



**HAL**  
open science

# Optimisation des installations solaires collectives d'eau chaude sanitaire : application des techniques “ des faibles débits ” et “ du stockage divisé ”

Kévyn Johannes

► **To cite this version:**

Kévyn Johannes. Optimisation des installations solaires collectives d'eau chaude sanitaire : application des techniques “ des faibles débits ” et “ du stockage divisé ”. Energie électrique. Université de Savoie, 2005. Français. NNT : . tel-00367630

**HAL Id: tel-00367630**

**<https://theses.hal.science/tel-00367630>**

Submitted on 11 Mar 2009

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# UNIVERSITE DE SAVOIE

Ecole doctorale de l'Université de Savoie

## **THESE**

Présentée en vue d'obtenir le titre de

Docteur en Sciences

De l'Université de Savoie

Discipline : Génie Civil et Sciences de l'habitat

Par

Kévyne JOHANNES

### **Optimisation des installations solaires collectives d'eau chaude sanitaire : application des techniques « des faibles débits » et « du stockage divisé »**

Soutenue publiquement le 10 novembre 2005 devant le jury composé de :

M.Gilbert ACHARD  
M.Francis ALLARD  
M.Bruno DUTHOIT  
M.Gilles FRAISSE  
M. Jacques MIRIEL  
M.Philippe PAPILLON  
M.Gilles RUSAOUEN

Professeur  
Professeur  
Professeur  
Maître de Conférences  
Professeur  
Docteur, Sté CLIPSOL  
Maître de Conférences

Examineur  
Rapporteur  
Rapporteur  
Examineur  
Président  
Invité  
Examineur



# REMERCIEMENTS

Je remercie Gilbert ACHARD et Yves GONTHIER, directeurs successifs du Laboratoire Optimisation de la Conception et Ingénierie de l'environnement (LOCIE), pour leur accueil.

J'aimerais tout particulièrement remercier Gilbert ACHARD, Professeur, et Gilles FRAISSE, Maître de Conférences à l'ESIGEC, non seulement pour la qualité de leur encadrement mais aussi pour leur disponibilité. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma gratitude la plus sincère.

Mes remerciements s'adressent également à François ALLARD, Professeur à l'Université de La Rochelle, Brunot DUTHOIT, Professeur à l'Université d'Artois, qui ont accepté d'examiner ce mémoire et de faire partie du jury.

Messieurs Jacques MIRIEL, Professeur, et Gilles RUSAOUEN, Maître de Conférences, se sont intéressés à mes travaux et m'ont fait l'honneur d'être membres du jury ; je les en remercie vivement.

Je tiens également à remercier la région Rhône Alpes qui m'a octroyé une bourse de recherche et financé conjointement avec l'assemblée des pays de Savoie la métrologie et les supports expérimentaux.

Mes plus vifs remerciements à la Société Clipsol, et en particulier Philippe PAPILLON et son équipe (Cédric et David), pour avoir contribué à la fourniture des supports expérimentaux.

Il m'est agréable de remercier Nicole HENRIET et Raymond SEDANO pour leur participation aux campagnes expérimentales, ainsi que Christel SEBASTIAN pour son aide.

Enfin, je salue l'ensemble de mes collègues du LOCIE, enseignants-chercheurs, doctorants, secrétaires qui ont rendu ces trois années si agréables.



# RESUME

Les installations de production d'eau chaude solaire collective ayant peu évolué ces vingt dernières années, il paraissait important de rechercher des innovations afin de les améliorer d'un point de vue technico-économique.

Nous avons ainsi conçu un ballon de stockage à stratification, fonctionnant aussi bien dans les installations individuelles que dans les installations collectives.

La simulation du comportement d'un ballon domestique puis collectif grâce au code CFD Fluent a permis de mettre en évidence l'influence positive de la présence d'injecteurs à plaques sur les entrées solaires ainsi que sur l'entrée d'eau froide.

Les résultats expérimentaux, obtenus grâce à la mise en place d'un banc expérimental, ont permis de valider le modèle CFD ainsi que l'utilisation des injecteurs à plaques vis-à-vis de la stratification thermique. Une étude par injection de colorant a également permis d'étudier qualitativement la stratification au sein du ballon.

L'objectif du travail étant d'optimiser les installations solaires d'eau chaude collective, nous avons élaboré un modèle avec le logiciel TRNSYS. Il permet de simuler l'ensemble des composants intervenant dans la production solaire d'eau chaude sanitaire de telles installations. La validation du modèle de référence développé a été réalisée grâce à des données expérimentales. En effet, l'installation solaire de la maison de retraite « Les Berges de l'Hyères » située à Chambéry (73) a été instrumentée de façon à obtenir notamment le bilan énergétique aux bornes de chaque composant. La comparaison des résultats expérimentaux et numériques indique la cohérence du modèle, bien que des différences, néanmoins explicables, persistent.

