peu d'informations sur la durée d'amortissement de l'investissement ainsi que les avantages environnementaux et économiques.

Il existe une littérature abondante sur les performances des CES individuels, mais beaucoup moins sur les systèmes collectifs et la mise en œuvre de la garantie de performance solaire. Dans le cas des CES collectifs, il y a peu de données sur les performances énergétiques réelles mesurées in situ. On rencontre souvent des cas, où la performance réelle est inférieure aux attentes [19, 20]. Certaines études font état de cas de faible efficacité et de larges écarts entre les attentes et le fonctionnement réel. La production d'énergie solaire peut être de 30% moindre que celle prévue lors de la conception [21, 22].

Une approche axée sur la qualité des équipements a été testée au cours des dernières années dans certains pays européens où les fabricants ont mis au point une garantie de performance solaire. Cette garantie entre le client et le fabricant fait appel au monitoring et au contrôle sur site des résultats. Dans le cas de grandes installations collectives, ce contrôle peut être effectué par un dispositif de télésurveillance [23, 24]. La nécessité d'une surveillance s'explique par le fait que dans l'installation solaire de production d'eau chaude, le dysfonctionnement n'est pas visible. Grâce à l'appoint (gaz naturel ou électricité), l'énergie est disponible mais le système de production d'énergie solaire peut-être hors service pendant une longue période avant que l'utilisateur ne s'en aperçoive. En mesurant différents paramètres tels que l'irradiance solaire, les températures de l'eau, le fonctionnement des pompes de circulation, la consommation en eau chaude, etc., la télésurveillance permet d'avoir une parfaite maîtrise du fonctionnement de l'installation solaire. En cas

d'anomalie, des alarmes peuvent prévenir le service de maintenance. La télésurveillance permet également de mesurer l'énergie réelle fournie par le système de chauffe eau solaire et de vérifier la conformité avec la performance énergétique calculée ou garantie. Il s'agit donc d'un outil essentiel pour montrer la qualité et la durabilité des grandes installations de chauffe eau solaires.

Aussi et afin de soutenir la promotion des énergies renouvelables, en général, et l'utilisation des chauffe-eau solaire collectifs, en particulier, nous nous sommes intéressés dans ce travail à l'étude sur une longue période de la performance énergétique réelle d'un CES collectif que nous avons modélisé et installé à Alger. A cet effet, nous utilisons pour la première fois en Algérie la technique de la télésurveillance pour montrer que la technologie des systèmes collectifs peut fournir d'excellentes performances dans les zones côtières algériennes et que les fabricants peuvent garantir la performance de leurs équipements solaires. Dans la deuxième partie de ce travail, nous étudierons la situation actuelle en termes d'émissions de GES et analyserons l'impact de la stratégie énergétique du pays sur les émissions de GES à l'horizon 2030. La réduction du CO<sub>2</sub> résultant du déploiement des installations de production d'eau chaude solaire sera également considérée.

C'est ainsi que notre travail s'articule autour de cinq chapitres :

Après avoir présenté en introduction, le contexte et l'objectif de l'étude, nous présentons en chapitre I le gisement solaire en Algérie et des généralités sur l'application du solaire thermique dans la production d'eau chaude sanitaire. Les composants, le fonctionnement et la régulation des chauffe eau solaires collectifs seront présentés de manière explicite.

Le chapitre II aborde les aspects de modélisation et de calcul du rendement d'une installation solaire. Le chapitre III est dédié à la présentation du schéma hydraulique de l'installation étudiée et aux résultats de la simulation.

Dans le chapitre IV, nous développons les résultats expérimentaux de la télésurveillance.

L'étude relative à l'impact environnemental des installations solaires de production d'eau chaude élargie à celui du programme algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est abordée en chapitre V. Une conclusion générale résume les principaux résultats obtenus et la formulation de quelques perspectives.

# **I- GENERALITES SUR LES INSTALLATIONS SOLAIRES DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE**

## **I.1 Introduction**

L'énergie solaire est une énergie abondante, propre et inépuisable à l'échelle humaine. L'énergie solaire thermique est une des sources d'énergie renouvelables la plus proche de l'utilisateur final et une des plus faciles à mettre en œuvre et à utiliser. En outre, elle est directement liée aux activités quotidiennes. Une des applications les plus répandues du solaire thermique est la production d'eau chaude à des fins domestiques, agricoles et industrielles. Quelque soit le type d'installations, les systèmes de production d'eau chaude solaires fonctionnent selon le même principe: l'énergie du rayonnement solaire est transformée en chaleur pour produire l'eau chaude. Celle-ci est ensuite stockée dans un ballon pour être utilisée ultérieurement de jour comme de nuit. Un bon dimensionnement de l'installation et un système performant de régulation des températures permettra d'atteindre un maximum de productivité solaire.

## **I.2 Le gisement solaire**

### **I. 2.1 Le soleil**

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 392 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de  $2.10^{27}$  tonnes. Au centre du soleil, la température atteint 15 millions de degrés Celsius. Si l'on faisait chauffer un grain de sable à cette température, sa chaleur enflammerait tout ce qui se trouve dans un rayon de 100 kilomètres [25].

Toute l'énergie du soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde  $564.10^6$  tonnes d'hydrogène en  $560.10^6$  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 du soleil de  $3,8 \times 10^{20}$  MW. Cette énergie rayonne vers l'extérieur dans toutes les directions mais seule une infime fraction,  $1,7 \times 10^{14}$  kW, du rayonnement total émis est interceptée par la terre qui est distante de 150 millions de kilomètres du soleil [26]. Environ 60% de cette énergie,

soit  $1,02 \times 10^{14}$  kW, atteint la surface de la terre. Le reste est réfléchi dans l'espace et absorbé par l'atmosphère.

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 s'élève à  $E_0 = 1353 \text{ W.m}^{-2}$  [25, 27]. En première approximation, on peut calculer la valeur de  $E$  en fonction du numéro du jour de l'année  $j$  par l'équation suivante [26]:

$$E = E_0 [1 + 0,033 \cos (0,984 j)] \quad (1)$$

La figure I -1 illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [26, 28].

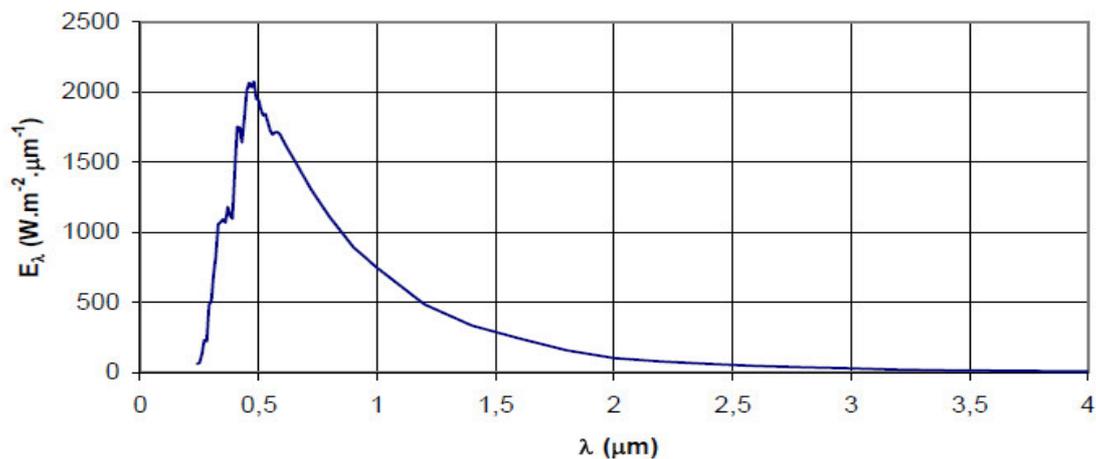


Fig. I -1 Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [26, 28]

## I.2.2 L'atmosphère terrestre

### I.2.2.1 Composition

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, qui sont :

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

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

- **CO<sub>2</sub>** : Gaz à effet de serre présent dans l'atmosphère à une proportion d'environ 0,04%
- **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<sub>3</sub>** : Couche d'ozone stratosphérique située entre 30 et 40 km d'altitude et qui filtre le rayonnement UV de courte longueur d'onde.
- **Aérosols** : grains de sable, poussières, fumées...

Nous représentons en figure I.2 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 [25, 29-31].

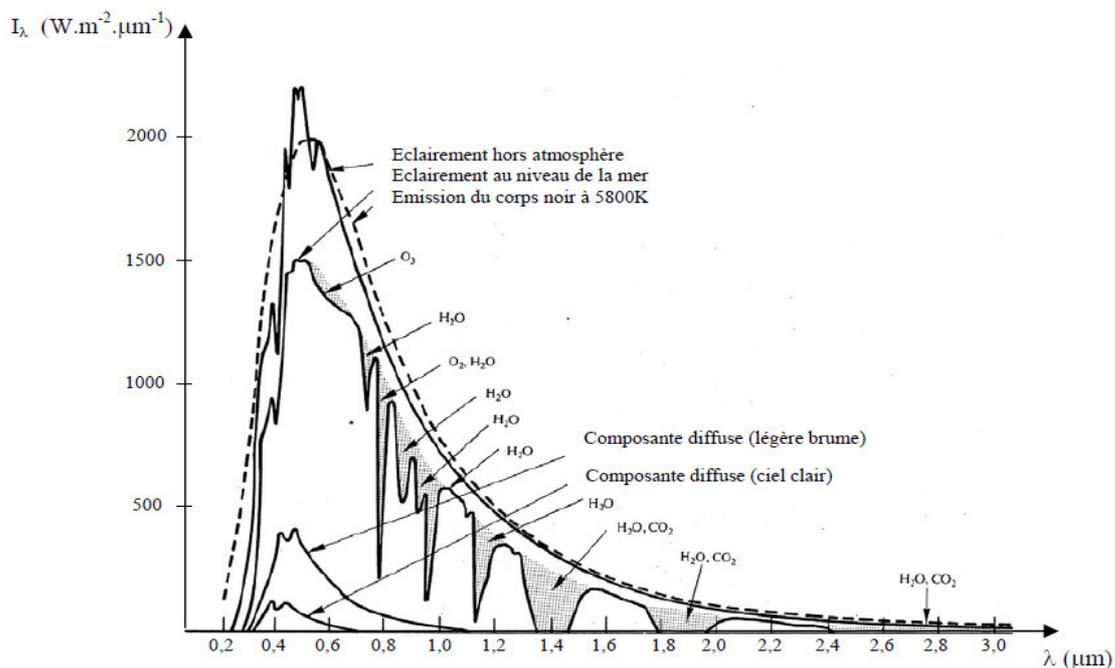


Fig. I.2 Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [25, 26].

### I.2.2.2 Rayonnement du ciel et de l'atmosphère

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O) émettent vers la terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes [25] :

- vers 14,7  $\mu\text{m}$  pour le  $\text{CO}_2$ .
- Entre 5 et 7  $\mu\text{m}$  et entre 14 et 20  $\mu\text{m}$  pour la vapeur d'eau.
- Vers 9,6  $\mu\text{m}$  pour  $\text{O}_3$ .

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

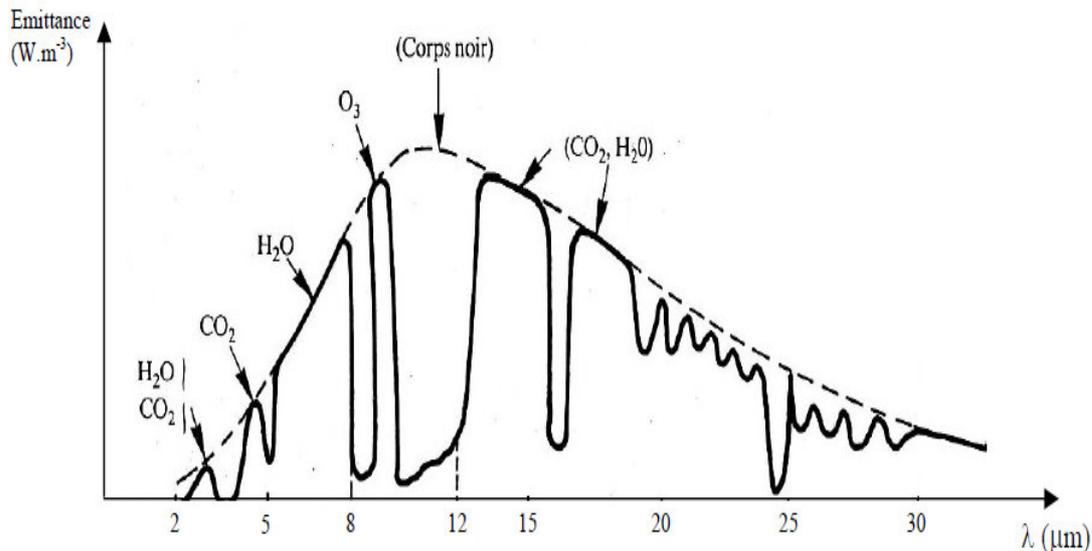


Fig. I.3 Spectre du rayonnement atmosphérique [25]

### I.2.2.3 Rayonnement solaire au sol

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'il reçoit. Au cours de sa traversée de l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est affaibli par la réflexion, les diffusions multiples et l'absorption par les particules de poussières et les molécules de gaz. L'énergie solaire parvenant au sol se compose ainsi de (Figure I.4):

- Le **rayonnement direct** C'est la part du rayonnement qui traverse sans encombre l'atmosphère et arrive directement sur la surface terrestre. Ses rayons sont parallèles entre eux et peuvent être concentrés par des miroirs.
- Le **rayonnement diffus** Les molécules présentes dans l'atmosphère font varier la direction du faisceau de rayonnement, provoquant ainsi une dispersion et donnant lieu au rayonnement diffus multidirectionnel qui parvient depuis tout point de la voûte céleste

- **Rayonnement réfléchi**: appelé parfois albédo, cette composante provient du sol environnant par suite de la réflexion par ce dernier des rayonnements direct et diffus.

La somme de ces trois rayonnements constitue le **rayonnement global** [25, 26].

Les capteurs solaires sont, selon le modèle, en mesure d'utiliser jusqu'à 75 % environ du rayonnement global.

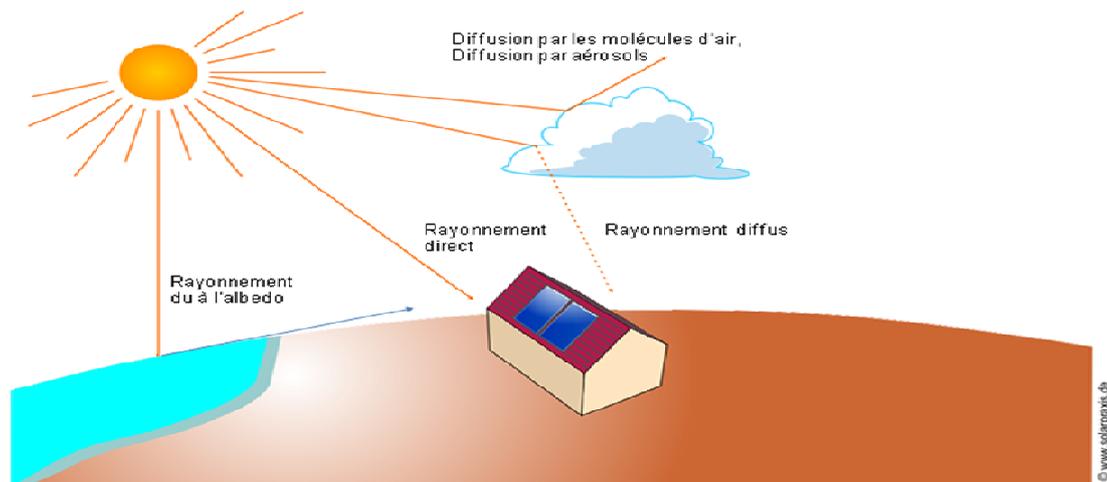


Fig. I.4 Composantes du rayonnement incident

### I.2.3 La position du soleil

Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale. Cette position du soleil est entièrement déterminée par les composantes que sont la déclinaison, l'azimut et la hauteur du soleil [25].

#### a) Déclinaison solaire $\delta$

C'est l'angle que forme la direction du soleil et le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestres par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie de manière sinusoïdale au cours de l'année entre  $-23,45^\circ$  et  $+23,45^\circ$ . Elle est nulle aux équinoxes du printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), et maximale aux solstices d'été (22 juin) et d'hiver (22

décembre). La variation journalière de la déclinaison est d'environ de  $0,5^\circ$ . Elle est calculée par une équation simple approximative [25] :

$$\delta = 23,45 \sin \left[ \left( \frac{360}{365} \right) \cdot (284+j) \right] \quad (2)$$

### **b) Hauteur angulaire du soleil "h"**

C'est l'angle entre la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal (Figure I.5). Durant le jour, cette hauteur varie de  $0^\circ$  (soleil à l'horizon) à  $90^\circ$  (soleil au zénith). On le compte positivement de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  vers le Zénith et négativement de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  vers le Nadir

### **c) Azimut du soleil "a"**

C'est l'angle formé par la projection du soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud (Figure I.5). L'azimut nul correspond à la direction Sud dans l'hémisphère nord et la direction Nord dans l'hémisphère sud. L'orientation Est correspond à l'azimut  $a = -90^\circ$ , et l'orientation Ouest à  $a = +90^\circ$  [25, 26].

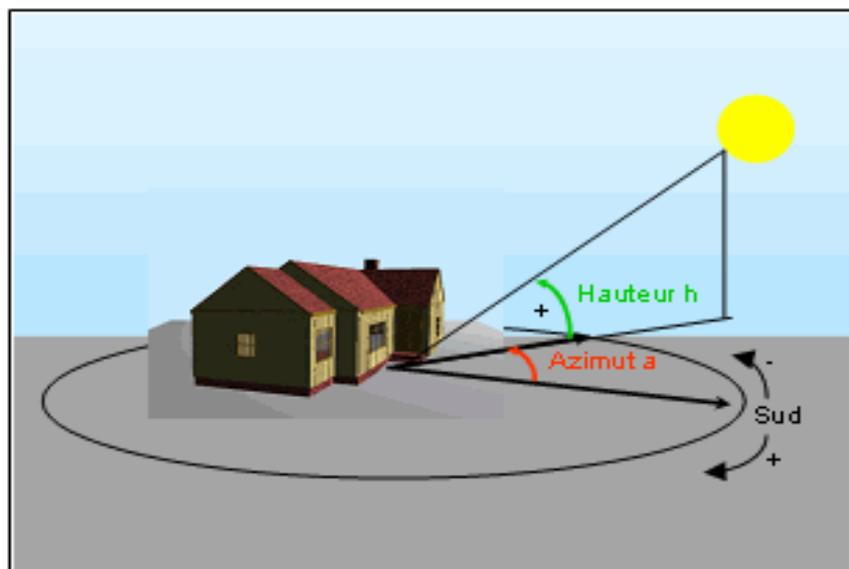


Fig. I.5 Hauteur et azimut du soleil

## **I.2.4 Instruments de mesure du rayonnement solaire**

Les premières mesures solarimétriques ont été entreprises au milieu du 19ème siècle; entre 1893 et 1939, des progrès considérables ont été réalisés grâce aux travaux de K. Angstrom et d'Abbot [32, 33]. Les appareils utilisés diffèrent selon

qu'ils mesurent le rayonnement direct, le rayonnement global ou le rayonnement réfléchi. Comme instruments de mesure, nous citerons :

- **Le radiomètre:** C'est un appareil qui permet de mettre en évidence l'énergie transportée par les radiations, il est constitué d'une ampoule de verre partiellement vidée et un petit moulin à quatre ailettes ayant chacune une face noire et une face brillante. Si un rayonnement solaire éclaire l'ampoule, les ailettes se mettent en rotation. La vitesse de rotation est proportionnelle à l'intensité du rayonnement.
- **Le pyranomètre:** Cet instrument, qui est un capteur de flux thermique, mesure le rayonnement global parvenant sur une surface plane à partir d'un angle solide  $2\pi$  stéradians. Le pyranomètre délivre une tension directement proportionnelle à l'irradiation. Cette tension provient d'une thermopile dont la partie supérieure s'échauffe par exposition à l'irradiation solaire alors que la partie inférieure protégée de cette irradiation sert de référence. Si cet appareil est muni d'un pare-soleil il peut mesurer le rayonnement diffus. Le pyranomètre KIPP est l'un des appareils les plus répandus dans le monde.
- **Le pyréliomètre:** Il mesure le rayonnement solaire direct et est orientable de façon à ce que sa surface réceptrice soit normale aux rayons solaires. Le capteur est une pile thermoélectrique.

La figure I. 6 illustre les différents appareils de mesure.



a)



b)



c)

Fig. I.6 Instruments de mesure du rayonnement solaire

a) Radiomètre, b) Pyranomètre, c) Pyréliomètre

### I.3 Potentiel énergétique du soleil

L'importance du potentiel énergétique solaire se traduit par le fait que le rayonnement solaire reçu sur terre annuellement (environ 3,4 millions EJ) équivaut à plus de 7000 fois le total de la consommation annuelle mondiale en énergie primaire (491 EJ). Ainsi, la terre reçoit du soleil en seulement 1 h, plus d'énergie que celle consommée par le monde durant 1 an [34].

De toutes les sources d'énergie renouvelables disponibles, l'énergie solaire est la plus abondante

D'après les estimations du Centre aérospatial allemand DLR, le potentiel des énergies renouvelables que la technologie peut actuellement transformer en électricité et chaleur représente plus de 5 fois la consommation mondiale actuelle en énergie primaire (figure I.7) Le solaire représente à lui seul presque 90% du potentiel technique de l'ensemble des énergies renouvelables [35].

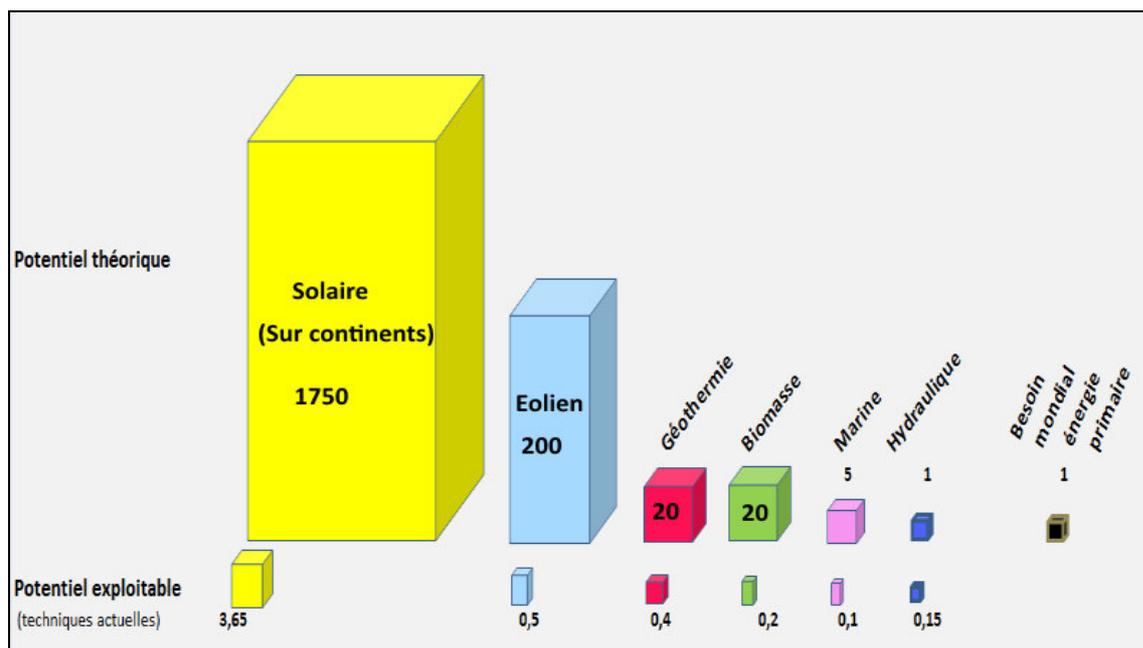


Fig. I.7 Potentiel des énergies renouvelables dans la satisfaction de la demande mondiale en énergie primaire [35]

### I.4 Potentiel solaire en Algérie

Le potentiel national en énergies renouvelables est fortement dominé par le solaire. De part sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires des plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national

dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre 3900 heures sur les Hauts Plateaux et au Sahara (figure I. 8). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale est de l'ordre de 5 KWh/m<sup>2</sup> sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2650 KWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays [3].

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh, soit 10<sup>8</sup> fois la consommation nationale en électricité. Les estimations du Centre aérospatial allemand (DLR) aboutissent aux données suivantes:

- Une surface de 1 Km<sup>2</sup> du Sahara peut générer 50 MW d'électricité ou une production de 200 à 300 GWh / an
- Une surface saharienne de 1 km<sup>2</sup> permet d'éviter l'émission de 200000 TCO<sub>2</sub>/an

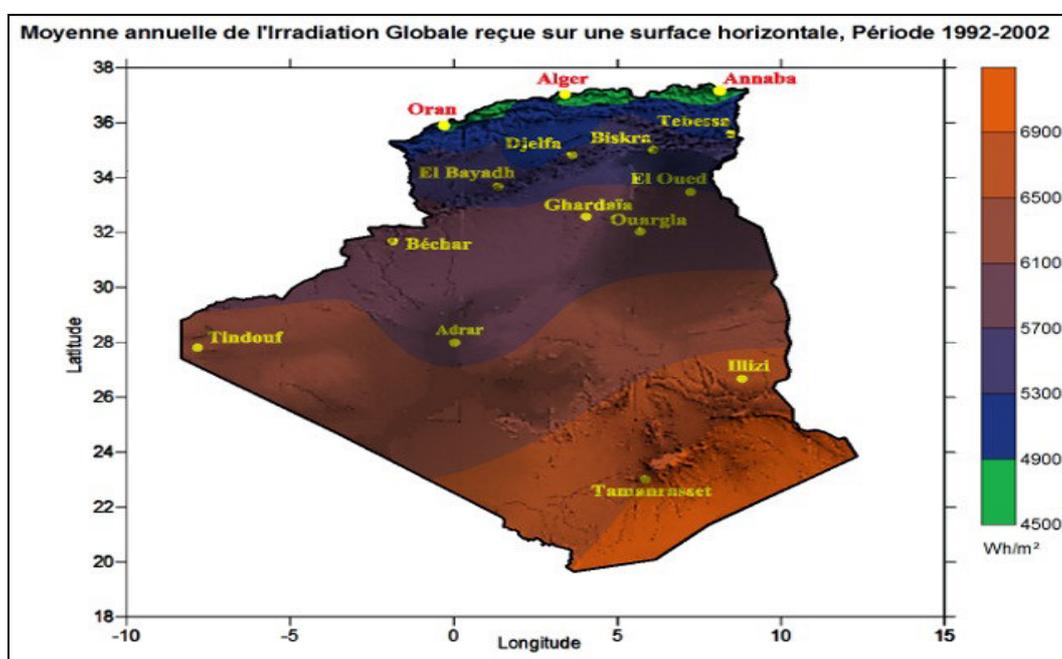


Fig. I.8 Carte solaire de l'Algérie

En d'autres termes, la couverture en panneaux de 0,4 % de la surface du Sahara produirait toute l'électricité que nécessite l'Europe des 25. Une couverture de 2% du Sahara répondrait aux besoins actuels de la planète (figure I.9) [35-37]. Les larges espaces, le relief plat, le climat peu humide et les moyens de transport existants renforcent cet énorme potentiel algérien pour le développement de l'énergie solaire.

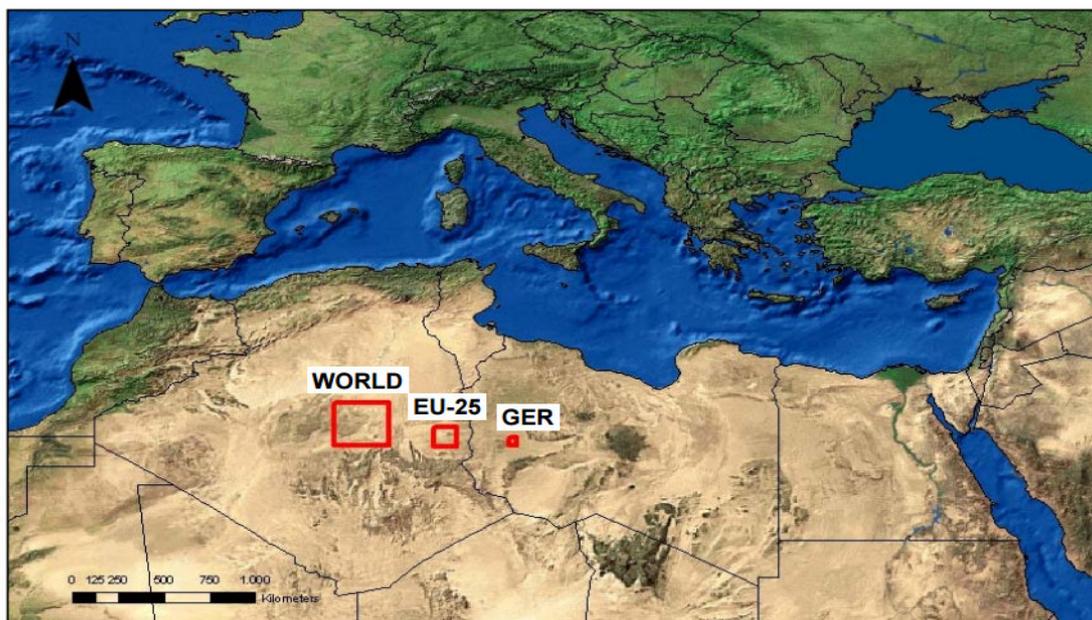


Fig. I.9 Aires du Sahara (carrés rouges) nécessaires pour répondre aux besoins en électricité du monde, de l'Europe des 25 et de l'Allemagne

## **I.5 Les installations solaires de production d'eau chaude**

Une des applications les plus répandues du solaire thermique est la production d'eau chaude à des fins domestiques, agricoles et industrielles.

Du plus simple au plus sophistiqué, les systèmes de production d'eau chaude solaires fonctionnent selon le même principe. L'énergie du rayonnement solaire est transformée en chaleur pour produire l'eau chaude. Celle-ci est ensuite stockée dans un ballon pour être utilisée ultérieurement de jour comme de nuit.

Les CES nécessitent presque toujours une énergie d'appoint pour parer à l'absence du soleil par temps nuageux ou pour les heures où la demande en eau chaude est supérieure aux prévisions.

Les quatre principales parties qui composent les CES ont pour fonction (figure I.10):

- Le capatage du rayonnement solaire
- Le transfert et son système de régulation
- Le stockage d'eau chaude et l'appoint
- La distribution vers l'utilisateur

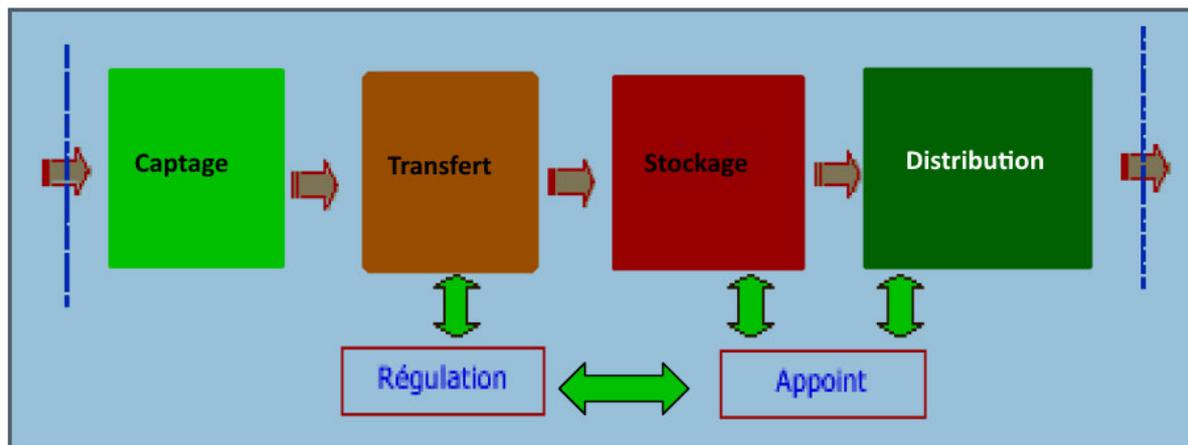


Fig. I.10 Schéma synoptique d'une installation de production d'eau chaude solaire

Grâce à des capteurs d'un niveau technique élevé (grande absorption et faible émissivité du rayonnement) et une installation adaptée, l'utilisation économique du solaire thermique est devenue une réalité qui a fait ses preuves dans l'utilisation quotidienne.

### **I.5.1 Les capteurs solaires**

Le capteur solaire ou panneau solaire est un composant majeur de la plupart des équipements solaires. C'est un dispositif qui absorbe le rayonnement solaire incident, le convertit en chaleur, et transfère cette chaleur à un fluide caloporteur (habituellement de l'eau) circulant à travers le capteur.

Les principaux types de capteurs solaires :

- Les capteurs solaires plans (vitrés ou non) utilisés pour les basses températures
- Les capteurs tubulaires sous vide qui sont plus performants que les capteurs plans
- Les capteurs solaires à concentration pouvant atteindre des températures de plus de 200°C.

Les capteurs solaires plans vitrés qui ont été utilisés dans notre installation feront dans ce qui suit l'objet d'une description détaillée.

#### **I.5.1.1 Les capteurs solaires plans vitrés**

Le capteur plan vitré est le capteur le plus répandu et le mieux adapté aux besoins d'eau chaude sanitaire et de chauffage dans les bâtiments. Ses températures de fonctionnement correspondent aux températures de production d'eau chaude sanitaire (ECS) et de chauffage des locaux (jusqu'à 80°C). Ce type de capteur se

présente sous forme de caissons de différentes dimensions ou sous forme d'éléments séparés à intégrer directement dans l'architecture des bâtiments. Les surfaces mises en œuvre vont de quelques mètres carrés pour les chauffe-eau solaires individuels à plusieurs centaines de mètres carrés pour les installations collectives.

Un capteur plan vitré est composé (figure I.11) :

- D'un caisson
- D'un isolant permettant de limiter les fuites thermiques en sous face et sur les bords
- D'un film réfléchissant
- D'un faisceau de tubes cylindriques,
- D'un absorbeur placé à l'intérieur du coffre
- D'un vitrage fixé sur le caisson

Les tubes sont parcourus par un fluide caloporteur (eau ou eau + antigel).

Lorsque le rayonnement solaire traverse un couvercle transparent et arrive sur la surface de la plaque noircie de l'absorbeur, une grande partie de cette énergie est absorbée par la plaque et ensuite transférée au fluide caloporteur pour être acheminée vers le stockage ou l'utilisation. La sous face et les côtés latéraux du boîtier du capteur sont bien isolées afin de limiter les pertes par conduction vers l'extérieur. Les tubes du fluide peuvent être soudés à la plaque d'absorption, ou font partie intégrante de la plaque. Ils sont également connectés aux deux extrémités à des tubes collecteurs de grand diamètre.

La couverture transparente est utilisée pour réduire les pertes par convection de la plaque absorbeur à travers la retenue de la couche d'air stagnante entre la plaque et le verre. Le verre est transparent au rayonnement à ondes courtes reçu par le soleil mais il est presque opaque au rayonnement thermique de grandes longueurs d'onde émis par la plaque d'absorption (effet de serre). Ce qui réduit les pertes par rayonnement à partir du collecteur.

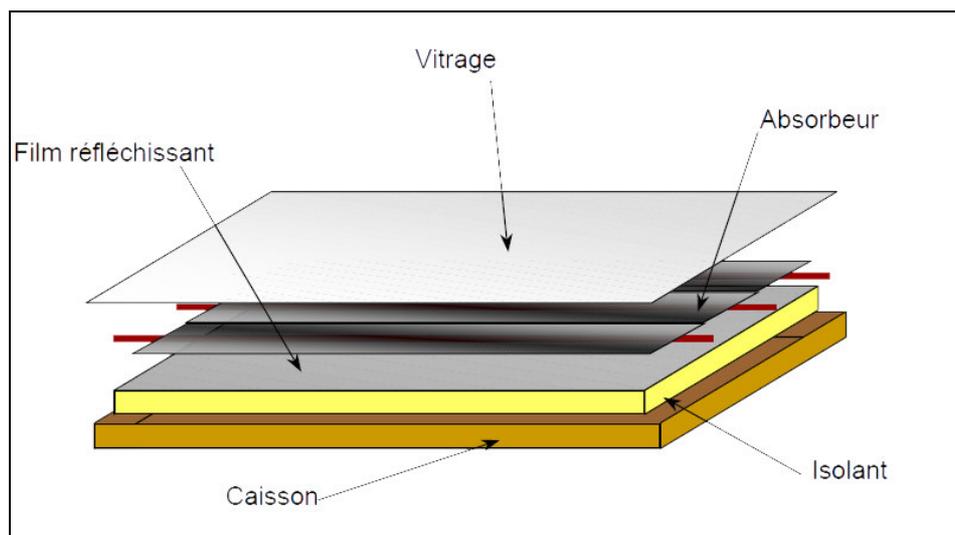


Fig. I.11 Constituants d'un capteur plan vitré

- **L'absorbeur**

L'absorbeur est l'élément central d'un capteur plan. Il a pour fonction de capter un maximum de chaleur. C'est en général une plaque métallique (en cuivre, en aluminium ou en acier), caractérisé par ses propriétés d'absorption, d'émission et de conduction. Le cuivre qui possède, comme illustré en tableau I.1 une bonne conductivité thermique et une faible dilatation thermique à température élevée, est le matériau le plus souvent utilisé. Cette plaque sous forme d'une feuille ou découpée en ailettes est de plus pourvue d'un revêtement sélectif absorbant mince et lié intimement à la tuyauterie convoyant le circuit caloporteur (figure I.12).

- Tabl. I.1 Caractéristiques de certains absorbeurs [34]

Matière	Conductivité en W/m.°C	Masse volumique kg/m <sup>3</sup>	Coefficient de dilatation en mm pour 1m et 100°C
Aluminium	230	2700	2,38
Cuivre	<b>380</b>	8930	<b>1,65</b>
Zinc	112	7130	2,90
Acier	52	7900	1,15
Inox	52	7900	1,15
Plastiques	0.2-0.4	1000 à 1500	7 à 20

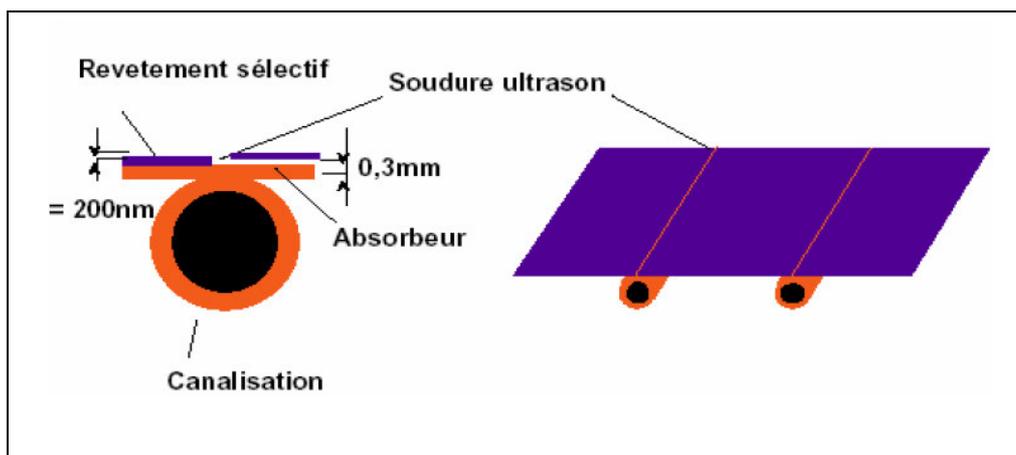


Fig. I.12 Absorbeur et revêtement sélectif

Le rayonnement solaire direct et diffus atteignant l'absorbeur est principalement transformé en chaleur et partiellement réfléchi. La chaleur produite est transmise par conduction au fluide caloporteur.

L'absorbance du rayonnement solaire incident dépend de la nature et la couleur du revêtement. Une haute capacité d'absorption et une faible émissivité améliore le potentiel de captage de l'énergie solaire. Les matériaux utilisés pour absorber l'énergie du soleil sont ainsi sélectionnés pour leur capacité à absorber un pourcentage élevé de l'énergie (coefficient d'absorption  $\alpha$  élevé) et de réfléchir un minimum d'énergie (coefficient d'émissivité de chaleur  $\varepsilon$  faible).

Ces caractéristiques sont obtenues par le dépôt à l'aide de traitements électrolytiques appropriés d'une ou plusieurs couches absorbantes sélectives sur la face supérieure de l'absorbeur. Par rapport aux simples peintures noires laquées, ces couches présentent une structure moléculaire particulière qui optimise la captation du rayonnement solaire tout en minimisant la réémission dans le champ des longueurs d'onde du rayonnement thermique, ce qui diminue les déperditions thermiques de chaleur (rayonnement IR).

La couche sélective des absorbeurs est essentiellement composée d'oxyde de chrome ou de nickel noir (figure I.13) [38].

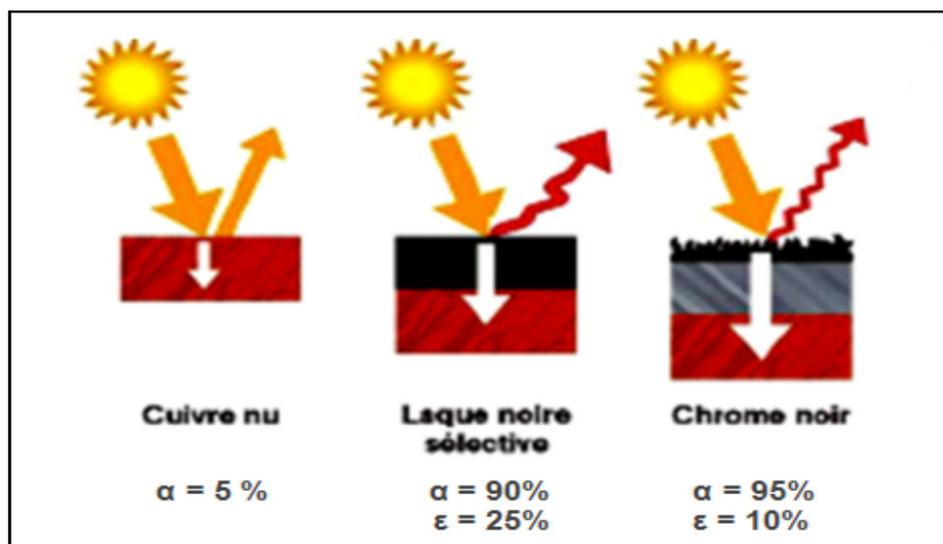


Fig. I.13 Absorption  $\alpha$  et émission  $\epsilon$  du rayonnement de divers types de revêtements [38]

Ces dernières années, de nouveaux revêtements sélectifs sont apparus sur le marché. Leur rendement est plus élevé que celui des oxydes de chrome et de nickel tant à haute température que pour un rayonnement solaire réduit. Leurs procédés de production nécessitent, par ailleurs, moins d'énergie et sont moins polluants [38].

- **Le vitrage**

Dans sa face supérieure, le capteur est fermé par une couverture transparente faite en général en verre (le vitrage) de 3 à 4 mm d'épaisseur. L'espace entre la couverture et l'absorbeur doit permettre l'établissement d'un effet de serre permettant au capteur d'atteindre de plus grandes températures.

La couverture transparente doit assurer les fonctions suivantes :

- Transmettre un maximum de rayonnement solaire tout au long de la durée de vie des capteurs (composition stable dans le temps) et minimiser la fraction de rayonnement réfléchi
- Former écran au refroidissement dû au vent et à la convection interne, faire écran à l'humidité, et résister aux sollicitations mécaniques et aux températures élevées

Le verre à faible teneur en fer a une transmission relativement élevée pour le rayonnement solaire (environ 0,85-0,90 à incidence normale), mais sa transmission est très faible pour le rayonnement thermique de grandes longueurs d'onde (IR) émis par les surfaces chauffées par le soleil (effet de serre du verre).

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

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

Les revêtements antireflets et la texture de surface peuvent aussi améliorer de manière significative la transmission du verre [39, 40]. Le verre prismé évite qu'une trop grosse partie du rayonnement soit réfléchi quand l'angle d'incidence est faible (figure I.14). Par rapport au verre solaire standard, un verre antireflet permet d'augmenter le taux de transmission d'énergie solaire de 5 % (figure I.15).

L'effet de la saleté et la poussière sur les vitrages de collecteur peut être très petite, et le nettoyage par les pluies occasionnelles est généralement suffisant à maintenir le facteur de transmission à l'intérieur de 2 à 4 % de sa valeur maximale [41].