Ce modèle a ensuite servi de base de comparaison dans la proposition d'installations innovantes plus performantes sur le plan énergétique. La comparaison des différentes solutions est basée sur le taux de couverture solaire corrigé. Contrairement au taux de couverture défini dans la Garantie de Résultats Solaires (GRS), le taux de couverture solaire corrigé considère l'énergie d'appoint ainsi que l'énergie nécessaire au fonctionnement des auxiliaires. Les conclusions à l'issue de ces simulations sont très satisfaisantes. En effet, les installations solaires collectives décentralisées atteignent des taux de couverture solaire corrigés de 30% et réduisent ainsi sensiblement les rejets de CO<sub>2</sub>. Nous avons également mis en évidence l'intérêt de faire fonctionner l'installation en débit variable. L'alimentation des pompes grâce à des cellules photovoltaïques est également très prometteuse.

Enfin, l'analyse économique montre que les installations à production solaire centralisée et à appoint individualisé, ainsi que les installations décentralisées, permettent d'effectuer des économies non négligeables sur la fourniture de l'énergie d'appoint. Cependant, l'investissement initial est fonction du nombre de ballons mis en place, et par conséquent, les temps de retour sont plus ou moins intéressants.

Mots clés :

Chauffe-eau solaire / faible débit / stratification / stockage divisé / expérimentation / simulation



# ABSTRACT

During the twenty last years no major improvement was carried out on the solar collective installations, so it appeared important to search innovations in order to improve them from a thermal and an economic point of view.

We designed a stratification storage tank, functioning as well in solar domestic systems as in large solar systems like buildings.

The Fluent CFD code was used to simulate the fluid motion inside a domestic and a collective tank. The comparison between the numerical and the experimental results, thanks to the experimental tank, made it possible to validate the CFD model and to highlight the parallel plates benefits on the temperature stratification. A study with coloured injection also validated qualitatively the temperature stratification.

The aim of the work being to optimize the large solar hot water systems, we worked out a TRNSYS model to simulate the solar production of domestic hot water in such systems. The experimental data were used to validate this model. Indeed, the solar system of a retirement home "Les Berges de l'Hyères" located in Chambéry (73) was monitored to obtain the component energy balances.

The comparison between the numerical and the experimental data indicates similar results, although differences persist. However they can be explained.

This model was then used as a based system in order to propose more powerful installations – centralized solar production and individualized auxiliary systems and decentralized systems - from an energetic point of view. The comparison of the various solutions was based on the corrected solar fraction. Contrary to the GRS solar fraction – it is defined as the ratio between the net utilized solar energy and the hot water consumption - the corrected solar fraction considers the auxiliary heating energy (electric resistance, boiler) as well as the parasitic energy necessary to the pumps, the controllers...

The conclusions are very satisfactory. Indeed, the large decentralized solar systems reach corrected solar fraction of 30% and avoid important CO<sub>2</sub> discharges. We also highlighted the possibility of using matched flow and direct-coupled PV pumps to decrease electric consumptions.

Finally, the economic analysis shows that the system with centralized solar production and individualized auxiliary as well as the decentralized system make it possible to do considerable supply energy savings. However, the initial investment cost is a function of the number of tanks, and therefore, financial writing off time are more or less interesting.

Key words:

Solar water tank / low flow / stratification / domestic solar water tank / experimentation / simulation





# NOMENCLATURE

A	Surface	[m <sup>2</sup> ]
alb	Albedo	[-]
B	Facteur optique	[-]
Ccorr	Constante de corrélation	[-]
Cp	Chaleur spécifique	[J.kg <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup> ]
DTLM	Différence de température logarithmique moyenne	[K]
En	Eclairement normal	[W/m <sup>2</sup> ]
<i>f</i>	Taux de couverture solaire	[%]
FdifHz	Flux diffus horizontal	[W/m <sup>2</sup> ]
FdirHz	Flux direct horizontal	[W/m <sup>2</sup> ]
H	Hauteur	[m]
I	Angle d'incidence du rayonnement solaire sur le capteur	[°]
K	Coefficient de déperditions thermiques	[W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-1</sup> ]
M	Masse	[kg]
$\dot{m}$	Débit massique	[kg/s]
Pc	Productivité des capteurs	[kWh/m <sup>2</sup> ]
Qu	Puissance utile	[W]
T	Température	[K]
UA	Coefficient d'échange global	[W/m <sup>2</sup> ]
V	Volume	[m <sup>3</sup> ]
Y	Distance entre les différents thermocouples	[m]
z	position relative du point de mesure	[-]

## Symboles Grecs

$\beta$	Angle d'inclinaison du capteur	[°]
$\Delta T$	Différence de température	[K]
$\eta$	Rendement	[%]
$\lambda$	Conductivité thermique	[W.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup> ]
$\mu$	Viscosité dynamique	[kg.m <sup>-1</sup> .s <sup>-1</sup> ]
$\rho$	Masse volumique	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\tau_{\text{économie}}$	Taux d'économie	[%]
$\tau_{\text{économie étendu}}$	Taux d'économie	[%]
$\tau$	Coefficient caractérisant la stratification	[-]



# SOMMAIRE

<b>REMERCIEMENTS</b> .....	<b>3</b>
<b>RESUME</b> .....	<b>5</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>7</b>
<b>NOMENCLATURE</b> .....	<b>9</b>
<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>11</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	<b>15</b>
<b>CHAPITRE 1 : BIBLIOGRAPHIE</b> .....	<b>17</b>
I. INTRODUCTION .....	19
II. DEFINITION DES FACTEURS UTILISES POUR QUALIFIER LES INSTALLATIONS SOLAIRES .	19
II.1. <i>La Garantie de Résultats Solaires</i> .....	19
II.2. <i>Définition de la productivité des capteurs solaires</i> .....	21
II.3. <i>Définition du taux d'économie</i> .....	21
II.4. <i>Critère environnemental</i> .....	21
III. LES PROBLEMES DE LEGIONELLOSE DANS LES INSTALLATIONS D'ECS.....	21
III.1. <i>La maladie de la légionellose ou « Maladie du légionnaire »</i> .....	22
III.2. <i>Modes de contamination</i> .....	22
III.3. <i>Analyse et traitements des installations d'eau chaude sanitaire</i> .....	23
IV. LES INSTALLATIONS SOLAIRES COLLECTIVES DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE SANITAIRE .....	24
IV.1. <i>Les installations solaires collectives existantes</i> .....	25
IV.2. <i>Améliorations envisageables des installations solaires collectives</i> .....	30
V. LES MODELES NUMERIQUES .....	43
V.1. <i>Modèles de capteurs solaires simplifiés</i> .....	44
V.2. <i>Modèles de ballons solaires simplifiés</i> .....	46
V.3. <i>Modèle fins</i> .....	52
VI. CONCLUSION .....	55
<b>CHAPITRE 2 : AMELIORATION DE LA STRATIFICATION DANS UN BALLON SOLAIRE</b> .....	<b>57</b>
I. INTRODUCTION .....	59
II. ETUDE EXPERIMENTALE ET NUMERIQUE DE LA STRATIFICATION DANS UN BALLON TRADITIONNEL CLIPSOL .....	59
II.1. <i>Modélisation</i> .....	59
II.2. <i>Configurations étudiées</i> .....	60
III. DEVELOPPEMENT D'UN BALLON A STRATIFICATION ACTIVE.....	67
III.1. <i>Etude de l'influence d'injecteurs sur la stratification par simulation CFD</i> .....	67
III.2. <i>Etude CFD de la stratification lors d'une injection simultanée d'eau solaire et d'eau froide</i> .....	82
III.3. <i>Etude CFD de la stratification sur un ballon de 2000 litres à application collective</i> .....	83
III.4. <i>Banc expérimental du CESI à stratification active</i> .....	84
III.5. <i>Comparaison des résultats expérimentaux et numériques obtenus avec les CFD</i> .....	91

IV. CONCLUSIONS .....	92
<b>CHAPITRE 3 : ETUDES EXPERIMENTALES ET NUMERIQUES D'UNE INSTALLATION D'ECS COLLECTIVE.....</b>	<b>93</b>
I. INTRODUCTION.....	95
II. DESCRIPTIF EXPERIMENTAL DE L'INSTALLATION EXPERIMENTALE.....	95
<i>II.1. Présentation de l'installation « Les Berges de l'Hyères » - installation solaire collective expérimentale.....</i>	<i>95</i>
<i>II.2. Descriptif de l'installation solaire collective d'ECS.....</i>	<i>95</i>
<i>II.3. Bilan énergétique de l'installation .....</i>	<i>99</i>
III. MODELISATION ET VALIDATION DE L'INSTALLATION « LES BERGES DE L'HYERES »	108
<i>III.1. Modélisation complète de l'installation.....</i>	<i>108</i>
<i>III.2. Validation du modèle de référence.....</i>	<i>111</i>
IV. OPTIMISATION NUMERIQUE DE L'INSTALLATION DES BERGES DE L'HYERES .....	118
V. ANALYSE DU FONCTIONNEMENT GLOBAL DE L'INSTALLATION DE REFERENCE SUR UNE ANNEE .....	125
VI. CONCLUSION.....	126
<b>CHAPITRE 4 : OPTIMISATION DES INSTALLATIONS SOLAIRES DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE COLLECTIVE.....</b>	<b>129</b>
I. INTRODUCTION.....	131
II. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS SOLAIRES COLLECTIVES DECENTRALISEES.....	131
III. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS A PRODUCTION SOLAIRE CENTRALISEE AVEC APPOINT INDIVIDUALISE .....	133
<i>III.1. Influence de l'isolation.....</i>	<i>135</i>
<i>III.2. Influence du profil de puisage.....</i>	<i>136</i>
<i>III.3. Influence du débit du circulateur <math>C_3</math>.....</i>	<i>138</i>
<i>III.4. Influence du volume de stockage.....</i>	<i>139</i>
<i>III.5. Influence d'un bouclage sur la distribution .....</i>	<i>139</i>
<i>III.6. Influence de la stratification du ballon solaire.....</i>	<i>141</i>
IV. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS SOLAIRES COLLECTIVES DECENTRALISEES .....	144
<i>IV.1. Influence de l'isolation de la boucle solaire .....</i>	<i>147</i>
<i>IV.2. Influence du débit dans la boucle solaire, de la stratification et du volume de stockage.....</i>	<i>148</i>
<i>IV.3. Etude d'une installation à débit variable .....</i>	<i>148</i>
<i>IV.4. Influence de la différence de températures désirée aux bornes du capteur.....</i>	<i>150</i>
V. RECAPITULATIF DES SOLUTIONS PROPOSEES POUR UN VOLUME DE PUISAGE QUOTIDIEN DE 4000 LITRES .....	151
VI. ANALYSE ECONOMIQUE .....	153
<i>VI.1. Investissement.....</i>	<i>153</i>
<i>VI.2. Fonctionnement.....</i>	<i>154</i>
<i>VI.3. Estimation des temps de retour .....</i>	<i>155</i>
VII. CONCLUSIONS.....	158
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>159</b>
<b>ANNEXE 1 : LES TRAITEMENTS DE DESINFECTION DES RESEAUX SANITAIRES .....</b>	<b>164</b>
<b>ANNEXE 2 : PARAMETRES DE SIMULATION DU MODELE DES « BERGES DE L'HYERES » .....</b>	<b>170</b>