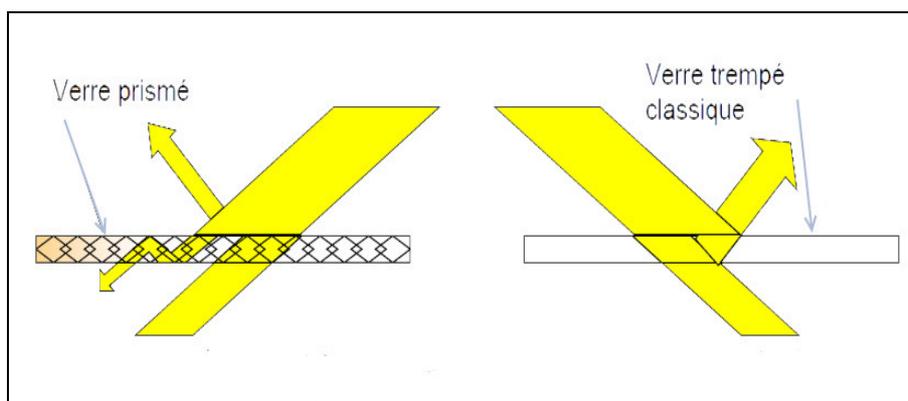


Fig. I.14 Transmission du rayonnement verre prismé et verre trempé



Fig. I.15 Transmission du rayonnement par verre standard et verre antireflet [41]

- **L'isolation thermique**

Afin de limiter les déperditions thermiques de l'absorbeur vers l'extérieur, la face inférieure et les quatre faces latérales des capteurs solaires sont isolées. Les isolants minéraux comme la laine de verre et laine de roche qui ont une conductivité très faible,  $\lambda = 0,041 \text{ W/m } ^\circ\text{C}$ , sont les plus utilisées. Des plaques de mousse polyuréthane ( $\lambda = 0,029 \text{ à } 0,033 \text{ W/m } ^\circ\text{C}$ ) sont également utilisées. Ces dernières qui présentent un risque d'inflammation doivent être protégées des températures supérieures à  $60^\circ\text{C}$ , et sont généralement séparés des absorbeurs par une couche d'isolant minéral (isolation en deux couches).

Les épaisseurs des isolants utilisés sont de l'ordre de 50 à 70 mm en face inférieure, et de 20 à 30 mm pour les faces latérales.

- **Sonde de température**

La plupart des capteurs plans sont équipés d'une sonde de température, élément fondamental du système de régulation du chauffe-eau solaire. Selon le modèle, cette sonde est soit plongée dans la tuyauterie de sortie du fluide caloporteur (connexion vissée au moyen d'un connecteur en « T »), soit fixée à l'absorbeur (figure I.16). La température mesurée doit refléter le plus fidèlement possible la température de l'absorbeur à la sortie du capteur solaire.

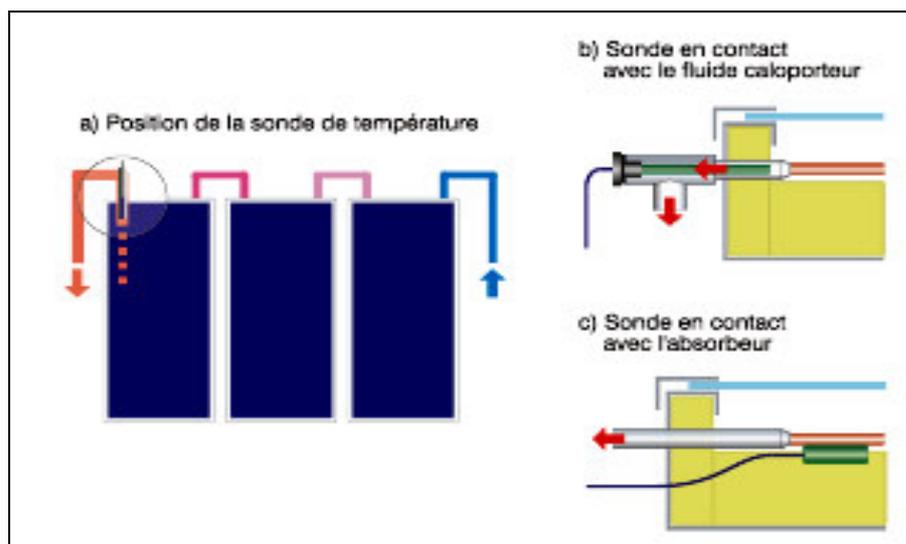


Fig. I.16 Positionnement de la sonde de température sur le capteur [42]

### **I.5.1.2 Les capteurs tubulaires sous vide**

Les capteurs tubulaires sous vide fonctionnent de manière similaire aux capteurs plans standards. Comme eux, ils recueillent à la fois le rayonnement direct et diffus. Dans ces capteurs, chaque ailette de l'absorbeur est logée dans un tube cylindrique transparent, dans lequel on réalise un vide poussé d'environ  $10^{-3}$  bars.

Un capteur solaire thermique sous vide est composé :

- d'une série de tubes de verre sous vide,
- d'un absorbeur fixé à l'intérieur des tubes de verre,
- d'un tube en cuivre à l'intérieur des tubes de verre.

Les tubes en cuivre sont parcourus par le fluide caloporteur (eau + antigel). La figure I.17 illustre les différents composants d'un capteur sous vide.

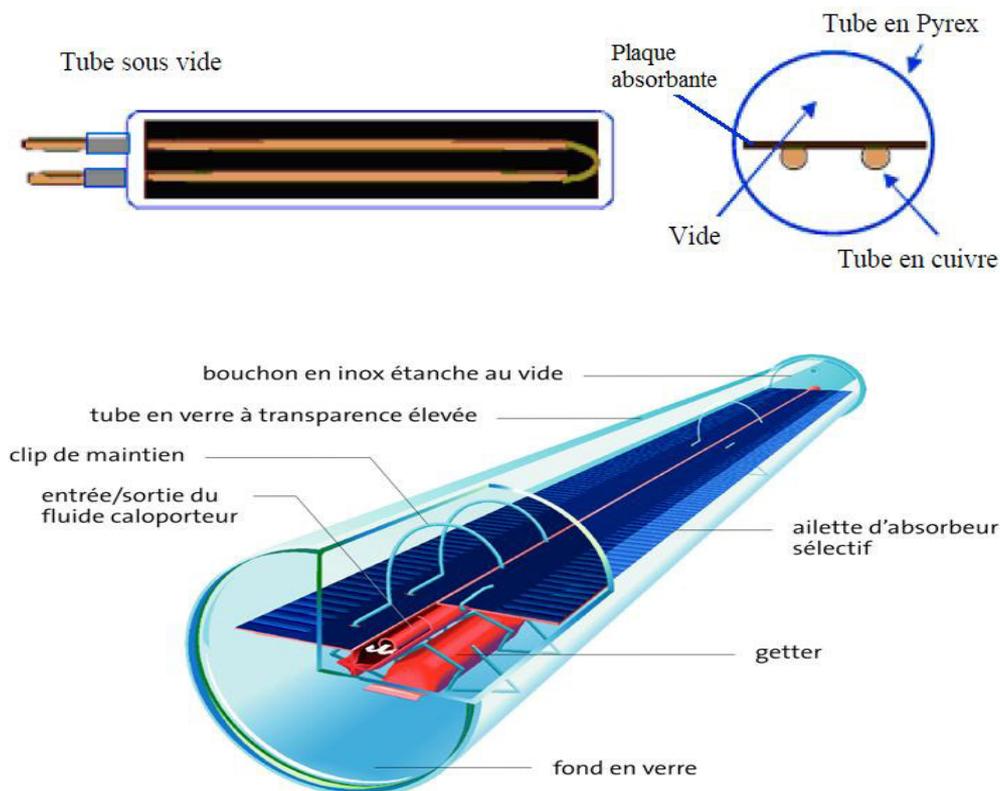


Fig. I.17 Composants d'un capteur tubuleur sous vide [43]

Grâce aux propriétés isolantes du vide, les déperditions de chaleur par convection sont fortement réduites de sorte que les collecteurs peuvent fonctionner à des températures plus élevées (de 85 à 100°C). Ces modèles de capteurs sont

particulièrement bien adaptés aux applications industrielles utilisant de l'eau très chaude ou de la vapeur, par exemple, dans les processus de lavage, de séchage ou dans le refroidissement solaire.

Un tube devient inutile s'il n'est pas totalement hermétique et il faut le changer pour préserver la performance de l'ensemble du capteur. Afin de visualiser cette éventualité, les tubes sont munis d'un témoin (getter) qui est une couche métallisée de baryum déposée sur l'intérieur du tube. Cette couche de baryum devient blanche au contact avec l'air et sert ainsi de témoin lors de la perte de vide (figure I.18) [41].

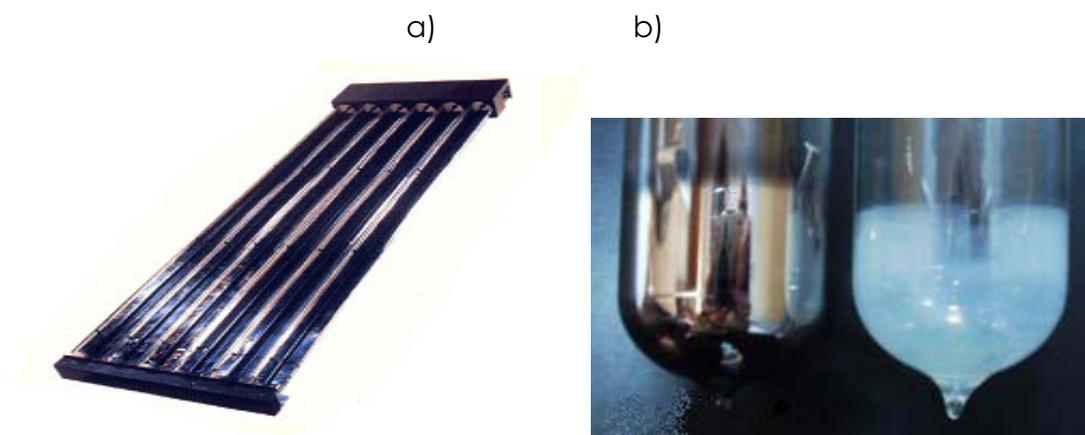


Fig. I.18 Capteur à vide (a) et témoin pour contrôle du vide dans le collecteur (b)

La forme tubulaire du capteur optimise la capture d'énergie car elle permet de récupérer le rayonnement solaire dans des angles de réception inclinés (c'est le cas en début et fin de journée et en hiver). Ainsi donc, à surface d'absorbeur égale, le rendement de capteurs sous-vide est meilleur que celui d'un capteur plan vitré [44]. Il existe également des tubes sous vide dotés de réflecteurs concaves qui augmentent la surface d'absorption et donc le rendement.

### **I.5.1.3 Les capteurs solaires à concentration**

Les capteurs à concentration sont des capteurs solaires munis d'un système optique (réflecteurs, lentilles) destiné à intercepter et concentrer sur l'absorbeur le rayonnement ayant traversé l'ouverture vitrée. Au lieu de frapper directement la surface absorbante, les rayons solaires arrivent sur les miroirs qui les réfléchissent sur la surface absorbante (figure I.19). Cette dernière convertit le rayonnement en

chaleur. La chaleur est ensuite transmise au fluide caloporteur qui circule à l'intérieur de tubes en cuivre [45, 46].

L'intérêt de ce procédé est de réduire grandement la taille de l'absorbeur, ce qui réduit les pertes de chaleur et augmente son efficacité. Des températures bien supérieures à celles réalisables par les collecteurs plans vitrés peuvent être ainsi atteintes, d'où l'utilisation de ce type de capteurs pour des applications à haute température [47]. Ils sont coûteux et nécessitent parfois un mécanisme de mouvement asservi à un système de poursuite du soleil. A l'inverse des capteurs plans vitrés qui peuvent absorber les rayonnements solaires directs et diffus, les capteurs à forte concentration ne peuvent utiliser que le rayonnement direct.

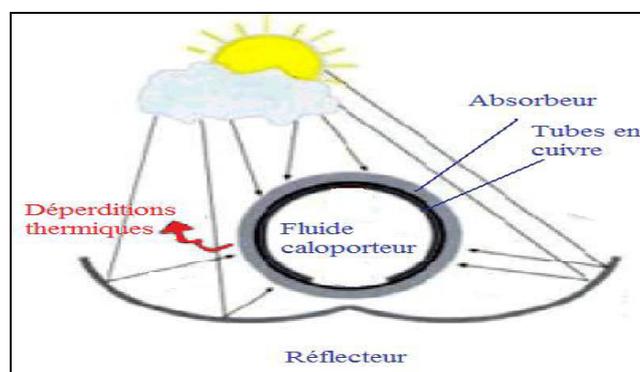
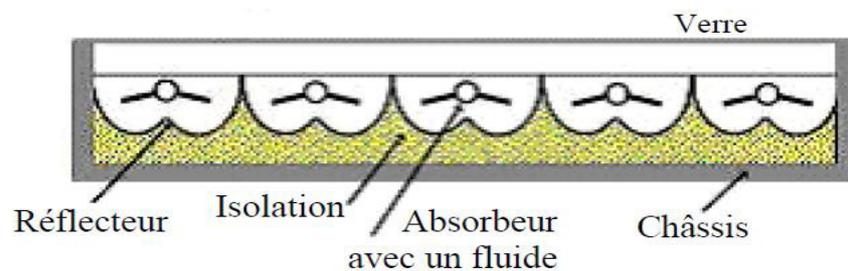


Fig. I.19 Composants d'un capteur à concentration [43]

### **I.5.2 Le stockage**

Le stockage ou ballon solaire est l'élément clef d'une installation solaire car il permet de faire le lien entre l'intermittence de la ressource et le déphasage entre cette ressource et les besoins en ECS. Un stockage correct doit fournir à l'entrée des capteurs un fluide à une température la plus basse possible. En effet, plus la

température de retour de stockage est basse, plus l'efficacité du rendement du capteur augmente. Le stockage doit aussi être en mesure de subvenir aux besoins journaliers de l'utilisateur aussi bien en termes de température d'utilisation désirée qu'en termes de quantité souhaitée.

Outre l'isolation du ballon, la stratification thermique c'est-à-dire la répartition du champ de température au sein du dispositif de stockage, influence la performance globale d'une installation solaire. Une bonne gestion du ballon se doit de privilégier un volume d'eau chaude en partie supérieure du ballon pour limiter la mise en fonctionnement de l'appoint et un volume d'eau froide en bas du ballon pour optimiser le rendement des capteurs (figures I.20 et I.21).

Une bonne isolation permet de limiter les pertes du stockage mais aussi d'éviter la création de courant de convection au sein du ballon, limitant ainsi la destratification du stockage. Dans leur travaux, Hadorn et Dincer [48, 49] ont discuté les phénomènes qui peuvent influencer la stratification dans un ballon de chauffe eau solaire (qualité de l'isolation, conductivité de la cuve, débit de soutirage, etc.).

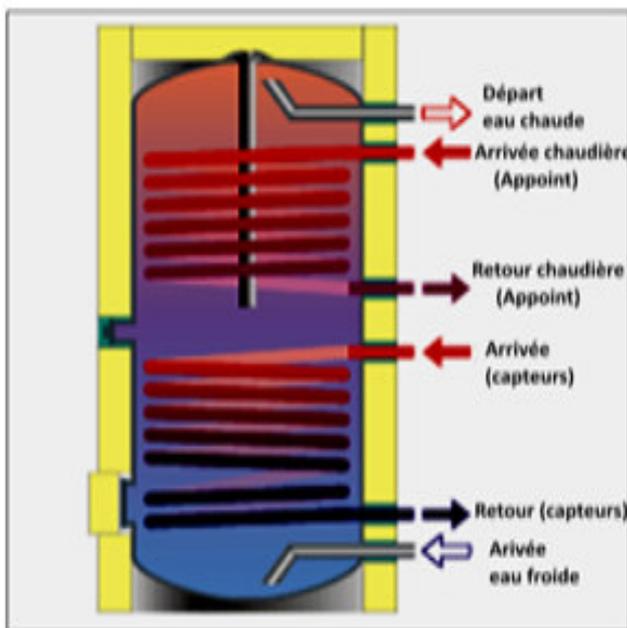


Fig. I.20 Ballon de stockage solaire standard

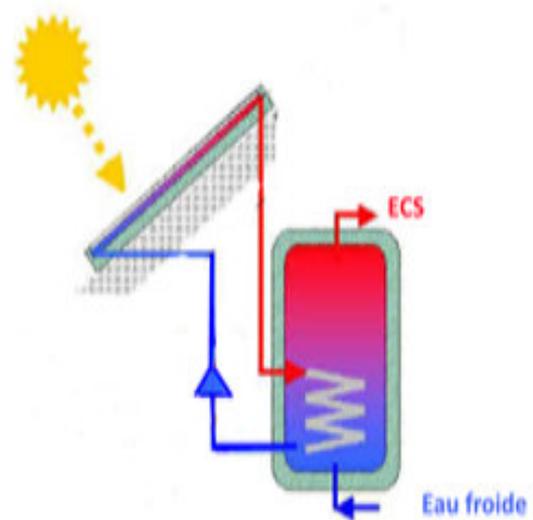


Fig. I.21 Stratification dans un ballon solaire

### **I.5.3 Le système d'appoint**

La répartition annuelle de l'ensoleillement ne permet pas d'avoir une couverture

totale des besoins énergétiques liés à la production d'ECS au moyen de l'énergie solaire seule. Surtout, dans le cas des CES collectifs où souvent, les besoins ne sont couverts qu'à des taux de 50% ou moins. D'où la nécessité d'avoir une installation de production de chaleur classique pour fournir l'appoint de chaleur. Il peut s'agir :

- D'une résistance (appoint électrique), placée en partie supérieure du ballon solaire.
- D'un serpentin (appoint hydraulique) raccordé à un chauffe eau à gaz ou à une chaudière située en aval du ballon solaire.

Dans le cas où deux ballons sont installés en série (un ballon de préchauffage solaire suivi d'un ballon d'appoint), l'appoint doit chauffer tout le ballon aval. L'élément de chauffe (échangeur d'appoint ou résistance électrique) peut dans ce cas être placé en partie basse du ballon d'appoint.

## **I.6 Les différents types de chauffe eau solaires collectifs**

Les CES collectifs fonctionnent selon le même principe que les CES individuels. Seules les dimensions des éléments diffèrent ainsi que les schémas hydrauliques et les systèmes de régulations.

### **I.6.1 Disposition des capteurs**

Dans les CES collectifs, de nombreux capteurs sont reliés entre eux. Ils peuvent être connectés en série, en parallèle ou en combinaison mixte série - parallèle.

En général, la configuration en série nécessite plus d'énergie pour pomper le fluide caloporteur et ce en raison d'une plus grande résistance d'écoulement que dans un système en parallèle [11]. De même, la disposition en série nécessite parfois des purgeurs d'air de secours supplémentaires en haut de chaque capteur pour éviter la formation d'éventuelles poches d'air [16]. La combinaison mixte qui ne présente pas ces inconvénients est la plus utilisée.

La figure I.22 illustre les différents dispositifs de connexion des capteurs

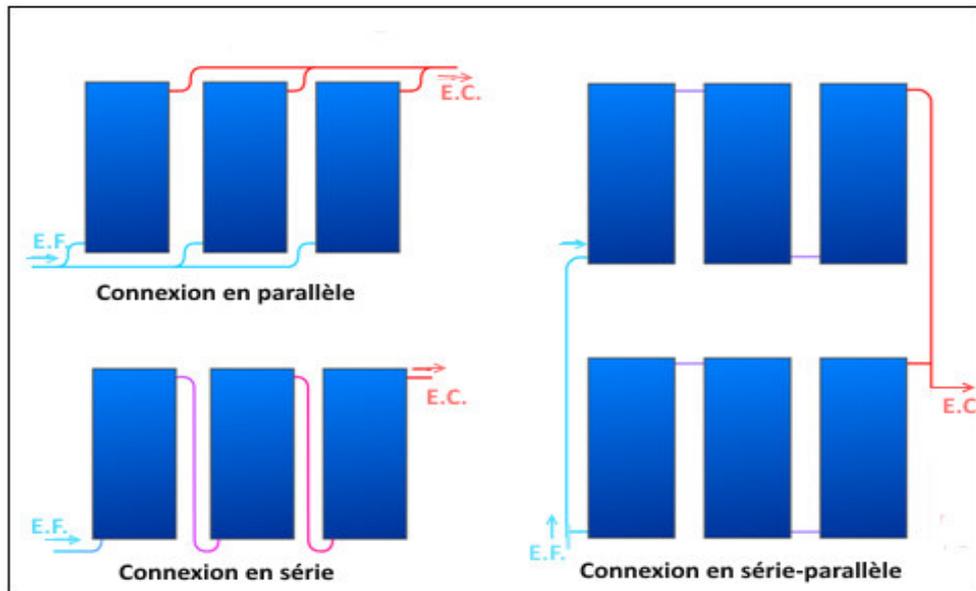


Fig. I. 22 Différents dispositifs de connexion des capteurs

### I.6.2 Typologie des CES collectifs

Une installation d'ECS solaire collective est généralement utile et rentable lorsque les besoins en eau chaude sont importants et régulièrement répartis sur l'année. C'est le cas des logements collectifs, des hôtels, des hôpitaux, des bains maures, etc.

On rencontre dans la littérature divers types de CES collectifs [11, 50, 51]. Ils ont tous en commun les quatre éléments principaux suivants:

- La boucle solaire primaire qui comprend le capteur solaire et l'échangeur
- La régulation
- Le ou les ballons de stockage solaire
- L'appoint

Ce sont tous des systèmes à circulation forcée. L'installation comprend le plus souvent un échangeur externe entre le circuit capteurs et le circuit ECS. Pour les installations réduites (moins de 40 m<sup>2</sup>), l'échangeur peut être intégré dans le ballon solaire. Le schéma le plus couramment rencontré est donné en figure I.23.

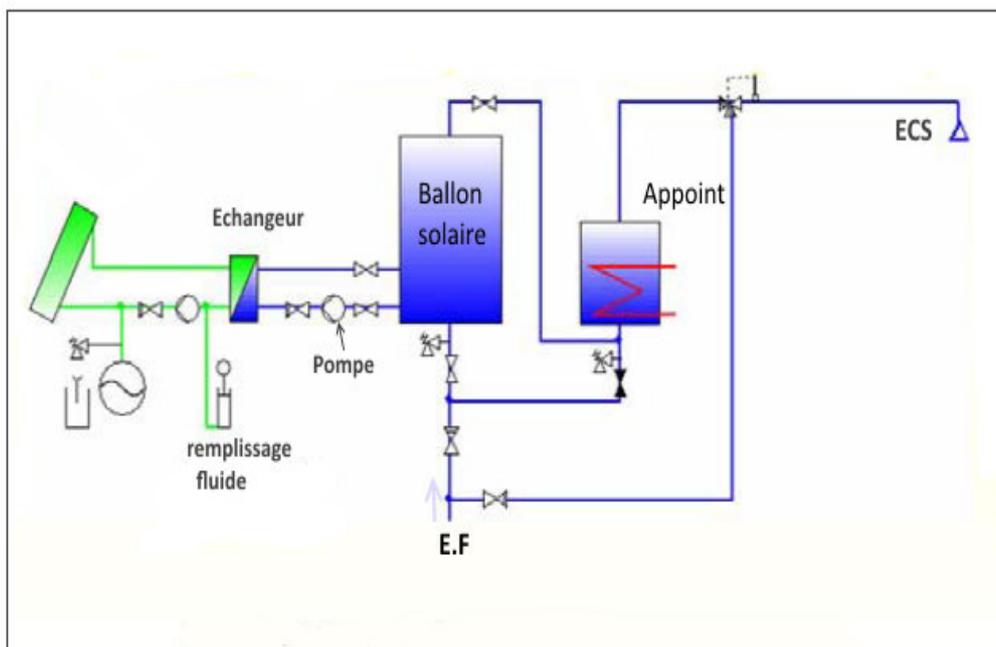


Fig. I.23 Schéma hydraulique d'un CES collectif avec échangeur externe et appoint séparé

Lorsque le volume de stockage ne peut pas être couvert par un seul ballon, on fractionne ce volume en plusieurs ballons montés en "série". Dans le cas où les ballons solaires et l'appoint sont éloignés, on introduit un bouclage qui permet d'alimenter toujours l'appoint avec de l'eau préchauffée par le solaire.

Ce montage permet un démarrage en deux étapes : une première étape où la boucle primaire est mise en circulation avec homogénéisation des températures dans les capteurs solaires et les canalisations, et une seconde étape où le circuit secondaire est mis en service avec transfert d'énergie de la boucle primaire à la boucle secondaire. Le circulateur secondaire est asservi à celui du primaire.

Suivant la nature des besoins et leur localisation, on a généralement recours aux installations suivantes qui sont les plus répandues:

- a) Le CES collectif centralisé : La production et le stockage de l'eau chaude sanitaire se fait de manière centralisée. L'appoint à la production solaire se fait également de façon centralisée dans un local technique ou chaufferie.
- b) Le CES collectif à appoints individualisés: cette configuration présente une production et un stockage solaires centralisés. L'eau préchauffée par l'énergie solaire est ensuite distribuée dans les logements. Dans chaque logement, un appoint assure le complément à la préparation d'eau chaude sanitaire.

c) Le CES collectif individualisé: dans ce cas on a une production centralisée et un stockage solaire décentralisé dans chaque logement. L'énergie solaire est distribuée dans les logements, avec un stockage où l'appoint assure le complément à la préparation d'eau chaude sanitaire.

A titre d'exemple, nous présentons en figure I.24 le schéma hydraulique d'un CES collectif à appoints individualisés qui est particulièrement adaptée aux immeubles d'habitation collectifs. L'énergie est stockée dans des ballons individuels bi-énergie. Cela permet une individualisation des charges d'énergie liées à l'ECS. La mise en service de la production solaire se fait en deux étapes :

- Mise en circulation du fluide dans les capteurs solaires pour homogénéiser les températures
- Ouverture de la vanne 3 voies de manière à irriguer les échangeurs des ballons solaires. La vanne 3 voies est commandée en "tout ou rien".

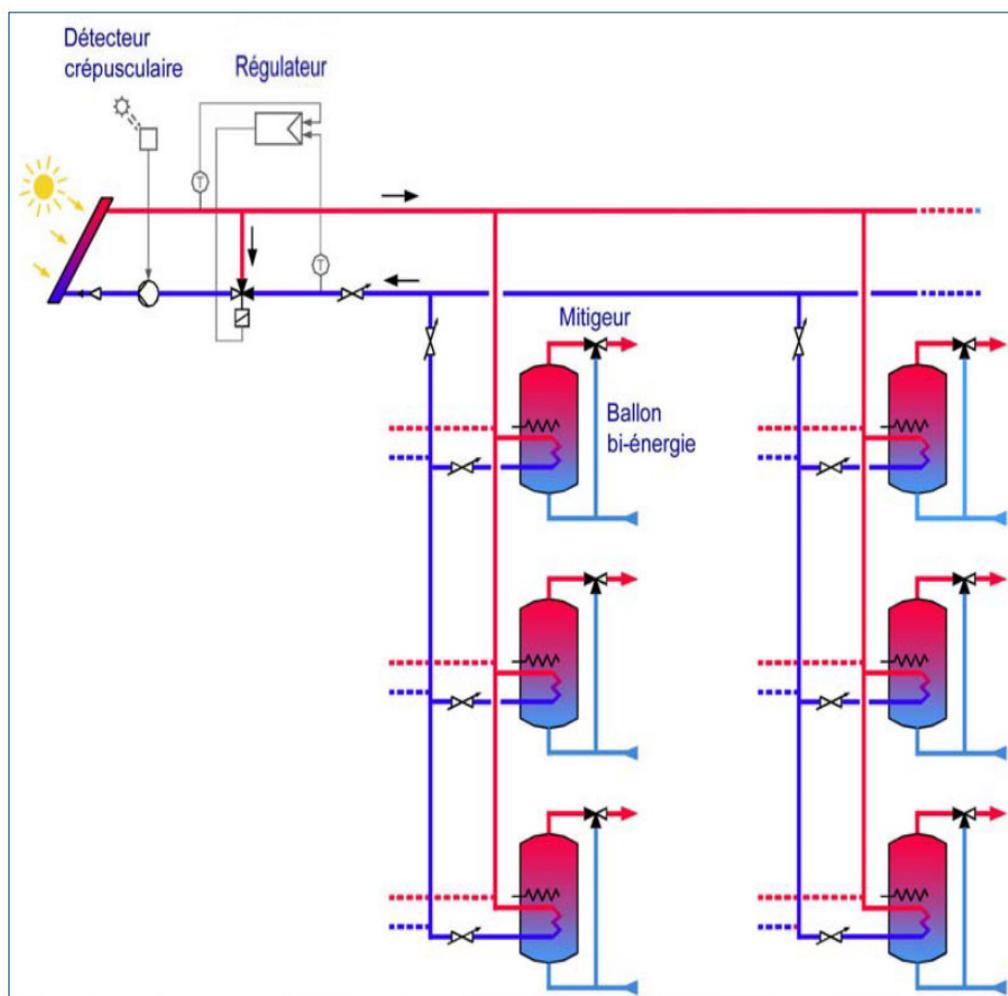


Fig. I.24 CES collectif à appoints individualisés [42]

La figure I.25 présente un schéma d'un système collectif avec production et appoint centralisés [42].

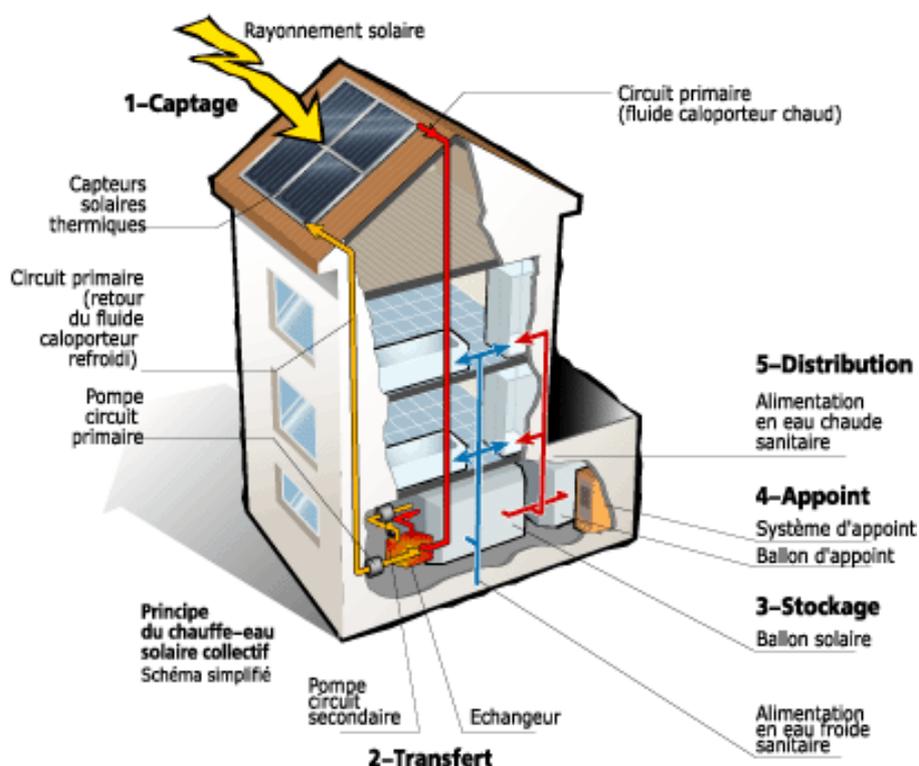


Fig. I.25 Schéma d'un CES collectif à production et appoint centralisés

## I.7 Régulation et protection des installations de production d'eau chaude solaires

La recherche du confort, de la maîtrise de la température et donc les économies d'énergies possibles exige la mise en place de systèmes de régulation. Le rôle du dispositif de régulation est de commander le transfert de l'énergie solaire captée vers le stockage, seulement si la température du fluide caloporteur dans les capteurs est supérieure à celle de l'eau contenue en partie basse du ballon solaire.

Dans les systèmes collectifs, deux éléments, les pompes de circulation et l'appoint électrique, nécessitent un système de régulation. Nous ne présenterons dans ce résumé que la régulation des circulateurs. Le rôle du circulateur est de permettre un transfert rapide des calories captées par l'absorbeur vers le réservoir de stockage. L'utilisation de ce circulateur permet d'interrompre le transfert de chaleur lorsque l'eau des capteurs n'est pas plus chaude que celle contenue dans le réservoir. C'est le rôle de la régulation de comparer les deux températures (à la sortie du capteur

solaire et dans le réservoir de stockage) et de commander la pompe de circulation. En pratique, on fixe indépendamment la différence de température à l'enclenchement et au déclenchement du circulateur. Un régulateur différentiel peut réaliser ces opérations.

### **I.7.1 Régulation des pompes dans le cas d'un échangeur intégré au stockage**

Cette régulation doit intégrer un différentiel à l'enclenchement ( $\Delta T_1$ ) et à l'arrêt ( $\Delta T_2$ ), basé sur le principe de l'hystérésis.

La commande du circulateur dépend alors de deux valeurs ajustables du différentiel :

$\Delta T_1$  = valeur ajustable du différentiel d'enclenchement du circulateur

$\Delta T_2$  = valeur ajustable du différentiel d'arrêt du circulateur

avec  $\Delta T_2 < \Delta T_1$ .

La pompe est enclenchée lorsque  $T_c > T_b + \Delta T_1$  (Figure I.26). Ce qui permet à la circulation du fluide caloporteur de s'établir dans les capteurs. Par contre lorsque  $T_c < T_b + \Delta T_2$ , la pompe s'arrête et la circulation du fluide caloporteur est interrompue.

Pour assurer de bonnes conditions de fonctionnement des installations, on adopte en général les valeurs suivantes :  $\Delta T_1$  est compris entre 5 à 10°C et  $\Delta T_2$  entre 2 à 5° C [24].

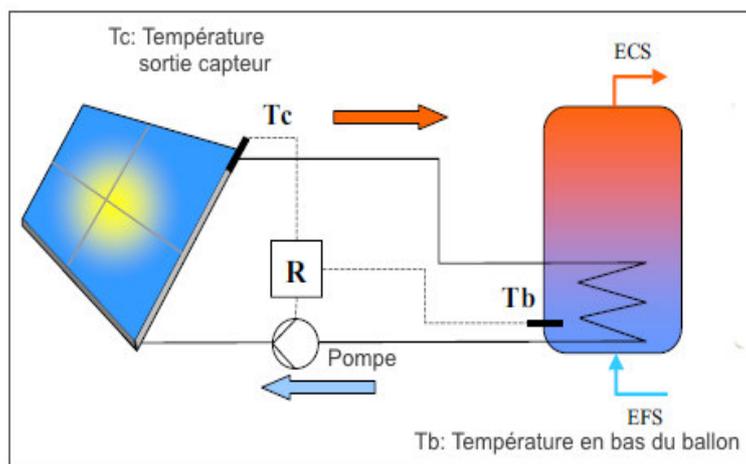


Fig. I.26 Schéma d'un dispositif avec régulation différentielle (échangeur intégré)

Le schéma donné en figure I.27 illustre les étapes de la régulation différentielle commandant le fonctionnement des pompes de circulation [4].

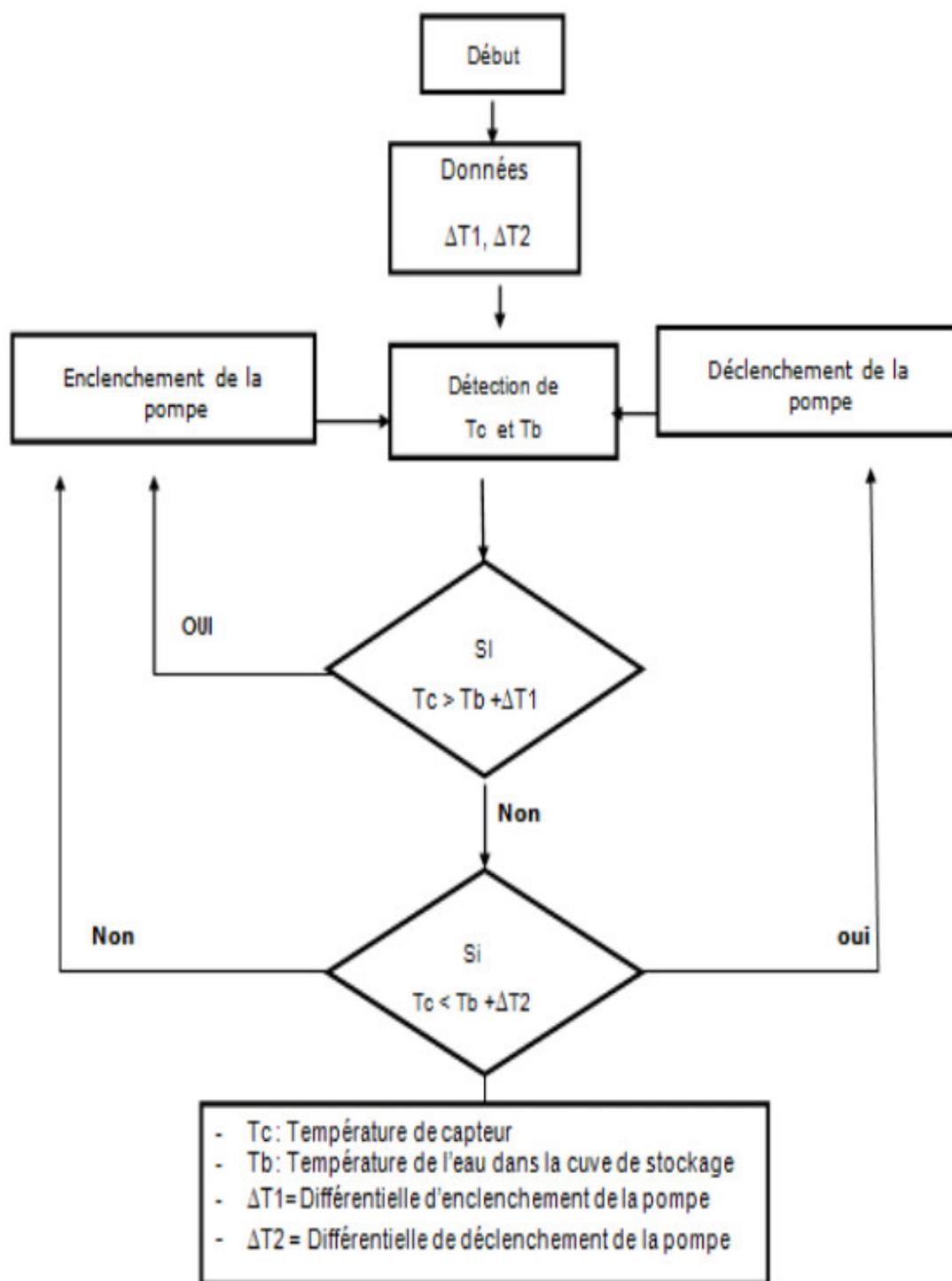


Fig. I.27 Schéma de fonctionnement de la régulation différentielle de la pompe

### I.7.2 Régulation différentielle avec vanne de commutation

Dans le cas où la surface de captation est importante et l'inertie de la boucle primaire est élevée (longueur des tuyauteries supérieure à 50m), la régulation du circuit primaire est complétée par l'action du régulateur sur une vanne de commutation (figure I.28).

Lorsque la température  $T_c$  à la sortie des capteurs devient supérieure à la valeur  $T_b + \Delta T_1$  de l'eau dans le ballon de stockage, le régulateur commande la mise en marche du circulateur P1.

La vanne V1 est ouverte en position de recyclage du fluide caloporteur sur les capteurs (stabilisation de la température du circuit primaire).

Si la température  $T_1$  devient supérieure à la température  $T_b$  de l'eau dans le ballon de stockage  $T_1 > T_b + \Delta T_1$ , le régulateur commande l'ouverture de la vanne V1 de commutation vers le stockage, et il y a échange de chaleur dans le ballon.

Si  $T_1 < T_b + \Delta T_2$ , la vanne V1 de commutation ferme le circuit de stockage. Le fluide caloporteur est recyclé dans la boucle des capteurs.

Enfin si  $T_c < T_b$ , le régulateur commande l'arrêt du circulateur P1

La régulation est basée sur le principe du "tout ou rien" de la vanne V1 de commutation, cela permet de réduire le risque de pompage du circulateur (mise en service et arrêt du circulateur intempestifs). De plus, les performances thermiques de l'installation s'en trouvent améliorées du fait d'une mise en température plus rapide de la boucle primaire, le matin.

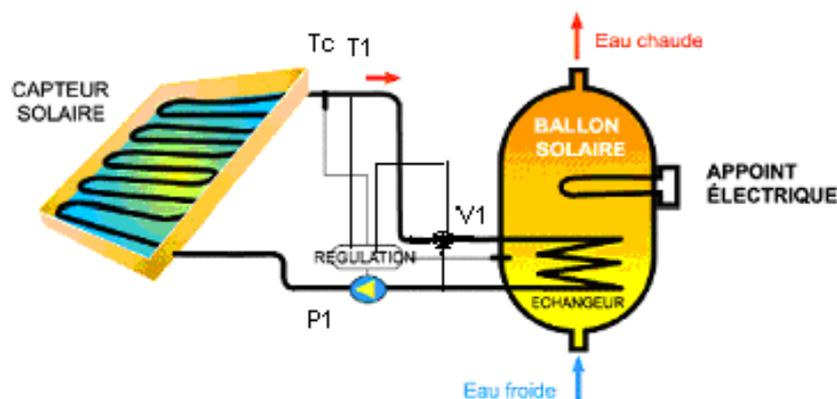


Fig. I.28 Schéma d'une régulation différentielle avec vanne de commutation

Le dispositif de fonctionnement d'une telle régulation par vanne de commutation est présenté en figure I.29 [4].

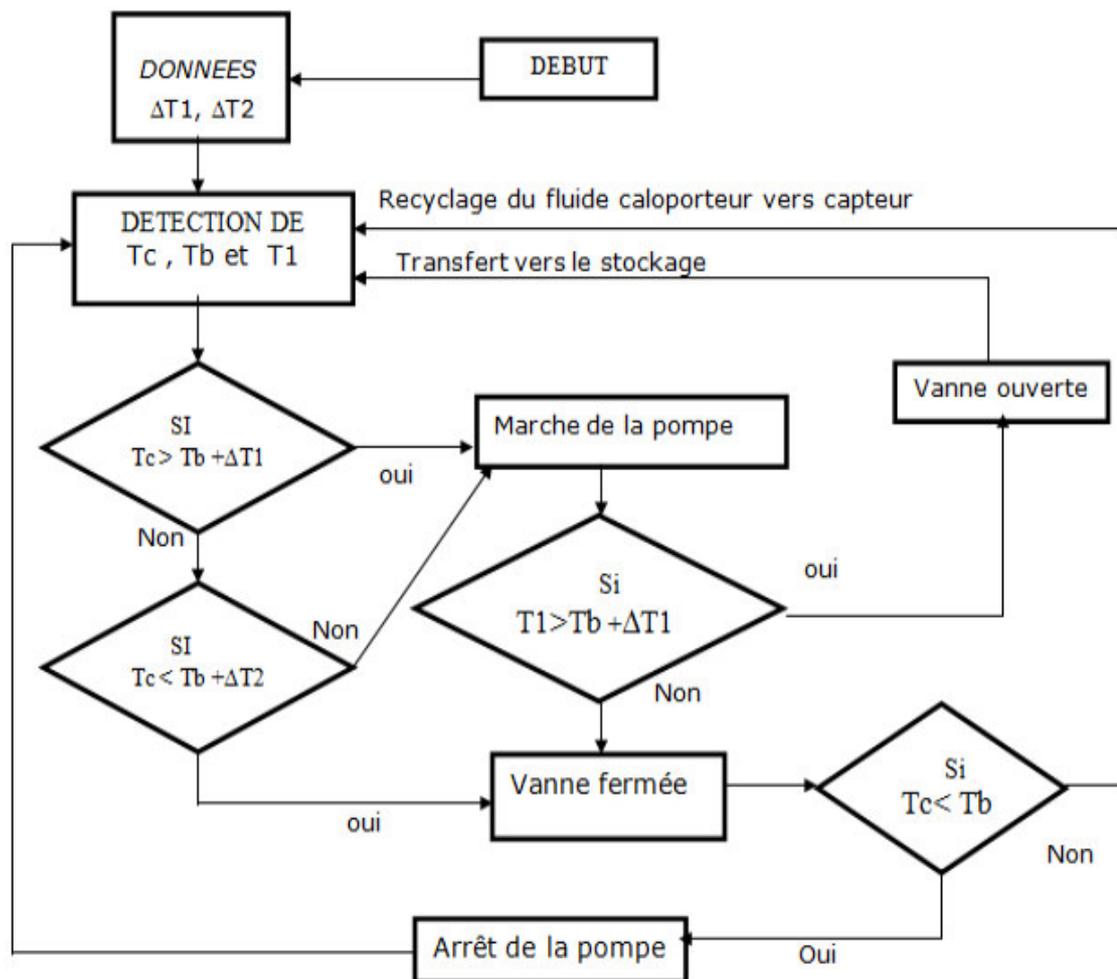


Fig. I.29 Schéma de fonctionnement de la régulation différentielle avec vanne de commutation

### I.7.3 Régulation des pompes dans le cas d'un échangeur externe

Ce schéma permet un démarrage en deux étapes. Une première étape où la boucle primaire est mise en circulation avec homogénéisation des températures dans les capteurs solaires et dans les canalisations, et une seconde étape où le circuit secondaire est mis en service avec transfert d'énergie de la boucle primaire à la boucle secondaire. On a deux possibilités:

#### a) Incorporation d'une sonde de température dans le circuit primaire

Une sonde supplémentaire (T1) est ajoutée sur le circuit primaire (figure I.30 a). Le régulateur R1 commande le circulateur primaire, le régulateur R2 commande le circulateur du secondaire.