<b>ANNEXE 3 : PARAMETRES DE SIMULATION DU MODELE DES INSTALLATIONS DECENTRALISEES.....</b>	<b>174</b>
<b>ANNEXE 4 : ANALYSE DU COUT D'INVESTISSEMENT DES DIFFERENTES SOLUTIONS DANS LE CAS DE L'IMMEUBLE « SOCADAL » A MONTPELLIER .....</b>	<b>178</b>
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>	<b>182</b>



# INTRODUCTION GENERALE

En ratifiant les accords du Protocole de Kyoto de 1997, les pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) de 5,2% (0% pour la France en raison de l'utilisation du nucléaire) sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. La France s'est également engagée à réduire de 75% ses émissions de GES d'ici 2050 par rapport à 1990 (facteur 4). Pour atteindre ces objectifs, il sera impératif d'augmenter de 50% le recours aux énergies renouvelables d'ici 2010. Mais, il sera également nécessaire de réduire la consommation d'énergie pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire à une valeur moyenne, dans les bâtiments neufs, de 50 kWh.m<sup>-2</sup> d'ici 2050.

En 2002, le secteur du bâtiment est le plus grand consommateur d'énergie avec 43% de la consommation nationale, devant le transport 31% et l'industrie 26%. Le tiers de cette énergie a été utilisée pour chauffer l'eau chaude sanitaire.

La réduction de l'énergie nécessaire à ce poste ainsi que la réduction des émissions de GES passent alors inévitablement par une utilisation des énergies renouvelables qui, contrairement aux combustibles fossiles, ne libèrent pas de dioxyde de carbone. Différentes initiatives telles que le plan soleil [1] et la RT2005 ont été mises en place afin de promouvoir leur intégration dans les bâtiments.

La production d'eau chaude sanitaire est une des applications les plus intéressantes de l'énergie solaire, notamment dans les installations solaires collectives (ISC) des bâtiments résidentiels et certains tertiaires caractérisés par des besoins d'eau chaude importants et réguliers tout au long de l'année. C'est le cas en particulier des bâtiments de l'habitat collectif, des hôtels et des établissements de santé. Cependant, les ISC ont peu évolué au cours de ces vingt dernières années. Les risques de légionellose sont importants, les performances énergétiques de ces installations sont faibles et la Garantie de résultats solaires n'est pas très judicieuse pour définir les performances réelles. Il est donc indispensable de proposer de nouvelles solutions afin d'améliorer leurs performances énergétiques, tout en respectant les contraintes sanitaires telles que les risques de légionellose. Notre choix s'est donc orienté vers l'application des techniques des faibles débits couplée à l'usage de ballons à stratification et du stockage divisé.

Un groupe de travail de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [2] s'est intéressé récemment à la stratification thermique des ballons d'eau chaude alimentés en faible débit. Ce procédé permet de faire fonctionner les capteurs à un niveau de température plus faible, d'où un meilleur rendement, tout en maintenant l'eau la plus chaude en partie haute du stockage, afin de limiter le recours à l'appoint. Cependant, les résultats présentés concernent seulement les Chauffe-eau Solaires Individuels (CESI), et très peu d'études ont été réalisées sur les ISC [3].

Une autre innovation envisageable est le « stockage divisé » [4,5] qui peut faciliter la répartition des charges d'eau chaude sanitaire, et limiter le développement de la légionellose tout en préservant les performances des ISC. Cette technique consiste à mettre en place autant de ballons de stockage que de points de puisage. Cependant, l'investissement peut-être plus important suivant le nombre de ballons installés.



Afin d'évaluer la faisabilité de telles installations, il est indispensable d'étudier numériquement les aspects précités, étant donné le peu d'informations disponibles. En effet, à l'heure actuelle, une seule installation de ce type a été réalisée (Le jeu de Mail à Montpellier).

Les résultats présentés dans ce mémoire sont issus de l'application des deux techniques innovantes suivantes : stratification active des ISC et stockage divisé. La simulation numérique, qui est une approche classique dans les problèmes d'optimisation, nous a permis de proposer des solutions nouvelles performantes. L'expérimentation a été utilisée notamment pour valider les modèles développés.

Une étude bibliographique définit dans le premier chapitre de ce mémoire les indicateurs utilisés pour qualifier les performances des différentes installations solaires. Elle traite également des problèmes de légionellose et des solutions disponibles pour limiter le développement de ces bactéries. L'objectif est d'élaborer des installations présentant un risque sanitaire minimum. Les différents types d'installations solaires collectives sont ensuite recensés puis classés selon leurs performances énergétiques, afin d'évaluer les techniques envisageables pour les optimiser. Ainsi, avons-nous mis en évidence la nécessité de proposer des solutions plus performantes et d'élaborer un ballon solaire à stratification active fiable et simple, dans une large gamme de volume (installation individuelle ou collective) dont le coût de production reste raisonnable. Pour cela, nous avons choisi, parmi les outils numériques recensés, le logiciel TRNSYS [6] (modélisation globale) et le code CFD Fluent « Computational Fluid Dynamics » [7] (modélisation fine du comportement du fluide dans les ballons).

Nous nous sommes attachés dans le deuxième chapitre à la validation du Type 140 de TRNSYS en régime dynamique utilisé dans le modèle global d'une ISC. Cette étude s'est appuyée sur un modèle numérique développé sous Fluent, ainsi que sur l'expérimentation. Le modèle CFD développé nous a également permis de mettre au point un ballon à stratification active. Nous avons évalué l'apport d'injecteurs à plaques parallèles sur les entrées d'eau solaire et d'eau froide, par rapport à un ballon ne disposant d'aucun système de stratification. Nous avons ensuite réalisé le prototype expérimental de ballon, muni d'un système de mesures, qui nous a permis de valider le modèle TRNSYS et le modèle CFD. Nous disposons donc d'un ballon à stratification active utilisable dans des installations collectives ou décentralisées.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation de l'installation solaire collective « Les Berges de l'Hyères » qui est le support expérimental global de notre étude. Un système de métrologie permet d'enregistrer les données expérimentales nécessaires à l'évaluation des performances énergétiques et à la validation du modèle global développé. Suite aux dysfonctionnements constatés sur l'installation initiale des Berges de l'Hyères, différentes solutions sont proposées afin d'améliorer les performances.

Le dernier chapitre est, quant à lui, dédié à l'optimisation des ISC. Les performances des installations centralisées, des installations à production solaire centralisée et appoint individualisé, et des installations décentralisées sont présentées. Une étude paramétrique permet d'évaluer les critères ayant le plus d'influence sur le taux de couverture solaire corrigé. Le rejet de CO<sub>2</sub> évité est également évalué, ainsi que le coût d'investissement, de fonctionnement et le temps de retour de chaque installation.

# **CHAPITRE 1 : BIBLIOGRAPHIE**

**I.**



## **INTRODUCTION**

La première partie de ce chapitre concerne la définition des facteurs utilisés dans les installations solaires domestiques ou collectives. La Garantie de Résultats Solaires est tout d'abord définie. Les différents critères tels que la productivité des capteurs, le taux d'économie, et l'aspect environnemental permettant de comparer les installations solaires sont ensuite présentés.

L'aspect sanitaire est un des critères les plus importants. C'est pourquoi la deuxième partie de ce chapitre lui est consacré. Il concerne le risque de Légionellose dans les installations d'eau chaude sanitaire. En effet, le problème des légionelles est présent quel que soit le type d'installation de production d'eau chaude sanitaire. Par conséquent, nous menons une analyse sur les risques de pollution de l'eau et sur les traitements envisageables lorsque l'installation est contaminée afin que cet aspect sanitaire soit pris en compte dans les installations innovantes proposées.

La troisième partie recense les différents types d'installations solaires d'eau chaude collectives existantes en les classant selon trois types :

1. Les installations solaires collectives centralisées ;
2. Les installations à production solaire centralisée avec appoint individualisé ;
3. Les installations solaires collectives décentralisées.

Les installations à production solaire centralisée et à appoint individualisé, ainsi que les installations décentralisées sont les plus prometteuses. C'est pourquoi, une étude des techniques appliquées aux CESI à faible débit a été menée afin de pouvoir les appliquer aux installations collectives.

Enfin, la dernière partie recense les outils de modélisation disponibles afin d'optimiser les installations solaires collectives. L'objectif étant d'obtenir des bilans énergétiques détaillés des installations solaires collectives d'eau chaude sanitaire, nous avons mené une étude bibliographique sur les logiciels ainsi que sur les modèles disponibles dans la littérature.

## **II. DEFINITION DES FACTEURS UTILISES POUR QUALIFIER LES INSTALLATIONS SOLAIRES**

### **II.1. La Garantie de Résultats Solaires**

La GRS [8] est un engagement du fabricant de capteurs solaires, de l'installateur et de l'exploitant, assistés d'un bureau d'études, sur la production énergétique annuelle de l'installation solaire projetée.

L'installation solaire est équipée d'un dispositif de télésurveillance qui permet, mois après mois, de comptabiliser l'énergie solaire. Le taux de couverture solaire GRS ( $f_{GRS}$ ) ainsi défini doit être, la première année, au moins équivalent à 90% de la valeur obtenue par un calcul prévisionnel.

$$f_{GRS} = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Besoins d'ECS}} \quad [\%] \quad (1.1)$$

où :

- ✓ l'énergie solaire utile est l'énergie solaire fournie à l'ECS [kWh]
- ✓ Les besoins d'ECS représentent l'énergie nécessaire pour chauffer l'eau froide à la température de consigne [kWh]

Si l'énergie produite par le système solaire est au moins équivalente à 90% de l'énergie calculée la première année, les mesures se poursuivent durant quatre années supplémentaires, sinon les entreprises ont le choix entre plusieurs options : remettre à niveau, à leurs frais, l'installation pour atteindre les objectifs ou bien dédommager le maître d'ouvrage du déficit d'énergie solaire.