Fonctionnement de R1 : si  $T_c > T_b + \Delta T_1$  (avec  $\Delta T_1$  compris entre 5 et 8°C)

Pour éviter des séquences courtes d'arrêt et de démarrage, la commande du régulateur devra être temporisée de manière à laisser l'homogénéisation des températures s'opérer dans le circuit primaire.

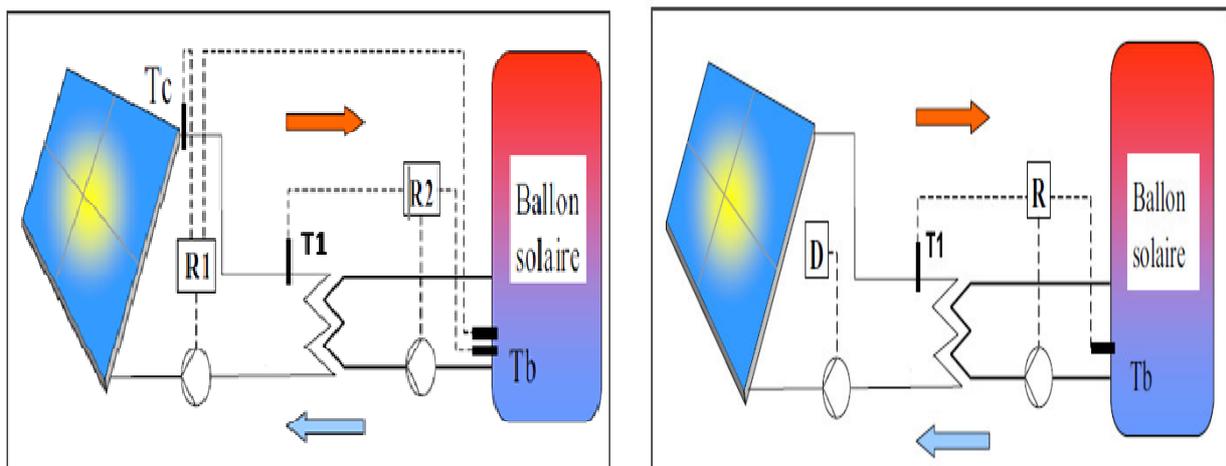
Fonctionnement de R2 : Séquence de démarrage : si  $T1 > T_b + \Delta T1$

Séquence d'arrêt : si  $T_c < T_b + \Delta T2$

Le régulateur R2 doit être asservi à celui de R1 de manière à ce que le circulateur secondaire ne soit jamais en fonctionnement si le circuit primaire est arrêté.

**b) Incorporation d'une sonde crépusculaire dans le circuit primaire**

Le but est le même que précédemment : démarrage en deux étapes. La sonde T1 remplace la sonde Tc. Elle est positionnée à l'entrée de l'échangeur à plaques, côté circuit primaire (figure I.30b). Une sonde crépusculaire (D) mesure l'intensité du rayonnement solaire. Cette sonde est préconisée quand la surface de capteurs risque de ne pas être sous un rayonnement homogène.



a)

b)

Fig. I.30 Schéma d'une régulation différentielle (échangeur externe):  
a) avec ajout sonde de température. b) avec ajout sonde crépusculaire

Le circuit primaire est mis en circulation lorsque la valeur d'éclairement mesurée par le détecteur crépusculaire est supérieure à environ  $100 \text{ W/m}^2$ . Il est stoppé lorsque cette valeur est inférieure.

La régulation du circuit secondaire (R) est identique au cas de la première possibilité.

Comme pour les autres systèmes de régulation, nous présentons en figure I. 31 le schéma de fonctionnement de la régulation différentielle avec échangeur extérieur [4]

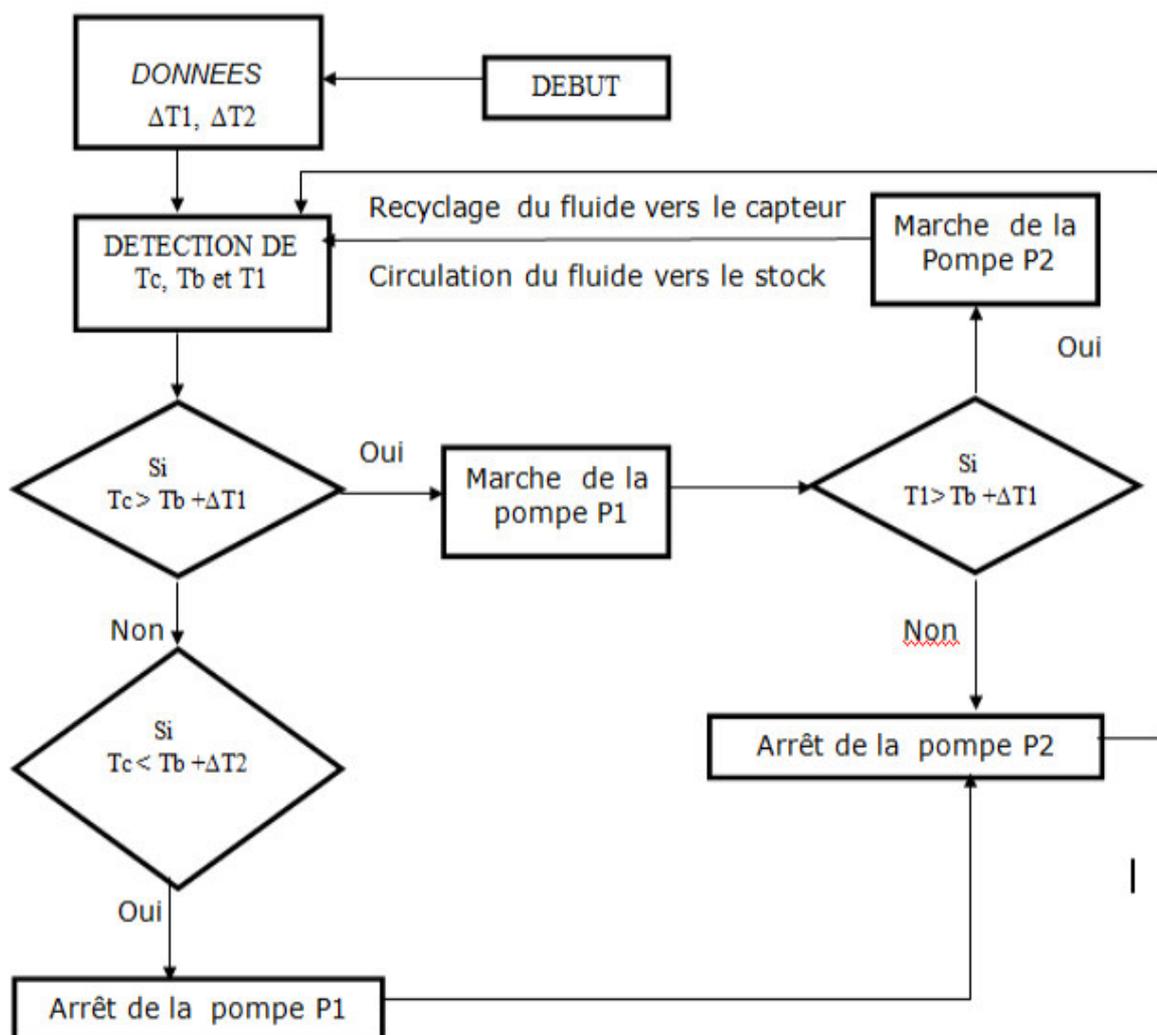


Fig. I.31 Schéma de fonctionnement de la régulation différentielle avec échangeur extérieur.

## I.8 Développement de la filière des chauffe eau solaires de part le monde

Parmi les filières de production de chaleur renouvelable, la filière du solaire thermique est l'une des filières les plus prometteuses et les plus dynamiques.

De part le monde, le marché du solaire thermique individuel et collectif ainsi que celui des systèmes combinés est en croissance constante depuis plusieurs années.

L'importance des systèmes de chauffage d'eau solaires se reflète dans le développement accru de la capacité installée. À fin 2012, le nombre de systèmes en exploitation dans le monde entier est d'environ 78 millions CES correspondant à un total de 384 700 000 mètres carrés de surface de capteurs. En 2012, les capacités nouvellement installées à travers le monde se sont élevées à 75,3 millions de mètres carrés. Cela signifie une augmentation de 9,4% par rapport à l'année 2011 [52, 53]. La répartition par type d'application (figure I.32) montre que 78% de la capacité totale installée concerne les CES individuels. Le segment des systèmes collectifs (logements collectifs, hôtels, etc.) représente environ 9%. Une part de 8% est utilisée pour le chauffage des piscines. Les systèmes solaires combinés qui fournissent de la chaleur pour l'eau sanitaire et le chauffage des locaux constituent 4% de la capacité installée dans le monde. Le reste (environ 1%) se rapporte aux applications industrielles et au refroidissement

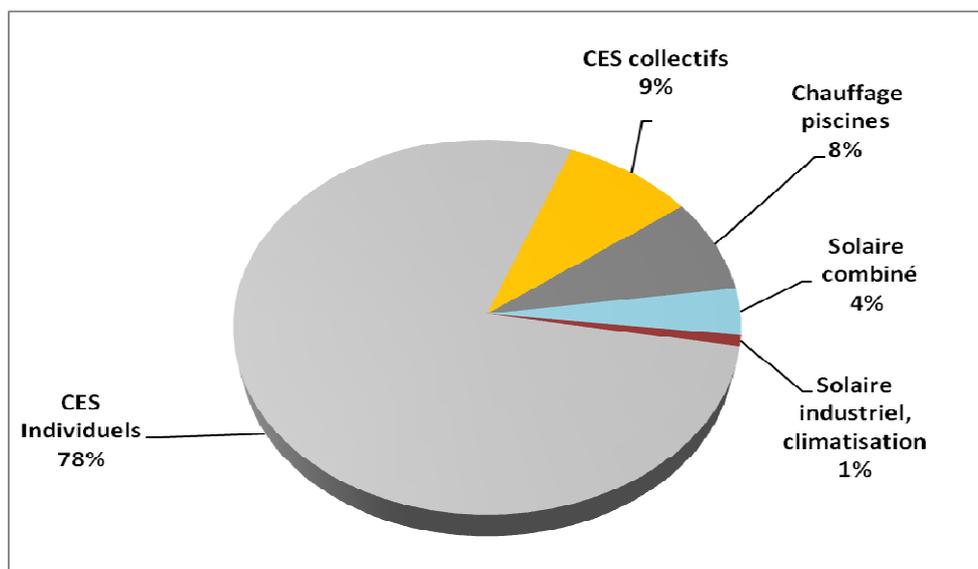


Fig. I.32 Distribution des capacités de CES installés à travers le monde selon le type d'utilisation

La part des applications collectives augmente plus rapidement que les autres types de systèmes. Ils représentent 9% de la capacité totale, mais 17% de la capacité nouvellement installée dans l'année 2012 [52].

La grande majorité de la capacité totale en exploitation se trouve en Chine et en Europe qui représentent ensemble 83% du total installé.

La production annuelle des CES installés s'élevait en 2012 à environ 227,8 TWh, ce qui correspond à une économie d'énergie fossile équivalente à 24,5 millions de tonnes de pétrole, soit presque la moitié de la production annuelle actuelle de pétrole en Algérie.

La répartition par type de capteur de la capacité cumulée est de 64,6% pour les capteurs tubulaires sous vide, 26,4% pour les capteurs plans vitrés et environ 9% de capteurs non vitrés à eau et à air. C'est surtout en Chine que les capteurs tubulaires sous vide sont les plus répandus [52].

Dans le monde, environ 75% de tous les systèmes thermiques solaires installés sont des systèmes thermosiphon et 25% sont à circulation forcée.

En Algérie, on estime qu'il y a environ un millier de CES individuels qui sont opérationnels, dont la moitié a été installée par l'APRUE et le reste par des entreprises privés.

## **I.9 Conclusion**

Dans un CES, le capteur est l'élément principal de l'installation. De nos jours, il existe des capteurs plans vitrés de très bonne qualité et de longue durée de vie. Les installations collectives qui sont toujours à circulation forcée nécessitent un dispositif de régulation. Leur développement prend de plus en plus d'ampleur aussi bien pour le chauffage de l'eau sanitaire dans les bâtiments que pour le chauffage des locaux.

## **II. MODELISATION D'UNE INSTALLATION SOLAIRE DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE**

### **II.1 Introduction**

Dans un CES, le capteur solaire est le composant majeur du système. Son analyse précise et détaillée est relativement complexe en raison des nombreux facteurs impliqués. En formulant un modèle mathématique qui combine les facteurs les plus importants, on peut arriver à une équation globale qui décrit d'une manière efficace la performance thermique d'un capteur.

Plusieurs auteurs se sont intéressés à l'élaboration d'équations mathématiques régissant les propriétés optiques et thermiques des capteurs solaires [54-56]. Pour la modélisation d'un capteur, diverses méthodes (différences finies, modélisation semi-empirique, équations algébriques, etc.) peuvent être utilisées. Dans notre cas la résolution des équations est faite par la méthode des différences finies.

Par la suite des éléments de validation expérimentale sont présentés pour un capteur solaire plan vitré et une cuve de stockage solaire pour lesquels le profil des températures a été étudié.

### **II.2 Modélisation d'un capteur solaire**

La quantité d'énergie solaire arrivant sur la surface d'un capteur n'est pas transmise totalement à l'absorbeur à cause de :

- La mauvaise transparence de la couverture (vitre).
- L'absorbance imparfaite qui fait que l'énergie transmise n'est pas totalement absorbée.

Cela représente une première forme de pertes de l'énergie incidente sous forme de pertes optiques qui sont caractérisées par le rendement optique du capteur.

De plus une certaine quantité de l'énergie absorbée est dissipée sous forme de:

- Pertes par conduction vers le fond et les cotés latéraux du capteur.
- Pertes par convection et rayonnement à travers le système de couverture

La quantité restante d'énergie est transmise au fluide caloporteur et représente donc l'énergie utile du système

### II.2.1 Bilan thermique:

Le bilan thermique du capteur plan s'obtient en écrivant que l'énergie absorbée pendant l'intervalle de temps  $dt$ , soit  $q_{abs}dt$ , se répartit en :

- $Q_u dt$  : énergie extraite par le fluide caloporteur
- $Q_p dt$  : énergie perdue par le capteur dans l'environnement
- $de_c$ : accroissement de l'énergie  $e_c$  emmagasinée dans le capteur.

Il est représenté par l'équation suivante :

$$Q_{abs} = Q_u + Q_p + \frac{de_c}{dt} \quad (3)$$

En régime stationnaire,  $de_c/dt = 0$  et l'équation devient :

$$Q_{abs} = Q_u + Q_p \quad (4)$$

Pour calculer le rendement instantané qui décrit les performances d'un capteur, on procède dans un premier temps à plusieurs hypothèses simplificatrices :

- a) L'absorbeur est à une température uniforme  $T_u$ .
- b) Les pertes sont intarissables et peuvent s'écrire selon Duffie et Beckman [54] sous la forme de :

$$Q_p = A_c U_g (T_u - T_a) \quad (5)$$

Dans cette équation,  $U_g$  représente le coefficient global de perte de chaleur,  $T_a$  la température ambiante et  $A_c$  la surface du capteur.

L'énergie utile récupérée à la sortie du capteur est donc la différence entre l'énergie absorbée et les pertes thermiques et sera représentée par l'équation :

$$Q_u = A_c [\eta_{op} G_T - U_g (T_u - T_a)] \quad (6)$$

où  $G_T$  représente l'éclairement solaire incident et  $\eta_{op}$  le rendement optique.

Le problème avec cette équation est que la température moyenne de l'absorbeur  $T_u$  est difficile à calculer ou à mesurer puisqu'elle est fonction de la conception du capteur, des radiations solaires incidentes, des conditions d'entrée de l'eau, etc.

Cette équation peut être reformulée en exprimant l'énergie utile en fonction de la température d'entrée de l'eau et d'un paramètre appelée facteur de conductance, qui peut être calculé analytiquement ou mesuré expérimentalement. Mais auparavant on doit calculer le rendement optique  $\eta_{op}$  et le coefficient global des pertes thermiques  $U_g$ .

Le rendement thermique instantané du capteur est défini comme étant le rapport entre l'énergie utile réellement extraite du système  $Q_u$  et l'énergie du rayonnement  $G_T$  frappant toute la surface du capteur.

$$\eta_{ins} = \frac{Q_u}{G_T A_c} \quad (7)$$

Le rendement optique est défini comme étant le rapport entre l'énergie absorbée par la plaque  $Q_{abs}$  et l'énergie solaire incidente, soit :

$$\eta_{op} = \frac{Q_{abs}}{G_T A_c} \quad (8)$$

## **II.2.2 Bilan optique**

Pour évaluer l'énergie absorbée au niveau du capteur, il est utile de rappeler brièvement quelques notions fondamentales d'optique.

Un corps soumis à un rayonnement est défini par trois coefficients, qui sont :

- La réflectivité ( $\rho$ )
- L'absorptivité ( $\alpha$ )
- La transmissivité ( $\tau$ )

De plus, tous les corps rayonnent dans toutes les directions. On caractérise cette propriété par un facteur appelé émissivité qui provient de la comparaison du corps émetteur au «corps noir ».

La transmissivité, la réflectivité et l'absorptivité sont fonctions des radiations solaires incidentes, des épaisseurs des plaques transparentes et absorbantes, des indices de réfractions et du coefficient d'extinction du vitrage.

La transmission, la réflexion, et l'absorption des radiations solaires par les différentes parties d'un capteur, sont importantes dans la détermination de ses performances.

### **III.2.2.1 Calcul du coefficient de transmission de la vitre :**

Pour calculer ce coefficient, il faut tenir compte des pertes optiques par réflexion et absorption des radiations solaires au niveau de la vitre. Il en résulte deux coefficients de transmission, l'un dû à la réflexion des rayonnements l'autre à l'absorption. La transmissivité totale de la vitre sera égale au produit de ces deux coefficients.

#### **II.2.2.1.1 Réflexion des radiations**

Soit  $n_1$  et  $n_2$  les indices de réfraction de deux milieux. Un rayon frappant l'interface avec un angle d'incidence  $\theta_i$ , sera partiellement réfracté. Les angles d'incidence, de réflexion et de réfraction sont liés par loi de Descartes (figure II.1) :

$$n_1 \sin \theta_i = n_2 \sin \theta_\tau \quad (9)$$

$$\theta_i = \theta_\rho \quad (10)$$

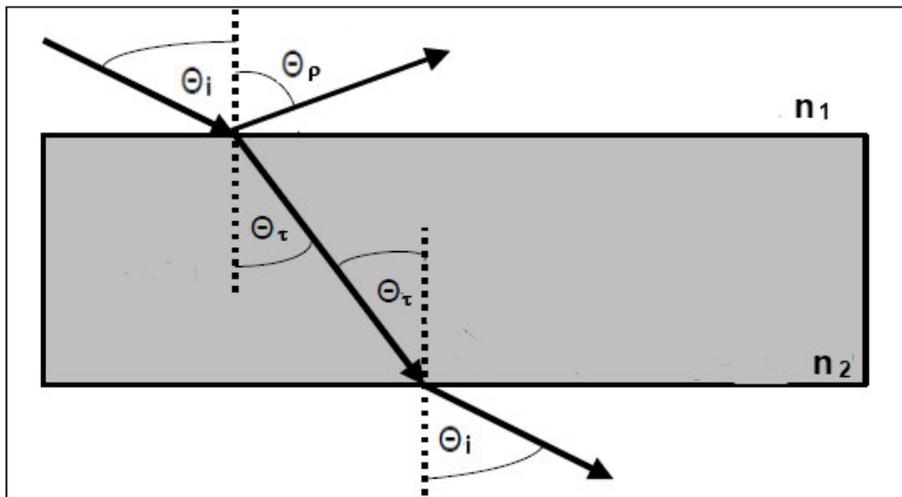


Fig. II.1 Réflexion et réfraction

Le rayonnement solaire incident est polarisée à l'interface air /vitre air. Il est divisé en une composante verticale et parallèle au plan d'incidence (figure II.2). La définition de la lumière polarisée est nécessaire pour le calcul de la réflectivité associée  $\rho_\lambda$  [57].

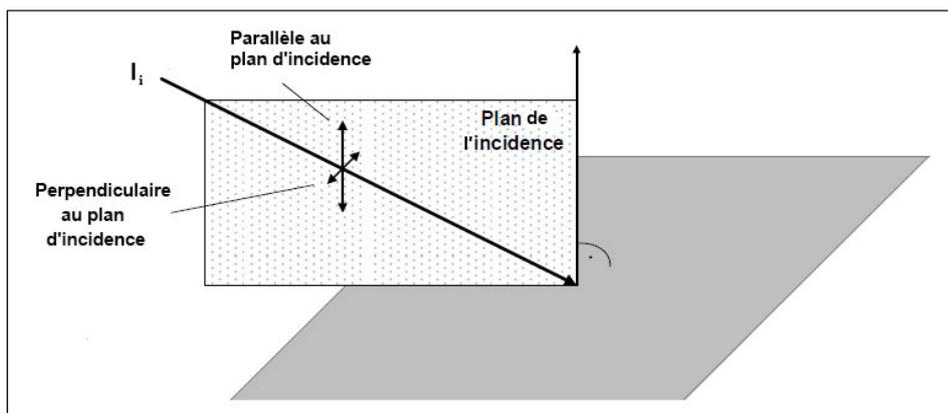


Fig. II.2 Polarisation du rayonnement incident

Le facteur de réflexion à la surface limite du vitrage est défini comme étant le rapport entre le rayonnement réfléchi  $I_r$  et le rayonnement incident  $I_i$ . Ce rapport est égal à la moyenne des réflexions parallèle et perpendiculaire [54]

$$\rho_{\lambda}(\theta_i) = I_r / I_i = \frac{\rho_{\lambda}(\theta_i)_{\perp} + \rho_{\lambda}(\theta_i)_{\parallel}}{2} \quad (11)$$

La réflectivité monochromatique directionnelle  $\rho_{\lambda}$  est donnée par les formules de Fresnel selon les équations suivantes :

a)

$$\rho_{\lambda_1}(\theta_i) = \frac{\tan^2(\theta_i - \theta_t)}{\tan^2(\theta_i + \theta_t)} \quad (12)$$

Pour une onde polarisée parallèlement au plan d'incidence

b)

$$\rho_{\lambda_2}(\theta_i) = \frac{\sin^2(\theta_i - \theta_t)}{\sin^2(\theta_i + \theta_t)} \quad (13)$$

Pour une onde polarisée perpendiculairement au plan d'incidence

### II.2.2.1.2 Coefficient de transmission ( $\tau_p$ ) due à la réflexion des rayonnements

On suppose qu'au niveau de la vitre, l'absorption est nulle et que la vitre est suffisamment froide pour que son émissivité puisse être négligée ; mais il faut tenir compte des réflexions multiples au niveau des deux surfaces inférieure et supérieure de la vitre. Comme illustré en figure II.3, on aura au niveau A, le rayon lumineux qui arrive avec une unité ; une partie  $\rho$  sera réfléchié et l'autre  $(1 - \rho)$  sera transmise. Au niveau B, le rayon arrive avec  $(1 - \rho)$ , la partie réfléchié sera  $[\rho(1 - \rho)]$ , la partie transmise sera  $[(1 - \rho)^2]$ .

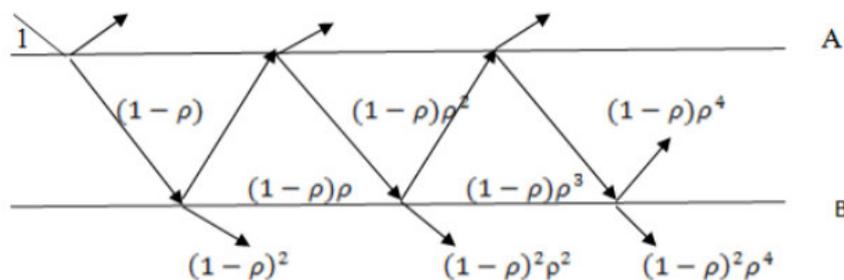


Fig. II.3 Transmissions et réflexions multiples dans une vitre.

Cette série de multi-réflexions peut s'écrire pour les deux composantes parallèle et perpendiculaire de la façon suivante :

$$\tau_{\rho_1} = (1 - \rho_1)^2 \sum_{n=1}^{\infty} ((\rho_1)^{2n}) = \frac{1-\rho_1}{1+\rho_1} \quad (14)$$

$$\tau_{\rho_2} = (1 - \rho_2)^2 \sum_{n=1}^{\infty} ((\rho_2)^{2n}) = \frac{1-\rho_2}{1+\rho_2} \quad (15)$$

La transmittivité du vitrage, en tenant compte seulement de la réflexion au niveau des deux interfaces, est la moyenne arithmétique des transmittivités dues aux deux composantes ( $\tau_{\rho_1}$ ) et ( $\tau_{\rho_2}$ ) :

$$\tau_{\rho} = \frac{1}{2} \left[ \frac{1-\rho_1}{1+\rho_1} + \frac{1-\rho_2}{1+\rho_2} \right] \quad (16)$$

### II.2.2.1.3 Coefficient de transmission ( $\tau_{\alpha}$ ) du à l'absorption des rayonnements

Considérant un milieu absorbant traversé selon la direction ox par un rayonnement dont l'intensité à l'abscisse x est  $I(x)$ . Nous supposons que le milieu est suffisamment froid pour que le rayonnement émis soit négligeable. La puissance absorbée entre les abscisses x et x+dx (figure II.4) est proportionnelle à l'intensité du rayonnement arrivant localement sur le verre et au coefficient d'extinction du verre, soit :

$$dI_x = - K_e I_x dx \quad (17)$$

Où  $K_e$  est le coefficient d'extinction supposé constant dans le spectre solaire.

En intégrant cette équation, on obtient la loi de Bouguer [54] :

$$\int_{I_0}^{I_L} \frac{dI}{I} = \int_0^{L/\cos \theta_{\tau}} -K_e dx \quad (18)$$

$$\ln \left[ \frac{I_L}{I_0} \right] = -K_e \left[ \frac{L}{\cos \theta_{\tau}} \right] \quad (19)$$

L représente l'épaisseur de la vitre et  $\theta_{\tau}$  l'angle de réflexion dans le verre.

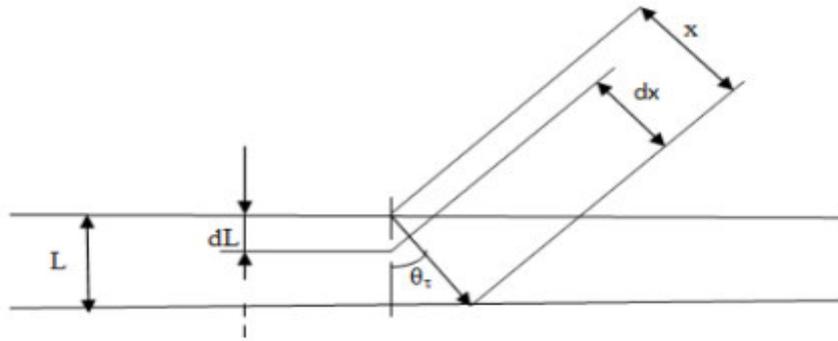


Fig. II.4 Absorption par le vitrage

Le coefficient de transmission,  $\tau_\alpha$ , s'écrit alors :

$$\tau_\alpha = \frac{I_L}{I_0} = \exp[-K_g \cdot L / \cos \theta_\tau] \quad (20)$$

$I_L$  et  $I_0$  sont respectivement le rayonnement transmis et rayonnement incident

#### II.2.2.1.4 Coefficient total de transmission ( $\tau$ ) de la vitre

Le coefficient de transmission de la vitre est le produit des deux coefficients de transmission  $\tau_\alpha$  et  $\tau_\rho$ .

$$\tau = \tau_\rho \cdot \tau_\alpha \quad (21)$$

Soit :

$$\tau = \frac{1}{2} \left[ \frac{1-\rho_1}{1+\rho_1} + \frac{1-\rho_2}{1+\rho_2} \right] \exp[-K_g \cdot L / \cos \theta_\tau] \quad (22)$$

#### II.2.2.2 le produit transmittivité-absorptivité, direct ( $\tau_\alpha$ )<sub>dir</sub>

Pour calculer ce produit, il faut tenir compte des multi-réflexions qui se produisent entre l'absorbeur et la vitre (figure II.5).

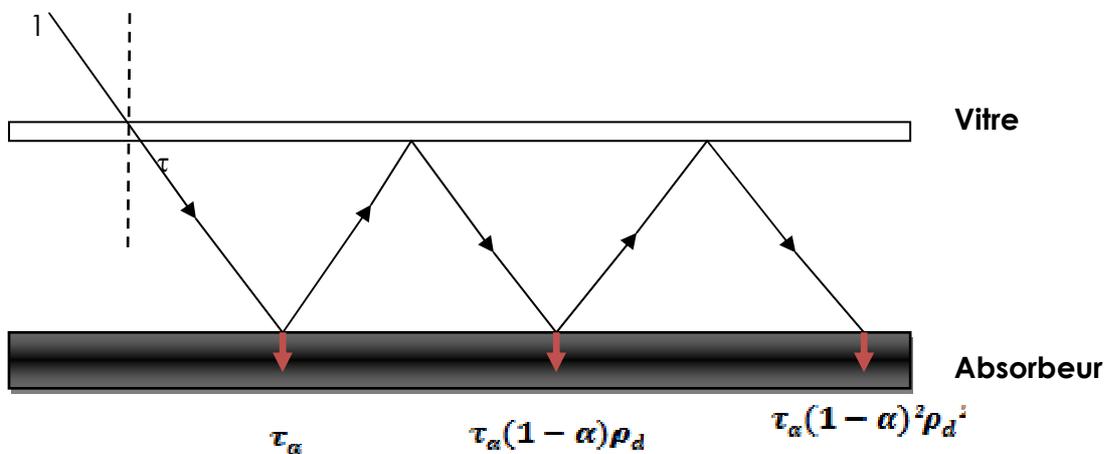


Fig. II.5 Absorption du rayonnement solaire par l'absorbeur.

Pour un flux direct  $I_{bi}$  incident sur la surface du capteur,  $\tau \cdot I_{bi}$  sera transmis et arrivera à la surface de l'absorbeur où  $\alpha \cdot \tau \cdot I_{bi}$  sera absorbé et  $(1 - \alpha) \cdot \tau \cdot I_{bi}$  sera réfléchi. Le flux réfléchi sera à son tour partiellement réfléchi par le vitrage, mais il faut noter ici que le flux réfléchi par l'absorbeur est un flux diffus; la portion réfléchie par le vitrage sera  $(1 - \alpha) \tau \cdot \rho_d \cdot I_{bi}$  où " $\rho_d$ " est la réflectivité hémisphérique moyenne du vitrage qui se calcule par intégration de  $\rho(\theta_i)$ .

$$\rho_d = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi/2} \rho(\theta_i) \cdot d\theta_i \quad (23)$$

En pratique  $\rho_d$  est souvent donnée pour un angle incident de  $60^\circ$ . Le produit  $(\tau\alpha)_{dir}$  sera calculé par l'équation suivante :

$$(\tau\alpha)_{dir} = \tau \cdot \alpha \cdot \sum [(1 - \alpha)^n \rho_d^n] = \frac{\tau \cdot \alpha}{1 - (1 - \alpha) \rho_d} \quad (24)$$

Où  $\alpha$  est le coefficient d'absorption de la plaque ; il est donné par l'expression:

$$\alpha = \alpha_n (\cos \theta_1)^{0.25} \quad (25)$$

avec :

$\alpha_n$  = Coefficient d'absorption à une incidence normale ( $90^\circ$ )

$\rho_d$  = Coefficient de réflexion diffus, calculé pour une incidence de  $60^\circ$ :

$$\rho_d(60^\circ) = \tau_\alpha(60^\circ) - \tau(60^\circ) \quad (26)$$

### II.2.2.3 Le produit transmittivité-absorptivité, diffus $(\tau\alpha)_{dif}$

#### a) Transmittivité pour une radiation diffuse

La radiation incidente sur un collecteur plan est composée d'une radiation directe, de la composante diffus réfléchie par le sol et de la composante diffusée par le ciel. La somme des radiations diffuses qui traversent le vitrage peut être calculée par intégration des radiations transmises sous tous les angles. Cependant, la distribution angulaire de ces radiations est généralement inconnue. Pour simplifier l'intégration et si les radiations diffuses sont isotropiques on définit un angle équivalent pour les radiations directs qui donnera la même transmittivité que pour les radiations diffuses. Cet angle est généralement pris égal à  $60^\circ$ . Les capteurs solaires sont généralement

orientés de façon à « voir » le ciel et la terre. La transmittivité du vitrage peut alors être obtenue en intégrant la transmittivité directe sur l'angle d'incidence approprié. Brandemuehl et Beckman [58] ont développé, pour un ciel isotrope une relation qui donne l'angle équivalent en fonction de la pente  $B$  du capteur (figure II.6). Les deux corrélations qui définissent l'angle équivalent des radiations diffusées et des radiations réfléchies par le sol sont :

- **Radiations diffusées réfléchies par le sol :**

$$\theta_s = 90 - 0.5788B + 0.002693B^2 \quad (27)$$

- **Radiations diffusées par le ciel :**

$$\theta_c = 59.68 - 0.1388B + 0.001497B^2 \quad (28)$$

$B$  étant l'angle d'inclinaison (pente) du capteur.

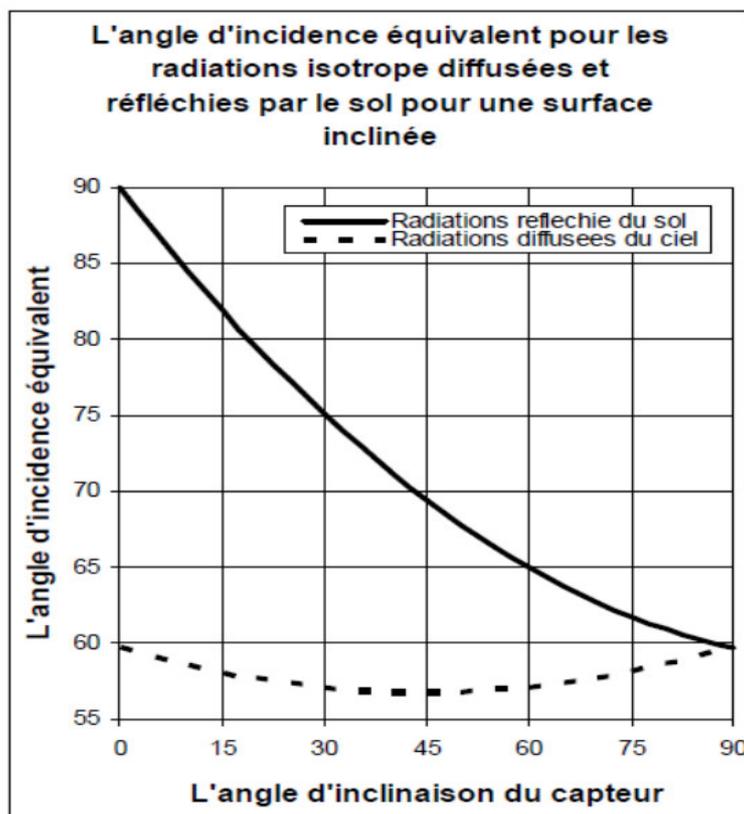


Fig. II.6 Angles d'incidence équivalents [58]

### b) Produit transmittivité-absorptivité diffus

Le calcul du produit transmittivité-absorptivité diffus sol et ciel est similaire à celui du produit direct, il faut seulement prendre respectivement les angles  $\theta_s$  et  $\theta_c$  comme angles d'incidence.

**c) Produit transmittivité-absorptivité effectif  $(\tau\alpha)_{eff}$**

C'est le produit global, il est donné par l'expression suivante [54] :

$$\frac{(\tau\alpha)_{eff}}{(G_T)_\beta} = \left[ (\tau\alpha)_{dif}(E)_\beta + (\tau\alpha)_{dif\ ciel}(E)_h \frac{(1+\cos\beta)}{2} + (\tau\alpha)_{dif\ sol} \cdot (G_T)_h \cdot alb \cdot \frac{(1-\cos\beta)}{2} \right] / (G_T)_\beta \tag{29}$$

Avec :  $(E)_\beta$  Rayonnement horaire direct arrivant sur la surface inclinée de pente  $\beta$   
 $(E)_h$  Rayonnement horaire diffusé du ciel sur surface horizontale  
 $(G_T)_h$  et  $(G_T)_\beta$  Rayonnement total (direct+diffus+albedo) en horizontal et en incliné

**II-2-3 Evaluation des pertes thermiques**

Les pertes thermiques sont dues à la différence de température entre l'absorbeur et le milieu ambiant. Ces pertes ont lieu suivant les trois modes de transfert thermique : conduction, convection et rayonnement.

Par ailleurs, ces différentes pertes se divisent en trois catégories :

- a) Pertes vers l'avant
- b) Pertes vers l'arrière
- c) Pertes latérales.

Pour évaluer toutes les pertes du capteur, on pose les hypothèses suivantes :

- Le régime est permanent
- La puissance absorbée par la vitre est négligeable
- La conduction dans la vitre est négligeable
- Les pertes entre la face externe de l'isolant et celle de l'absorbeur sont confondues.

La dernière hypothèse qui confond la température à l'intérieure de l'isolant avec celle de l'absorbeur, nous permet d'exprimer les pertes globales de l'absorbeur  $Q_p$  à l'aide d'un coefficient de pertes globales  $U_g$ , soit :

$$Q_p = U_g (T_u - T_a) \tag{30}$$

$T_u$  est la température de l'absorbeur.

$T_a$  est la température ambiante

L'évaluation des différentes pertes thermiques est basée sur le schéma thermoélectrique du capteur (figure II.7).

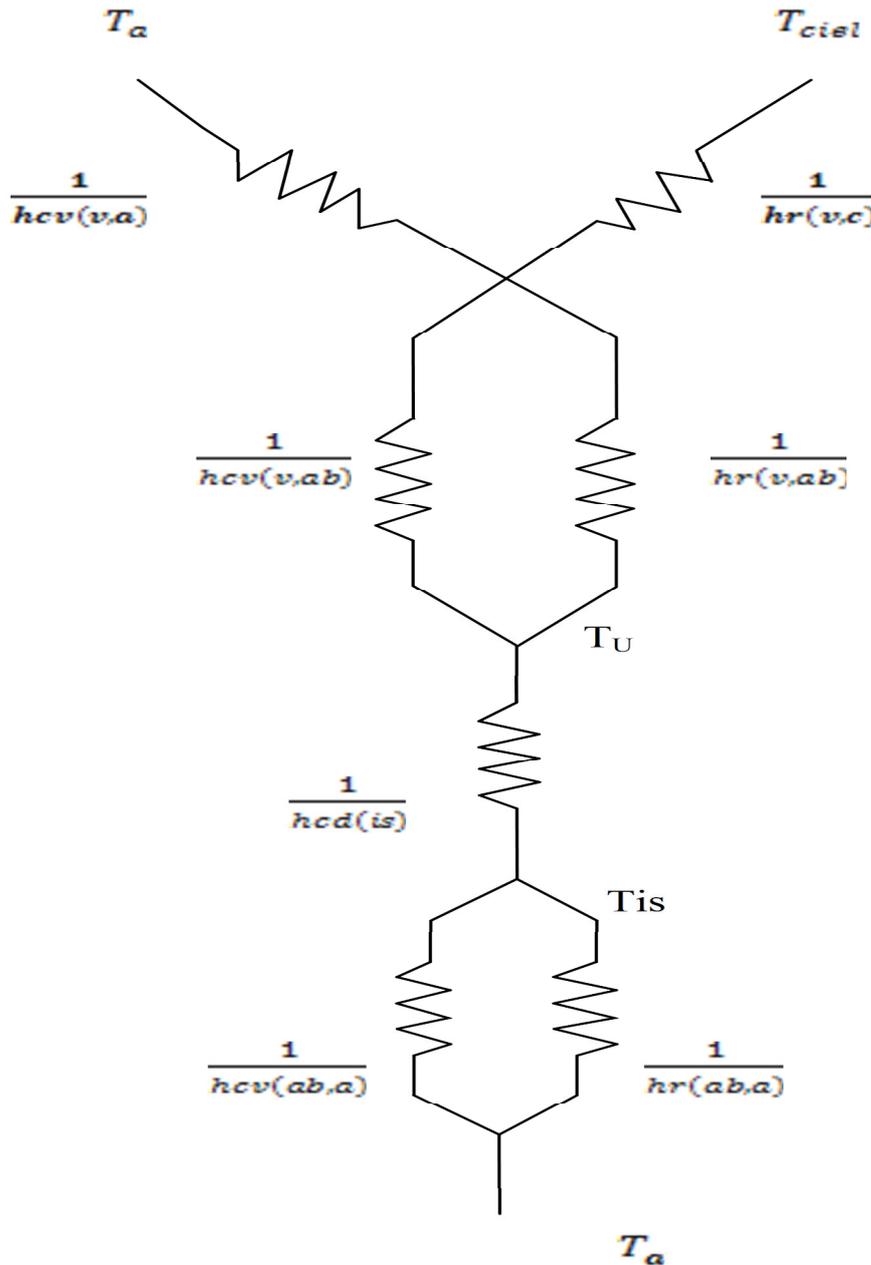


Fig. II.7 Schéma thermoélectrique du capteur.

- hcv (v, a) : Coefficient de perte par convection entre le vitrage et l'ambiance.
- hr (v, c) : Coefficient de perte par rayonnement entre le vitrage et le ciel.
- hcv (v, ab) : Coefficient de perte par convection entre le vitrage et l'absorbeur.
- hr (v, ab) : Coefficient de perte par rayonnement entre le vitrage et l'absorbeur.
- hcd (is) : Coefficient de perte par conduction à travers l'isolant.
- hcv (ab, a) : Coefficient de perte par convection entre l'absorbeur et l'isolant.
- hr (ab, a) : Coefficient de perte par rayonnement entre l'absorbeur et l'ambiance.
- T<sub>v</sub> : Température de la vitre.
- T<sub>u</sub> : Température de l'absorbeur.
- T<sub>is</sub> : Température de l'isolant.
- T<sub>a</sub> : Température de l'ambiance.

**II.2.3.1 Pertes vers l'avant**

Les pertes vers l'avant peuvent en général s'écrire de la manière suivante :

$$Q_{Pa} = U_{av} (T_u - T_a) \quad (31)$$

Elles se divisent en deux parties:

- a) Les pertes externes entre le vitrage et l'ambiance.

$$Q_{Pa,e} = h_{cv} (V, a) [T_v - T_a] + h_r (c, V) [T_v - T_c] \quad (32)$$

- b) Les pertes internes entre l'absorbeur et le vitrage

$$Q_{Pa,i} = h_{cv} (V, ab) [T_u - T_v] + h_r (V, ab) [T_u - T_v] \quad (33)$$

**II.2.3.2 Evaluation des coefficients d'échange par rayonnement :**

D'une façon générale, le coefficient d'échange par rayonnement entre deux surfaces (1) et (2) s'écrit sous forme de :

$$h_r (1,2) = \frac{\sigma (T_1^2 + T_2^2) (T_1 + T_2)}{\frac{1 - \epsilon_1}{\epsilon_1} + \frac{1}{F_{1-2}} + \frac{1 - \epsilon_2}{\epsilon_2} \frac{A_1}{A_2}} \quad (34)$$

avec:  $\sigma$  : Coefficient de STEPHAN-BOLTZMAN

$\epsilon_i$  : Emissivité (i = 1,2)

$F_{1-2}$  : Facteur de forme entre la surface 1 et 2

$A_i$  : Surface (i = 1, 2)

**II.2.3.3 Coefficient de perte par rayonnement entre l'absorbeur, le vitrage et le ciel :**

Sachant que la surface du ciel ( $A_c$ ) tend vers l'infini, et le facteur de forme entre vitre et ciel  $F_{v-c} = 1$ , on aura :

$$h_r (v, a) = \epsilon_v \sigma \frac{(T_v^2 + T_c^2) (T_v + T_c)}{(T_v - T_a)} \quad (35)$$

Avec, d'après [54] :  $T_c = T_a - 6$  (36)

### II.2.3.4 Coefficient de perte par rayonnement entre l'absorbeur et la vitre

Généralement, la surface de l'absorbeur est la même que celle du vitrage et le facteur de forme  $F_{V-ab} = 1$ . D'où :

$$h_r(ab, v) = \sigma \epsilon_a (T_{ab}^2 + T_v^2) (T_{ab} + T_v) \quad (37)$$

avec:  $\epsilon_a$  = Emissivité apparente du système interne

$$\epsilon_a = \left[ \frac{1}{\epsilon_{ab}} + \frac{1}{\epsilon_v} - 1 \right]^{-1} \quad (38)$$

### II.2.3.5 Evaluation des coefficients d'échange par convection

#### a) Coefficient de perte par convection entre le vitrage et l'ambiance

Ce coefficient est calculé par la relation de Hottel et Woertz [59] s'écrit :

$$h_{cv}(v, a) = 5.67 + 3.86 V_v \quad (39)$$

avec :  $V_v$  : vitesse du vent [m/s].