Dans tous les cas et pendant cinq années consécutives, la production réelle de l'installation doit représenter au moins 90% de la production calculée.

En revanche, la GRS ne s'applique pas si la consommation d'eau chaude sanitaire est inférieure à 50 % des prévisions. Ce facteur  $f_{GRS}$  varie généralement autour de 60% par an pour les installations collectives.

Le taux de couverture solaire  $f_{GRS}$  est un indicateur précieux pour estimer la part des besoins couverts par l'énergie solaire mais il n'est pas significatif d'un point de vue énergétique puisqu'il ne prend pas en compte les pertes de bouclage. C'est pourquoi, il est plus intéressant d'utiliser le taux de couverture solaire  $f$  défini dans la norme ISO/FDIS 9488 de 1999 [9] qui permet de définir l'efficacité énergétique de l'installation étudiée.

$$f = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Energie solaire utile} + \text{Energie d'appoint}} \quad [\%] \quad (1.2)$$

Les facteurs définis par les équations (1.1) et (1.2) sont régulièrement utilisés. La classification des différentes ISC a donc été réalisée grâce à ces deux facteurs en essayant de privilégier le facteur  $f$  puisqu'il prend en compte l'énergie consommée. Il est généralement inférieur à 30% pour les meilleures installations collectives. Cependant, le facteur  $f$  n'est pas tout à fait satisfaisant puisqu'il n'intègre pas la consommation des pompes. Or, pour des systèmes à faibles débits, les gains obtenus sont réalisés en partie sur ces consommations. Nous avons donc jugé utile de définir un troisième facteur, le taux de couverture solaire corrigé  $f_{\text{corrigé}}$  qui prend en compte la consommation des circulateurs de la façon suivante :

$$f_{\text{corrigé}} = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Energie solaire utile} + \text{Energie d'appoint} + \text{Energie des auxiliaires}} \quad [\%] \quad (1.3)$$

où :

L'énergie des auxiliaires représente la consommation des pompes et des régulateurs [kWh]

Nous constatons alors que seul le taux de couverture solaire corrigé suffirait pour qualifier les ISC. Cependant, cela impliquerait de redéfinir la Garantie de Résultats Solaires actuelle par une Garantie de Résultats : Solaire + Appoint + Auxiliaires qui aurait l'avantage de prendre en compte l'énergie globale nécessaire au fonctionnement de l'installation.

## II.2. Définition de la productivité des capteurs solaires

La productivité définie par l'équation (1.4) permet d'évaluer le dimensionnement des capteurs. Selon une étude réalisée avec le logiciel SOLO [10], la productivité décroît lorsque la surface des capteurs augmente et croît jusqu'à une valeur asymptotique lorsque le volume de stockage augmente. Il est montré que plus le taux de couverture solaire est élevé, plus la productivité des capteurs est faible. Ainsi, pour des installations solaires collectives la productivité des installations varie entre 500 et 600 kWh.m<sup>-2</sup>.an<sup>-1</sup>.

$$\text{Productivité} = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Surface de capteurs}} \text{ [kWh.m}^{-2}\text{.an}^{-1}] \quad (1.4)$$

## II.3. Définition du taux d'économie

Le taux d'économie défini par l'équation (1.5) permet de mettre en valeur les économies réalisées grâce à l'utilisation de l'énergie solaire.

$$\tau_{\text{économie}} = \left( 1 - \frac{\text{Energie d'appoint avec solaire}}{\text{Energie d'appoint sans solaire}} \right) * 100 \text{ [%]} \quad (1.5)$$

Au même titre que le taux de couverture solaire corrigé, nous pouvons définir le taux d'économie étendu [11] :

$$\tau_{\text{économie étendu}} = \left( 1 - \frac{\text{Energie (appoint+auxiliaires) avec solaire}}{\text{Energie (appoint+auxiliaires) sans solaire}} \right) * 100 \text{ [%]} \quad (1.6)$$

## II.4. Critère environnemental

D'un point de vue environnemental, nous pouvons estimer la quantité de CO<sub>2</sub> diffusée dans l'atmosphère en multipliant l'énergie d'appoint par un coefficient [8]:

- ✓ 0.35 kg de CO<sub>2</sub> par kWh consommé par un appoint fonctionnant au fioul domestique
- ✓ 0.28 kg de CO<sub>2</sub> par kWh consommé par un appoint fonctionnant au gaz naturel
- ✓ 0.36 kg de CO<sub>2</sub> par kWh consommé par un appoint fonctionnant au charbon
- ✓ 0.12 kg de CO<sub>2</sub> par kWh consommé par un appoint fonctionnant à l'électricité

Nous avons défini dans cette première partie les facteurs essentiels utilisés dans ce travail afin de caractériser les ISC. Le dernier critère important à définir est le critère sanitaire lié aux risques de légionellose.

## **III. LES PROBLEMES DE LEGIONELLOSE DANS LES INSTALLATIONS**

### **D'ECS**

La légionellose est un problème récurrent dans les installations collectives d'eau chaude sanitaire et devient par conséquent une contrainte lors de la conception des ISC. Ce paragraphe traite donc les problèmes de légionelle en mettant en avant leur origine et les traitements préventifs de cette bactérie.

### III.1. La maladie de la légionellose ou « Maladie du légionnaire »

Durant les mois de juillet et août 1976, 221 congressistes de L'American Legion furent atteints de cette maladie à l'hôtel Bellevue-Stratford à Philadelphie. En 1974, dans le même hôtel, des membres d'une convention avaient déjà été frappés, entraînant le décès de plusieurs personnes. En 1968, une forme bénigne de la maladie (2 à 5 jours) avait été observée pour la première fois à Pontiac (Michigan) d'où son autre nom parfois utilisé de fièvre de Pontiac.

### III.2. Modes de contamination

La maladie se transmet par l'eau et plus précisément par l'inhalation de micro-gouttelettes d'eau (de l'ordre de 5µm) pouvant se retrouver dans des boues, des sources chaudes, bassins stagnants... La croissance de la bactérie est favorisée entre 25°C et 43°C, lorsque l'eau stagne et en présence de dépôts de tartre, de résidus métalliques comme le fer et le zinc, de certains matériaux tels que le caoutchouc, le chlorure de polyvinyle ou le silicone et d'autres micro-organismes des milieux aquatiques, comme les cyanobactéries ou les amibes libres.

Depuis sa découverte en 1977, de nombreux cas de légionellose (plusieurs milliers) ont été observés dans le monde. Aux Etats-Unis, on recense environ 20000 cas avérés par an. Pour la France, en 1998 on dénombrait 374 cas ce qui représente une incidence de 0,63 cas pour 100000 habitants. Le nombre de cas déclarés fut ainsi multiplié par 1,8 par rapport à l'année précédente, tendance qui reste observée à l'heure actuelle.

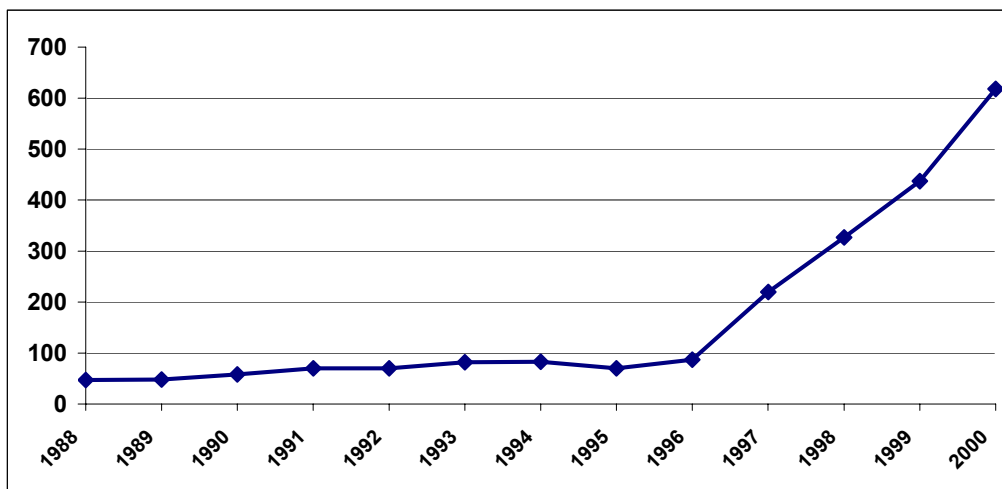


Figure 1 : Cas de légionellose déclarés en France, 1988-2000

Cependant, cette augmentation significative (Figure 1) doit être relativisée compte tenu de l'amélioration des connaissances de la maladie, des techniques d'analyse et de surveillance.

A noter que parmi l'ensemble des cas de légionelloses déclarés, les établissements de santé (hôpitaux, maisons de retraite médicalisées...) représentent un des principaux lieux de contamination où de surcroît les conséquences des légionelloses sont les plus graves. En 2000, environ 20% des cas ayant fait l'objet d'une déclaration étaient d'origine nosocomiale certaine ou probable, et environ 40% de ces personnes aussi contaminées sont décédées.

### III.3. Analyse et traitements des installations d'eau chaude sanitaire

L'analyse des cas recensés de pollution montre qu'il s'agit en général :

- ✓ D'installations arrêtées (partiellement ou totalement) pendant une période de plusieurs jours.
- ✓ D'installations avec de longs bras morts non bouclés ou bouclés avec une vitesse de circulation d'eau trop faible (inférieure à 0.2 m/s)
- ✓ D'installations réalisées avec des métaux corrodables (acier galvanisé)
- ✓ D'installations où l'eau est distribuée à basse température (45°C)

Les nids de pollution constatés sont principalement :

- Les points bas du réseau où peuvent s'accumuler des dépôts et de l'eau tiède.
- Mais surtout, les pommes de douches, les douchettes, les brises jets placés sur les robinets de lavabos.