#### b) Coefficient de perte par convection entre l'absorbeur et le vitrage.

Le coefficient de convection naturelle entre l'absorbeur et le vitrage dépend du nombre de Nusselt et de la conductivité thermique du fluide (air). Lorsque l'inclinaison du capteur sur l'horizontale est inférieure à 75°, Il est donné par l'équation [60] :

$$h_{cv}(ab, v) = Nu \cdot Ka / e \quad (40)$$

Avec :  $Ka$  conductivité de l'air

$e$  : distance entre plaques

Le nombre de Nusselt  $N_u$  est donné selon les travaux de Hollands et al. [61] par

$$N_u = 1 + 1.44 \left(1 - \frac{1708}{Ra \cos \beta}\right) + \left[1 - \frac{(\sin 1.8 \beta)^{1.8} \cdot 1708}{Ra \cos \beta}\right] + \left[\left(\frac{Ra \cos \beta}{5830}\right)^{1/3} - 1\right]^+ \quad (41)$$

Remarque : L'exposant (+) signifie que le terme entre parenthèse doit être égal à zéro s'il est négatif.

Le nombre de Rayleigh,  $Ra$ , est donné en fonction du nombre de Grashoff  $Gr$  et le nombre de Prandtl  $Pr$  par :

$$R_a = G_r \cdot P_r \quad (42)$$

avec :  $G_r = g \cdot \beta (T_u - T_v) \cdot \frac{e^3}{\mu^2} \quad (43)$

$g$  : Accélération de la pesanteur

$\beta$  : Coefficient de dilatation dynamique du fluide en  $(^{\circ}C)^{-1}$

$(T_u - T_v)$  : Différence de température entre absorbeur et vitre

$\mu$ : Viscosité dynamique de l'air Pa.s

$e$  ; Epaisseur entre les plaques

### II.2.4 Evaluation du coefficient de pertes vers l'avant

L'énergie absorbée par la vitre est nulle, cela veut dire que le flux d'énergie partant de l'absorbeur vers la vitre est le même que celui sortant de la vitre vers l'ambiance. Cela se traduit par :

$$Q_{Pa,i} = Q_{Pa,e} = Q_{Pa,v} \quad (44)$$

D'après l'équation (31), on peut écrire que :

$$Q_{PaV} = \left[ \frac{1}{h_{cv}(ab,v) + h_r(ab,v)} + \frac{1}{h_{cv}(v,a) + h_r(v,c)} \right]^{-1} (T_u - T_a) \quad (45)$$

D'où le coefficient de pertes vers l'avant est :

$$U_{aV} = \left[ \frac{1}{h_{cv}(ab,v) + h_r(ab,v)} + \frac{1}{h_{cv}(v,a) + h_r(v,c)} \right]^{-1} \quad (46)$$

Vu la complication de la détermination du coefficient de pertes thermique vers l'avant par la méthode analytique (nécessité de connaître la température de la vitre), Klein [62] a établi la relation empirique en faisant intervenir la température de l'absorbeur :

$$U_{aV} = \left[ \frac{N}{\frac{C(T_u - T_a)^{\epsilon}}{T_u^{N+F}}} + \left( \frac{1}{h_{cv}(V,a)} \right)^{-1} + \frac{\sigma(T_u + T_a)(T_u^2 + T_a^2)}{[\epsilon_{ab} + 0.00591 \cdot N \cdot h_{cv}(V,a)]^{-1}} + \frac{2 \cdot N + F - 1 + 0.133 \cdot \epsilon_{ab}}{\epsilon_V} - N \right]^{-1} \quad (47)$$

Avec :

$\epsilon_V, \epsilon_{ab}$  : Emissivité du vitrage et de l'absorbeur.

$N$  : Nombre de vitrage.

$C$  : Facteur qui tient compte de l'influence de l'inclinaison

$$C = 520(1 - 0.000051)^2 \quad \text{Pour } 0 < \beta < 70^{\circ} \quad (48)$$

$$C = C(70^{\circ}) \quad \text{Pour } 70^{\circ} < \beta < 90^{\circ} \quad (49)$$

$F$  : Facteur qui tient compte de l'effet du vent

$$F = [1 - 0.089h_{cv}(V,a) - 0.1166h_{cv}(V,a) \cdot \epsilon_{ab}][1 + 0.07866N] \quad (50)$$

$$e = 0.43 \left(1 - \frac{100}{T_p}\right) \quad (51)$$

#### II.2.4.1 pertes vers l'arrière :

Le coefficient de perte vers l'arrière est donné par :

$$U_{ar} = \frac{K_i}{e_i} \quad (52)$$

Les pertes vers l'arrière sont données par :

$$Q_{p_{ar}} = U_{ar} \cdot (T_u - T_a) \quad (53)$$

#### II.2.4.2 pertes latérales.

Le coefficient de pertes latérales est donné par :

$$U_{lat} = \frac{K_b}{e_b} \cdot \frac{A_i}{A_c} \quad (54)$$

avec :

$$\frac{A_i}{A_c} = \frac{2 \cdot I_3 (I_1 + I_2)}{I_1 \cdot I_2} \quad (55)$$

Les pertes latérales sont données par :

$$Q_{p_{lat}} = U_{lat} \cdot (T_u - T_a) \quad (56)$$

#### II.2.4.3 coefficient de pertes global

Ainsi, ayant maintenant les expressions des différents coefficients de pertes, le coefficient de pertes global s'écrit :

$$U_g = U_{av} + U_{ar} + U_{lat} \quad (57)$$

#### II.2.5 Evaluation du gradient de température dans la plaque absorbante

On suppose que l'absorbeur est suffisamment mince et bon conducteur de la chaleur, pour que la température soit uniforme dans l'épaisseur de celui-ci. En d'autres termes, la température est indépendante de  $z$ , mais elle varie suivant  $x$  et  $y$  (figure. II.8).

Dans la direction  $ox$  perpendiculaire à l'écoulement du fluide, la température de l'absorbeur  $T_p$  est maximum à mi-chemin entre deux tubes (l'origine de l'axe des  $x$  sera prise à l'un de ces points ( $T_m$ ) au-dessus des tubes par où est évacuée la chaleur [60].

Soit 1 la distance entre deux tubes. L'énergie recueillie par un élément de surface de longueur 1 et largeur dy est transférée au fluide dont la température est  $T_f$ . Par suite, la température du fluide et celle du capteur augmentent dans la direction de l'écoulement.

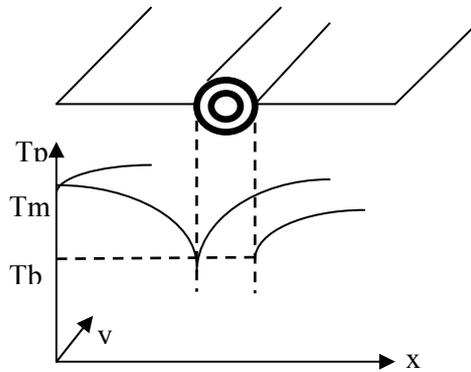


Fig. II.8 Distribution de température dans l'absorbeur.

( $T_p$ : Température de la plaque,  $T_m$ : Température maximale et  $T_b$ : Température de base)

En première approximation, cependant, on a :

$$\frac{\partial T_p}{\partial x} \gg \frac{\partial T_p}{\partial y} \quad (58)$$

Et l'on peut négliger le transfert de chaleur dans l'absorbeur dans la direction oy.

Le calcul de l'énergie transférée de l'absorbeur au fluide par l'élément de surface dy se ramène alors, à un calcul d'ailette.

Si on découpe un élément  $dx dy$  sur l'absorbeur, et fait le bilan d'énergie de cet élément (figure II.9), on aura :

$$\delta(\tau_\alpha) \cdot I \cdot d_x \cdot d_y - \delta \cdot K \cdot d_y \frac{\partial T}{\partial x} /_x - U_g (T_p - T_a) d_x \cdot d_y + K \cdot \delta \cdot d_y \frac{\partial T}{\partial x} /_{x+dx} = 0 \quad (59)$$

( $\delta$ : épaisseur,  $K$ = conduct. thermique de l'absorbeur,  $U_g$  = Coef. de pertes globales)

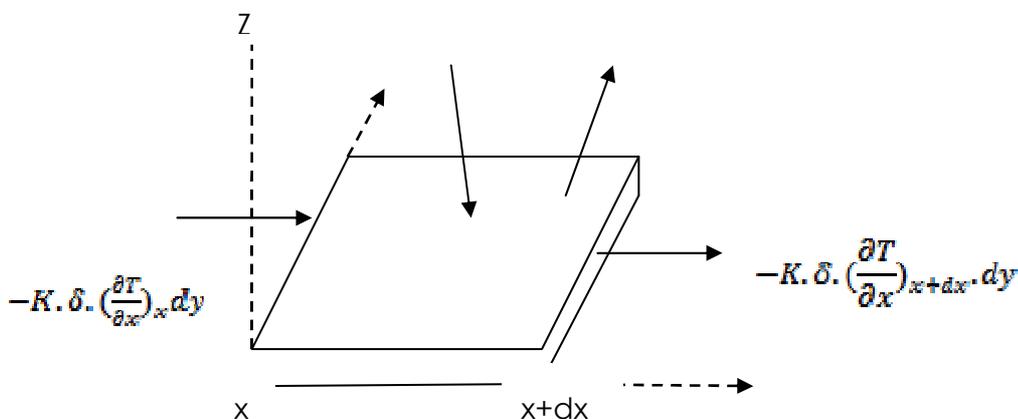


Fig. II.9 Bilan d'énergie dans la plaque absorbante

Après simplification de l'équation (59) on aboutit à :

$$\frac{\partial T^2}{\partial x^2} = \frac{U_g}{K.\delta} \left[ (T_p - T_a) - \frac{(t\alpha)I}{U_g} \right] \quad (60)$$

Les conditions aux limites sont :

$$\text{à } x = 0 \quad \frac{\partial T_u}{\partial x} = 0 \quad (61)$$

$$\text{à } x = \frac{1-D}{2} \quad T_u = T_b \quad (62)$$

( $x = (1-D)/2$  est la longueur de l'ailette)

En posant :  $m^2 = \frac{U_g}{K.\delta}$  (63)

et  $\psi = (T_u - T_a) - \frac{(t\alpha)I}{U_g}$  (64)

Avec les conditions aux limites, on a :

$$\frac{d^2\Psi}{dx^2} = m^2 \Psi \quad (65)$$

La solution de cette équation différentielle est :

$$\Psi = A \sin h (mx) + B \cosh (mx) \quad (66)$$

A et B sont des constantes à déterminer par les conditions aux limites.

Après résolution du système, on trouve :

$$\frac{T_p - (T_a + \frac{(t\alpha)I}{U_g})}{T_b - (T_a + \frac{(t\alpha)I}{U_g})} = \frac{\cosh(mx)}{\cosh m(\frac{1-D}{2})} \quad (67)$$

L'énergie transmise de l'ailette de longueur  $(1-D)/2$  vers la région du tube est :

$$dq_{\text{ail}} = -k \delta dy \left( \frac{dT_p}{dx} \right) \Big|_{x=\frac{1-D}{2}} \quad (68)$$

Après dérivation de  $T_p$  pour  $x = (1-D)/2$ , on trouve :

$$dq_{\text{ail}} = k \delta dy \left[ T_b + \frac{(t\alpha)I}{U_g} \right] m^2 \left( \frac{1-D}{2} \right) .f \quad (69)$$

Le facteur d'efficacité de l'ailette  $f$  est donné par:

$$f = \frac{\tanh\left(m\left(\frac{1-D}{2}\right)\right)}{m\left(\frac{1-D}{2}\right)} \quad (70)$$

$$dq_{\text{aill}} = -U_g dy f \left[ T_b - \left( T_a + \frac{(t\alpha)I}{U_g} \right) \right] \left( \frac{1-D}{2} \right) \quad (71)$$

### II.2.6 Energie dQu transférée au fluide

Pour obtenir l'énergie dQu transférée au fluide, il faut tenir compte de l'énergie dQail reçue par l'ailette symétrique par rapport au tube  $[(1+D) / 2 \leq X \leq (1+D) / 2]$ .

### II.2.7 Energie collectée au-dessus du tube

$dQ_{\text{tubes}}$  = énergie absorbée – pertes

$$dQ_{\text{tubes}} = D dy [(\tau_\alpha)I - U_g (T_b - T_\alpha)] \quad (72)$$

$$dQ_u = 2 dQ_{\text{aill}} + dQ_{\text{tub}} \quad (73)$$

$$dQ_u = [(\tau_\alpha)I - (T_b - T_\alpha)U_g] [f(1-D) + D] dy \quad (74)$$

### II.2.8 L'énergie transférée au fluide

Cette énergie est transférée au fluide caloporteur par conduction à travers l'épaisseur du tube, puis par échange convectif sur la paroi interne du tube. Dans les capteurs de bonne qualité, la résistance thermique par conduction est négligeable, donc la quantité d'énergie transférée au fluide est :

$$dQ_u = h_{c(T,F)} D_i \pi (T_b - T_F) dy \quad (75)$$

Avec :  $h_c(T, f)$  : coefficient de transfert par convection entre le tube et le fluide.  $D_i$  est le diamètre interne du tube.

En éliminant  $T_b$  entre les deux équations (75) et (74), on obtient :

$$dQ_u = 1F' [(\tau_\alpha)I - U_g (T_F - T_\alpha)] dy \quad (76)$$

Avec :

$$F' = \frac{\frac{1}{U_g}}{1 \left[ \frac{1}{U_g [f(1-D) + D]} + \frac{1}{h_{c(T,F)} \pi D_i} \right]} \quad (77)$$

$F'$  : Efficacité de l'absorbeur, c.-à-d. le rapport entre l'énergie utile de l'absorbeur sur l'énergie utile si l'absorbeur était à la température  $T_f$ .

Etant donné un écoulement du type mixte, le débit des pompes dans les capteurs peut être assez faible, cela fait que les mouvements du fluide dus à la convection naturelle sont du même ordre de grandeur que les flux forcés dûs à la pompe, le phénomène de convection se produit lorsque  $L / D > 50$  et  $R_e^2 < G_r < 10 R_e^2$

$$N = 1.75 \left( \frac{\mu_m}{\mu_p} \right)^{0.14} \left[ R_e P_r \frac{D}{L} + 0.012 (G_r^{0.33} R_e P_r \frac{D}{L})^{1.33} \right]^{0.33} \quad (78)$$

avec: 
$$G_r = \frac{\rho^2 g \beta (T_p - T_a) D^3}{\mu^2} \quad (79)$$

### II.2.9 Distribution de la température du fluide suivant la direction de l'écoulement

Selon la figure II.10 illustrant la distribution des flux de chaleur le long de l'écoulement, la conservation de l'énergie dans un élément de fluide de longueur  $dy$  s'écrit :

$$M C_p T_f \Big|_y - M C_p T_f \Big|_{y+dy} + Q_u dy = 0 \quad (80)$$

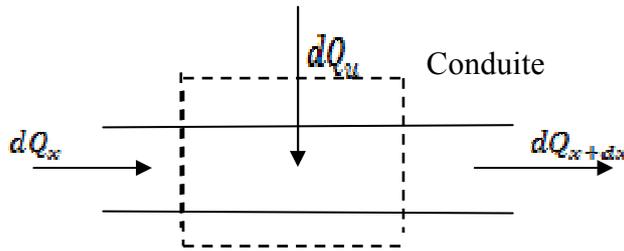


Fig. II.10 Distribution des flux de chaleur le long de l'écoulement

$$M C_p T_f \Big|_y - M C_p \left[ T_f + \frac{dT_f}{dy} dy \right] + Q_u dy = 0 \quad (81)$$

Après simplification de l'équation (81), et remplacement de  $dQ_u$  par son expression donnée à l'équation (76) on obtient :

$$\int_{T_{fe}}^{T_{fs}} \frac{dT_f}{(\tau_\alpha)I - (T_f - T_a)U_g} = \int_0^L \frac{dy.I.F'}{mC_p} \quad (82)$$

En intégrant l'équation (82), on aura :

$$\frac{T_{fs} - T_a - \frac{(\tau_\alpha)I}{U_g}}{T_{fe} - T_a - \frac{(\tau_\alpha)I}{U_g}} = \exp \left[ \frac{-1 F' U_g L}{m C_p} \right] \quad (83)$$

$T_{fs}$  et  $T_{fe}$  sont respectivement les températures de sortie et d'entrée du fluide dans le tube du capteur.  $T_a$  est la température ambiante

### II.2.10 Energie totale recueillie

La chaleur transférée au fluide sur toute la longueur du tube est :

$$Q_u = MC_p [T_{fs} - T_{fe}] \quad (84)$$

En remplaçant  $T_{fs}$  par sa valeur trouvée en (83), l'équation (84) devient :

$$Q_u = A F_r [(\tau_\alpha)I - U_g (T_{fs} - T_{fe})] \quad (85)$$

Avec :

$$F_r = \frac{mC_p}{A U_g} \left[ 1 - \exp\left(\frac{-F' U_g A_c}{mC_p}\right) \right] \quad (86)$$

$F_r$  : facteur de conductance de l'absorbeur ou facteur d'extraction de la chaleur à partir du collecteur. Il est défini comme étant le rapport de l'énergie utile à l'énergie du capteur, si la température de l'absorbeur était à la température d'entrée du fluide caloporteur.

On définit un coefficient  $F''$ , comme étant le rapport de  $F_r$  sur  $F'$

$$F'' = \frac{F_r}{F'} = \frac{\dot{m}C_p}{A U_g F'} \left[ 1 - \exp\left(\frac{-A U_g F'}{\dot{m}C_p}\right) \right] \quad (88)$$

Sur une durée  $dt$ , le rendement thermique  $\eta$  d'un collecteur est le rapport entre l'énergie utile  $Q_u$  et le rayonnement solaire incident. Ainsi, en remplaçant dans l'équation (7)  $Q_u$  par son expression donnée par l'équation (85), on obtient l'expression du rendement du capteur :

$$\eta = F_r (\tau_\alpha) - F_r U_g (T_{fs} - T_{fe}) / I \quad (89)$$

Ainsi, si on suppose que  $F_r$ ,  $\tau$ ,  $\alpha$ ,  $U_g$  sont constants pour un collecteur et une vitesse d'écoulement donnée, le rendement est une fonction linéaire de  $\Delta T / I$

### II.2.11 Température moyenne du fluide et de la plaque absorbante

La température moyenne du fluide a été étudiée par Klein et Al. [56] :

$$T_{Fm} = T_s + \frac{Q_u}{A U_g F_r} (1 - F'') \quad (90)$$

La température moyenne de la plaque sera toujours supérieure à la température moyenne du fluide, cela est dû à la résidence de transfert entre la surface de l'absorbeur et le fluide.

$$T_{pm} = T_s + \frac{Q_u}{A U_g F_r} (1 - F_r) \quad (91)$$

Avec :

$$Q_u = A_C [(\tau_a)G_T - U_g(T_{pm} - T_a)] \quad (92)$$

Dans cette équation  $G_t$  est le rayonnement incident et  $T_{pm}$  est la température moyenne de l'absorbeur

### II.3 Modélisation du ballon de stockage

Le ballon de stockage est un maillon important dans une installation solaire. Comme dans le cas des capteurs, il est possible de réaliser une étude de son comportement thermique.

#### II.3.1 Ballon à une température uniforme

En l'absence de soutirage on écrit le bilan thermique comme suit [63, 64]:

$$MC_p \frac{\partial T_s}{\partial t} = Q_C - Q_P \quad (93)$$

Avec:

$MC_p \frac{\partial T_s}{\partial t}$ : Puissance stockée dans la cuve.

$Q_C$ : La puissance captée [W].

$Q_P$ : La puissance perdue [W].

$T_C$ : Température du capteur et  $T_S$ : Température du stockage.

D'où :

$$Q_C = A_C \eta I_C = \dot{m} C_p (T_C - T_S) \quad (94)$$

$$\eta = F_R \left[ \eta_0 - U_{CP} \frac{(T_S - T_a)}{I_C} \right] \quad (95)$$

A partir de l'expression de  $\eta$  qui est présentée par l'équation précédente on obtient :

$$MC_p \frac{\partial T_s}{\partial t} = AF_R [\eta_0 I_C - U_{CP} (T_S - T_a)] - Q_P \quad (96)$$

Tel que:  $\eta_0 = \frac{I_a}{I_C}$

$$Q_P = U_{CP} A_T (T_S - T_a)$$

Si on considère un stockage sans soutirage, le bilan thermique du ballon est représenté par l'équation suivante :

$$MC_p \frac{\partial T_s}{\partial t} = F_C \dot{m} C_p (T_C - T_s) - UA_T (T_s - T_a) \quad (97)$$

Avec :  $A_T$  : Surface totale de la cuve.

$U$  : pertes globales dans une cuve à température uniforme.

$F_C$  est une fonction de contrôle qui prend les valeurs 1 ou 0

Si  $T_C > T_s$  la fonction  $F_C = 1$  l'eau chaude venant du capteur est admise dans la cuve, la pompe est en marche.

Si  $T_C < T_s$  la fonction  $F_C = 0$  l'eau venant du capteur ne rentre pas dans la cuve, la pompe est à l'arrêt.

L'expression  $F_C \dot{m} C_p (T_C - T_s)$  désigne l'énergie provenant du capteur lorsque  $F_C = 1$ .

et  $UA_T (T_s - T_a)$  l'énergie perdue vers l'espace environnant le stockage.

### **II.3.2 Description du ballon de stockage étudié**

L'étude approfondie d'un ballon de stockage à échangeur interne apparaît nécessaire. L'absence d'une connaissance réelle du fonctionnement détaillé d'un chauffe-eau solaire, ajouté à la très grande complexité des phénomènes physiques intervenant, limite la possibilité d'une analyse purement théorique et impose pratiquement le recours à une simulation pour vérifier l'étude théorique.

Nous avons donc entrepris l'analyse détaillée du comportement thermique d'une cuve de stockage à échangeur interne dans le circuit primaire.

La stratification thermique des stocks de chaleur sensible est intéressante, elle nous permet de décharger le stock à la température la plus élevée si on extrait le fluide chaud par le haut de la cuve. Le fonctionnement de l'installation sera optimal puisque la sortie d'eau dans le bas de la cuve ou se trouve l'eau la plus froide.

Nous nous sommes intéressés à l'évolution du profil de température à l'intérieur de la cuve. La simulation mathématique du fonctionnement d'un système de chauffage solaire est assez compliquée et difficilement exploitable directement. En effet les équations analytiques qui caractérisent le transfert de chaleur dans le capteur et la cuve de stockage sont difficiles à résoudre sans hypothèses simplificatrices importantes.

### **II.3.3 Principes généraux de la modélisation**

L'installation collective à étudier est un chauffe-eau solaire comportant 3 capteurs plans de  $6\text{m}^2$ , et une cuve de stockage de 300 litres d'eau.

Le modèle est aux différences finis, unidimensionnel (gradients de températures suivant la direction verticale).

La cuve est divisée en n nombres de tranches élémentaires horizontales. Chaque tranche est formée d'un cylindre de fluide stocké.

A chaque pas de temps, un bilan thermique est effectué à chacune des tranches ce qui permet de déduire les valeurs des températures correspondantes.

Cinq zones différentes sont distinguées à l'intérieur de la cuve. Chacune est formée d'un nombre de tranches. Chacune des zones à un bilan thermique

Zone I : Volume délimité par la partie située au dessus de l'échangeur.

Zone II : Volume situé au dessus de l'échangeur.

Zone III : La première tranche de l'échangeur.

Zone IV : Volume délimité par la position de l'échangeur.

Zone V : La dernière tranche du bas du volume délimité par la position de l'échangeur.

### **II.3.4 Caractéristiques particulières de la modélisation**

Le pas de temps de la résolution a été choisi de façon à permettre une étude finie, sa valeur a été fixée à 15 minutes.

La prise en compte des échanges énergétiques entre les tranches de fluide est effectuée pour des raisons de simplicité.

Pour le ballon de stockage étudié, et dans le cas bien particulier d'une répartition verticale homogène des températures à l'intérieur de la cuve, nous avons étudié une loi d'échange rendant compte avec une bonne précision des résultats de simulation [64, 65].

Les transferts thermiques dans la cuve de stockage, ont lieu à la fois par conduction et par convection naturelle [66].

Les hypothèses suivantes ont été retenues:

- Un modèle unidimensionnel simplifié pour la cuve.
- On considère un stockage sans soutirage.

- Le volume d'eau dans la cuve reste constant malgré la faible dilatation de l'eau.
- La pression dans la cuve reste égale à la pression atmosphérique.
- L'eau qui entre dans les capteurs est l'eau de la dernière tranche.
- La résistance entre la paroi et l'air est négligeable (l'air situé au dessus de niveau d'eau est immobile).
- La conductivité thermique de l'air est constante.
- La cuve est supposée parfaitement cylindrique.
- La surface externe de la cuve est divisée en trois parties distinctes (virole, fond supérieur et fond inférieur).
- La température de l'air ambiant autour de la cuve est supposée uniforme.

### II.3.5 Bilan thermique du ballon

a) *Bilan thermique de la zone I :*

Le bilan thermique de la cuve de la zone I (la première tranche) s'écrit comme suit (Figure II.11) :

$$M_1 C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = -K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} + F_c \frac{M_1}{\Delta t} C_p \frac{\partial T_i}{\partial x} dx - (U_L A_s + U_V A)(T_i - T_a) \quad (98)$$

$F_c \left( \frac{M_i}{\partial t} \right) \left( \frac{dT_i}{dx} \right) dx \Big|_{x+dx}$  : Energie provenant de deuxième tranche lorsque  $F_c=1$

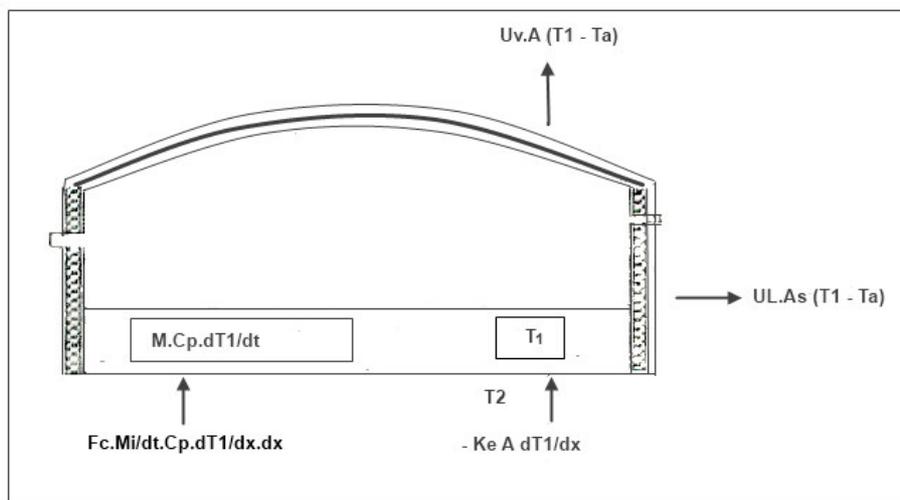


Fig. II.11 Représentation du bilan thermique de la zone I

b) *Bilan thermique de la zone II :*

Le bilan thermique de la zone II s'écrit comme suit :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = KeA \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_{x+dx} - KeA \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_x + Fc \frac{M_i}{\Delta t} C_p T_i \Big|_{x+dx} - Fc \frac{M_i}{\Delta t} C_p T_i \Big|_x - U_L A_s (T_i - T_a) \quad (99)$$

Avec:

$$K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_{x+dx} = K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} + K_e A \frac{\partial^2 T_i}{(\partial x)^2} dx \quad (100)$$

$$\frac{M_i}{\Delta t} C_p T_i \Big|_{x+dx} = \frac{M_i}{\Delta t} C_p T_i + \frac{M_i}{\Delta t} C_p \frac{\partial T_i}{\partial x} dx \quad (101)$$

En remplaçant les équations (100) et (101) dans l'équation (99), on obtient :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = K_e A_s \frac{\partial^2 T_i}{(dx)^2} dx + Fc \frac{M_i}{\Delta t} C_p \frac{\partial T_i}{\partial x} dx - U_L A_s (T_i - T_a) \quad (102)$$

avec :

$T_a$  : température ambiante.

$T_i$  : Température de l'eau dans une tranche.

Tels que :

$F_C \left( \frac{M_i}{\partial t} \right) T_i \Big|_{x+dx}$  : Energie provenant de la tranche inférieur (i+1) lorsque  $Fc=1$ .

$F_C \left( \frac{M_i}{\partial t} \right) T_i \Big|_x$  : Energie perdue à la tranche supérieure (i-1) lorsque  $Fc=1$ .

c) *Bilan thermique de la zone III :*

Pour cette zone, le bilan thermique peut être exprimé comme suit :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = -K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_x - \left( -K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_{x+dx} \right) - \frac{M_i}{\Delta t} C_p \frac{\partial T_i}{\partial x} dx - U_L A_s (T_i - T_a) + U_e A_e (T_e - T_i) \quad (103)$$

En remplaçant l'équation (100) dans l'équation (103) on obtient :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = K_e A \frac{\partial^2 T_i}{(\partial x)^2} dx - \frac{M_i}{\partial t} C_p \frac{\partial T_i}{\partial x} dx - U_L A_s (T_i - T_a) + U_e A_e (T_e - T_i) \quad (104)$$

Avec :

$T_e$  : température du fluide chaud à l'intérieur de l'échangeur.

$U_e A_e (T_e - T_i)$  : Energie gagnée par le transfert de chaleur entre le fluide chaud dans le serpentin et l'eau stockée dans la tranche i.

**d) Bilan thermique de la zone IV :**

Le bilan thermique de cette zone s'écrit comme suite :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = -K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_x - \left( -K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} \Big|_{x+dx} \right) - U_L A_s (T_i - T_a) + U_e A_e (T_e - T_i) \quad (105)$$

Si on remplace l'équation (100) dans l'équation (105) on obtient :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = K_e A \frac{\partial^2 T_i}{(\partial x)^2} + U_e A_e (T_e - T_i) - U_L A_s (T_i - T_a) \quad (106)$$

Avec :

$M_i$  : la masse de l'eau dans une tranche,       $K_e$  : la conductivité thermique de l'eau.

$A_s$  : Section latérale d'une tranche,       $A$  : section de base de la tranche.

**e) Bilan thermique de la zone V :**

L'équation du bilan thermique de cette zone s'écrit comme suite :

$$M_n C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = -K_e A \frac{\partial T_i}{\partial x} - (U_L A_s + U_V A) (T_i - T_a) + U_e A_e (T_e - T_i) \quad (107)$$

avec :  $A_e = \frac{A_E}{N_e}$

$N_e$  : Nombre de tranche.

$A_E$  : Surface totale du serpentin.

$A_e$  : Section d'un élément du serpentin.

$U_L$  : Coefficient des pertes thermiques global suivant la section latérale d'une tranche.

$U_v$  : Coefficient des pertes thermiques global suivant le fond supérieur et inférieur de la cuve.

$U_e$  : Coefficient d'échange thermique global entre l'eau stockée dans la cuve et l'eau circulant dans l'échangeur.

### II.3.6 Discrétisation des équations du bilan thermique du ballon.

- Discrétisation des termes des équations :

$$M_i = \rho_i A dx \quad (108)$$

$$\frac{\partial T_i}{\partial t} = \frac{T_i^{j+1} - T_i^j}{\Delta t} \quad (109)$$

$$\frac{\partial T_i}{\partial x} = \frac{T_{i+1}^{j+1} - T_{i-1}^{j+1} + T_{i+1}^j - T_{i-1}^j}{2\Delta x} \quad (110)$$

$$\frac{\partial^2 T_i}{(\partial x)^2} = \frac{T_{i-1}^{j+1} - 2T_i^{j+1} + T_{i+1}^{j+1}}{2(\Delta x)^2} + \frac{T_{i-1}^j - 2T_i^j + T_{i+1}^j}{2(\Delta x)^2} \quad (111)$$

Où  $i$  : représente le numéro de la tranche et  $j$  : représente le temps.

La discrétisation des équations (98), (102), (104), (106) et (107)

Substitution  $M_i$ ,  $\frac{\partial T_i}{\partial t}$ ,  $\frac{\partial T_i}{\partial x}$  et  $\frac{\partial^2 T_i}{(\partial x)^2}$  par leurs valeurs successivement mais

pour  $i=1$  et  $i=n$  ; on utilise l'équation suivante :

$$\frac{\partial T_i}{\partial x} = \frac{T_{i+1}^{j+1} - T_{i-1}^{j+1} + T_{i+1}^j - T_{i-1}^j}{\Delta x} \quad (112)$$

On pose:

$$\lambda_i = \frac{K_e \Delta t}{\rho_i C_p (\Delta x)^2} \quad 1 \leq i \leq n \quad (113)$$

$$\Gamma_i = \frac{U_L A_s \Delta t}{\rho_i C_p A \Delta x}, \quad 1 < i < n \quad (114)$$

$$\Gamma_1 = \frac{(U_L A_s + U_v A) \delta t}{\rho_i A \delta x C_p} \quad , \quad i=1 \quad (115)$$

$$\Gamma_n = \frac{(U_L A_s + U_v A) \delta t}{\rho_n A C_p \delta x} \quad , \quad i=n \quad (116)$$

$$\varphi_i = \frac{U_e A_e \delta t}{\rho_i C_p A \delta x} \quad , \quad 1 \leq i \leq n \quad (117)$$

Avec:

$\rho_i$ : masse volumique de l'eau dans une tranche.

$K_e$ : coefficient de conductivité de l'eau.

On obtient ainsi les équations suivantes:

a) Zone I :

$$(1 + \lambda_1 + F_c) T_1^{j+1} - (2\lambda_1 + F_c) T_2^{j+1} = (1 - 2\lambda_1 - \Gamma_1 - F_c) T_1^j + (2\lambda_1 + F_c) T_2^j + \Gamma_1 T_a^j \quad (118)$$

b) Zone II :

$$\begin{aligned} \left(-\lambda_i + \frac{F_c}{2}\right) T_{i-1}^{j+1} + (2\lambda_i + 1) T_i^{j+1} - \left(\lambda_i + \frac{F_c}{2}\right) T_{i+1}^{j+1} &= \left(\lambda_i - \frac{F_c}{2}\right) T_{i-1}^j + (1 - 2\lambda_i - \Gamma_i) T_i^j + \\ \left(\lambda_i + \frac{F_c}{2}\right) T_{i+1}^j + \Gamma_i + T_a^j & \end{aligned} \quad (119)$$

c) Zone III :

$$\begin{aligned} -(\lambda_i + F_c) T_{i-1}^{j+1} + (1 + \lambda_i + F_c) T_i^{j+1} - \lambda_i T_{i+1}^{j+1} &= (\lambda_i + F_c) T_{i-1}^j + (1 - 2\lambda_i - \Gamma_i - F_c \varphi_i - F_c) T_i^j \\ + F_c \varphi_i T_e^j + \Gamma_i T_a^j & \end{aligned} \quad (120)$$

d) Zone IV :

$$\begin{aligned} -\lambda_i T_{i-1}^{j+1} + (2\lambda_i + 1) T_i^{j+1} - \lambda_i T_{i+1}^{j+1} &= \lambda_i T_{i-1}^j + (1 - 2\lambda_i - \Gamma_i - F_c \varphi_i) T_i^j + \\ \lambda_i T_{i+1}^j + F_c \varphi_i T_e^j + \Gamma_i T_a^j & \end{aligned} \quad (121)$$

e) zone V :

$$\begin{aligned} -2\lambda_n T_{n-1}^{j+1} + (2\lambda_n + 1) T_n^{j+1} &= 2\lambda_n T_{n-1}^j + (1 - 2\lambda_n - \Gamma_n - F_c \varphi_n) T_n^{j+1} + \\ \Gamma_n T_a^j + F_c \varphi_n T_e^j & \end{aligned} \quad (122)$$

Avec :  $n=5$

On peut écrire le système de n équations sous forme matriciel comme suit :

$$[A]\{T\}^{j+1} = [B]\{T\}^j + \{D\}^j \quad (123)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} 1+2\lambda_1+Fc & 2\lambda_1+Fc & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\lambda_2+\frac{Fc}{2} & 1+2\lambda_2 & -\lambda_2-\frac{Fc}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_1-Fc & 1+2\lambda_1+Fc & -\lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\lambda_k & 1+2\lambda_k & -\lambda_k & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\lambda_{n-1} & 1+2\lambda_{n-1} & -\lambda_n-1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2\lambda_n & 1+2\lambda_n \end{bmatrix}$$

$$\{T\}^{j+1} = \begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ \cdot \\ T_i \\ T_k \\ \cdot \\ \cdot \\ T_n \end{bmatrix}^{j+1}, \{T\}^j = \begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ \cdot \\ T_i \\ T_k \\ \cdot \\ \cdot \\ T_n \end{bmatrix}^j, \{D\}^j = \begin{bmatrix} \Gamma_1 T_a \\ \Gamma_2 T_a \\ \cdot \\ \Gamma_i T_a + Fc\varphi_i T_\theta \\ \Gamma_k T_a + Fc\varphi_k T_\theta \\ \cdot \\ \cdot \\ \Gamma_n T_a + Fc\varphi_n T_\theta \end{bmatrix}^j$$

$$[B] = \begin{bmatrix} 1-2\lambda_1-\Gamma_1-Fc & 2\lambda_1+Fc & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2\lambda_2-\frac{Fc}{2} & 1-2\lambda_2\Gamma_2 & \lambda_2+\frac{Fc}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & +\lambda_1+Fc & 1-2\lambda_1-\Gamma_1-Fc\varphi_1-Fc & -\lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_k & 1-2\lambda_k-\Gamma_k-Fc\varphi_k & \lambda_k & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2\lambda_n & 1-2\lambda_n-\Gamma_n-Fc\varphi_n \end{bmatrix}$$

Dans le premier pas de temps  $j=1$ ,  $T_{i-1}^j$ ,  $T_i^j$  et  $T_{i+1}^j$  sont tirés à partir des conditions initiales (température du réseau).

Lors de l'exécution des pas ultérieurs, les valeurs des températures à indice  $j$  sont prises dans le temps à partir de la tranche précédente.

Le premier membre du système (123) comporte alors les températures inconnues

$$T_{i-1}^{j+1}, T_i^{j+1} \text{ et } T_{i+1}^{j+1}.$$

### II.3.7 Méthode de résolution :

On peut écrire le système (123) comme suit :

$$(T)^{j+1} = [A]^{-1}[B]\{T\}^j + [A]^{-1}\{D\}^j \quad (124)$$

Avec:

$[A]^{-1}$  : La matrice inverse de la matrice  $[A]$ .

On pose :

$$[A]^{-1}[B] = [C] \quad (125)$$

$$[A]^{-1}\{D\}^j = \{S\}^j \quad (126)$$

En remplaçant les équations (125) et (126) dans (124) on obtient :

$$\{T\}^{j+1} = [C]\{T\}^j + \{S\}^j \quad (127)$$

### II.3.8 Calcul du coefficient des pertes thermiques le long d'une tranche

Le transfert de chaleur entre l'eau chaude à la température  $T_i$  dans l'élément de la cuve considérée et le milieu ambiant à la température  $T_a$  s'effectue par :

- Convection naturelle à l'intérieur de la cuve
- Conduction à travers le métal de la cuve et le dépôt éventuellement présent sur les parois interne et externe.
- Conduction à travers l'isolant.
- Conduction à travers la tôle
- Convection naturelle à l'extérieur de la cuve (milieu ambiant)

Pour cela nous utiliserons les équations présentées dans les paragraphes suivants :

a- Détermination du coefficient de pertes thermiques global due à la surface latérale  $U_L$  en  $W/m^2$ .

En considérant les circuits thermiques de la cuve de stockage (position latérale) illustrés en figure II.12, on peut écrire le coefficient de déperdition thermique  $U_L$  par:

$$U_L = \frac{1}{A_s (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5)} \quad (128)$$

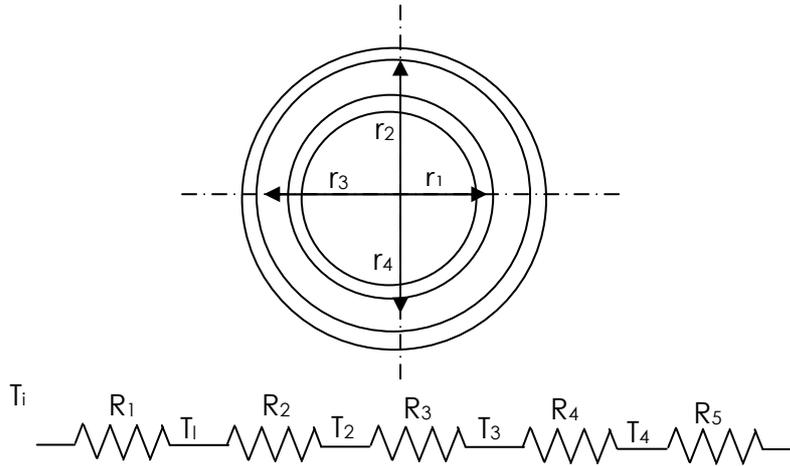


Fig. II.12 Schéma indiquant la notation et les circuits thermiques de la cuve de stockage (position latérale).

Avec:

$R_1$  = résistance thermique convective du fluide [ $^{\circ}C/W$ ].

$$R_1 = \frac{1}{2 \pi r_1 \Delta x h_i} \quad (129)$$

$R_2$  = résistance thermique par conduction [ $^{\circ}C/W$ ].

$$R_2 = \frac{\text{Ln} \left( \frac{r_2}{r_1} \right)}{2 \pi K_T \Delta x} \quad (130)$$

$R_3$  = résistance thermique de l'isolant par conduction [ $^{\circ}C/W$ ].

$$R_3 = \frac{\text{Ln} \left( \frac{r_3}{r_2} \right)}{2 \pi K_{is} \Delta x} \quad (131)$$

$R_4$  = résistance thermique de l'isolant par conduction [ $^{\circ}C/W$ ].

$$R_4 = \frac{\ln \frac{r_4}{r_3}}{2 \pi K_T \Delta x} \quad (132)$$

$R_5$  = résistance thermique du milieu ambiant.

$$R_5 = \frac{1}{2 \pi r_4 h_0 \Delta x} \quad (133)$$

avec:

$$A_s = 2 \pi r_1 \Delta x \quad (134)$$

On a:

$$A_s \sum_{K=1}^5 R_K = \frac{1}{h_i} + r_1 \frac{\ln \frac{r_2}{r_1}}{K_T} + r_1 \frac{\ln \frac{r_3}{r_2}}{K_{is}} + r_1 \frac{\ln \frac{r_4}{r_3}}{K_T} + \frac{r_1}{r_4 h_0} \quad (135)$$

Pour calculer la valeur de  $U_L$  il faut calculer successivement  $h_0$  et  $h_i$ .

**1. Calcul de  $h_0$ :**

$h_0$  est représenté par l'équation suivante :

$$h_0 = 5,7 + 3,8 V_e \quad (136)$$

**2. Calcul du coefficient de convection de l'eau a l'intérieur de la cuve  $h_i$  [ $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ].**

Au cours du calcul on utilisera les notions suivantes.

- Nombre de Grashof Gr [66]:

$$Gr = \frac{\rho_i^2 g \beta_i \Delta T L^3}{\mu_i^2} \quad (137)$$

g : Accélération de la pesanteur.

$$\Delta T = T_i - T_p.$$

$$T_p = T_i - \frac{A_s U_L (T_i - T_a)}{2 \pi r_1 h_i} \quad (138)$$

$L = 2,5 D_i$  où  $D_i$  représente le diamètre intérieur de la cuve

- Nombre de Prandtl Pr.

$$Pr = C_p \frac{\mu_i}{K_i} \quad (139)$$

- Nombre de Rayleigh  $R_a$  :

$$R_a = Gr \cdot Pr \quad (140)$$

- Nombre de Nusselt  $N_u$  :

$$N_u = \frac{h_i D_i}{K_i} \quad (141)$$

Où  $\beta_i$ ,  $\rho_i$ ,  $\mu_i$  et  $K_i$  étant pris à la température du film  $T_f$

Avec :  $T_f$  la température du film en °C

$$T_f = \frac{T_i + T_p}{2} \quad (142)$$

Les échanges dépendent du régime d'écoulement du fluide à l'intérieur de la cuve.

- Régime laminaire :  $R_a \leq 10^9$

$$N_u = 0,548 R_a^{0,25} \quad (143)$$

- Régime turbulent :  $R_a \geq 10^9$

$$N_u = 0,0246 \left[ \frac{Gr^{0,4} Pr^{0,468}}{1 + 0,494 Pr^{0,66}} \right]^{0,4} \quad (144)$$

D'après les équations (64) et (65) on peut déterminer le coefficient de convection de l'eau  $h_i$ .

$$h_i = \frac{N_u K_i}{D_i} \quad (145)$$

**b- Détermination du coefficient des pertes global  $U_v$  de la première et la dernière tranche.**

- *La première tranche* (figure II.13)

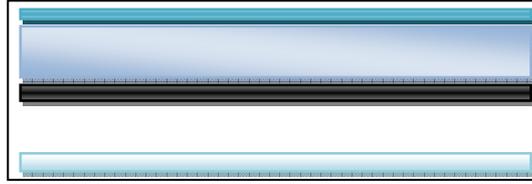


Fig. II.13 Schéma illustrant les circuits thermiques pour la cuve de stockage (Position verticale le haut de la cuve)

$$U_v = \frac{1}{A_c (R_6 + R_a + R_7 + R_8 + R_9 + R_{10})} \quad (146)$$

Avec:

$R_6$  : Résistance thermique convective de l'eau à l'intérieur de la cuve [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_6 = \frac{1}{A_c h_{in}} \quad (147)$$

$R_a$  : Résistance thermique par conduction à travers l'air situé au dessus de niveau de l'eau [ $^{\circ}\text{C/W}$ ]

$$R_a = \frac{e_a}{A_c K_a} \quad (148)$$

$R_7$  : Résistance thermique par conduction à travers l'épaisseur de la cuve [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_7 = \frac{r_2 - r_1}{A_c K_T} \quad (149)$$

$R_8$  : Résistance thermique par conduction à travers l'isolant [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_8 = \frac{r_3 - r_2}{A_c K_{is}} \quad (150)$$

$R_9$  : Résistance thermique par conduction à travers la tôle extérieure [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_9 = \frac{r_4 - r_3}{A_c K_T} \quad (151)$$

$R_{10}$  : Résistance thermique au milieu ambiant [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_{10} = \frac{1}{A_c h_0} \quad (152)$$

On remplace les équations (147), (148), (149), (150), (151) et (152) par leur expression dans (146), on obtient l'expression finale qui détermine  $U_v$  de la première tranche comme suit :

$$U_v = \frac{1}{\frac{1}{h_{in}} + \frac{e_a}{K_a} + \frac{r_2 - r_1}{K_T} + \frac{r_3 - r_2}{K_{is}} + \frac{r_4 - r_3}{K_T} + \frac{1}{h_0}} \quad (153)$$

- La dernière tranche (figure II.14).

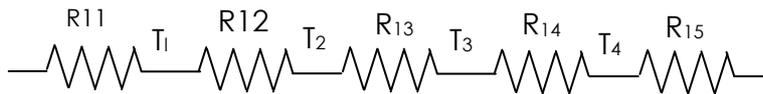
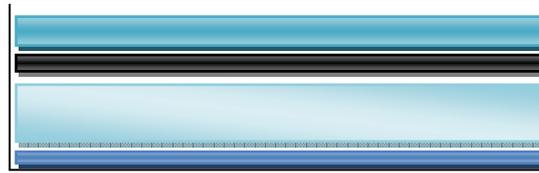


Fig. II.14 Schéma donnant les circuits thermiques pour la cuve de stockage (Position verticale, le bas de la cuve)

Le coefficient des pertes globales est donné par :

$$U_v = \frac{1}{A_c (R_{10} + R_{11} + R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{15})} \quad (154)$$

Avec :

$R_{11}$  : Résistance thermique convective de l'eau à l'intérieur de la cuve [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_{11} = \frac{1}{A_c h_{in}} \quad (155)$$

$R_{12}$  : Résistance thermique par conduction à travers l'épaisseur de la cuve [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_{12} = \frac{r_2 - r_3}{A_c K_T} \quad (156)$$

$R_{13}$  : Résistance thermique par conduction à travers l'isolant l'épaisseur de la cuve [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_{13} = \frac{r_3 - r_2}{A_c K_{is}} \quad (157)$$

$R_{14}$  : Résistance thermique par conduction à travers la tôle extérieure [ $^{\circ}\text{C/W}$ ].

$$R_{14} = \frac{r_4 - r_3}{A_c K_T} \quad (158)$$

$R_{15}$ : Résistance thermique du milieu ambiant [ $^{\circ}\text{C}/\text{W}$ ].

$$R_{15} = \frac{1}{A_c h_0} \quad (159)$$

En remplaçant les équations (152), (155), (156), (157) et (158) par leurs expressions dans l'équation (154), on obtient l'expression finale qui détermine  $U_v$  de la dernière tranche, soit :

$$U_v = \frac{1}{\frac{1}{h_{in}} + \frac{r_2 - r_1}{K_T} + \frac{r_3 - r_2}{K_{is}} + \frac{r_4 - r_3}{K_T} + \frac{1}{h_0}} \quad (160)$$

Avec :

$r_1$  : rayon intérieur de la cuve.

$r_2$  : rayon extérieur de la cuve.

$r_3$  : rayon intérieur de l'isolant.

$r_4$  : rayon extérieur de l'isolant.

### **II.3.9 Calcul du coefficient de transfert thermique global entre le fluide à la température $T_{ei}$ dans l'élément de serpentin et l'eau stockée dans la cuve à la température $T_i$ .**

#### **II.3.9.1 Détermination des caractéristiques de transfert de chaleur à travers le serpentin**

Le transfert de chaleur entre le fluide chaud à la température  $T_{ei}$  dans l'élément serpentin considéré et l'eau contenue dans le ballon de stockage à la température  $T_i$  s'effectue :

- Par convection forcée à l'intérieur du serpentin.
- Par conduction à travers le métal et les dépôts éventuellement présents sur les parois interne et externe.
- Par convection naturelle à l'extérieur du serpentin.

Soient :

$h_i$  : le coefficient d'échange à l'intérieur du serpentin rapporté a la surface.

$R_0$  : La résistance du métal et les dépôts en [m<sup>2</sup>.h. °C/mth].

$h_e$ : Le coefficient d'échange à l'extérieur du serpentin en [mth / [m<sup>2</sup>.h. °C]

On déduit le coefficient d'échange global  $U_e$  en [mth/[m<sup>2</sup>.h.°C] qui est donné par :

$$\frac{1}{U_e} = \frac{1}{h_i} + R_0 + \frac{1}{h_e} \quad (161)$$

Pour déterminer la valeur de  $U_e$  , il faut calculer successivement  $h_i$ ,  $R_0$ ,  $h_e$ .

### II.3.9.2 Calcul de $h_i$

Au cours du calcul, on utilisera les notations suivantes [66] :

$R_e$  : Nombre de Reynolds

$$R_e = \frac{\rho_i V_i \phi_i}{\mu_i} \quad (162)$$

$\rho_i$  : Masse volumique de fluide en Kg/m<sup>3</sup>

$V_i$  : Vitesse du fluide en m/s.

$\phi_i$  : Diamètre intérieur du tube en mm.

$\rho_i$  ,  $\mu_i$  étant à la température  $T_{ei}$  du fluide chaud dans l'élément du serpentin considéré.

$$N_u = \frac{h_i \phi_i}{1000 Ke_i} \quad (163)$$

$$P_r = \frac{3,6 C_{p_i} \mu_i}{Ke} \quad (164)$$

$C_{p_i}$ : Chaleur massique du fluide à la température  $T_{ei}$ , en [mth/Kg. °C].

$T_{ei}$ : température du fluide chaud en °C.

$Ke_i$  : conductivité thermique du fluide à la température  $T_{ei}$  en [mth/h.m. °C].

$$Gr = 0,0098 \frac{\beta_i \rho_i^2 \phi_i^3}{\mu_i^2} \Delta \theta_i \quad (165)$$

Avec les unités retenues, on a :

$\beta_i$ : Coefficient de dilatation du liquide en [1/ °C].

$$\Delta\theta_i = T_e - T_{pi} \quad (166)$$

$T_{pi}$  : Température de la paroi interne du serpent.

Les échanges dépendant du régime d'écoulement du liquide à l'intérieur du serpent.

Le régime d'écoulement, caractérisé par le nombre de Reynolds peut être :

- a. Laminaire  $Re < 2100$ .
- b. Turbulent  $Re > 10000$ .
- c. Transitoire  $2100 < Re < 10000$ 
  - **Régime laminaire :**

Pour les tubes droits on a les données suivantes [66] :

$$N_u = 1,86 \left[ \text{Re Pr} \frac{\phi_i}{r_i} \right]^{\frac{1}{3}} g(Gr) f(\mu) \quad (167)$$

Avec les notations indiquées précédemment, et M

$$g(Gr) = 0,8 + 0,0012 Gr^{\frac{1}{3}} \quad \text{Pour } Gr \geq 4630. \quad (168)$$

$$g(Gr) = 1 \quad \text{Pour } Gr < 4630 \quad (169)$$

$$f(\mu_i) = \left( \frac{\mu_i}{\mu_{pi}} \right)^{0,14} \quad (170)$$

avec :

$\mu_{pi}$  : Viscosité dynamique du fluide à la température  $T_{pi}$  en centipoise.

$T_{pi}$  : température de la paroi interne du serpent en  $^{\circ}\text{C}$ .

Pour des serpentins hélicoïdaux suggère de remplacer :

$$\frac{\phi_i}{L} \text{ par } \sqrt{\frac{\phi_i}{\phi_H}}$$

Avec :  $\phi_H$  : Diamètre de l'hélice que forme le serpent (en mm).

Dans le cas de serpent en hélice l'équation 88 devient :

$$N_u = 1,86 \left[ \text{Re Pr} \sqrt{\frac{\phi_i}{\phi_H}} \right]^{\frac{1}{3}} g(Gr) f(\mu) \quad (172)$$

D'où:

$$h_i = \frac{1000 Ke_i}{\phi_i} 1,86 \left[ \text{Re Pr} \sqrt{\frac{\phi_i}{\phi_H}} \right]^{\frac{1}{3}} g(Gr) f(\mu_i) \quad (173)$$

Gr dépendant de :

$$\Delta \theta_i = T_{0i} - T_{pi}$$

$$f(\mu_i) = \left( \frac{\mu_i}{\mu_{pi}} \right)$$

$\mu_{pi}$  Étant la viscosité dynamique du fluide à la température  $T_{pi}$  de la paroi interne de tube.

On calculera donc dans un premier temps  $h_i$  sans correction de viscosité à la paroi ni correction de Gr.

▪ **Régime turbulent :**

Pour les tubes droits on a :

$$N_u = 0,023 \text{ Re}^{0,8} \text{ Pr}^{\frac{1}{3}} f(\mu) \quad (174)$$

et pour les serpentins on a :

$$N_{u_{serpentin}} = \left( 1 + 3,5 \frac{\phi_i}{\phi_H} \right) N_{u_{tubedroi}} \quad (175)$$

D'où:

$$h_i = 1000 \frac{Ke_i}{\phi_i} \left( 1 + 3,5 \frac{\phi_i}{\phi_H} \right) 0,023 \text{ Re}^{0,8} \text{ Pr}^{\frac{1}{3}} f(\mu_i) \quad (176)$$

Avec la même réserve concernant la correction de viscosité à la paroi.

▪ **Régime transitoire :**

Nous avons utilisé pour le régime transitoire la formule suivante, déduite des données de [60] valables pour les tubes droits :

$$N_u = N_{u_{turbulent}} \left[ 1 - \frac{10000 - \text{Re}}{17,4 \text{ Re}^{0,8}} \left( 1 - 2,28 \left( \frac{\phi_i}{L} \right) \right)^{\frac{1}{3}} \right] \quad (177)$$

Comme suggéré par certains auteurs [60], nous avons substitué le rapport

$$\sqrt{\frac{\phi_i}{\phi_H}} \text{ au rapport } \frac{\phi_i}{L}$$

Pour obtenir la continuité  $Re=10000$  il faut introduire le facteur  $\left(1+3,5\frac{\phi_i}{\phi_H}\right)$ , mais la continuité pour  $Re=2100$  n'existait plus.

Nous avons préféré conserver la continuité pour  $Re=2100$  et ne pas prendre en compte ce facteur, ce qui conservatif pour le calcul de  $N_u$ , comme :

$$N_u = h_i \frac{\phi_i}{1000Ke} N_{u_{turbulent (tubedroit)}} \quad (178)$$

$$h_i = \frac{1000Ke}{\phi_i} 0,023 Re^{0,8} Pr^{\frac{1}{3}} f(\mu_i) \left[ 1 + \frac{10000 - Re}{17,4 Re^{0,8}} \left( 1 - 2,28 \frac{\phi_i}{\phi_H} \right)^{\frac{1}{6}} \right] \quad (179)$$

### II.3.9.3 Conduction à travers le métal et les dépôts :

La résistance  $R_0$  du métal et les dépôts [ $m^2.h.^{\circ}C/mth$ ] est donnée par la formule

$$R_0 = R_e + R_i \frac{\phi_e}{\phi_i} + \frac{\phi_e}{2000K_m} \log \frac{\phi_e}{\phi_i} \quad (180)$$

$R_e$ : résistance due au dépôt externe en [ $m^2.h.^{\circ}C/mth$ ]

$R_i$  : résistance due au dépôt interne.

$K_m$  : conductivité du métal en [ $mth/h.m.^{\circ}C$ ].

Pratiquement, on peut prendre pour la résistance des dépôts, dans le cas des fluides propres et l'eau potable en particulier :

$$R_i = R_e = 2.10^{-4} \quad [h.m^2.^{\circ}C/mth]$$

D'où le calcul de  $R_0$ .

### II .3.9.4 Calcul de $h_e$

C'est la convection naturelle à l'extérieur du serpent.

Le pas de l'hélice décrit par le serpentin étant suppose faible, le transfert de chaleur par convection naturelle a l'extérieur du serpentin peut être assimilé à celui relatif à un faisceau des tubes horizontaux.

Le transfert de chaleur est donné alors par la formule :

$$X = 343.10^{-4} \frac{\beta_e \rho_e^2 C_{Pe}}{\mu_e K_e} \varphi_e^3 \Delta \theta_e \quad (181)$$

avec :

$\rho_e$  : Masse volumique du fluide externe au serpentin en [Kg/m<sup>3</sup>].

$C_{Pe}$  : Chaleur massique du fluide externe en [mth/Kg.<sup>0</sup>C].

$\mu_e$  : Viscosité dynamique du fluide externe en [centpoise].

$\beta_e$  : Coefficient de dilatation du fluide externe [1/°C].

Ces caractéristiques sont prises à la température  $\frac{(T_i + T_{Pe})}{2}$ .

où  $T_{Pe}$  : température de la paroi externe du serpentin.

$$\Delta \theta_i = T_{Pe} - T_i.$$

De l'ouvrage [60], nous retenons les formules suivantes:

$$X < 8600 \quad N_u = X^{\frac{1}{6}} \quad (182)$$

$$8600 < X < 10^{10} \quad N_u = 0,47 X^{0,25} \quad (183)$$

$$X > 10^{10} \quad N_u = 0,101 X^{\frac{1}{3}} \quad (184)$$

Ce qui permet de calculer  $h_e$  avec l'équation si dessous :

$$h_e = \frac{K_e N_u}{1000 \theta_e} \quad (185)$$

Le terme  $T_{pe}$  n'est pas connu, de même que  $T_{pi}$  n'était pas connu dans le cas de la circulation à l'intérieur du serpentin.

$$\Delta \theta_e = T_{Pe} - T_i \quad (186)$$

Donc  $\Delta \theta$  n'est pas connue.

### II.3.9.5 Calcul itératif des températures

On déduit ces valeurs par un calcul itératif. Comme données initiales, on considère :

$T_{Pe}$  : température de la paroi du serpentin, supposée égale à la température du liquide chaud  $T_{ei}$ .

$T_i$  : température de l'eau dans le ballon.

Ces deux températures sont supposées connues lorsqu'on calcule un appareil pour un projet déterminé, d'où

$$\Delta \theta_e = T_{Pe} - T_i \quad (187)$$

On déduit  $\rho_e, \lambda_e, \mu_e, \beta_e$  à la température  $\frac{T_{Pi} + T_i}{2}$  d'où  $h_{e1}$

et, avec  $R_0$ , et la valeur de  $h_i$ , non corrigée de  $f(\mu)$  et  $g(Gr)$ .

$$U_1 = \frac{1}{\frac{1}{h_{i1}} + R_0 + \frac{1}{h_{e1}}} \quad (188)$$

On calcul alors:

$$T_{pi1} = T_{ei} - (T_{ei} - T_i) \frac{U_1}{h_{i1}} \quad (189)$$

$$T_{Pe1} = T_i + (T_{ei} - T_i) \frac{U_e}{h_{e1}} \quad (190)$$

On déduit une nouvelle valeur  $h_{i1}$  et  $h_i$  en introduisant la correction de viscosité  $f(\mu)$  et, éventuellement  $g(Gr)$ .

$$h_{i2} = h_{i1} \left( \frac{\mu_i}{\mu_{pi1}} \right)^{0,14} g(Gr) \quad (191)$$

avec :

$\mu_i$  Viscosité dynamique du fluide intérieur à la température d'entrée dans l'échangeur.

$\mu_{pi1}$  : Viscosité dynamique du fluide intérieur à la température  $T_{pi1}$  que l'on vient de calculer.

De même, on calcule  $T_{f1}$ .

$$T_{f1} = \frac{(T_{e1} + T_e)}{2} \quad (192)$$

D'où les nouvelles valeurs de :

$$\beta_{e2}, \rho_{e2}, \lambda_{e2}, \mu_{e2}, \Delta\theta_{e2}, X_2.$$

A partir de ces nouvelles données, on calcule  $h_{e2}$ , puis :

$$U_2 = \frac{1}{\frac{1}{h_{i2}} + r_0 + \frac{1}{h_{e2}}} \quad (193)$$

$$T_{p_{i2}} = T_e - (T_e - T_i) \frac{U_2}{h_{i2}} \quad (194)$$

$$T_{p_{e2}} = T_i + (T_e - T_i) \frac{U_2}{h_{e2}} \quad (195)$$

On poursuit le calcul jusqu'à trouver deux coefficients globaux successifs  $U_{n-1}$  et  $U_n$  tel que:

$$\frac{U_n - U_{n-1}}{U_n} < \varepsilon \quad (196)$$

$\varepsilon$  : Etant la précision désirée.

D'où  $T_{p_{in}}, T_{p_{en}}$  définitifs.

### **II.3.9.6 Calcul des résultats finaux de transfert de chaleur pour l'élément de serpentin considéré**

Le coefficient d'échange final à l'intérieur du serpentin rapporté à la surface extérieure de celui-ci, et corrigé de viscosité à la paroi et de g (Gr) est :

$$h_{inc} = h_{in1} \left( \frac{\mu_i}{\mu_{pin}} \right)^{0,14} g(Gr) \quad (197)$$

- Calcul de  $h_{en}$  :

$$\text{On a: } T_{fn} = \frac{(T_i + T_{p_{en}})}{2}$$

On calcule pour cette température  $T_{fn}$  les valeurs :

$$\beta_{en}, \rho_{en}, \mu_{en}, K_{en}, \Delta\theta_{en} = T_{p_{en}} - T_i$$

$$X_n = 353 \cdot 10^{-4} \frac{\beta_{en} \rho_{en}^2 C_{P_{en}}}{\mu_{en} Ke_n} \phi_e^3 \theta_{en} \quad (198)$$

D'où, en fonction de la valeur de X la formule donnant la valeur de  $N_u$  et par la suite le calcul de  $h_{en}$  :

$$h_{en} = K_{e_n} \frac{N_u}{1000} \phi_e \cdot \quad (199)$$

### II.3.9.7 Calcul de quantité de chaleur à transmettre du liquide chaud au liquide froid en mth/h.

Cette quantité est donnée par la formule suivante :

$$Q = U_n A_e \Delta TLM \quad (200)$$

Ou la formule de  $\Delta TLM$  est donnée comme suit:

$$\Delta TLM = \frac{(TK_k - T_i) - (TK_{k+1} - T_i)}{\log \frac{(TK_k - T_i)}{(TK_{k+1} - T_i)}} \quad (201)$$

## II.4 Simulation du modèle et expériences de validation

### II.4.1 Caractéristiques du chauffe eau solaire étudié

Les expériences sur le CES ont été réalisées à Alger (coordonnées du site : latitude=36,72° Nord, La longitude=12°08')

L'installation comporte 3 capteurs branchés en série, une cuve de stockage isolée de 300 L et un circuit reliant les capteurs avec la cuve de stockage. Le circuit comporte un vase d'expansion, des purgeurs, un clapet anti-retour et l'isolation.

La circulation d'eau est assurée par un groupe GT1 de type Giordano qui comporte un circulateur à faible débit à trois vitesses, un purgeur et un vase d'expansion

#### a) Dimensions de l'installation :

Les tableaux II.1 à II.4 résument respectivement les caractéristiques du boîtier, les dimensions de la tuyauterie, de l'absorbeur, et du vitrage. Les dimensions du ballon solaire et de l'échangeur sont présentées en tableaux II.5 et II.6.

Tabl. II.1 Caractéristiques du boîtier.

<b>Caisson</b>	Longueur		1945 mm
	Largeur		935 mm
	Profondeur		85 mm
	Isolant	Nature	Polyuréthane
		Coefficient de conduction	0,035W/m °C
		Epaisseur arrière	30 mm
		Epaisseur latérale	30 mm

Tabl. II.2 Dimensions de la tuyauterie

Nombre de tubes	9
Diamètre intérieur	12 mm
Diamètre extérieur	14 mm
Longueur	1800 mm
Métal utilisée	cuivre
Coef. de conductivité	389 W/m.K
Espace entre les tubes	9 mm

Tabl. II.3 Caractéristiques de l'absorbeur.

Matériaux	Aluminium
Epaisseur	0,6 mm
Coef. d'absorption $\alpha$	0,9
Epaisseur de la lame d'air	2,5 mm
Coef. d'émission	0,95
Coef. de conduction	200W/m K

Tabl. II.4 Dimensions du vitrage.

Nombre de vitrage par capteur	1
Epaisseur	4 mm
Surface	2 m <sup>2</sup>
Coef. d'extinction $R_e$	16 m <sup>-1</sup>
Indice de réfraction $n$	15

Tabl. II.5 Dimension de la cuve de stockage.

La hauteur $H_T$	1200 mm
Le rayon intérieur $r_1$	350 mm
Le rayon extérieur $r_2$	355 mm
La hauteur de niveau de l'eau H	850 mm
Coef. de conductivité de l'acier de la cuve K	46 W/m <sup>0</sup> c
Epaisseur des parois $e_p$	1 mm

Tabl. II.6 Dimensions de l'échangeur.

La hauteur de vanne de puisage $H_v$	810 mm
La hauteur de la zone d'échange $H_E$	790 mm
Diamètre intérieur $\phi_i$	14 mm
Diamètre extérieur $\phi_e$	16 mm
Le nombre de spire $N_S$	16
Diamètre de spire $\phi_{sp}$	350 mm
Cof de conductivité $\lambda_e$	381,3 W/m <sup>0</sup> c

#### **II.4.2 Méthode de la simulation du rendement des capteurs et du profil des températures du ballon solaire**

Le système à modéliser est décomposé en deux sous systèmes qui sont :

- Le sous- système de captation.
- Le sous- système de stockage (ballon solaire)

Chaque sous système est modélisé indépendamment de l'autre.

Pour valider le modèle numérique nous avons utilisé le logiciel VISUEL STUDIO, où C# son langage de programmation. Les résultats sont exprimés sous forme graphique.

Les paramètres considérés sont regroupés en deux familles :

- Les paramètres propres au fonctionnement et relatifs à l'installation pris comme constants
- Les paramètres extérieurs au système relatif au site et aux données météorologiques.

Les paramètres ainsi considérés sont :

$$G_T=909 \text{ W/m}^2$$

$$\tau_{\alpha}=0,7$$

$$U_g = 0,022 \text{ W/m.}^{\circ}\text{C.}$$

$$U_c=7,5 \text{ W/m.}^{\circ}\text{C.}$$

$$T_a=27 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

$$T_u=30 \text{ a } 80 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

$$F_r=0,9$$

### II.4.3 Résultats et discussion

#### II.4.3.1 Le capteur

A titre d'exemple, nous présentons en figure II.15, l'image obtenu par le logiciel pour la fonction donnant le rendement d'un capteur

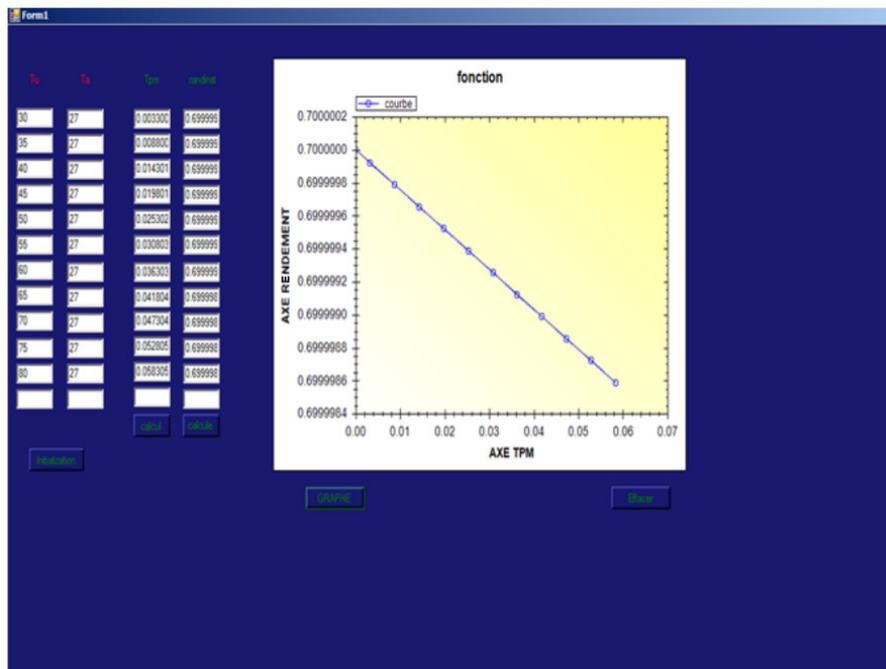


Fig. II.15 Image d'un graphe reproduisant le rendement du capteur de l'installation étudiée

**a) Rendement du capteur**

La figure II.16 illustre l'évolution du rendement en fonction du paramètre  $(T_{fe}-T_a)/ G_T$  avec l'ensoleillement  $G_T = 900 \text{ W/m}^2$ . Pour la région d'Alger, pour satisfaire les besoins en eau chaude de 30 à 80 °C, une marge de fonctionnement (relative à la température moyenne du capteur) variant de 0,01 à 0,08, donne un rendement allant de 0,30 à 0,75 pour des températures ambiantes de 15 à 28 °C. La variation linéaire du rendement en fonction de  $\Delta T$  montre que plus les températures d'entrée du fluide dans le capteur sont basses, plus les rendements seront élevés.

La pente de la droite qui est égale à  $(- F_r U_g)$  représente le facteur de perte d'énergie par le capteur solaire. Lorsque  $T_{fe}=T_a$ , le rendement est maximum. Ce point  $\eta = F_r(\tau.\alpha)$  correspond au rendement optique du capteur.

Le point d'intersection de la droite avec l'axe  $\Delta T / G_T$  correspond à la température de stagnation. Lorsque pour une raison quelconque l'énergie utile n'est plus retirée de l'absorbeur, la température dans l'absorbeur augmente jusqu'à ce que l'énergie solaire incidente soit égale aux pertes. Pour les capteurs bien isolés, la température de stagnation peut atteindre des niveaux élevés causant une ébullition du fluide et son évaporation avec éventuellement une détérioration du capteur.

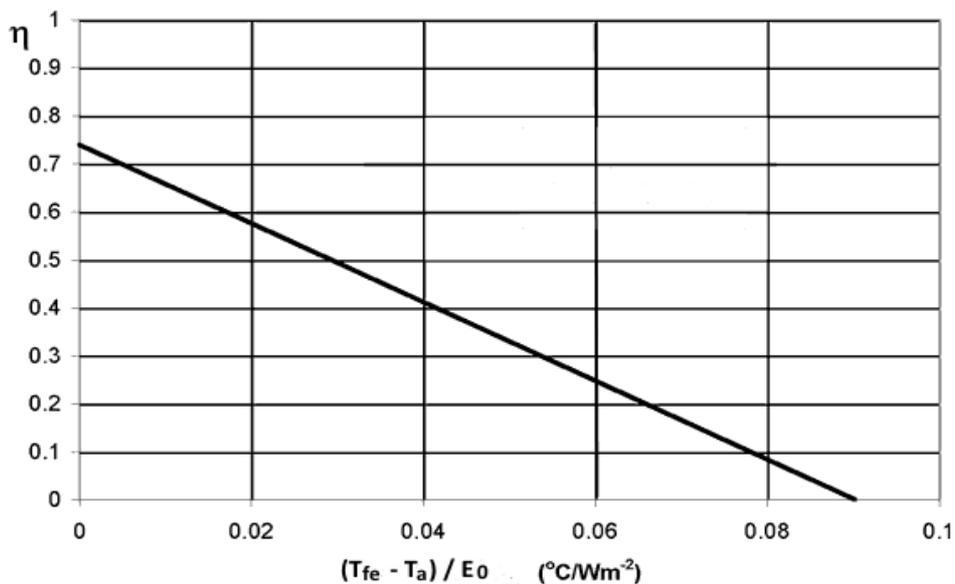


Fig. II.16 Evolution du rendement en fonction de  $(T_{fe}-T_a)/E_0$

**b) Evolution de la température de l'absorbeur**

La figure II.17 illustre l'évolution de la température de la plaque absorbante en fonction du temps. On constate que, comme attendu, la température augmente progressivement avec l'éclairement pour atteindre environ 80°C. Lors de la diminution de l'éclairement en après-midi, la température continue à croître puis diminue lentement, ceci est dû à l'inertie du système. Ce résultat est conforme aux observations faites dans d'autres études.

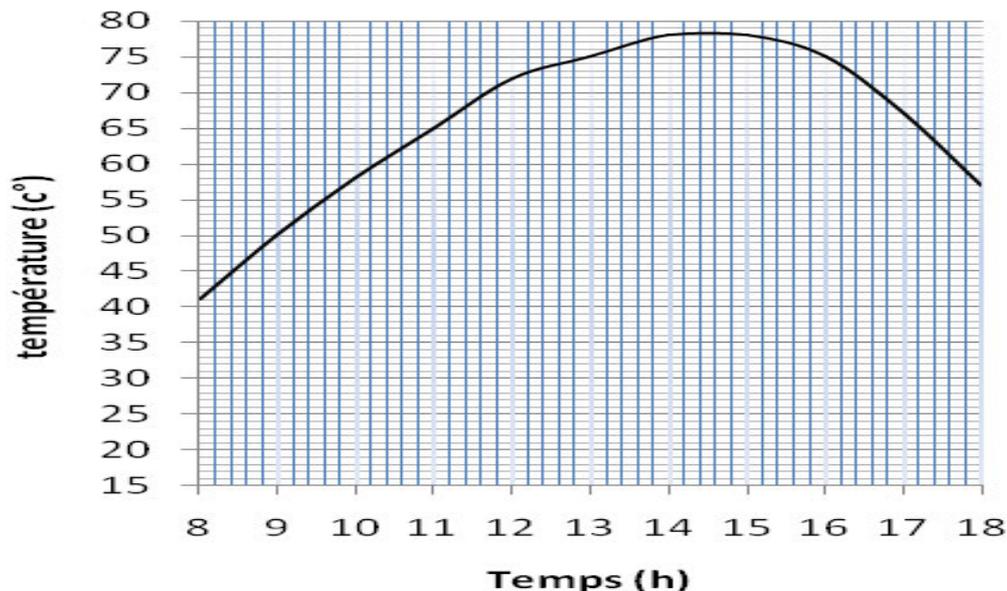


Fig. II.17 Evolution de la température de la plaque absorbante en fonction du temps.

### **c) Profils de température d'entrée et de sortie du champ de captation**

La figure II.18 compare les profils de température à la sortie des capteurs donnés par le modèle avec les mesures expérimentales.

Les profils de température obtenus en sortie du champ des capteurs sont similaires au profil de température de la plaque absorbante, ceci est dû à l'énergie absorbée par cette dernière qui est transmise au fluide caloporteur. L'augmentation de la température de la plaque entraîne l'augmentation de la température de sortie de l'eau.

On note par ailleurs, que les profils obtenus théoriquement et expérimentalement présentent la même évolution. Les valeurs expérimentales sont relativement proches des prédictions théoriques (L'écart maximum est inférieur à 13 °C).

Le modèle donne en outre, sur tout le profil journalier, des températures plus élevées que celles déterminées expérimentalement. Cet écart est dû certainement

aux approximations qui ont été faites lors du traitement mathématique du système. Le problème de l'isolation des thermocouples a aussi contribué à cet écart.

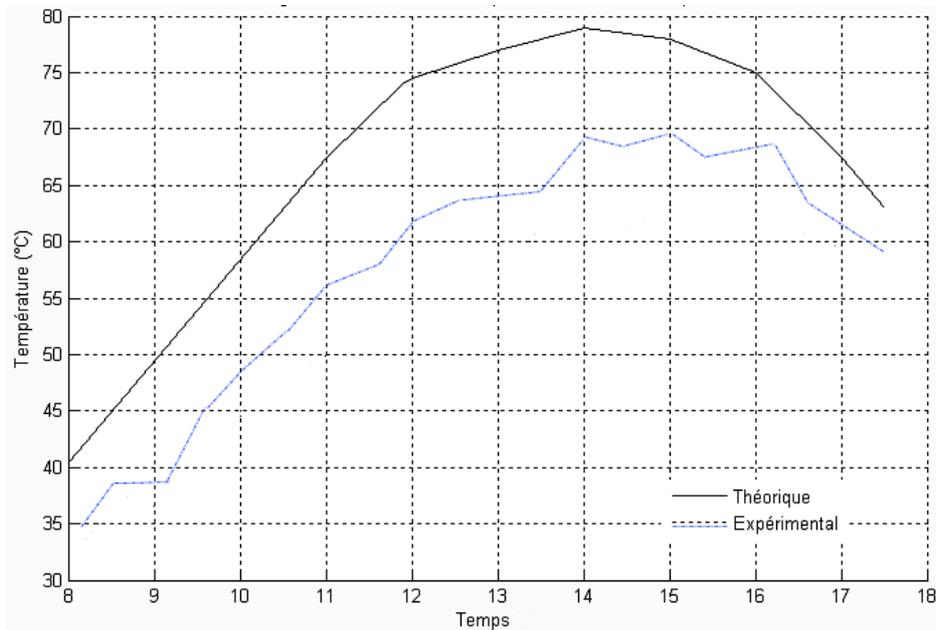


Fig. II.18 Profils des températures à la sortie des capteurs.

La même constatation est faite pour les profils théoriques et expérimentaux des températures à l'entrée des capteurs (figure II.19), avec toutefois ici une meilleure concordance entre les températures calculées et mesurées. Les températures à l'entrée du capteur accusent des valeurs qui sont relativement élevées. Ceci peut être du, soit au débit du fluide caloporteur qui est élevé, soit à une faible performance de l'échangeur.

L'examen de la figure II.20 montre que la différence de température existant entre la température à l'entrée et à la sortie des capteurs telle que calculée par le modèle peut dépasser les 30 degrés Celcius en milieu de journée.

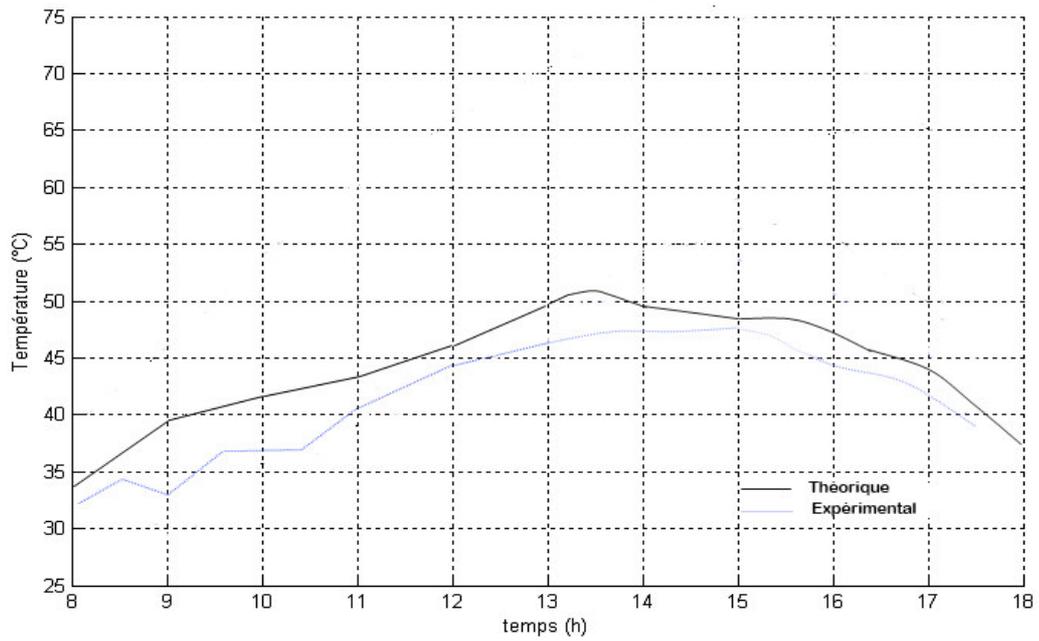


Fig. II.19 Profil des températures à l'entrée des capteurs

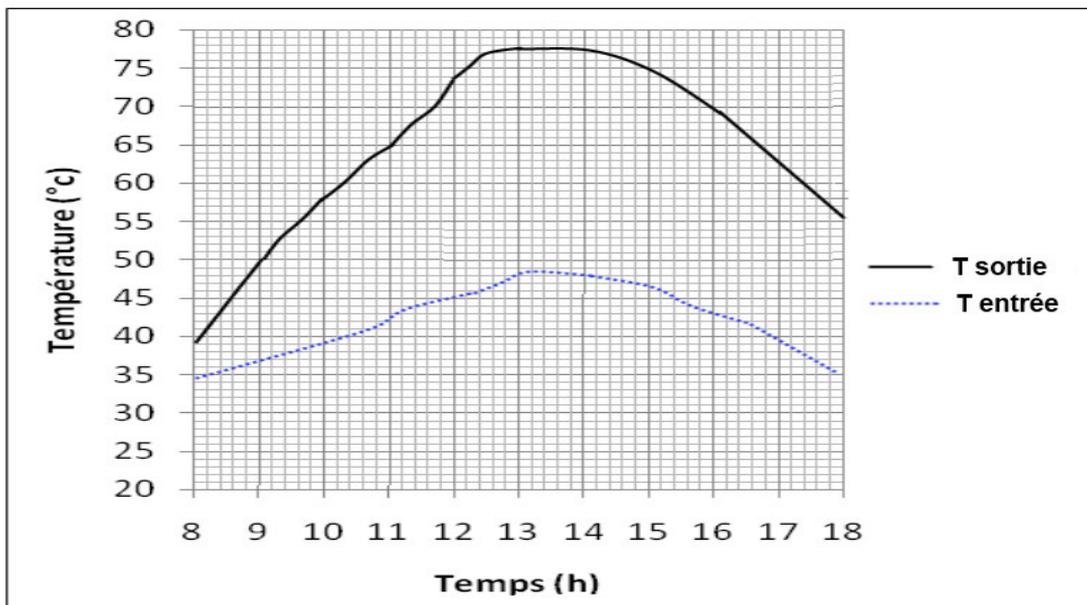


Fig. II.20 Profils des températures à l'entrée et sortie des capteurs, obtenues par le modèle

### **II.4.3.2 Le ballon de stockage solaire**

Les figures II.21 à II.25 représentent les évolutions de la température de l'eau dans les cinq zones obtenues par simulation.

On remarque que dans les figures II.21 à II.24, les températures évoluent de manière similaire avec un faible écart entre les valeurs calculées et les mesures expérimentales. Par contre dans la figure II.25, l'écart est relativement plus important, ceci est du, d'une part à l'isolation thermique du fond de la cuve de stockage, et d'autre part à la disposition des thermocouples.

L'évolution de la température de chaque zone présente deux phases importantes :

**Phase 1** : allant de 9 heures à 16 heures, où l'éclairement global dans cette période est assez grand pour faire augmenter la température à l'intérieur de la cuve. La courbe présente une pente ascendante ce qui explique que le gain d'énergie est important.

**Phase 2** : allant de 16 heures à 20 heures, phase de relaxation de la cuve, le système étant à l'arrêt et la température est relativement élevée dans chaque zone. Le stockage de la chaleur est correct, la température reste stable et les pertes thermiques vers l'extérieur ne sont pas importantes.

Au niveau du serpentin (zone 4), les températures sont relativement plus élevés.

On constate, également, que la stratification dans les zones supérieures a lieu normalement.

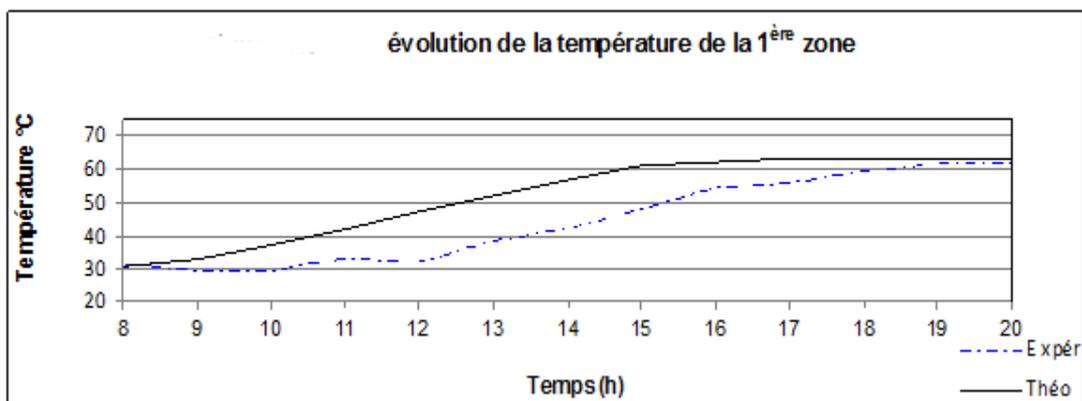


Fig. II.21 Evolution de la température dans la 1ère zone du ballon

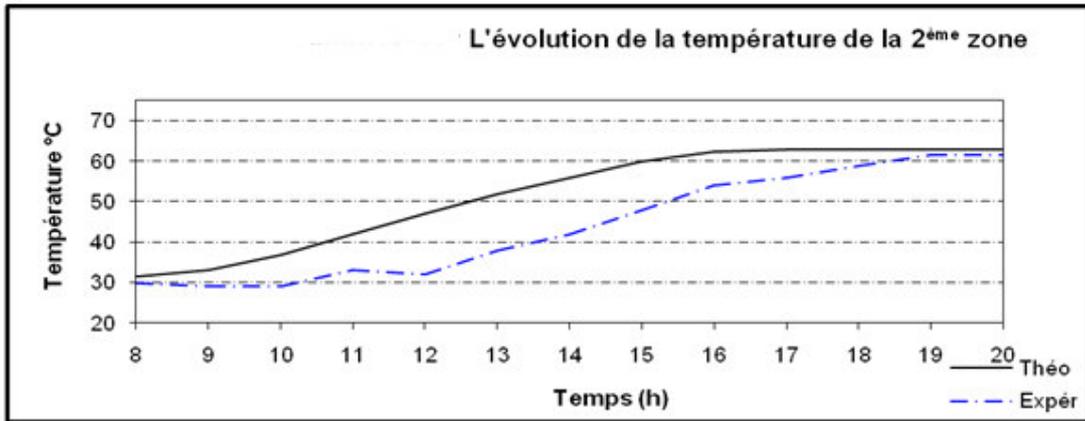


Fig. II.22 Evolution de la température dans la 2ème zone du ballon

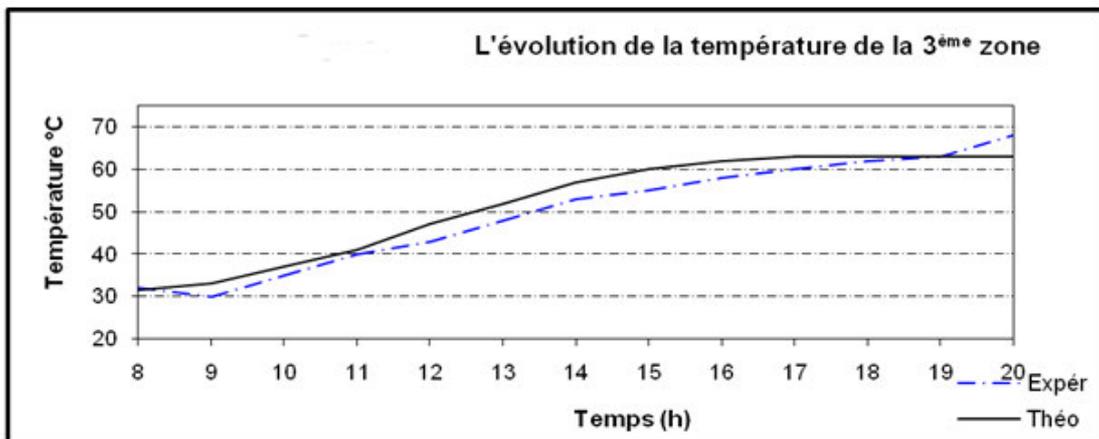


Fig. II.23 Evolution de la température dans la 3ème zone du ballon

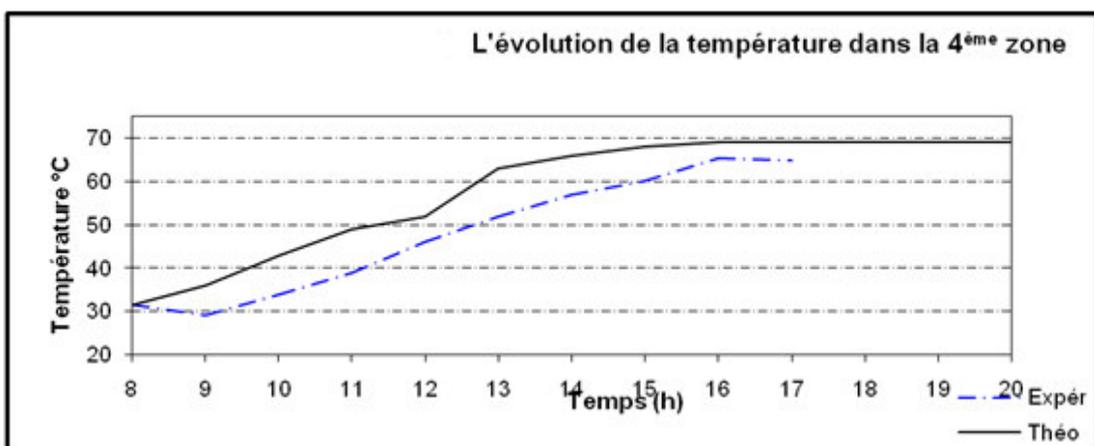


Fig. II.24 Evolution de la température dans la 4ème zone du ballon

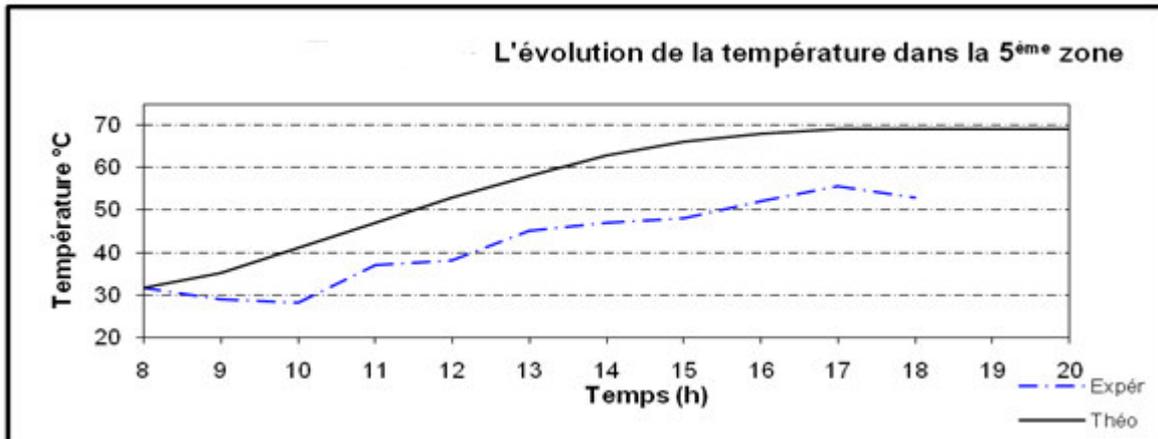


Fig. II.25 Evolution de la température dans la 5ème zone du ballon

## II.5 Conclusion

Une analyse précise et détaillée d'un capteur solaire est relativement compliquée en raison des nombreux facteurs impliqués. En formulant pas à pas les équations des différents flux de chaleur qui interviennent dans un capteur, on a élaboré un modèle qui décrit de manière acceptable les phénomènes d'optique et d'échange thermiques qui ont lieu dans le capteur et l'absorbeur. Dans le processus de validation, les profils de températures théoriques et expérimentaux ont été comparés.

Le ballon de stockage est également un maillon important dans une installation solaire. Comme dans le cas des capteurs, il est possible de réaliser une étude de son comportement thermique. Nous nous sommes intéressés à l'évolution du profil de température à l'intérieur du ballon. Les équations qui caractérisent le transfert de chaleur dans la cuve de stockage sont difficiles à résoudre sans hypothèses simplificatrices importantes. Les résultats obtenus montrent que les températures évoluent de manière similaire avec un faible écart entre les valeurs calculées et les mesures expérimentales.

## III- DIMENSIONNEMENT ET SIMULATION DE L'INSTALLATION ETUDIÉE

### III.1 Introduction

Un dimensionnement cohérent et performant d'un système de production solaire d'ECS consiste à atteindre un taux de couverture des besoins de 40 à 70 % et une productivité de 400 à 600 kWh/m<sup>2</sup>.an

La méthodologie adoptée pour le dimensionnement de l'installation étudiée repose sur:

- Le recueil les données nécessaires.
- La définition des principes de fonctionnement de l'installation
- Le prédimensionnement des composants principaux.
- la simulation et l'optimisation du dimensionnement des composants solaires

Le schéma présenté en figure III.1 illustre les étapes principales du processus de dimensionnement-simulation que nous avons réalisé

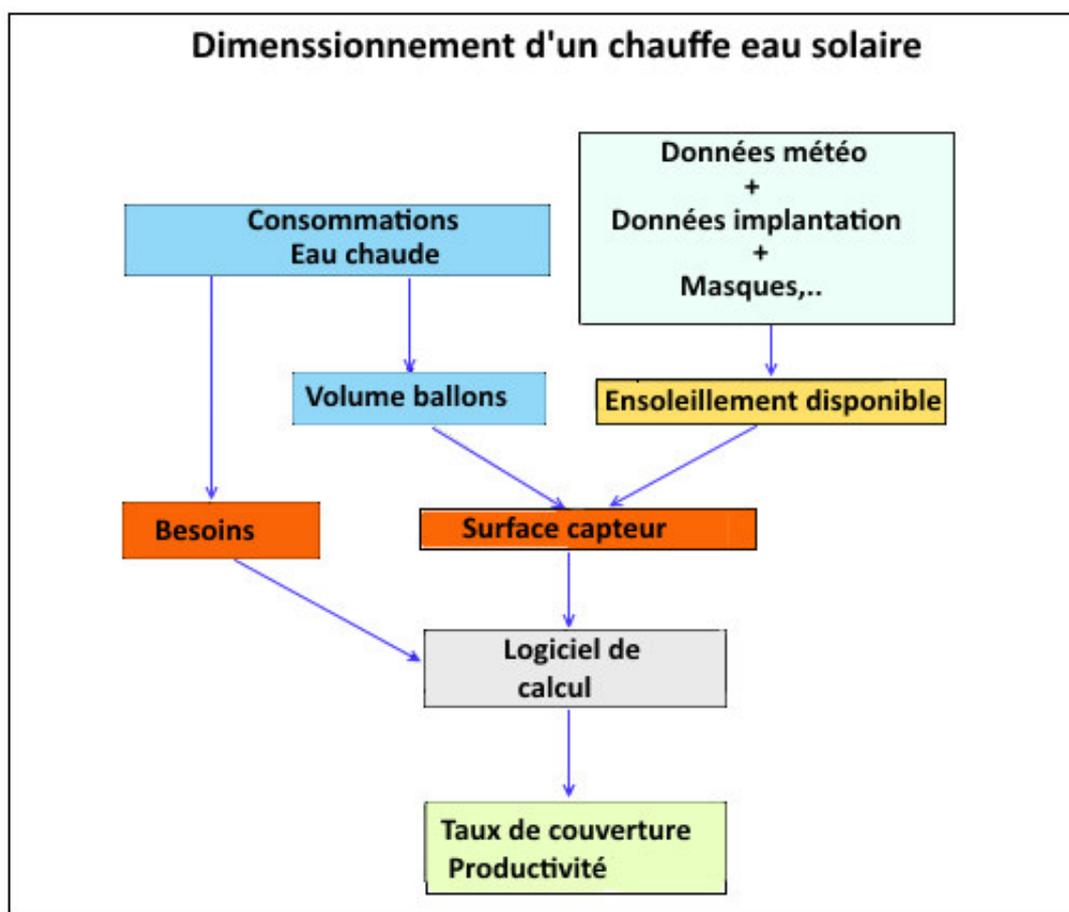


Fig. III.1 Méthodologie suivie pour le dimensionnement de l'installation

### III.2 Dimensionnement et schéma hydraulique de l'installation

### III.2.1 Dimensionnement des principaux composants de l'installation

Les principales données nécessaires au dimensionnement sont:

- **La consommation journalière d'ECS à la température de puisage:** Elle est soit estimée à partir d'enquête auprès des utilisateurs, soit mesurée sur une longue période. On tient compte du profil mensuel de consommation car en été l'eau chaude est moins utilisée.  
Pour notre cas, la consommation est fixée à 600 L/jour.
- **Le volume des ballons solaires:** Le volume de stockage  $V_{st}$  (L/j.) doit suffire pour les besoins journaliers. Il est donné par la relation  $V_{st} = V_j \pm 50\%$ .  
Avec  $V_j$  = volume d'ECS moyen consommé par jour sur toute la période de fonctionnement, soit du volume d'ECS moyen consommé par jour en été s'il est supérieur.
- **La surface de capteurs:** Sur la base de la consommation journalière en eau chaude  $V_j$ , on calcule la surface du champ des capteurs  $A$  en tenant compte du ratio  $V_j / A = 50 \text{ L/m}^2$  [67].
- **L'inclinaison des capteurs:** Elle est, dans le cas d'une consommation régulière (sans interruption saisonnière), prise comme égale à la latitude du lieu qui est  $36^\circ 7'$  N pour la ville d'Alger
- **Le rayonnement solaire:** Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire incident sont prises sur la base de données du CDER. Sur site le rayonnement solaire est également mesuré à l'aide d'un pyranomètre.
- **Type d'installation:** S'agissant d'une petite installation collective, nous avons opté pour un système à circulation forcée avec échangeur de chaleur externe et appoint électrique

### III.2.2 Schéma hydraulique de l'installation

L'installation qui se compose du CES collectif et d'une unité de télésurveillance pour le contrôle du fonctionnement et des performances énergétiques du système a été installée à Alger. C'est un système à circulation forcée avec un circuit solaire primaire où le fluide caloporteur (eau à 40% de propylène glycol) transmet la chaleur absorbée à l'eau dans le réservoir de stockage et un circuit secondaire de l'eau chaude.

Le CES est doté de 6 capteurs plans vitrés d'une surface de 2 m<sup>2</sup> chacun et disposés en configuration mixte "série-parallèle" sur une seule rangée, d'un échangeur de chaleur à plaques externe, de deux réservoirs de stockage solaire (en acier avec une isolation en polyuréthane de 4 mm d'épaisseur) d'un volume de 300 L chacun, d'un stockage d'appoint de 200 L, de deux pompes de circulation (pompe primaire et pompe secondaire) et d'un compteur volumétrique à impulsions installé sur l'arrivée de l'eau froide. Afin de collecter et fournir de la chaleur de manière efficace, un système à double régulation différentielle contrôle le circuit primaire et le circuit secondaire.

L'installation est également pourvue d'un vase d'expansion en tant que protection contre d'éventuelles surchauffes. L'énergie d'appoint est assurée par une résistance électrique d'une puissance de 18 KW.

Dans notre configuration, les ballons sont montés en série. Le montage des ballons en parallèle est déconseillé en raison d'un fort risque de passage préférentiel et donc de non utilisation réelle d'une partie du stockage.

Le ballon solaire de droite est alimenté en eau froide et le ballon de gauche est le plus chaud. L'appoint est positionné en aval du ballon solaire et vient compléter l'apport calorifique si nécessaire. Il n'y a pas de clapet anti-retour entre les deux ballons.

Le stockage se fait d'abord dans le ballon solaire de gauche alors que l'arrivée d'eau froide se fait sur le second ballon. Le circulateur du circuit secondaire sanitaire est asservi à celui du primaire solaire avec une temporisation afin de permettre une homogénéisation des températures dans le circuit primaire, avant le transfert au circuit secondaire.

Nous illustrons en figure III.2 le schéma hydraulique de l'installation étudiée.

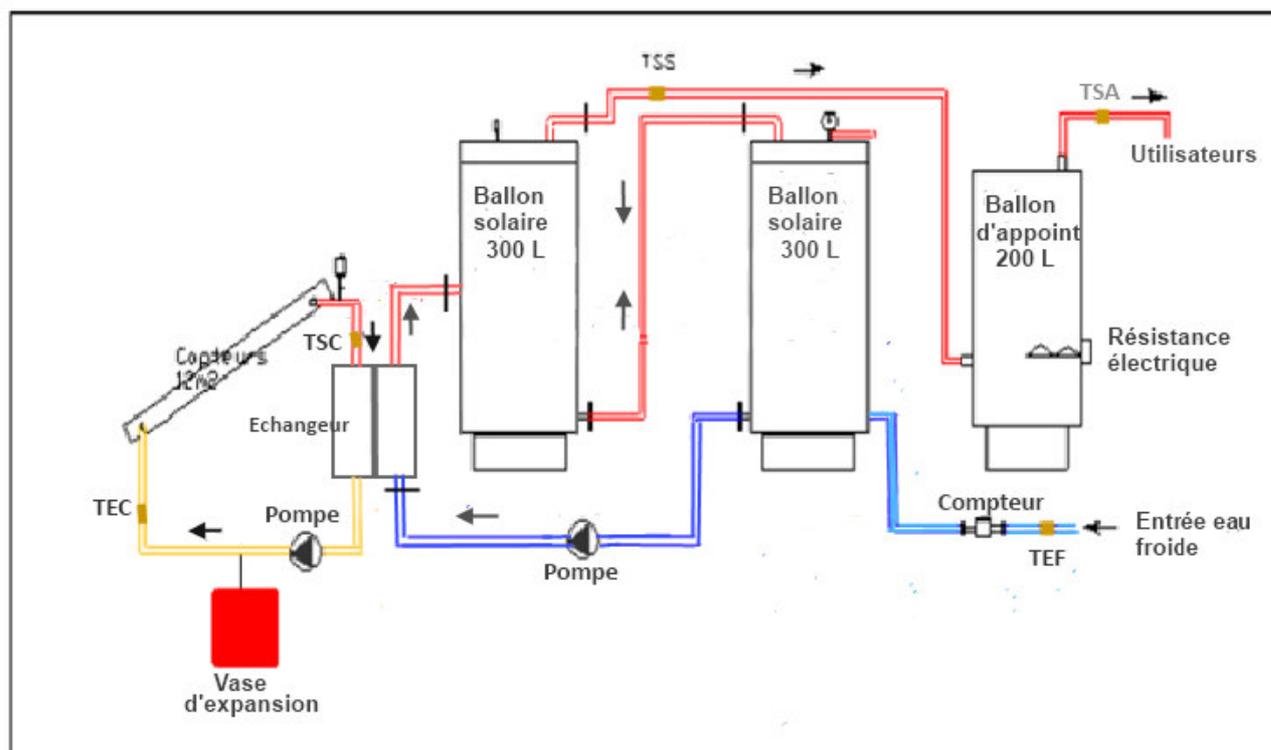


Fig. III.2 Schéma hydraulique de l'installation

### III. 3 Simulation de l'installation

La simulation permet d'avoir un dimensionnement précis des performances de l'installation. Des « entrées » cohérentes et basées sur des données techniques réelles (de terrain) sont indispensables à la réalisation de simulations pertinentes.

Le fonctionnement réel d'une installation inclut cependant des phénomènes aléatoires non simulables (coupure de courant, etc.).

Comme outil de calcul, nous avons utilisé le logiciel Solo 2000. Ce logiciel, développé par le Centre Français Scientifique et Technique du Bâtiment (CFSTB) est un outil de calcul simplifié [68]. Contrairement aux outils de simulation détaillés tels que TRNSYS où on utilise des pas de calcul variant de 1 minute à 1 heure, le logiciel Solo prend en entrée uniquement les données mensuelles moyennes. Il présente l'avantage de pouvoir facilement évaluer les performances mensuelles moyennes d'énergie et a été utilisé avec succès dans les études portant sur la garantie des résultats solaires [23].

Les indicateurs de performances énergétiques calculés par le logiciel sont:

- Le taux de couverture solaire qui indique le pourcentage annuel d'énergie nécessaire à la production d'ECS pouvant être couvert par l'installation solaire. Il est donné par le rapport: Production solaire utile / Besoins en énergie thermique
- La productivité (en énergie utile): C'est la production annuelle d'énergie solaire ramenée au m<sup>2</sup> de capteurs installés (kWh/m<sup>2</sup>.an).

Les données utilisées pour la simulation de l'installation solaire sont résumées en tableau II.1. Les caractéristiques techniques des capteurs sont le coefficient des gains B et le coefficient des pertes K (tableau III.1).

Tab. III.1 Caractéristiques de l'installation étudiée

Capteurs		Stockage	
<b>Type de capteur</b>	Plan vitré	<b>Localisation</b>	Extérieur
<b>Montage</b>	Sur terrasse	<b>Type d'installation</b>	Circuit forcé, échangeur de chaleur externe
<b>Surface</b>	12 m <sup>2</sup>		
<b>Inclination à l'horizontale</b>	36.7° N	<b>Volume total de stockage et appoint</b>	800 litres
<b>Azimuth</b>	0° Sud	<b>Temperature eau chaude</b>	50 °C
<b>Coefficient B</b>	0.76	<b>Constante de refroidissement</b>	0.1911 Wh/L.j.°C
<b>Coefficient K</b>	4.34 W/m <sup>2</sup> °C		

L'évolution mensuelle de la température ambiante journalière et la température de l'eau froide est illustrée en figure III.3.

La température d'eau froide moyenne varie de 14,2 °C en janvier à 21,2 °C en août. La température ambiante est comprise entre 11,1 °C à 25,2 °C. Les températures moyennes

annuelles sont 17,43 °C et 17,37 °C respectivement pour l'air ambiant et l'eau froide. Le graphe de la température de l'eau en fonction de la température ambiante donne une très bonne corrélation linéaire ( $R^2 = 0,999$ ). En l'absence de mesure, nous pouvons évaluer, avec une grande approximation, la température moyenne de l'eau froide à partir de la température ambiante à l'aide de la relation linéaire présentée en figure III.4.

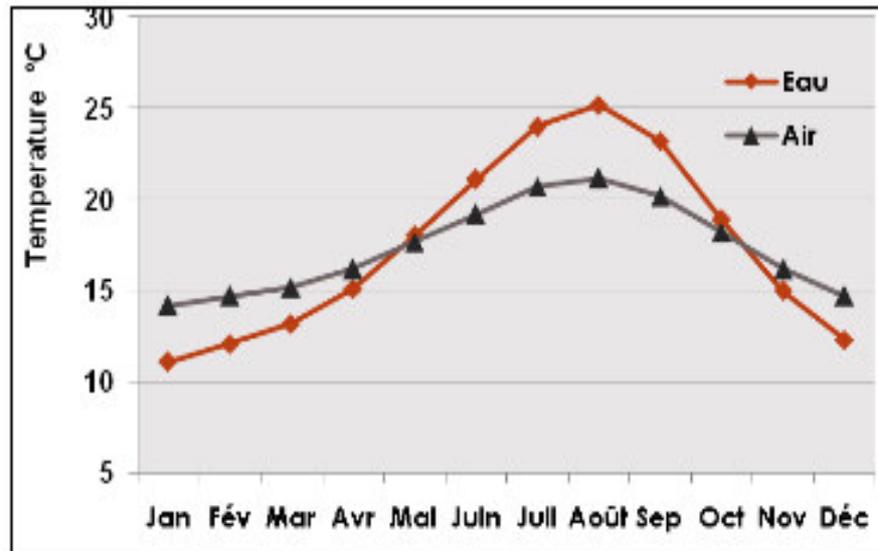


Fig. III.3 Evolution mensuelle de la température de l'eau et de l'air

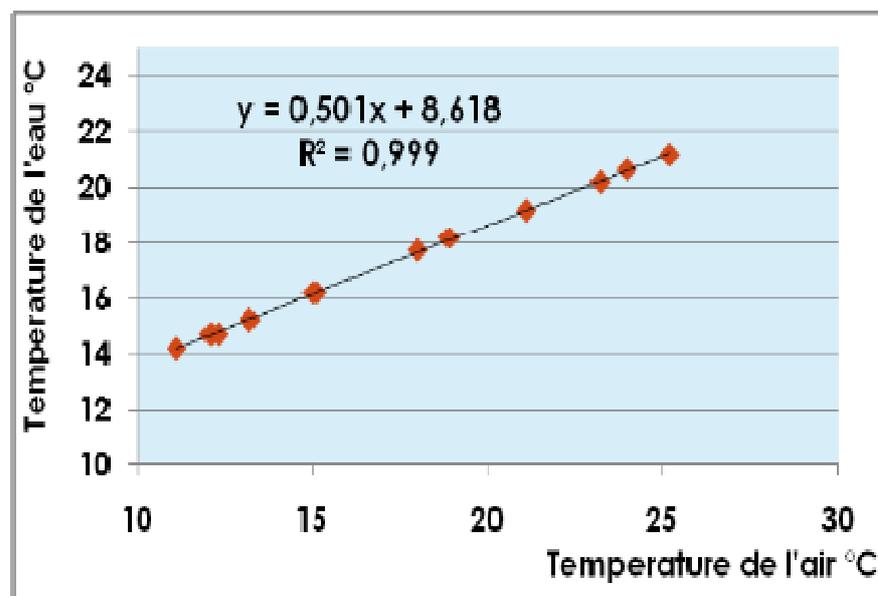


Fig. III.4 Evolution de la température moyenne de l'eau en fonction de celle de l'air

Comme illustré en figure III.5, les résultats de la simulation montrent que le rayonnement solaire incident s'élève à 2790 Wh/m<sup>2</sup>.jour en hiver et atteint 6170 Wh / m<sup>2</sup>.jour en été. Le taux de couverture solaire correspondant présente un minimum de 48% en décembre et atteint un maximum de 98% pendant les mois d'été, juillet et août (figure III.6).

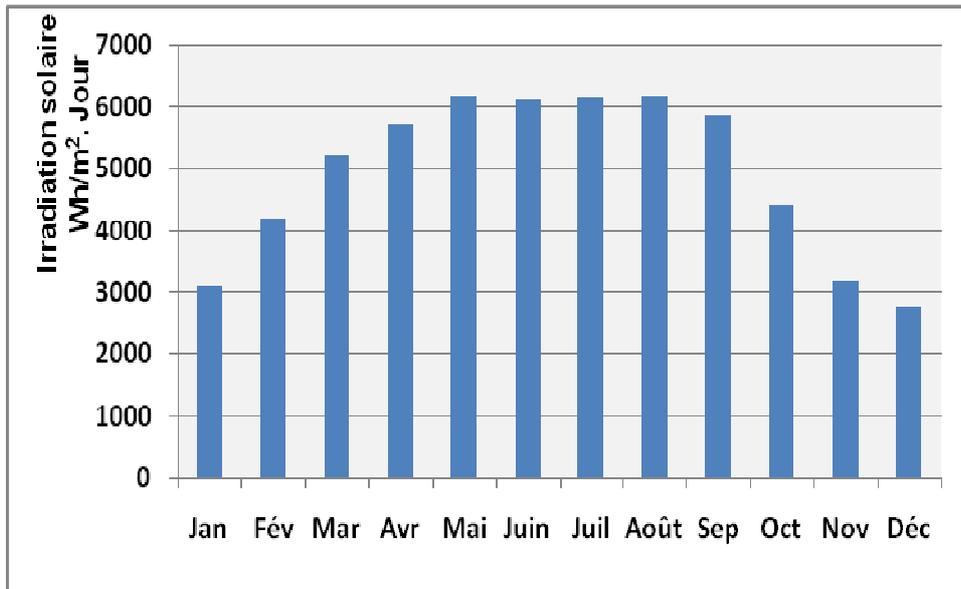


Fig. III.5 Evolution mensuelle de l'irradiance solaire journalière arrivant sur les capteurs

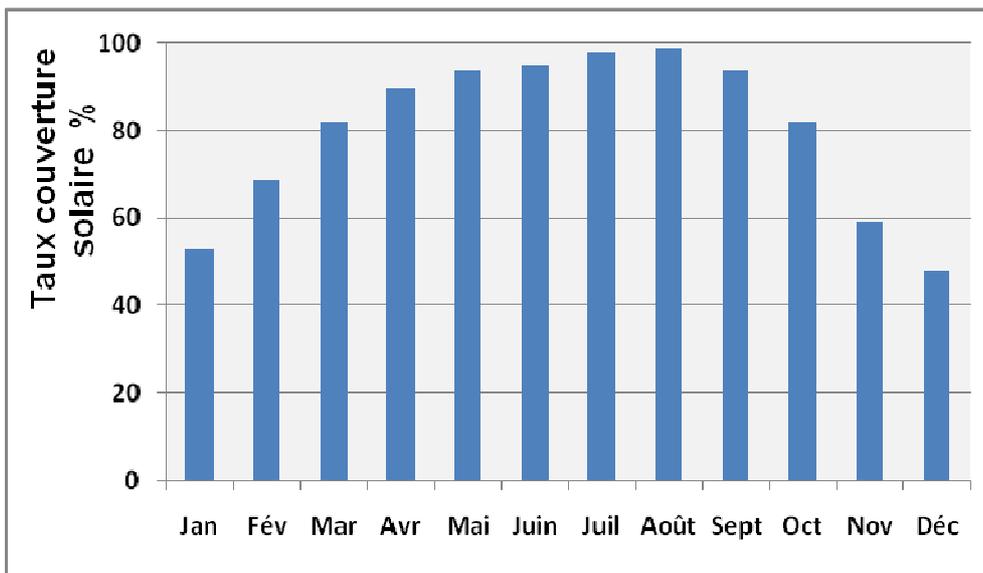


Fig. III.6 Taux de couverture solaire (moyenne mensuelle)

La variation mensuelle du gain solaire est illustrée en figure III.7. Le faible gain solaire enregistré pour le mois d'août est liée à la période des congés où la consommation en ECS est relativement réduite.

Les valeurs annuelles ainsi calculés du taux de couverture solaire, du rendement solaire et la productivité sont résumées dans le tableau III.2.

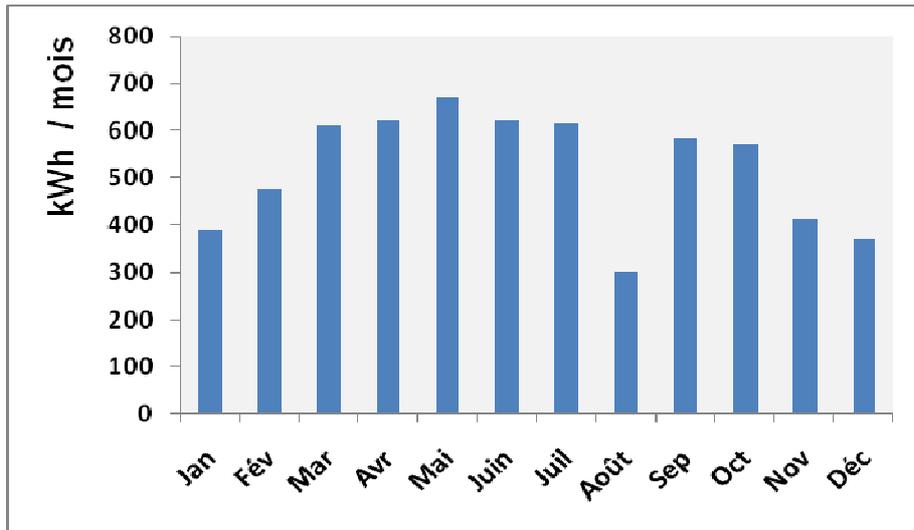


Fig. III.7 Evolution des apports solaires mensuels

Tabl. III.2 Résultats de la simulation du CES collectif étudié

<b>Taux couverture solaire</b>	79.5%	<b>Apport solaire annuel</b>	6277.5 KWh/an
<b>Besoins annuels</b>	7896 KWh/an	<b>Productivité annuel</b>	523.13 KWh/m <sup>2</sup> .an

La simulation donne un taux de couverture solaire moyen de 79,5%. Le gain solaire s'élève à 6277,5 kWh / an pour un besoin annuel d'environ 7896 kWh. La productivité solaire qui en résulte est d'environ 523 kWh/m<sup>2</sup>.an. Dans l'ensemble, les résultats du dimensionnement et des performances énergétiques sont très satisfaisants. Nous obtenons, pour les conditions climatiques d'Alger, un taux de couverture solaire très élevé et une très bonne productivité annuelle. On admet en général que le système solaire est correctement dimensionné, et se justifie s'il arrive à satisfaire 40 à 70 % des

besoins. Avec une telle installation le fabricant peut théoriquement garantir les résultats solaires. Il faut cependant veiller à ce que, sur une période de fonctionnement de plusieurs années, les performances énergétiques calculées soient respectées dans la pratique. C'est précisément dans ce domaine que la télésurveillance peut apporter une contribution significative.

### **III.4 Conclusion**

Dans le dimensionnement d'une installation solaire, il est important de mesurer ou d'estimer correctement les besoins en consommation d'eau chaude. Dans notre cas, la simulation montre que l'installation est bien dimensionnée. Elle produit un maximum d'énergie solaire pouvant couvrir environ 80% des besoins énergétiques. Avec une telle installation le fabricant peut théoriquement garantir les résultats solaires.

## **IV. CONTROLE A DISTANCE DE L'INSTALLATION DU CHAUFFE EAU SOLAIRE COLLECTIF ETUDIE**

### **IV.1 Introduction**

Le contrôle à distance ou télésurveillance d'une installation est une technique qui est de plus en plus appliquée dans le suivi du fonctionnement des chauffe eau solaires collectifs et le contrôle de leurs performances énergétiques. La nécessité d'un contrôle s'explique par le fait que dans l'installation solaire, le dysfonctionnement n'est pas visible car grâce à l'appoint, l'énergie est toujours disponible. Ce contrôle à distance permet par ailleurs, lorsque les fabricants garantissent les performances de leur produit, de vérifier leur conformité avec celles observées réellement sur le terrain sur une durée de plusieurs années.

Enfin, la garantie des performances solaires est appelée à jouer un grand rôle dans le cadre de la mise en place des certificats d'économie d'énergies. La télésurveillance ou contrôle à distance est ainsi une des seules techniques capables de démontrer à posteriori les économies réellement générées.

### **IV.2 Description d'une installation de production d'eau chaude solaire contrôlée à distance**

Une installation collective de production d'eau chaude solaire qui est équipée d'un système de contrôle à distance est constituée généralement de:

- Un champ de capteurs dimensionnés selon les besoins en eau chaude
- Un échangeur de chaleur dimensionné selon le champ de capteurs
- Un ballon de stockage solaire dimensionné suivant la surface de captation
- Un ballon d'appoint placé en série et en aval du ballon solaire
- Des circulateurs pour les circuits primaire et secondaire
- Un système de régulation différentielle
- Un appoint utilisant une énergie disponible à tout moment (électrique, gaz, etc.)
- Des accessoires hydrauliques tels que vannes, clapet anti retour, mitigeur, etc.
- Un poste local (centrale de mesure)
- Un poste centrale
- Alarmes
- Réseau téléphonique

- Imprimante
- Des appareils de mesure.

Les principaux appareils de mesure sont:

- a) Un compteur volumétrique à impulsions installé sur l'alimentation en eau froide du ballon solaire
- b) Des sondes de température installées sur:
  - L'alimentation en eau froide du ballon solaire
  - La sortie eau chaude du ballon solaire
  - La sortie du ballon d'appoint
  - L'entrée de l'échangeur
- c) Des compteurs électriques pour la mesure de l'énergie électrique lorsqu'il s'agit d'appareillages (moteur, pompes, etc.)

### **IV.3 Mesures possibles**

#### **IV.3.1 L'irradiation solaire**

La mesure de l'irradiation solaire doit être prise dans le champ des capteurs ou à l'horizontale. En l'absence de station météo dans le voisinage, la mesure se fait par un solarimètre ou un pyranomètre. Dans le cas d'un pyranomètre, il faut placer un intégrateur qui transforme la tension variable en impulsions dont le nombre sera directement proportionnel au rayonnement global reçu par unité de temps. Cet intégrateur jouera, de plus, de rôle d'amplificateur car les impulsions pourront sans difficultés être transmises par des câbles ordinaires ou de grandes longueurs.

#### **IV.3.2 Débit d'eau chaude**

La consommation d'eau chaude a une influence considérable sur la production énergétique de l'installation mais les compteurs pour eau chaude sont plus chers que ceux réservés à l'eau froide, pour cela il suffira souvent de mesurer la quantité d'eau froide entrante dans le ballon solaire sachant que cette quantité est constante d'un bout à l'autre de l'installation. Le compteur d'eau doit être impérativement placé juste à l'entrée du ballon de stockage solaire de manière à ne pas mesurer les circulations supplémentaires dues aux bouclages de distribution et au mitigeur qui créent un apport d'eau froide. Ces compteurs sont munis d'un émetteur d'impulsions qui fermerabrièvement un contact électrique à chaque passage de l'unité de volume

voulue (1, 10, 100, etc.) et selon la précision désirée. Les impulsions électriques seront comptabilisées par le télécontrôleur.

### **IV.3.3 L'énergie solaire utile**

L'énergie solaire utile peut être calculée à partir du débit volumique et des écarts de température entre l'entrée du ballon de stockage solaire et sa sortie selon la relation suivante :

$$E_{su} = Q C_p (T_{ss} - T_{ef}) / k \quad (80)$$

Avec :  $E_{su}$  : Energie solaire utile sur l'intervalle de temps  $t$  (kW/h)

$Q$  : Volume de fude circulant durant le même intervalle de temps  $t$  (litres)

$C_p$  : Capacité calorifique du fluide (kcal / litre °C)

$T_{ss}$  : température du fluide à la sortie du ballon solaire (°C)

$T_{ef}$  : Température du fluide à l'entrée (°C)

$k$  : Constante = 860

### **IV.3.4 Energie d'appoint**

L'énergie d'appoint est calculée par la même voie que l'énergie solaire, quelque soit l'énergie employée.

$$E_{ap.} = Q C_p (T_{sa} - T_{ss}) / k \quad (81)$$

Avec :  $E_{ap.}$  : Energie d'appoint sur l'intervalle de temps  $t$  (kWh)

$Q$  : Volume de fude circulant durant le même intervalle de temps  $t$  (litres)

$T_{ss}$  : température du fluide à la sortie du ballon solaire (°C)

$T_{sa}$  : Température du fluide à la sortie du ballon d'appoint (°C)

### **IV.3.5 Energies électriques**

Les différentes consommations d'énergie électrique (résistances, moteurs, pompes, etc.) sont mesurées à l'aide de compteurs munis d'émetteur d'impulsions. Ces derniers peuvent être à contacts secs, similaires à ceux des compteurs d'eau. Les valeurs d'impulsion sont indiquées par le fabricant.

L'énergie électrique dissipée est calculée comme suit:

$$E_{élc.} = P t / f \quad (82)$$

Avec:  $E_{élc.}$ : Energie totale dissipée dans un intervalle de temps  $t$  (kWh)

$P$  : Puissance totale nominale de la résistance électrique (kW)

$t$  : Durée de fonctionnement de la résistance (heure)

$f$  : Rendement de conversion = 98% dans le cas de résistances noyées pour tenir compte des pertes par câbles électriques et branchements.

### **IV.3.6 Bilans et rendements globaux**

Les bilans font apparaître les flux totaux d'énergie dans l'installation. Le rapport de l'énergie utile (en sortie du système) à la totalité de l'énergie entrante (solaire, appoint et auxiliaire). On indique également le taux de couverture qui représente la part de la production solaire dans les besoins thermiques: Solaire / (solaire +appoint). Ces bilans peuvent être établis sur la périodicité de fonctionnement de l'installation et peuvent être réalisés directement sur la centrale d'acquisition ou au niveau du PC.

## **IV.4 La centrale de mesure**

### **IV.4.1 Rôle et description de la centrale de mesure**

La centrale de mesure est une unité locale intelligente qui se présente dans un boîtier de dimension (200mm x73mmx118mm) fixée à proximité de l'installation à surveiller. Elle est raccordée aux capteurs (sondes de température, solarimètre, compteurs, contacts,..) et à une ligne téléphonique classique. Son modem intégré communique à 1200 bits/sec. L'unité locale mesure en permanence avec une période de scrutation de 15 secondes les paramètres suivants:

- L'ensoleillement (Entrée 0- 1 V)
- Les températures à différents points du circuit (Entrée Pt 1000  $\Omega$ ):
  - Température eau froide (Tef)
  - Température sortie ballon de stockage solaire (Tss)
  - Température entrée échangeur (circuit primaire (Tee)
  - Température sortie ballon appoint (Tap)
- Les débits du circuit solaire et du débit d'appoint (par comptage d'impulsions).

Par ailleurs, une entrée analogiques et 3 entrées logiques (ou comptage) restent disponibles et pouvant être configurées selon les besoins de l'utilisateur.

A partir des mesures effectuées, la centrale locale traite les signaux des capteurs pour les convertir en informations directement utilisables.

- La centrale calcule ainsi:
  - a) Le cumul journalier de l'ensoleillement
  - b) Les valeurs moyennes de température sur une période de 10 mn
  - c) Les consommations en valeurs moyennes sur 10 mn et journalières

d) L'énergie solaire utile, l'énergie d'appoint, le taux de couverture en cumuls journaliers.

- La centrale stocke en mémoire l'historique de toutes ces informations pendant 3 jours pour les valeurs moyennes sur 10 mn et, pendant 12 jours pour les cumuls journaliers
- Les historiques peuvent être exploités sous forme graphique et visualisés sur PC.

La communication avec l'unité centrale se fait en local ou à distance.

Son Modem intégré nous permet de le consulter à toute heure. Il est aussi possible de transférer automatiquement les fichiers de données de l'unité locale sur un poste central constitué par un micro-ordinateur, grâce à une procédure intégrée à son logiciel. Si l'unité détecte des anomalies de fonctionnement, elle déclenche une alerte sur le réseau téléphonique afin de prévenir la ou les personnes chargées du suivi et de la maintenance de l'installation.

En cas de défaillance de l'alimentation électrique, l'unité peut conserver les données grâce à deux piles, l'une de sauvegarde de fichiers des données enregistrées ainsi que les différents programme et paramétrage, et l'autre assurant la continuité du fonctionnement de la centrale pendant 20 mn environ après avoir lancé une alarme.

La figure IV.1 présente un schéma d'une installation solaire de production d'eau chaude équipée d'un dispositif de commande à distance avec centrale de mesure et poste central.

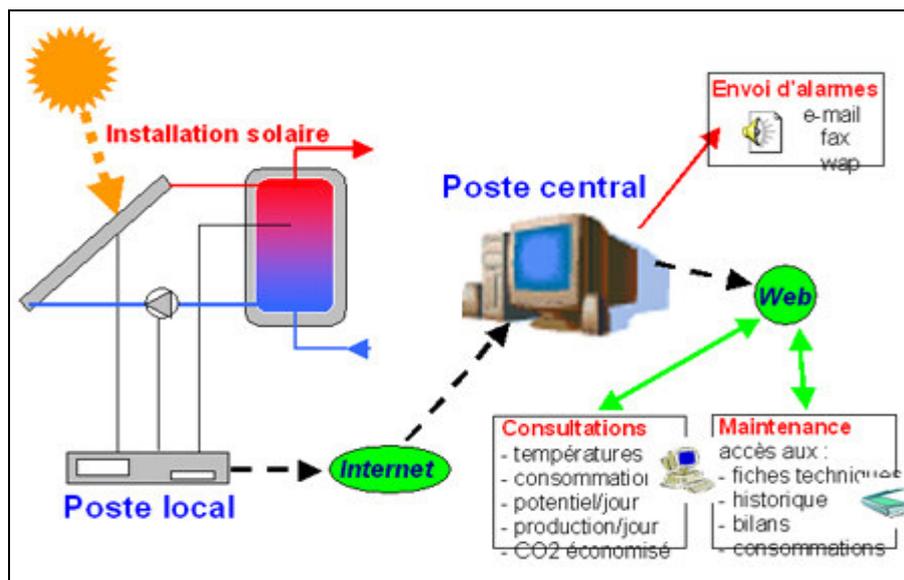


Fig. IV.1 Installation solaire de production d'eau chaude avec commande à distance

La figure IV.2 présente la centrale de mesure Riomed-Phenix de Napac de la firme Schneider Electric que nous avons installée sur le système de production d'eau chaude solaire collective que nous avons étudié. Cette centrale fournit une représentation visuelle de l'installation solaire avec des informations en temps réel sur son fonctionnement.

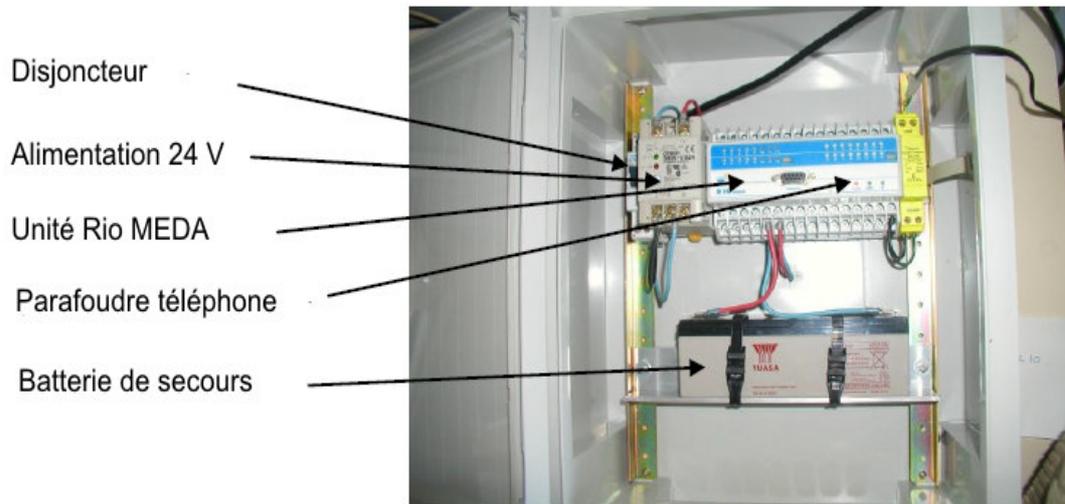


Fig. IV.2 La centrale de mesure RIOMED de Phénix

#### IV.4.2 Caractéristiques techniques

a) Entrées logiques: 5 voies TOR (tout ou rien).

- Contacts secs auto-alimentés (13 V) et opto-isolés (Etat des circulateurs, des vannes motorisées, de l'appoint).
- Comptage jusqu'à 100 Hz (compteur: volumétrique et électrique)

b) Entrées mesures: 6 voies ANA (analogique)

- Une entrée 0 - 1 V (ensoleillement),
- Une entrée 0 - 10 (à la disposition de l'utilisateur)
- Quatre entrées Pt 1000, 100  $\Omega$  (capteurs de température)

Autres caractéristiques:

- Logiciel d'interrogation automatique microordinateur compatible PC
- Microcontrôleur 8 bits Siemens SAB 80515
- Convertisseur A / N 12 bits
- EPROM 60 Ko contenant les paramétrages et programme de sauvegarde.
- Ram de 32 Ko (capacité maximum des fichiers de données)

- Modem numéroteur 1200 / 75 bauds
- Sortie série informatique opto-isolée
  - Alimentation 220 V mono (secours de fonctionnement de 20 mn par batterie interne)
- Température ambiante d'utilisation -15 à 50 °C
- Deux sorties logiques TOR

### **IV.5 Programmation de l'unité de contrôle à distance**

La programmation de l'unité se fait par un logiciel d'exploitation qui gère en continu et de façon quasi simultanée les tâches suivantes qui sont les mesures logiques et analogiques:

- Calcul et transformation du signal
- Communication et dialogue avec l'utilisateur

La connexion de l'unité se fait en local ou à distance, affichant le menu principal dès le raccordement avec le PC.

Les fonctions essentielles programmables de l'unité sont:

- Définition du logo (page d'accueil avec informations diverses concernant le site contrôlé)
- Définition des codes d'accès: une pour la lecture seule et l'autre autorisant la programmation
- Mise à l'heure de l'horloge
- Paramétrage des voies de mesure:
  1. Attribution d'un numéro d'ordre et d'un nom à chaque capteur raccordé
  2. Définition du type de capteur et étalonnage
  3. Définition des seuils d'alarmes éventuels
- Paramétrage des voies d'action:
  1. Attribution d'un numéro d'ordre et d'un nom à chaque actionneur raccordé
  2. Définition du type et du mode d'action
- Définition des voies de calcul:
  1. Attribution d'un numéro d'ordre et d'un nom à chaque calcul
  2. Définition des facteurs de conversion et des seuils d'alarme éventuels
- Définition des voies d'alarme:
  1. Attribution d'un numéro d'ordre et d'un nom à chaque voie

2. Définition de la fonction:

- a) Stockage et/ou impression des évènements
  - b) Commande des voies d'action
  - c) Appels téléphoniques
- Définition des numéros d'appels téléphoniques utilisés par les alarmes
  - Définition de l'acquisition: périodicité de la scrutation, choix des voies actives
  - Paramétrage des fichiers de stockage des données mesurées, calculées et des alarmes

Toute cette programmation est réalisée localement, mais elle peut l'être à distance via le réseau téléphonique. Les centrales sont en général préprogrammées limitant les ajustements selon le site d'implantation.

## **IV.6 Interrogation de l'unité de contrôle à distance**

### **IV.6.1 Interrogation par microordinateur**

A partir d'un PC, on peut interroger n'importe quel site équipé par l'unité de télésurveillance, pourvu que l'on soit équipé d'un Modem V23 et la connexion de l'unité avec le PC. L'affichage du menu principal donne accès à 4 types de lecture spécifiques: tableau de bord, graphes, alarmes et messages

- Tableau de bord: dans cette rubrique, on peut lire les informations concernant les:
  - Entrées logiques:
    - Etat de la pompe primaire (marche ou arrêt)
    - Etat de la vanne trois voies (ouverte ou fermée)
    - Boucle de recyclage (arrêt ou marche)
  - Entrées analogiques:
    - La température de l'eau froide
    - La température à la sortie du ballon solaire
    - La température à l'entrée de l'échangeur
    - La température à la sortie du ballon d'appoint.
- Les graphes: Dans cette rubrique, on visualise l'évolution des paramètres suivants:
  - L'énergie solaire journalière
  - L'énergie d'appoint journalière
  - La consommation d'eau chaude journalière

- Le taux de couverture journalier
- L'énergie solaire utile chaque 10 mn
- L'énergie d'appoint chaque 10 mn
- La consommation d'eau chaude chaque 10 mn
- Les différentes températures (eau froide Tef, sortie ballon solaire Tss, entrée échangeur Tee, sortie appoint Tsa.)

Pour les quatre premiers paramètres, la durée de mémorisation est de 12 jours, elle est de 3 jours pour les autres.

- Fichier d'alarme: A ce niveau, on peut consulter les 22 derniers événements d'alarmes survenus (dépassement de seuils analogiques, changements d'état logiques, etc.)
- Message: Dans cette rubrique, on peut introduire deux messages lisibles par tous les utilisateurs, tels que:
  1. Message 1: Vérifier le fonctionnement pompe P1 du circuit primaire
  2. Message 2: Vérifier la régulation

#### **IV.6.2 Exemple d'interrogation de l'unité de contrôle à distance**

Si on a plusieurs sites où des installations solaires collectives sont implantées, on sélectionne d'abord les sites qui sont fonctionnels. Grâce au logiciel de communication intégré dans le microordinateur, les sites sont interrogés, l'un après l'autre, par ordre de sélection.

Les différentes étapes de l'interrogation peuvent être résumées comme suit: Le logiciel de communication compose, par le biais du modem, le numéro de téléphone du site correspondant. Dès que la connexion est établie entre les deux modems, un voyant "Connexion" s'allume sur le modem qui appelle (modem du microordinateur); Le modem qui est appelé (unité de télécontrôle) réagit à la sonnerie si elle est assez longue et se place en mode position: il se branche sur la ligne téléphonique et émet sa porteuse (sifflement qu'on entend dans le combiné). Il attend ainsi pendant environ une vingtaine de secondes que le modem appelant (modem du microordinateur) se manifeste, sinon il raccrochera. Le modem appelant, dès qu'il détecte le sifflement, allume le voyant "Porteuse", attend une demi seconde environ, puis envoie à son tour sa porteuse et les deux modems commencent la communication. Le modem de l'unité demande le code confidentiel pour qu'il puisse transmettre ses mesures. A chaque

transmission, deux voyants "EMISSION", "RECEPTION" clignotent sur le modem du PC, indiquant ainsi l'émission et la réception du fichier des mesures. Le protocole de transfert utilisé est le protocole X-MODEM (voir Annexe 1) qui permet la vérification du bon déroulement du transfert.

Après transfert des données de l'unité de télécontrôle vers le PC, le logiciel commande la déconnexion entre les deux modems.

A la fin des interrogations, le logiciel entame la gestion des données reçues (décodage, calculs, etc.) et les organise dans une carte mensuelle qui visualise les performances journalières. Ainsi les résultats réels de l'installation peuvent être comparés aux valeurs prévisionnelles qui sont calculées par le logiciel SOLO que nous avons présenté dans le chapitre précédent sur la simulation de l'installation.

#### **IV.7 Système de régulation de l'installation solaire**

Le rôle du dispositif de régulation est de commander le transfert de l'énergie solaire captée vers le stockage, seulement si la température du fluide caloporteur dans les capteurs est supérieure à celle de l'eau contenue en partie basse du ballon solaire.

Dans les systèmes collectifs, deux éléments, les pompes de circulation et l'appoint électrique, nécessitent un système de régulation. Le rôle du circulateur est de permettre un transfert rapide des calories captées par l'absorbeur vers le réservoir de stockage. L'utilisation de ce circulateur permet d'interrompre le transfert de chaleur lorsque l'eau des capteurs n'est pas plus chaude que celle contenue dans le réservoir. C'est le rôle de la régulation de comparer les deux températures (à la sortie du capteur solaire et dans le réservoir de stockage) et de commander la pompe de circulation. Un régulateur différentiel peut réaliser ces opérations.

Cette régulation doit intégrer un différentiel à l'enclenchement ( $\Delta T1$ ) et à l'arrêt ( $\Delta T2$ ), basé sur le principe de l'hystérésis.

La commande du circulateur dépend alors de deux valeurs ajustables du différentiel :

$\Delta T1$  = valeur ajustable du différentiel d'enclenchement du circulateur

$\Delta T2$  = valeur ajustable du différentiel d'arrêt du circulateur

avec  $\Delta T2 < \Delta T1$ .

Afin de collecter et fournir de la chaleur de manière efficace, nous avons installé un système à double régulation différentielle qui contrôle le circuit primaire et le circuit

secondaire de l'installation solaire dont le schéma hydraulique a été présenté en figure III.2.

Le principe de cette régulation est présenté en figure IV.3. D'après ce schéma, si TSC est la température sortie capteur et TBS la température dans le ballon solaire, la pompe est enclenchée lorsque  $TSC > TBS + \Delta T1$ . Ce qui permet à la circulation du fluide caloporteur de s'établir dans les capteurs.

Par contre, lorsque  $TSC < TSB + \Delta T2$ , la pompe s'arrête et la circulation du fluide caloporteur est interrompue.

Pour éviter des séquences courtes d'arrêt et de démarrage, la commande du régulateur R2 devra être temporisée de manière à laisser l'homogénéisation des températures s'opérer dans le circuit primaire. La pompe 2 s'enclenche lorsque la température de la sonde T est :  $T > T_b + \Delta T1$ .

Pour assurer de bonnes conditions de fonctionnement des installations, Les différentiels à l'enclenchement ( $\Delta T1$ ) et à l'arrêt ( $\Delta T2$ ) sont fixés respectivement à  $\Delta T1$  de 5 à 10°C et  $\Delta T2$  entre 2 à 5°C.

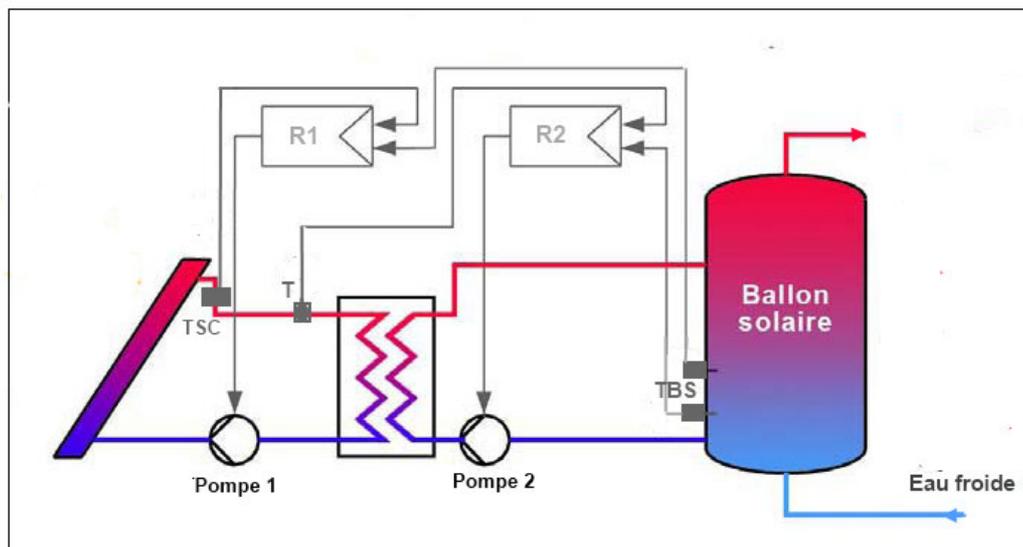


Fig. IV.3 Principe de la double régulation différentielle (Régulateurs R1 et R2)

Après plusieurs essais, nous avons optimisés l'emplacement des différentes sondes sur l'installation solaire et réalisé les diverses connexions (sondes de mesure, modem, etc.) à la centrale de mesure. La figure IV.4 présente le schéma de régulation et l'emplacement des sondes sur l'installation solaire collective. On y indique les sondes

de température de l'eau froide à l'entrée du ballon 2, la température dans le ballon solaire 2, la température de l'eau chaude sanitaire à la sortie du ballon solaire 1, les températures du fluide à l'entrée et à la sortie des capteurs et la température à la sortie de l'appoint.

A l'aide du compteur volumétrique et des sondes de température, le calculateur détermine les consommations et les énergies produites.

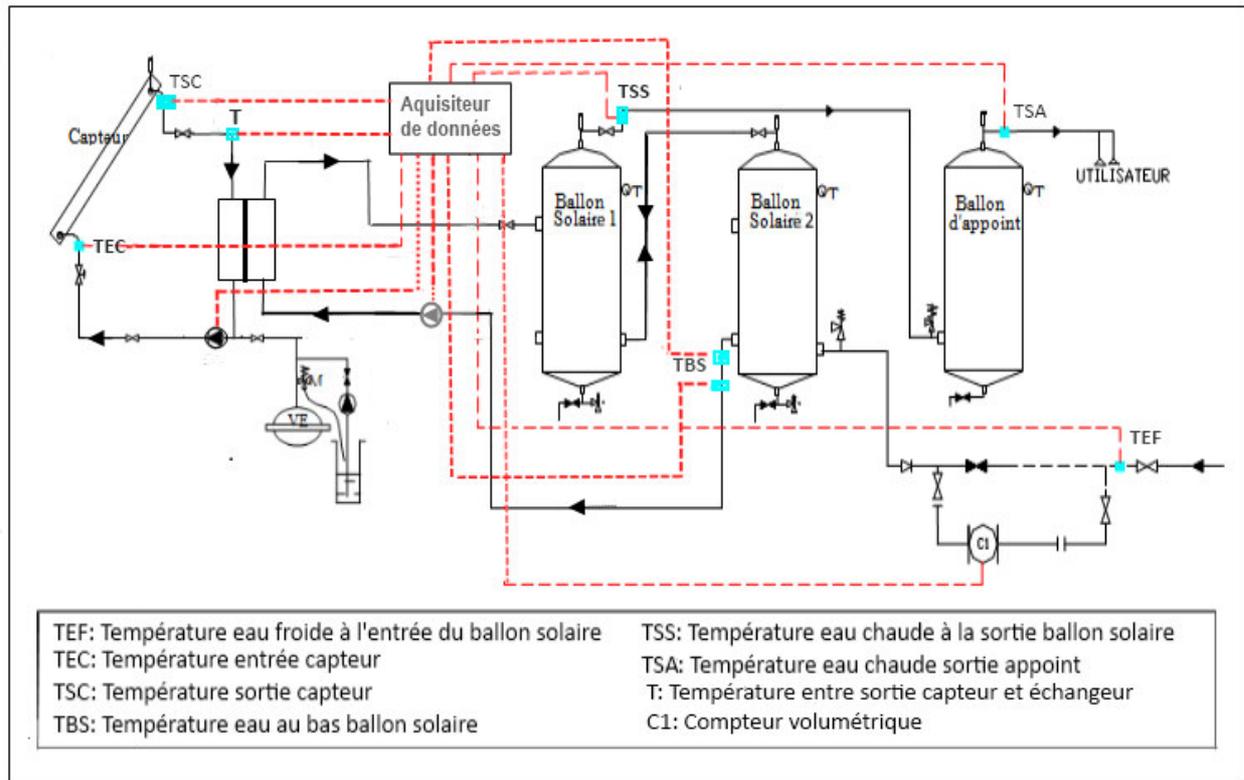


Fig. IV.4 Emplacement des sondes de température sur l'installation

## IV.8 Résultats et discussion

### IV .8.1 Le contrôle à distance et suivi des performances énergétiques

Le suivi par télésurveillance a été réalisé de 2006 à 2009. Les paramètres suivis sont la consommation d'eau chaude, le fonctionnement des deux pompes primaire et secondaire et la production d'énergie. En général, la production énergétique réelle d'un CES collectif est considéré comme étant très bonne si on atteint 90% de la production calculée [69]. Nos résultats seront comparés à ce taux. Nous nous référons également à ce niveau dans notre discussion sur la garantie des résultats solaires. Cette marge de

sécurité de 10% par rapport à la production d'énergie attendue est généralement suffisante pour couvrir les variations météorologiques d'une année à l'autre.

Nos résultats relatifs au rayonnement incident réel montrent que ce dernier est en moyenne de 13% plus élevé que le rayonnement de référence (figure IV.5). Le rayonnement annuel mesuré qui s'élève à 1825 KWh/m<sup>2</sup> est caractéristique des zones côtières méditerranéennes.

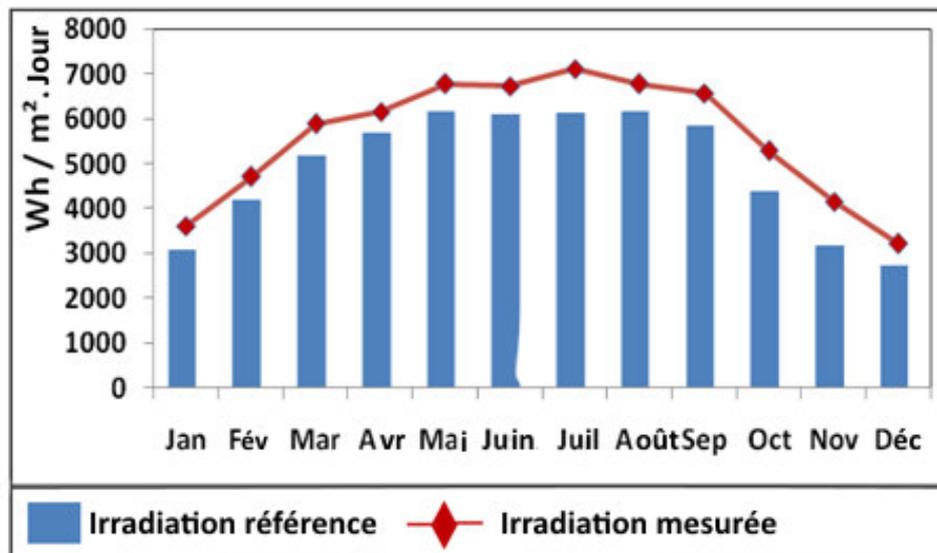


Fig. IV.5 Comparaison entre l'irradiation solaire mesurée et celle de référence (2007)

Les figures IV.6 et IV.7 illustrent pour l'année 2007 respectivement, les consommations mensuelles et journalières d'eau chaude sanitaire mesurées et garanties. Sur la base de ces données, on constate que dans l'évolution mensuelle, la consommation réelle est, selon le mois considéré, égale ou légèrement inférieure à la référence. Ce résultat est important car toute éventuelle chute de la consommation conduit à une réduction du rendement de l'installation solaire thermique c'est-à-dire une plus faible énergie délivrée par rapport à celle attendue.

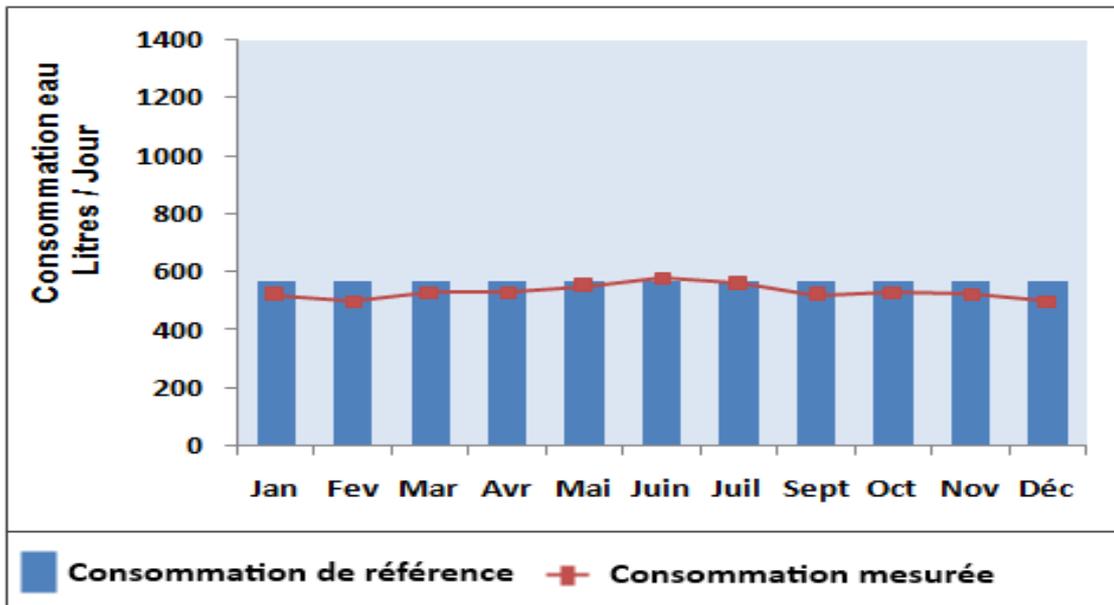


Fig. IV.6 Evolution mensuelle de la consommation en ECS mesurée et de référence

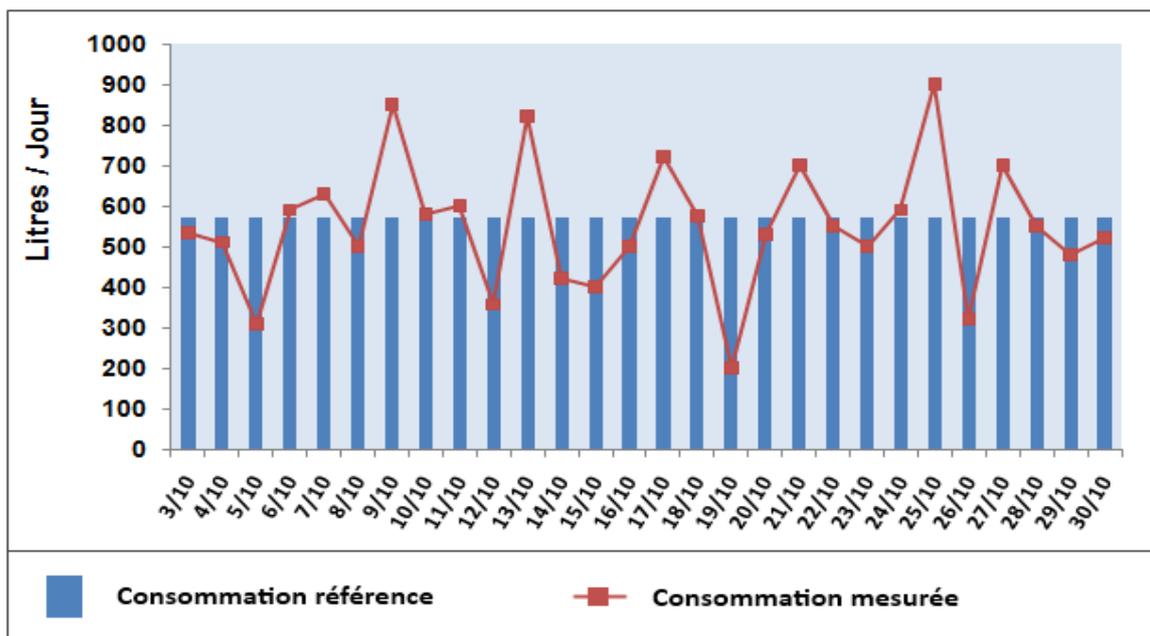


Fig. IV.7 Evolution de la consommation journalière mesurée et de référence (octobre)

Dans le cas de l'évolution temporelle de la demande journalière (Figure IV.7), on relève que, comme cela est souvent le cas, la demande est assez irrégulière. On observe en effet une variation de la consommation d'eau chaude d'un jour à l'autre, mais cela n'influe globalement pas sur la tendance mensuelle.

L'analyse des résultats liés aux durées quotidiennes de fonctionnement des circulateurs dans les boucles primaire et secondaire, montre qu'on a une bonne concordance dans le fonctionnement entre les deux pompes. A titre d'exemple, nous illustrons en figures N° IV.8 et IV.9 le fonctionnement journalier des deux pompes tel qu'il a été enregistré respectivement au mois de juin et décembre 2007. Pendant le mois de juin, on remarque que sur trois journées consécutives (du 27 au 29 juin), la pompe primaire a eu une durée de fonctionnement inférieure à celle de la pompe secondaire. Cela peut se produire en cas de problèmes liés au contrôle de flux du fluide caloporteur ou lorsque l'asservissement des deux pompes n'est pas assurée. Dans une telle situation, une intervention sur l'installation pour résoudre le problème est nécessaire. Cependant, ce type d'anomalie n'a pas eu d'influence notable sur la performance solaire du système.

A partir des deux figures, on relève également qu'au mois de juin et en vertu de la longue durée d'ensoleillement durant ce mois et de plus grandes consommations, les pompes fonctionnent plus longtemps qu'au mois de décembre.

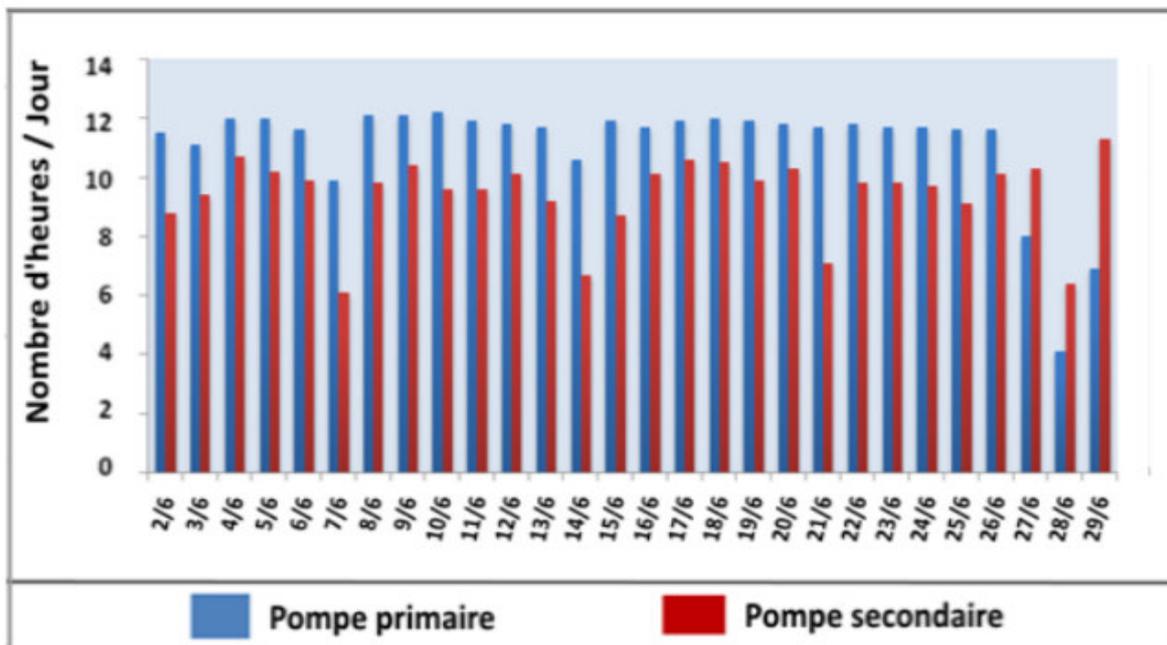


Fig. IV.8 Fonctionnement journalier des circulateurs (juin)

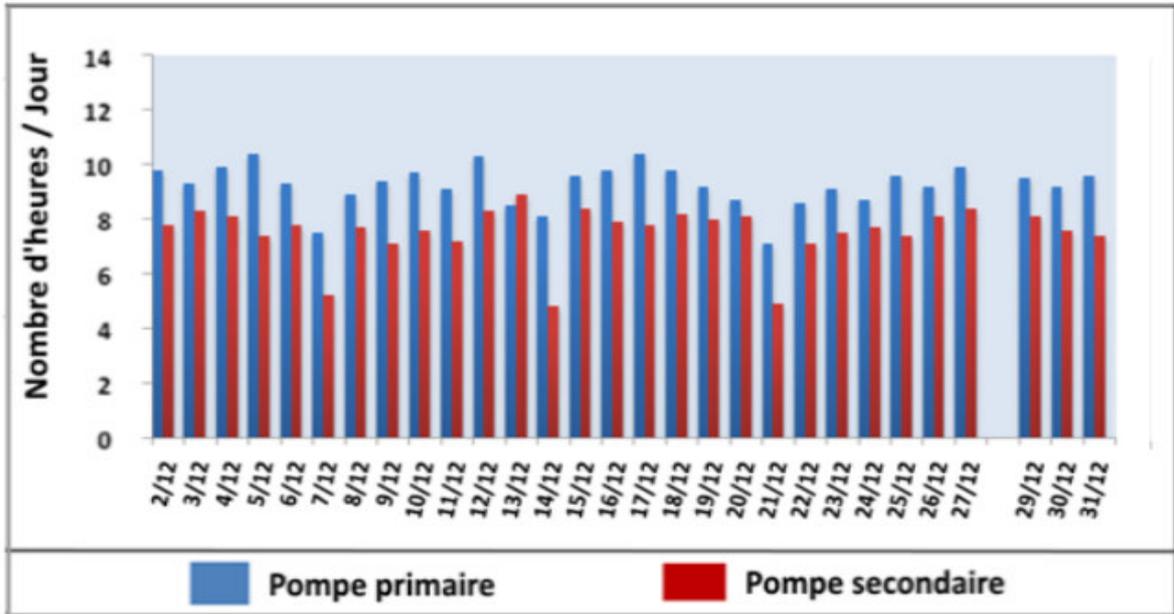


Fig. IV.9 Fonctionnement journalier des circulateurs (décembre)

Comme illustré en figure IV.10, le monitoring réalisé en 2007 indique que l'énergie solaire produite varie en fonction du mois de 5,3 à 10,2 KWh/jour. Cette production d'énergie est compatible avec la consommation et est en outre en bon accord avec le taux théorique.

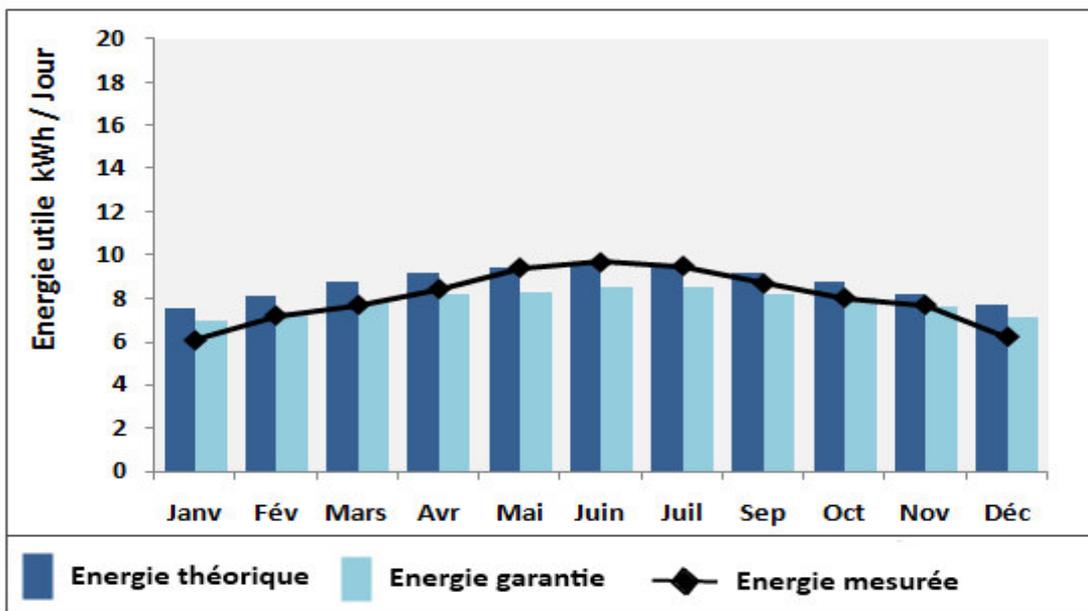


Fig. IV.10 Evolution mensuelle des énergies utile théorique, garantie et mesurée

Les résultats de 2008 montrent qu'en raison de différentes conditions météorologiques, la performance énergétique du système est légèrement inférieure à celle enregistrée en 2006 et 2007 (en 2008, le rayonnement solaire était en moyenne annuelle légèrement plus faible que durant les deux années précédentes). Pour cette année, on note aussi la bonne concordance entre l'énergie mesurée et celle prévue théoriquement. Dans l'ensemble, les écarts entre l'énergie mesurée et l'énergie théorique ne dépassent pas 5% (Figure IV.11). Ces résultats signifient clairement que pendant les premières années le CES collectif fonctionna correctement et se caractérisa par une très bonne performance énergétique.

Les inspections fréquentes réalisées sur site montrèrent que le système fonctionnait sans faille; à tout moment, il y avait production d'eau chaude à la température souhaitée par l'énergie solaire sans grands apports électriques de l'appoint. On constate en outre que pendant ces années (figure IV.11), le seuil de garantie de la performance solaire était respecté. Le système a ainsi prouvé sa capacité à fournir la quantité annuelle d'énergie attendue [70].

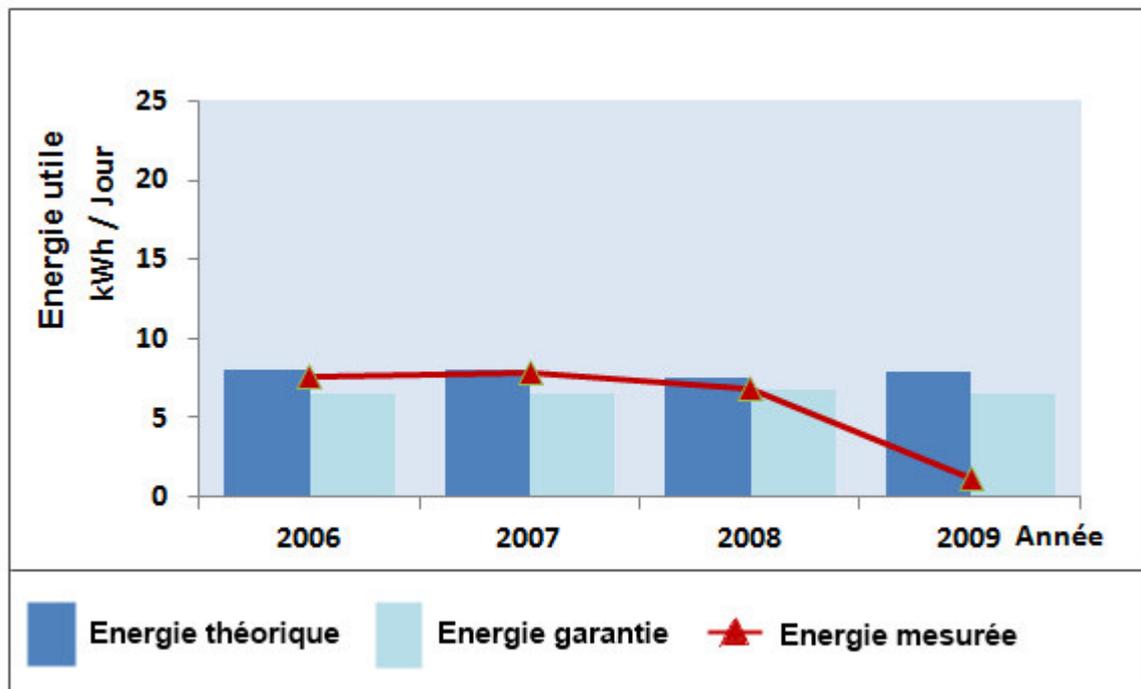


Fig. IV.11 Energie utile théorique, mesurée et garantie

A partir de mai 2009, le monitoring montre que le système n'opérait plus dans des conditions optimales. L'installation a été confrontée à divers problèmes techniques. Les problèmes couramment rencontrés sont dus à de légers endommagement et salissure

des capteurs, problème de pression dans la boucle primaire, détérioration des sondes de températures, fuite dans la tuyauterie, fonctionnement irrégulier des pompes, des problèmes de corrosion, des coupures d'eau assez fréquentes sur le réseau d'alimentation, de fréquentes surtensions et en l'absence d'un service de maintenance adéquat, les performances du système ont commencé à décliner. La consommation a fortement chuté (figure IV.12), et comme indiqué en figure IV.11, la productivité solaire n'était plus assurée. Cette phase de l'étude montre que lorsque l'on souhaite mettre en place un contrat de garantie de performance solaire, il est primordial d'avoir un service de maintenance performant.

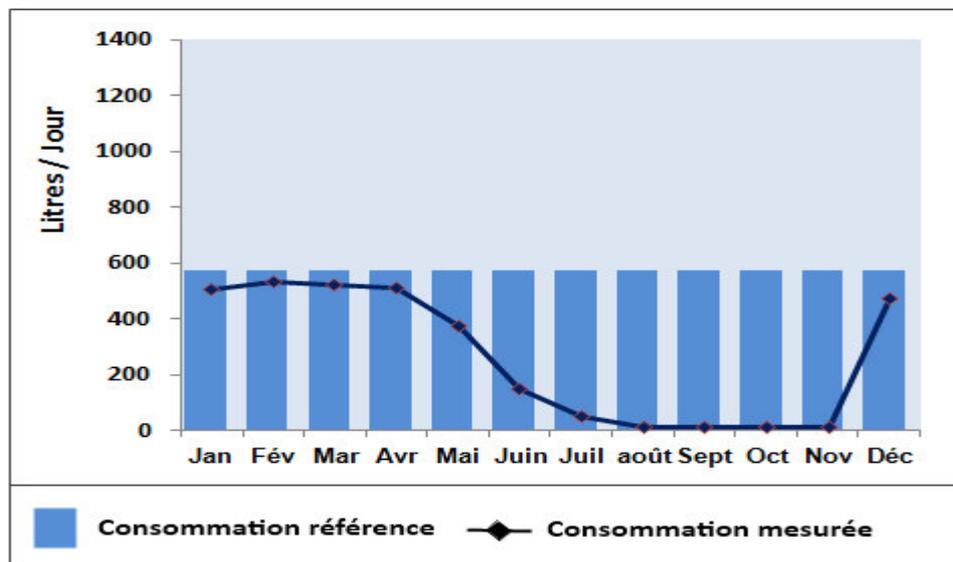


Fig. IV.12 Comparaison de la consommation en ECS mesurée avec la référence, 2009

A travers ce travail, on reconnaît clairement le rôle et l'importance de la télésurveillance. Si les sondes installées sont adéquates et en nombre suffisant, la télésurveillance permet de:

- Assurer la conformité aux attentes en comparant les performances énergétiques réelles et calculées ou garanties
- Assurer le bon fonctionnement de l'installation en détectant et analysant les incidents qui induisent une diminution de la performance et d'en informer l'organisme gestionnaire qui apportera les corrections pertinentes.

La conjugaison de la télésurveillance à une garantie des performances solaires participe certainement à l'émergence d'un marché durable en contribuant à :

- Réduire, en cas de dysfonctionnement, le risque financier pour le client et à garantir à la fois la durée d'amortissement et la durée de vie de l'installation
- Faciliter l'accès à des subventions publiques, lorsque celle-ci existent, et veiller à leur bonne utilisation
- Promouvoir la production des installations de qualité et participer à la diffusion des meilleures pratiques

Selon les enquêtes que nous avons menées, il apparaît qu'en Algérie, les principaux obstacles au développement du marché solaire thermique sont :

- Une expérience très limitée avec les systèmes collectifs et leurs performances réelles.
- Un manque de visibilité sur le régime des subventions qui devra être mieux diffusé
- Sur le plan économique, les prix subventionnés de l'énergie, font qu'en l'état actuel des choses, le solaire thermique ne peut être compétitif sans un soutien financier de l'état.

Face à ces contraintes, il serait avantageux qu'une attention particulière soit accordée à la mise en œuvre de la télésurveillance et que des procédures et mesures réglementaires soient promulguées afin d'en faire un outil de promotion des systèmes solaires thermiques.

Indépendamment de l'aspect coût, il y a l'aspect environnemental qu'il y a lieu aussi de considérer. Sur le plan environnemental, les retombées des énergies renouvelables sont indéniables, en particulier, dans la réduction des gaz à effet de serre.

#### **IV.8.2 Rôle et procédure de mise en œuvre de la garantie des performances énergétiques**

Les capteurs solaires commercialisés de nos jours sont de très bonne qualité. De grands progrès industriels ont été accomplis dans l'élaboration de ce composant et ce, aussi bien au niveau de la qualité des matériaux utilisés, que des techniques de fabrication. Mais le meilleur capteur du monde ne produira pas d'énergie si le système dans lequel il est incorporé est mal conçu, ou mal entretenu. C'est à partir de ce constat

qu'est née ces dernières années le concept de la garantie des performances solaires d'une installation.

La mise en œuvre de la garantie des performances se traduit donc par une obligation de résultats. En d'autres termes, le garant qui est généralement l'entreprise qui distribue et installe le système collectif de production d'eau chaude s'engage vis à vis du maître d'ouvrage ou des utilisateurs, à ce que l'installation fournisse une quantité d'énergie solaire annuelle en fonction de la consommation d'eau chaude.

Cette obligation des résultats nécessite un contrôle du bon fonctionnement de l'installation par la mesure et le suivi continu de la production durant toute la durée de validité du contrat de garantie. Comme, on l'a montré dans ce travail, cette vérification du bon fonctionnement peut être réalisée de manière optimale et à des coûts acceptables si on incorpore dans l'installation solaire une unité de contrôle à distance reliée à internet et ou au téléphone. Les techniciens spécialistes en énergie solaire pourront assurer le suivi et assister l'exploitant en vue d'une maintenance efficace de l'installation solaire.

La durée de la garantie peut être arrêtée conjointement par les partenaires. Une durée de 5 ans, voire un peu plus, serait satisfaisante pour toutes les parties du contrat.

L'objectif étant d'atteindre sur plusieurs années une bonne concordance entre la mesure réelle de l'énergie solaire délivrée par l'installation et la production théorique du système, en fonction de la consommation réelle d'eau chaude

Connaissant les caractéristiques de l'installation, les données météorologiques locales, la consommation et la température de référence, on calcule la production énergétique théorique d'une installation solaire (simulation Solo). Comme le gisement solaire est assez régulier d'une année à une autre, cette production théorique est donnée avec une incertitude raisonnable.

Indépendamment de la qualité de l'équipement, le seul paramètre qui est difficile à maîtriser et qui influe sur les performances énergétiques réelles, est la consommation d'eau chaude. Si cette dernière diminue, il y a diminution de la production d'énergie solaire. La productivité d'une installation solaire est directement proportionnelle aux besoins à couvrir et donc à la consommation d'eau chaude.

Lorsque la consommation réelle d'eau chaude est inférieure à la consommation de référence (consommation prévue), la production solaire est pénalisée.

Ce phénomène qui ne dépend pas de la fiabilité de l'installation peut être pris en compte dans la rédaction du contrat de garanti en introduisant une clause spéciale stipulant par exemple que : Si la consommation réelle d'eau chaude d'un mois quelconque est inférieure à un seuil égale à 50 % des besoins estimés initialement lors de la conception, la performance énergétique mesurée durant ce mois est neutralisée et n'est pas couverte par la garanti. Dans notre étude, cette situation est apparue pendant le mois d'août où en raison des congés, la consommation était très faible induisant un faible gain solaire.

La question qui se pose ensuite est quelle serait le niveau de garantie de la performance énergétique par rapport à la performance prévisionnelle ? Dans notre étude, nous avons montré qu'on peut garantir 90 % de l'énergie prévisionnelle, toute fois et pour attirer plus les opérateurs et les prestataires spécialisés activant dans le solaire, on pourra fixer au début un niveau de garantie de 80%.

Par ailleurs, et dans le souci de promouvoir la qualité (efficacité, durabilité, fiabilité) de l'application du solaire dans la production d'eau chaude, nous suggérons que les pouvoirs publics conditionnent les subventions et aides financières qu'ils accordent à cette application thermique par la mise en place de la procédure de garantie des performances et son outil qui est le contrôle à distance

## **IV. 9 Conclusion**

Cette partie de l'étude montre que si le système de contrôle à distance et le dispositif de régulation sont adaptés à l'installation et correctement installés, on aboutit à un contrôle très performant du fonctionnement du chauffe eau solaire collectif. Ce système de contrôle à distance a permis d'assurer la conformité aux attentes en comparant les performances énergétiques réelles et calculées ou garanties. Les incidents qui induisent une diminution de la performance de l'installation sont détectés et l'organisme gestionnaire en est informé. La télésurveillance couplée à une garantie des performances solaires participe certainement à l'émergence d'un marché durable des installations solaires et ce en contribuant à promouvoir la production des installations de qualité et participer à la diffusion des meilleures pratiques.

## **V. IMPACT ENVIRONNEMENTAL: POTENTIEL DE REDUCTION DES GAZ A EFFET DE SERRE**

### **V.1 Introduction**

De nos jours, toutes les études portant sur la substitution des énergies fossiles par les énergies renouvelables et la rentabilité des installations solaires doivent tenir compte des aspects liés aux impacts environnementaux, en particulier du potentiel de réduction des gaz à effet de serre (GES). Ceci est d'autant plus important dans notre cas, que l'Algérie est très vulnérable au changement climatique. Même une petite augmentation de la température conduirait à divers problèmes socio-économiques qui entravent le développement du pays. Les modèles du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) prédisent que les événements des précipitations seront moins fréquents mais plus intenses, tandis que les périodes de sécheresse seront plus fréquentes avec un changement dans leur distribution spatiale et temporelle [71]. La diminution des ressources en eau, la baisse des rendements agricoles, la désertification et la surconsommation d'énergie pour la climatisation ne sont que les premiers impacts auxquels l'Algérie doit trouver des réponses supportables économiquement et socialement.

Se basant sur son potentiel solaire très élevé, l'Algérie a adopté en 2011 un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique [4,] dont la mise en œuvre offre un grand potentiel pour l'atténuation des émissions de CO<sub>2</sub> [72].

Ci-dessous, nous analysons la stratégie énergétique actuelle, l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> et l'impact sur leur atténuation si les mesures prévues par les pouvoirs publics à l'horizon 2030 seront réalisées. La réduction du CO<sub>2</sub> résultant du déploiement des installations de production d'eau chaude solaire sera également considérée.

### **V.2 Consommation énergétique et mécanismes de promotion des énergies renouvelables en Algérie**

En Algérie, le développement socio-économique génère depuis plusieurs années une forte demande pour l'électricité et le gaz naturel. La consommation nationale de l'énergie sous toutes ses formes (gaz, pétrole et électricité) est passée de 30,1 Mtep en

2000 à 41,1 Mtep en 2008 puis 53,3 Mtep en 2013. Il en résulte un taux de croissance annuel moyen de plus de 4% et une consommation moyenne de 1,4 tep / hab. La quasi-totalité de la production d'électricité (environ 98%) est basée sur le gaz naturel [73]. Malgré un potentiel considérable, la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique est encore très faible, moins de 0,1%. La production d'électricité a connu une forte croissance, elle est passée de 25 TWh en 2000 à 40 TWh en 2008 et environ 56 TWh en 2012, soit une augmentation annuelle moyenne d'environ 6%. La capacité installée du parc national d'électricité a atteint 12 GW en 2012. Elle était de 5,900 GW en 2000 et 8,502 GW en 2008. Cette consommation a presque doublé en 12 ans [2, 5], avec un taux d'augmentation particulièrement élevé d'environ 10% au cours des cinq dernières années. La puissance nationale d'électricité installée devrait atteindre plus de 30 GW en 2030. Le secteur du logement est très consommateur d'énergie, il engendre plus de 30% de la consommation d'électricité [73].

En raison de la forte demande et la diminution des ressources d'énergie fossiles, le pays s'intéressa très tôt aux énergies renouvelables, et le soutien politique pour leur promotion n'a cessé de croître ces dernières années. Ainsi, à partir des années 90, un ensemble de politiques et de stratégies a été progressivement mis en place pour encourager la production d'énergie propre et l'efficacité énergétique. Le pays a pris de nouvelles mesures pour renforcer le cadre législatif, institutionnel et financier favorable à la promotion des énergies renouvelables [74]. Une loi relative à la maîtrise de l'énergie a été promulguée en 1999. Le programme national de maîtrise de l'énergie est soutenu financièrement par le "Fonds national pour la maîtrise de l'énergie" qui a été créé en vertu de la Loi de Finances 2000 [75]. Ce fonds, alimenté par les revenus de la taxe sur les ventes de produits énergétiques à l'industriel, contribue au financement de projets ayant trait à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables (chauffe-eau solaires, lampes basse consommation, efficacité énergétique dans les process industriels, équipement éco-ergétique, audit énergétique, etc.). C'est précisément par le biais de ce fonds que l'APRUE a co-financé à hauteur de 40% les coûts d'investissement d'un millier de chauffe eau solaires individuels qui sont installés en Algérie.

En 2004, une importante loi a été promulguée pour la promotion de diverses formes d'énergie renouvelable [76]. Cette loi qui définit les modalités de la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable, vise entre autre à:

- Accroître la capacité d'énergie renouvelable, les connaissances techniques, et le déploiement de l'efficacité énergétique au niveau national
- La protection de l'environnement en favorisant l'utilisation de sources d'énergie plus propres et la lutte contre le réchauffement climatique en réduisant les émissions de GES

Un décret sur les coûts de diversification de la production d'électricité a été promulgué en 2004. Il définit les subventions et les incitations à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et offre aux producteurs la possibilité de bénéficier de primes en vendant l'électricité à un prix d'achat garanti. Récemment, le ministère de l'Énergie et des Mines a émis deux décrets fixant les tarifs de rachat et les conditions de leur application pour le photovoltaïque et l'électricité éolienne. Ce sont des conditions très avantageuses qui vont certainement stimuler le développement des énergies renouvelables et encourager l'adoption de technologies de production d'électricité propre.

L'état a, en outre, créé un fonds spécial de soutien au développement des énergies renouvelables. Ce fonds intitulé "Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération" contribue au financement de projets de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et / ou des systèmes de cogénération. Il est alimenté par une taxe de 1% sur les redevances pétrolières [77].

L'action la plus importante dans la stratégie algérienne est sans aucun doute, le nouveau programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique annoncé en 2011. Ce programme prévoit la production de 22 000 MW d'électricité à partir de l'énergie solaire à l'horizon 2030, dont la moitié est destinée au marché local et l'autre partie sera exportée vers des marchés en Europe. L'objectif étant d'atteindre un taux de production de 40% d'électricité à partir des énergies renouvelables à l'horizon 2030.

La première étape du programme se concentrera sur des projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles. A partir de 2016, le déploiement à grande échelle devrait être entamé. La première centrale hybride solaire-gaz a été mise en service en 2011.

Le programme d'efficacité énergétique comprend des mesures de rationalisation et maîtrise de l'énergie. Les actions d'efficacité énergétique proposées comprennent

l'introduction de l'isolation thermique dans les bâtiments qui permettra de réduire d'environ 30% la consommation d'énergie pour le chauffage et la climatisation, l'utilisation d'équipements économes en énergie, le développement des chauffe-eau solaires individuels et collectifs et l'utilisation de lampes basse consommation [4, 6]. D'autres mesures d'atténuation mises en œuvre ou en cours de réalisation visant à réduire les émissions de polluants sont:

- Récupération de gaz associés provenant des puits de pétrole (récupération de 95% en 2020)
- Renouvellement des centrales électriques en introduisant le cycle combiné
- Développement de l'utilisation du GPL et du GNC comme carburant de véhicule
- Récupération du méthane dans les décharges sanitaires

### **V.3 Évolution des émissions des gaz à effet de serre**

Depuis 1950, les teneurs en CO<sub>2</sub> ne cessent de croître. Dans le cadre du réseau mondial de «Veille Atmosphérique Globale» (VAG), la teneur en CO<sub>2</sub> mesurée à la station implantée au sommet de l'Assekrem (altitude 2710 m) à Tamanrasset, est passée de 360 ppm en 1995 à 385 ppm en 2008 et se situait à 394 ppm en 2012, soit une augmentation annuelle d'environ 2 ppm / an [78]. Le seuil de 400 ppm serait probablement atteint à fin 2015.

L'Algérie a réalisé deux inventaires nationaux des émissions de GES pour les années 1994 et 2000 [7]. Ces inventaires couvrent les GES à effet de serre direct (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub> et CFC) et les précurseurs de gaz à effet de serre indirect (NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub> et les composés organiques volatils non méthaniques COVNM).

Sur la base des données que nous avons recueillies sur la production énergétique et les diverses activités socio-économiques, ainsi que leurs perspectives futures de développement et à l'aide de facteurs d'émission données dans les lignes directrices de 2006 du GIEC [79], nous avons déterminé les émissions des GES pour 2008 et 2012. Les résultats obtenus montrent que les émissions s'élèvent à 137,01 et 152,89 MT éqCO<sub>2</sub>, respectivement pour 2008 et 2012. Les niveaux d'émissions de chaque GES sont résumés en tableau V.1.

Par habitant, les émissions annuelles se sont élevées à 4,26 T éqCO<sub>2</sub> / an. Elles étaient de 3,1 en 1990 (tableau V.2).

Les émissions ont augmenté dans tous les secteurs à l'exception de l'industrie dont les activités sont en baisse constante. En effet, la contribution de l'industrie au PIB se

Tabl. V.1 Emissions des GES principaux et des GES à effet indirect en 2008 et 2012

<b>Principaux GES (MT)</b>						
Secteurs d'activité	CO <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O	
	2008	2012	2008	2012	2008	2012
Energie	74.56	83.302	1.14	1.25	0.69.10 <sup>-3</sup>	0.73.10 <sup>-3</sup>
Industrie	7.52	5.830	0.28.10 <sup>-3</sup>	0.26.10 <sup>-3</sup>	1.23.10 <sup>-3</sup>	1.21.10 <sup>-3</sup>
Agriculture et forêts	8,65	9.280	0. 238	0.251	9.08.10 <sup>-3</sup>	10.70.10 <sup>-3</sup>
Déchets	4.6	5.034	0.301	0.338	09.10 <sup>-3</sup>	12.10 <sup>-3</sup>
<b>Total</b>	<b>95.33</b>	<b>103.446</b>	<b>1.678</b>	<b>1.840</b>	<b>0.021</b>	<b>0.023</b>

<b>GES à effet indirect (10<sup>+3</sup> T)</b>								
Secteurs d'activité	NO <sub>x</sub>		CO		COVNM		SO <sub>2</sub>	
	2008	2012	2008	2012	2008	2012	2008	2012
Energie	319,62	357,12	1129,6	1262	295,05	328,96	47,17	51,2
Industrie	1,942	1,676	8,01	6,78	610,32	550,14	6,83	6,65
Agriculture et forêt	3,482	3,89	128,23	135,16	-	-	-	-
Déchets	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>325,04</b>	<b>62,68</b>	<b>1265,8</b>	<b>1403,9</b>	<b>905,37</b>	<b>879,1</b>	<b>54</b>	<b>57,85</b>

Tabl. V.2 Evolution temporelle des émissions de GES en Algérie

<b>Année</b>	<b>1990*)</b>	<b>2000*)</b>	<b>2008</b>	<b>2012</b>
Emissions GES en MT éqCO <sub>2</sub>	104,8	117,3	137,01	152,89
Emissions GES par habitant en T éqCO <sub>2</sub> / hab/an	3,10	3,95	4,1	4,26

\*) Source MATE [7].

situait à 7% en 2005 et seulement 4,8% en 2012 [80]. L'évolution des émissions de GES présente une croissance annuelle moyenne de 2,2%.

En comparant les taux d'émission par habitant, l'Algérie avec 4,26 T éqCO<sub>2</sub> / an compte parmi les plus importants pays en développement émetteurs de CO<sub>2</sub>.

En comparaison, l'émission mondiale annuelle moyenne de CO<sub>2</sub> est de 4,7 T / hab.; Qatar, 55,4 T / hab.; EAU, 31,1 T / hab.; USA: 19,8 T / hab.; France, 6.1 T / hab.; Au Liban 20,3 T / hab; Tunisie 2,4 T / hab.; Maroc 1,5 T / hab. et l'Inde 1,4 T / hab. [81].

Par activité, le secteur de l'énergie (production et consommation) est la principale source des émissions, environ 73,4% du total et ce secteur présente le potentiel le plus important pour les mesures d'atténuation. Le reste se répartit comme suit: 12% pour l'agriculture et les forêts, 10,4% pour les déchets et 4,1% pour l'industrie.

Dans le secteur de l'énergie, la production d'électricité est l'activité prédominante en termes d'émissions de GES avec 42% des émissions exprimées de CO<sub>2</sub>. Elle est suivie par le résidentiel et le transport avec respectivement 22% et 20% (Fig. V.1).

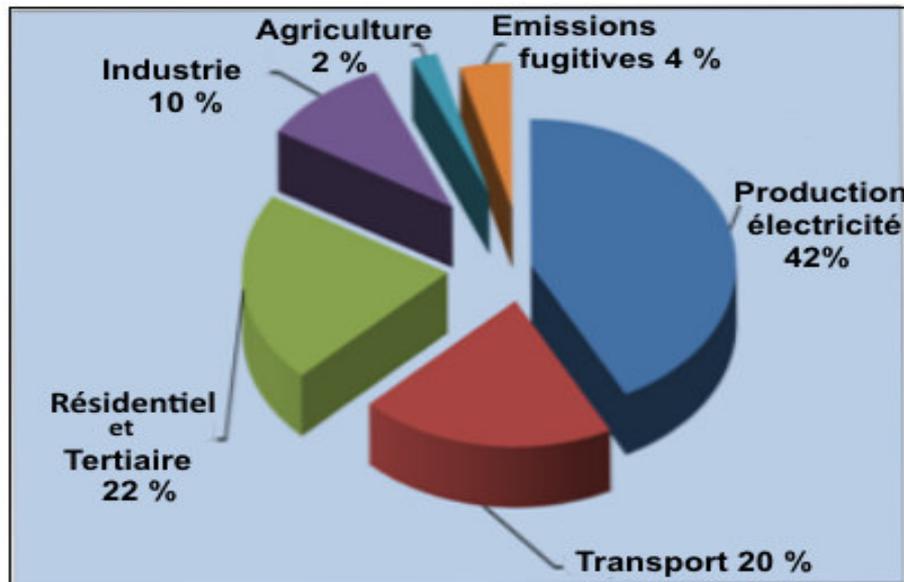


Fig. V.1 Distribution des émissions de GES dans le secteur énergie en 2012

#### **V.4 Potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre**

La stratégie nationale de lutte contre les changements climatiques est essentiellement basée sur les volets relatifs à l'atténuation, l'adaptation et le renforcement institutionnel

pour intégrer le problème des changements climatiques à tous les niveaux et dans tous les secteurs. Dans le volet atténuation, c'est le secteur de l'énergie (production d'électricité et efficacité énergétique) qui offre les plus grandes potentialités de réduction.

#### **V.4.1 Réduction du CO<sub>2</sub> dans la production d'électricité**

Nous présentons dans la figure V.2 l'évolution de la consommation d'électricité par habitant et la production avec projection jusqu'à l'an 2030 incluant l'introduction de l'énergie solaire. La figure V.3 montre l'évolution de la part de l'énergie solaire à atteindre, selon le programme adopté par le gouvernement.

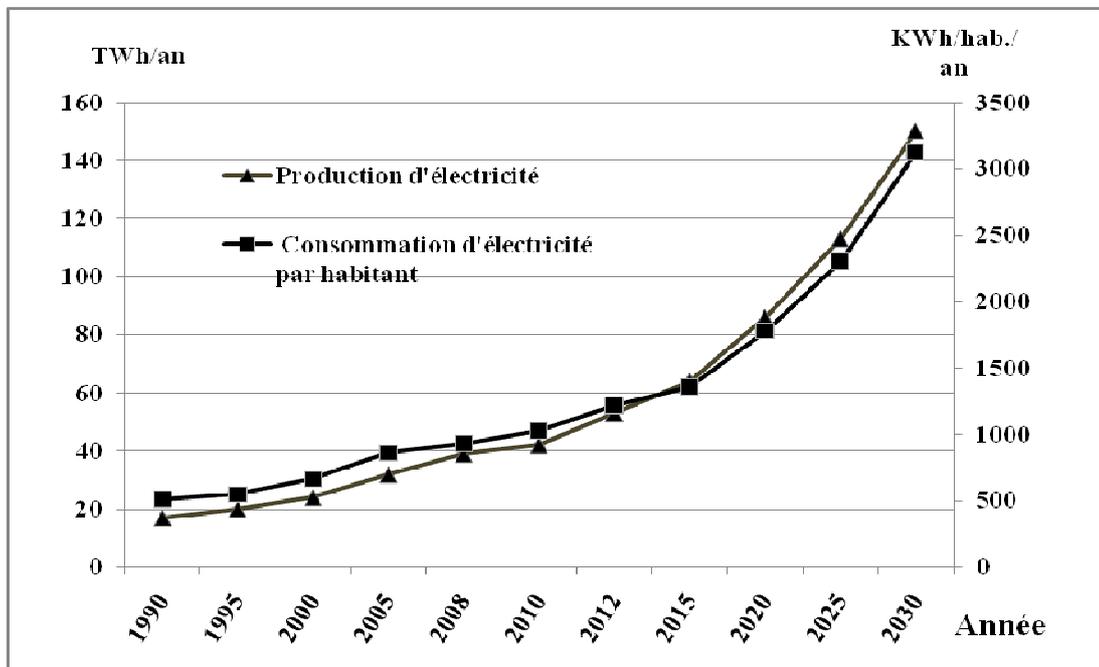


Fig. V.2 Evolution de la production d'électricité et de la consommation par habitant à 2030

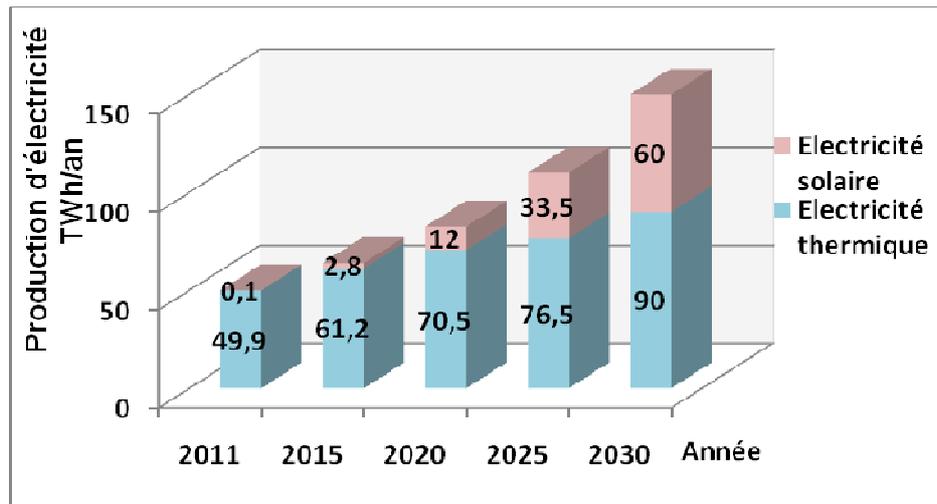


Fig. V.3 Evolution de la part du solaire dans la génération d'électricité à l'horizon 2030

Pour l'étude de la réduction des émissions de GES dans le secteur de l'énergie, nous considérons deux scénarios:

- Scénario 1: Ce scénario ne comprend pas l'application du plan solaire, mais une amélioration progressive de l'efficacité énergétique.
- Scénario 2: Ce scénario inclut la part de la production de l'énergie solaire, selon les données indiquées dans la figure V.3 .

Le tableau V.3 résume les étapes des deux scénarios avec les émissions correspondantes et le CO<sub>2</sub> total évité dans le secteur de l'énergie. La figure V.4 illustre l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> dans le cadre des deux scénarios et celle des quantités évitées.

Ces résultats montrent que l'introduction de l'énergie solaire à 40% dans la production d'électricité en 2030 permettra à l'Algérie de réduire d'un tiers ses émissions de CO<sub>2</sub> (Figure V.4). Sur la période 2012-2030, un montant cumulé d'environ 124,5 MTéqCO<sub>2</sub> sera évité, ce qui correspond à l'élimination des émissions totales de GES produites actuellement en un an dans tous les secteurs.

Tabl. V.3 Scénarios de production d'électricité et les émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes

Année	2011	2015	2020	2025	2030
<b>Scénario 1</b>					
Production d'électricité: turbine à gaz avec introduction graduelle du cycle combiné	10% cycle combiné	30% cycle combiné	50% cycle combiné	70% cycle combiné	90% cycle combiné
Production d'électricité en :					
- Turbine à gaz	44	44,66	41,2	33,78	15
- Cycle combiné en TWh	4,9	19,24	41,2	76,28	135
<b>Production totale en TWh</b>	<b>48,9</b>	<b>63,9</b>	<b>82,4</b>	<b>110,06</b>	<b>150</b>
Emissions issues de turbine à gaz en MT éqCO <sub>2</sub> .	25,08	25,46	23,66	18,68	8,55
Emissions issues du cycle combiné en MT éqCO <sub>2</sub>	1,81	7,18	15,36	28,3	49,95
<b>Emissions totales en MT éqCO<sub>2</sub></b>	<b>26,89</b>	<b>32,64</b>	<b>39,02</b>	<b>46,98</b>	<b>58,5</b>
<b>Scénario 2</b>					
Application du programme des énergies renouvelables selon l'avancement donné en figure V.3.					
Production d'électricité avec énergie renouvelable en TWh	0,05	2,87	12,13	33,43	60
Emissions issues de production électricité solaire en MT éqCO <sub>2</sub>	0,002	0,15	0,6	1,67	3
Emissions issues de production électricité par voie classique en MT éqCO <sub>2</sub> .	26,87	31,49	33,28	32,6	35,1
<b>Emissions totales (MT éqCO<sub>2</sub>)</b>	<b>26,87</b>	<b>31,64</b>	<b>33,88</b>	<b>34,27</b>	<b>38,1</b>
<b>CO<sub>2</sub> évité (MT éqCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0,03</b>	<b>1,0</b>	<b>5,14</b>	<b>12,71</b>	<b>20,4</b>

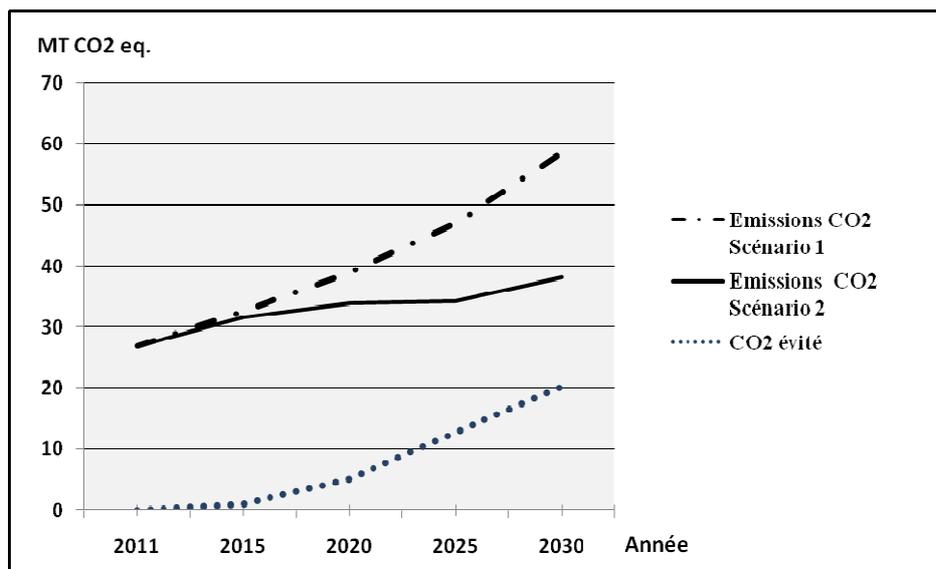


Fig. V.4 Evolution du CO<sub>2</sub> émis et évité annuellement dans la production d'électricité

Pour l'exportation, il est prévu à l'horizon 2030 l'installation progressive d'une puissance de 10 000 MW, correspondant à une production cumulée de 2020 à 2030 de 320 TWh. Cette production permet également d'éviter l'émission cumulative en 2030 d'environ 98 MT éqCO<sub>2</sub>.

Dans le domaine des déchets, nous avons calculé que la récupération de 60% du méthane formé dans les décharges contrôlées évite un cumulatif (2020 -2030) des émissions de GES d'environ 42 M T éqCO<sub>2</sub>. Les déchets produits en 2030 sont estimés à 14,4 MT. Le méthane récupéré peut être utilisé dans la production d'électricité [82, 83].

#### V.4.2 CO<sub>2</sub> évité par l'efficacité énergétique

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, et conformément à la stratégie algérienne, quatre grands domaines sont couverts:

- Le bâtiment avec l'isolation thermique, l'éclairage et les chauffe eau solaires où il est possible de réduire de 20-30% de la consommation d'énergie. Le programme national de gestion de l'énergie consiste à introduire l'isolation thermique dans un million de foyers, à distribuer 35 millions de lampes à basse consommation (économie d'énergie de 2,8 TWh) et à installer à l'horizon 2030 un million de chauffe-eau solaires individuels et collectifs.
- L'industrie, en particulier l'introduction de la cogénération dans les cimenteries.

- Le transport avec l'amélioration des transports publics et l'équipement en 2020 de 20% de la flotte de voitures avec le carburant GPL (trois millions de véhicules)
- L'élimination de torchères en aval et en amont à 80% en 2020

Les résultats donnent pour l'ensemble de ces initiatives un taux cumulé de réduction d'environ 60 MT  $\text{eqCO}_2$  à l'horizon 2030.

Le tableau N°13 résume par secteur le potentiel global des émissions cumulées de  $\text{CO}_2$  pouvant être réduites jusqu'à 2030.

A titre d'exemple, nous présentons le  $\text{CO}_2$  évité par le chauffe eau solaire collectif que nous avons étudié:

L'énergie utile fournie par le solaire est de 6277.5 KWh/an. Dans le cas où on utilise de l'électricité produite par le gaz naturel, 1KWh d'électricité primaire émet en moyenne 380 g de  $\text{CO}_2$ . Il en résulte que la substitution par le solaire permet d'éviter 6277,5 x 0,380 Kg de  $\text{CO}_2$ , soit environ 2,39 T de  $\text{CO}_2$  /an.

Pour une durée de vie de 20 ans de l'installation, la quantité de  $\text{CO}_2$  évitée s'élève à environ 48 T  $\text{CO}_2$ . A titre de comparaison, cette quantité de  $\text{CO}_2$  évitée correspond aux émissions globales engendrées sur une année par 11 habitants.

Enfin, et en tenant compte de l'évolution démographique, nous constatons que cette atténuation des émissions de GES permettra à l'Algérie de maintenir un taux d'émission en dessous de 5 T  $\text{eqCO}_2$  / hab. / an, soit un taux comparable à la moyenne mondiale actuelle.

Tabl. V.4 Potentiel de GES évités à l'horizon 2030

<b>Secteurs d'activités</b>	<b>GES évités in MT éqCO<sub>2</sub></b>	<b>Observations</b>
Introduction des énergies renouvelables dans la production de l'électricité (marché national et export).	222.5	40% d'énergie renouvelable en 2030
Reduction des pertes dans le transport du gas et la distribution de l'électricité.	12	Réduction des pertes de l'ordre de 40%
Elimination des gaz torchés.	9.3	Elimination de 90 % à 2030
Efficacité énergétique dans le bâtiment.	11.3	1 million de logements
Généralisation des lampes à basse consommation	1.2	A partir de 2020
Réalisation de 1 million de chauffe eau solaires.	3.5	En admettant qu'un CES de 2 m <sup>2</sup> évite 350 kg éq CO <sub>2</sub> /an
Cogénération dans les cimenteries.	0.5	
Transport: promotion des carburants propres et amélioration des transports publics.	6.5	20% du parc automobile utilise le GPL et GNC
Récupération du méthane dans les centres d'enfouissement techniques	42	Récupération de 60 % du méthane produit
<b>CO2 total évité en MT éqCO<sub>2</sub>.</b>	<b>308.8</b>	

## **V.5 Conclusion**

A travers ce chapitre, nous avons montré que le potentiel algérien de réduction des GES est considérable et que la concrétisation du programme algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique permettra une atténuation de plus de 300 MT éqCO<sub>2</sub> à l'horizon 2030. Ce taux d'atténuation peut être encore plus important si des instruments adéquats de développement des chauffe eau solaires collectifs sont mis en œuvre.

## **CONCLUSION GENERALE**

Afin d'encourager l'utilisation des systèmes de production d'eau chaude solaire collectifs et de surmonter certains obstacles qui entravent le déploiement des équipements du solaire thermique en Algérie, nous avons, en utilisant la technique de télésurveillance, suivi sur plusieurs années la performance d'une installation de production d'eau chaude solaire collective.

La simulation de l'installation par un outil informatique a montré que le taux de couverture des besoins énergétiques de chauffage de l'eau sanitaire par le solaire atteint en moyenne annuelle plus de 79 %. Le gain solaire s'élève à environ 6200 kWh/an et la productivité est de l'ordre de 523 kWh/m<sup>2</sup>.an

Pour le suivi du fonctionnement et des performances, nous avons équipé l'installation par une unité de contrôle à distance et de divers sondes de températures. Par le contrôle à distance, nous avons suivi la consommation en eau chaude sanitaire, le fonctionnement des pompes et les gains énergétiques solaires.

Sur le plan théorique, nous avons étudié un modèle qui décrit le profil des températures dans le capteur, l'absorbeur ainsi que dans le ballon de stockage solaire. Des mesures expérimentales ont été réalisées dans le but de valider le modèle étudié.

A la lumière des résultats obtenus, on constate que le système de télésurveillance mis en place a permis d'accéder à une suivi du fonctionnement réelle de l'installation solaire de production d'eau chaude collectif. Des petites défaillances aux niveaux des pompes ou des cas de débits d'eau faibles ont été par exemple facilement détectées et signalées. Une surveillance à distance réussie dépend toutefois d'une régulation adéquate, d'un bon choix des sondes de mesure et d'un choix adéquat de leur emplacement.

Les données obtenues montrent également que pour les conditions climatiques du nord de l'Algérie, le système peut fonctionner pendant plusieurs années avec de très hautes performances et le rendement énergétique mesuré est souvent supérieur aux valeurs calculées ou au seuil de garantie que nous avons fixé. En conséquence, les fabricants peuvent garantir la performance de leurs produits. La surveillance à distance est donc un outil essentiel dans la mise en œuvre efficace des performances solaires garantis.

Ceci est particulièrement important car toute contre-performance peut porter durablement atteinte au développement du solaire thermique.

Pour atteindre les objectifs du programme algérien de l'efficacité énergétique et la mise en œuvre réussie des chauffe eau solaire collectifs prévus dans le logement et le secteur tertiaire, les pouvoirs publics devraient encourager ce type d'application grâce à des subventions et des prêts à faible intérêt et de généraliser la garantie de performance solaire par des mécanismes appropriés. Toutes ces facilités conjuguées à une sensibilisation accrue des utilisateurs potentiels, contribueront certainement à l'émergence d'un marché solaire thermique durable dans le pays.

En outre, et sur la base des résultats et l'expérience acquise, il convient maintenant d'étendre l'application du contrôle à distance à d'autres régions où le rayonnement solaire est supérieur à Alger et l'humidité inférieure et à des installations de plus grandes envergures. Il serait par ailleurs intéressant de considérer dans de futurs travaux les installations de type hybrid dans lesquelles l'appoint utilise l'énergie électrique issue de panneaux photovoltaïques. De même, il y a lieu de lancer des études sur les systèmes combinés produisant aussi bien l'eau chaude sanitaire que l'eau chaude pour le chauffage des locaux.

Dans la deuxième partie de ce travail, nous avons étudié l'impact de la stratégie énergétique algérienne sur les émissions de GES. A cet effet, nous avons évalué, en tenant compte des données socio-économiques du pays et de leur évolution, les émissions de GES pour 2008 et 2012. Ces émissions ont atteint 153 MT  $\text{eqCO}_2$ . en 2012, augmentant à un taux annuel de 2,2%. Par habitant, les émissions annuelles se sont élevées à 4,26 T  $\text{eqCO}_2$ . L'Algérie est donc un émetteur significatif parmi les pays en développement. La forte croissance de la consommation d'énergie se reflète dans la croissance annuelle des émissions de  $\text{CO}_2$ .

L'étude montre que le secteur de l'énergie est responsable de la plus grande part des émissions (74%). Dans ce secteur, la production d'électricité est l'émetteur prédominant, suivi par le résidentiel et le transport. Les opportunités les plus importantes pour l'atténuation se trouvent donc dans le secteur de l'énergie, l'efficacité énergétique dans le bâtiment et ses équipements et dans une moindre mesure dans les transports.

En étudiant deux scénarios représentant l'évolution de la production d'énergie, avec et sans énergie renouvelable, nous avons montré que la mise en œuvre du programme

solaire permet de réduire jusqu'à 300 MT  $\text{eqCO}_2$  en 2030. A elle seule, l'installation collective étudiée permet d'éviter l'émission de 48 T  $\text{CO}_2$ .

Le programme solaire permet ainsi à l'Algérie de contrôler les émissions de  $\text{CO}_2$  et ne pas dépasser le taux moyen de 5 T $\text{eqCO}_2$  / hab/an.

Afin de renforcer les efforts déployés dans le développement de l'énergie propre et l'atténuation, il est nécessaire de traduire la stratégie globale dans un plan opérationnel, qui fournit un ensemble cohérent de mesures à court, moyen et long terme en tenant compte de la réalité du pays, ses priorités et les meilleures pratiques internationales. En outre, l'Algérie doit améliorer les capacités des ressources humaines, soutenir les entreprises de start-up de l'énergie, et encourager l'adoption des technologies à faible émission de carbone et leur déploiement à grande échelle. Pour une stratégie de cette ampleur, il est nécessaire de se baser sur une approche globale prenant en compte les possibilités de développement d'une industrie de base et une intégration industrielle en mesure de répondre à une grande partie de la demande pour les équipements et créer de la valeur ajoutée et de l'emploi.

## RÉFÉRENCES

- [1] Renewable Energy policy Network for the 21st Century (REN21), Renewables 2014 Global Status Report.  
[http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014\\_full\\_report\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full_report_lowres.pdf)
- [2] Sonelgaz. Bulletins statistiques, Alger, 2012,  
< [http://www.sonelgaz.dz/article.php3?id\\_article=643](http://www.sonelgaz.dz/article.php3?id_article=643) >
- [3] Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Nouvelle carte du rayonnement solaire en Algérie, publié par le CDER, Alger, 2013. < <http://www.cder.dz> >
- [4] Bouhired-Sahnoune F. "Commande et contrôle d'une installation thermique solaire". Mémoire de Magister, Université M'hamed Bougara de Boumerdes, 2004.
- [5] Sahnoune F., Belhamel M., Zelmat M. "Climate Change in Algeria: Vulnerability and strategy of mitigation and adaptation". Energy Procedia 2013; 36, pp. 1286 –1294.
- [6] Ministère de l'Energie et des Mines (MEM). Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Alger, 2011. < <http://www.mem-algeria.org>. >.
- [7] Ministry of Land Planning and Environment (MATE). "Second national communication of Algeria on climate change to the UNFCCC"; project GEF-UNDP 00039149, Algiers, 2010.
- [8] Kalogirou S. A. "Environmental benefits of domestic solar energy systems". Energy Conversion and Management 2004; 45, pp. 3075–3092.
- [9] Denholm P. "The technical potential of solar water heating to reduce fossil fuel use and greenhouse gas emissions in the United States". In: Technical Report NREL/TP-640-41157. National Renewable Energy Laboratory; 2007.
- [10] Purohit P, Michaelowa A. "CDM potential of solar water heating systems in India". Solar Energy 2008; 82, pp.799–811
- [11] Jaisankar S, Ananth J., Thulasi S., Jayasuthakar ST., Sheeba KN. "A comprehensive review on solar water heaters". Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011;15, pp. 3045–3050
- [12] Hourri A., Salloum H., Ali A., Abdel Razik A., Hourri L. "Quantification of energy produced from an evacuated tube water heater in a real setting". Renewable Energy 2013; 49:111-4.
- [13] Ruchi Shukla, Sumathy K., Phillip Erickson, Jiawei Gong. "Recent advances in the solar water heating systems: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013; 19, pp.173–190.
- [14] Karagiorgas M., Botzios A., Tsoutsos T. "Industrial solar thermal applications in Greece: economic evaluation, quality requirements and case studies". Renewable and Sustainable Energy Reviews 2001; 5, pp. 157–173.
- [15] International Energy Agency (IEA). Potential for solar heat in industrial processes, SHC Task 33. 2008, <<http://www.iea-shc.org> > .

- [16] Large Scale Solar Thermal Systems Design Handbook, first Edition 2009 ; published by Mechanical Services Association of Australia and Sustainability Victoria.  
<[http://www.sustainability.vic.gov.au/resources/documents/lsts\\_design\\_handbook\\_-\\_final\\_print2.pdf](http://www.sustainability.vic.gov.au/resources/documents/lsts_design_handbook_-_final_print2.pdf) >.
- [17] Boehm B. "Production and distribution of domestic hot water in selected Danish apartment buildings and institutions. Analysis of consumption, energy efficiency and the significance for energy design requirements of buildings". Energy Conversion and Management 2013; 67: pp. 152–159
- [18] Mauthner F, Weiss W. "Solar Heat Worldwide: Markets and contribution to the energy supply 2012", SHC, International Energy Agency ( Solar Heating & Cooling Programme), Austria. 2014.
- [19] Parker DS. "Research highlights from a large scale residential monitoring study in a hot climate". Energy and Buildings 2003; 35: pp.863–876.
- [20] Hernandez P., Kenny P."Net energy analysis of domestic solar water heating installations in operation". Renewable and Sustainable Energy Reviews 2012; 16, pp. 170-177
- [21] Thomsen KE., Schultz JM., Poel B. "Measured performance of 12 demonstration Projects – IEA Task 13 advanced solar low energy buildings". Energy and Buildings 2005; 37, pp. 111–119.
- [22] Wall M. "Energy-efficient terrace houses in Sweden: simulations measurements". Energy and Buildings 2006; 38, pp. 627–634.
- [23] Intelligent Energy Europe (IEE)."EAST-GSR Project: Solar thermal applications in Eastern Europe with guaranteed solar results", final report, Dec. 2008. <http://www.solarest-gsr.net>
- [24] Sahnoune F., Belhamel M., Zelmat M. "The contribution of remote monitoring in the optimization of solar hot water production". First regional conference "Energy Efficiency in Building in Maghreb: EEBM 2012"; 26-27 November 2012, Rabat, Morocco.
- [25] Iqbal M. "An introduction to solar radiation". Academic Press ,New York, 1983, 390 p.
- [26] Kreith F., Kreider JF." Principles of solar engineering". McGraw-Hill; New York, 1978, 230 p.
- [27] Thekaekara M .P. "The solar constant and the solar spectrum measured from research aircraft, NASA TR R-351, NASNA, National Aeronautics and Space Administration, October 1970.
- [28] Thekaekara M .P. "Solar energy outside the earth's atmosphere". Solar Energy 1973; 14 (2), pp. 109-127.
- [29] Gates D.M. "Spectral distribution of solar radiation at the earth surface". Science 1966; 151, pp. 523-529

- [30] Yamamoto G. "Direct absorption of solar radiation By atmospheric water vapor, CO<sub>2</sub> and molecular oxygene". J. Atmosph. Sci. 1962; 19, pp.182-19.
- [31] Barrett B.W. "Depletion of short wave irradiance at the ground by particles suspended in the atmosphere". Solar Energy 1971; 13, pp. 323-337.
- [32] Angstrom K. "Intensité de la radiation solaire à différentes altitudes. Recherches faites à Ténériffe 1895 et 1896". Nova acta soc. sc., Upsala 1901; Ser. 3, 20, Fasc. 1, 46 p.
- [33] Boutaric A. "Sur une relation entre le pouvoir absorbant de l'atmosphère pour les radiations solaires et la polarisation de la lumière diffusée par le ciel". J. Phys. Theor. Appl. 1919; 9 (1), pp. 239-256.
- [34] Mirunalini Thirugnanasambandam, S. Iniyan, Ranko Goic. "A review of solar thermal technologies". Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010; 14, pp. 312–322.
- [35] Nitsch J. "Potenziale erneuerbarer Energien und ihr Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung". Umweltsymposium der Universität Konstanz: Klima und Energie im Spannungsfeld von Risiko und Verantwortung". Konstanz, 19. Juni 2009.
- [36] DLR, Germany's aerospace research center and space agency. Report, renewable energies in the MENA region: Potential for sustainable energy provision and export to Europe, 2008. [www.dlr.de](http://www.dlr.de).
- [37] Trieb F, Schillings C, O'Sullivan M, Pregger T, Hoyer-Klick C. "Global potential of concentrating solar power". German Aerospace Centre (DLR); 2009.
- [38] Spitz J., Aubert A., Behaghel J.M., Serge Berthier, Lafait J., et al. "Matériaux sélectifs pour la conversion photothermique de l'énergie solaire". Revue de Physique Appliquée 1979 ; 14 (1), pp.67-80.
- [39] AlShamaileh E. "Testing of a new solar coating for solar water heating applications". Solar Energy 2010; 84, pp. 1637–1643
- [40] Maira Lorena Trejos Moncada, Beatriz Cruz Muñoz, Miki Yoshida M. , Rubén Dorantes Rodríguez. "Comparative Experimental Study of New Absorbent Surface Coatings for Flat Plate Solar Collectors". Energy Procedia 2014; 12, pp. 57-64
- [41] Kalogirou S. A. "Solar thermal collectors and applications". Progress in Energy and Combustion Science 2004; 30, pp. 231–295
- [42] ADEME. "Eau chaude solaire : Manuel pour la conception, le dimensionnement et la réalisation des installations collectives". 2002, 110 p.
- [43] Guide solaire thermique in [http://www.solairethermique.guidenr.fr/cours\\_solaiere-thermique.php](http://www.solairethermique.guidenr.fr/cours_solaiere-thermique.php)
- [44] Yohanis Y. G., Popel O. S., Frid S. E. & Kolomiets Yu. G. "Detailed comparison of the performance of flat-plate and vacuum tube solar collectors for domestic hot water heating". International Journal of Sustainable Energy 2012; 31 (5), pp. 347-364

- [45] Winston R. "Solar concentrators of novel design". *Solar Energy* 1974; 16, pp. 89–95.
- [46] Rabl, A, Goodman N.B. Winston R. "Practical design considerations for CPC solar collectors". *Solar Energy* 1979; 22, pp. 373–381.
- [47] Kalogirou S, Eleftheriou P, Lloyd S, Ward J. "Design and performance characteristics of a parabolic-trough solar collector system". *Appl Energy* 1994; 47, pp. 341–354.
- [48] Hadorn J. C. *Thermal energy storage for solar and low energy buildings, State of the art by the IEA Solar Heating and Cooling Task 32*, Ed. Jean - Christophe Hadorn, 2005.
- [49] Dincer I., Rosen. "Thermal energy storage. Systems and applications". John Wiley & Sons. 2002.
- [50] Peuser F. A., Remmers K. H., Schnauss M. "Installations solaires thermiques : Conception et mise en œuvre, systèmes solaires". Ed. Le Moniteur. 2005, 400 p.
- [51] Sadhishkumar S, Balusamy T. "Performance improvement in solar water heating systems-A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014; 37, pp.191–198.
- [52] Mauthner F., and Weiss W. "Solar Heat Worldwide: Markets and contribution to the energy supply 2012". SHC, International Energy Agency (Solar Heating & Cooling Programme), Austria 2014.
- [53] REN 21: "Renewables Global Status Report". June 2013 in [http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013_lowres.pdf)
- [54] Duffie J. A, Beckman W.A. "Solar Engineering of thermal process", 4th. Ed, Wiley Interscience, New York, 2013; 936 p.
- [55] Deng J., Xu Y., Yang X. "A dynamic thermal performance model for flat-plate solar collectors based on the thermal inertia correction of the steady-state test method". *Renewable Energy* 2015; 76, pp. 679-686.
- [56] Klein S. A., Duffie J. A., and Beckman W. A. "Transient considerations of flat-plate solar collectors". *Transaction of ASME: Journal Engineering for Power* 1974; 96 (2), pp. 109–113.
- [57] Eicker, U. *Solar Technologies for Buildings*. Ed. John Wiley & Sons, Chichester (England), 2003; p. 320
- [58] Brandemuehl, M.J., Beckman, W.A. "Transmission of diffuse radiation through CPC and flat-plate collector glazings". *Sol. Energy* 1980; 24 (5), pp. 511–513.
- [59] Hottel H.C. and Woertz B.B. "Performance of Flat-Plate Solar Heat Collectors", *Trans. ASME*1942 ; pp. 64-91,.
- [60] Bernard R., Menguy G., Schwartz M. "Le rayonnement solaire : conversion thermique et applications", Ed. Tec. et Doc., (2<sup>o</sup>Ed..) 1983 ; Paris, 256p.
- [61] Hollands, K.G.T., Unny, T.E., Raithby, G.D., Konicek, L. "Free convective heat transfer across inclined air layers *Journal of Heat Transfer*". *ASME Transactions* 1976; 98, pp. 189–193.

- [62] Klein S. A. "Calculation of flat-plate collector loss coefficients". Solar Energy 1975; 17, (1), pp. 79-80.
- [63] Pissavin P. "Modélisation du comportement dynamique d'un ballon de stockage solaire à échangeur interne », Revue Générale de Thermique, 1982, vol. n° 246-247
- [64] Newton B. J. "Modeling of Solar Storage Tanks", Master's Thesis, University of Wisconsin-Madison, 1995.
- [65] Cruickshank C. A. "Evaluation of a Stratified Multi-Tank Thermal Storage for Solar Heating applications". Ph D Thesis, Queen's University, Ontario, Canada, 2009.
- [66] SACADURA J.F. "Initiation aux transferts thermiques", Technique Documentation, Ed Tec. & Doc. (8<sup>ème</sup> édition), Paris, 2009, 770 p.
- [67] Bonnefoi F., Michel E. "Eau chaude sanitaire solaire individuel et collectif". Document N° 1874, Ed. SEBTP, Paris, 2003  
[http://www.info-energie-paysdelaloire.fr/docs/3-ECS/1-solaire/ECS\\_Solaire\\_Avril\\_2008.pdf?](http://www.info-energie-paysdelaloire.fr/docs/3-ECS/1-solaire/ECS_Solaire_Avril_2008.pdf?))
- [68] Solo 2000 in <http://software.cstb.fr2>
- [69] Gilliaert D., Quinette J. Y., Greliche L. "Performances Prévisionnelles des installations solaires de production d'eau chaude sanitaire". TECSOL, PERPIGNAN, France, 2000
- [70] Sahnoune F., Belhamel M., Zelmat M. "Performance improvement of large-scale solar water heating systems by using remote monitoring". Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia 2015; 38, (1), pp.105 - 113.
- [71] IPCC. "Changements climatiques". Rapport de synthèse. 2007.  
[www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/sys/ar4\\_sys\\_fr.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/sys/ar4_sys_fr.pdf)
- [72] Sahnoune F, Belhamel M, Zelmat M. "Algerian energy policy and potential to reducing greenhouse gas emissions". Energy Sources, Part B Economics, Planning, and Policy, 2015 (in press)
- [73] Ministère de l'énergie et des mines (MEM). "Bilan énergétique national", Edition 2014, Alger. [http://www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2013\\_edition\\_2014.pdf](http://www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan_Energetique_National_2013_edition_2014.pdf)
- [74] Ministère de l'énergie et des mines (MEM). "Textes législatifs et réglementaires". Alger, 2014. [www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=electricite-et-distribution-de-gaz](http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=electricite-et-distribution-de-gaz)
- [75] APRUE. "Recueil de textes législatifs et réglementaires sur la rationalisation de l'énergie", Alger, 2012. [www.aprue.org](http://www.aprue.org).
- [76] JORA N°52 of 18 août 2004. "Loi N° 04-09 du 14 août 2004, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable".
- [77] JORA N° 78 du 31 Décembre 2009. "Loi N° 09-09 du 30 Décembre 2009 portant Loi de Finances 2010".
- [78] ONM. "Gaw Program in Algeria, results of 18 years of measurements at the GAW station Tamanrasset". Internal Report, Algiers, 2013.

- [79] IPCC, Publications 2006. "Guidelines for national green house gas inventories".  
[www.ipcc-nggip.iges/public/2006-gl/index.html](http://www.ipcc-nggip.iges/public/2006-gl/index.html)
- [80] BAfD. Report: Algerian African economic outlook, 2013.  
[www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/](http://www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/)
- [81] World Bank, data, change knowledge portal.  
[www.data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC](http://www.data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC)
- [82] Boukelia T. Mecibah M. "Solid waste as renewable source of energy: current and future possibility in Algeria". *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 2012; 3, pp. 1-17
- [83] McKendry, P. "Energy production from biomass (part 1): overview of biomass". *Bioresour Technol.* 2002; 83, pp. 37–46

## **ANNEXE**

---

## Technique de Transmission

### Protocole X-MODEM:

Ce protocole qui a été mis au point par Ward Christensen, est bien connue dans le domaine de la télématique et se nomme X-MODEM. Il s'est rapidement imposé comme un des bons standards de communication. Son principe de base est l'interactivité entre émetteur et receveur. Le fichier à transmettre est segmenté en tronçons de 128 octets. Chaque tronçon est émis, accompagné d'octets de contrôle tels que numéro d'ordre de checksum (vérification de la somme des octets d'un bout à l'autre de transmission). C'est le programme receveur qui dirige la transmission: si une erreur apparaît, il redemande automatiquement la réémission du bloc erroné. Ainsi chaque bloc reçu et validé est exempt d'erreurs. Chaque bloc peut être réémis plusieurs fois, jusqu'à ce qu'il soit "OK".

Le format de transmission des données est : série asynchrone, 8 bits, sans parité, un bit stop. La convention de bloc obéit à la règle suivante: chaque bloc émis commence par SOH (start of heading), n° de bloc, 255 moins n° de bloc, puis viennent les 128 octets du bloc, suivi d'un octet de somme de contrôle (checksum). Le format général d'un bloc est donc:

< SOH > < n° bloc > < 255 - n° bloc > < data...> < checksum >.

Ainsi, de par sa conception, ce protocole X-MODEM est capable de transmettre n'importe quel type de fichier: binaire, ASCII codé sur 7 ou 8 bits, programme BASIC, même s'il est demi compilé, fichier de tableaux et autres calques, etc.