Le risque de pollution est aussi bien présent dans les installations avec ou sans ballon tampon : un préparateur « instantané » n'est pas une garantie de non pollution [12] puisque les légionelles sont naturellement présentes dans l'eau froide. Les légionelles peuvent ainsi survivre une demie heure à une température de 55°C (Figure 2).

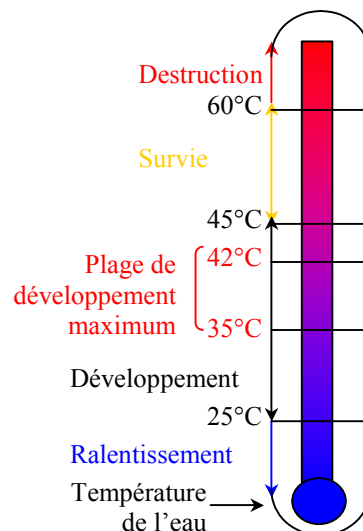


Figure 2 : Conditions de vie et de développement de la légionelle [13]

Il existe différentes solutions afin d'éviter la prolifération des légionelles [14, 15, 16] mais les deux solutions les plus efficaces à ce jour sont la mise en place d'une microfiltration de 0.01 micromètres à l'entrée du réseau d'eau froide et éventuellement la pasteurisation de l'eau froide.

Meskel et Carlier [17] proposent de traiter directement l'eau froide (Figure 3). La bactérie étant présente dans l'eau froide, elle peut contaminer le réseau lorsque l'eau de consommation est mitigée à 55°C, puisque la bactérie vit environ une demi-heure à cette température. En traitant l'eau froide, l'eau est débarrassée des bactéries et elle peut être



consommée en toute sécurité. La température du retour de bouclage peut ainsi être inférieure à 50°C (température minimum actuellement imposée par la réglementation).

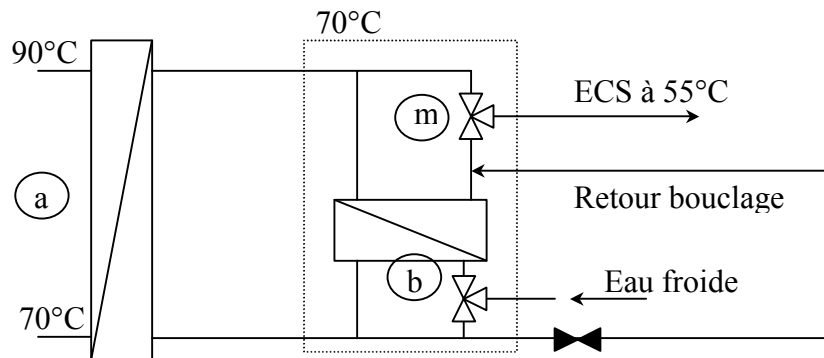


Figure 3 : Schéma hydraulique d'une installation d'ECS avec traitement de l'eau froide

Cependant, la température du ballon doit être de l'ordre de 70°C pour assurer la destruction des bactéries. Le schéma de la Figure 3 a été proposé pour assurer le traitement de l'eau froide dans les installations de puissances importantes.

La vanne 3 voies TOR de dérivation à l'entrée froide de l'échangeur « b » assure le passage de l'eau froide dans l'échangeur (fonctionnement normal) pour un traitement thermique. Cette eau est ensuite chauffée à 70°C en passant sur l'échangeur « a » pour éliminer les bactéries. A 70°C, cette eau chaude sanitaire ne peut pas être consommée, c'est pourquoi une partie de celle-ci passe à nouveau dans l'échangeur « b » pour y être refroidie. Le débit passant dans ce dernier est imposé par le mitigeur thermostatique « m » telle que la température à la sortie soit de 55°C. Une vanne normalement fermée permet le traitement par choc thermique du bouclage ou autres traitements (annexe 1).

Ce paragraphe a permis de mettre l'accent sur l'attention particulière qui doit être portée lors de la conception des ISC vis à vis des risques de légionellose. Il est nécessaire de maintenir une température de ballon à 60°C afin de détruire en quelques secondes seulement les bactéries présentes dans l'eau froide. Ainsi, le réseau sera sain et les risques de légionellose seront quasi nuls. Si l'on désire chauffer l'eau chaude instantanément, on peut alors utiliser la technique du traitement de l'eau froide évitant ainsi les pertes de ballon.

#### **IV. LES INSTALLATIONS SOLAIRES COLLECTIVES DE PRODUCTION**

##### **D'EAU CHAUDE SANITAIRE**

Dans ce paragraphe, les performances énergétiques des ISC sont analysées. Cette étude permet d'apprécier les performances offertes par les différents types d'installations : centralisées, production solaire centralisée et appoint individuel, et décentralisées, en fonction du taux de couverture solaire défini dans la GRS.

Nous nous sommes aussi intéressés aux solutions innovantes développées pour les CESI afin de les appliquer aux installations collectives. Ainsi, l'ensemble des techniques utilisées a été recensé et analysé :

- ✓ la technique des faibles débits « low flow »,
- ✓ la stratification active,
- ✓ l'irrigation des capteurs à débit variable,
- ✓ l'alimentation des pompes grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques.

Enfin, nous présentons différents CESI à faible débit, présents sur le marché international.

#### IV.1. Les installations solaires collectives existantes

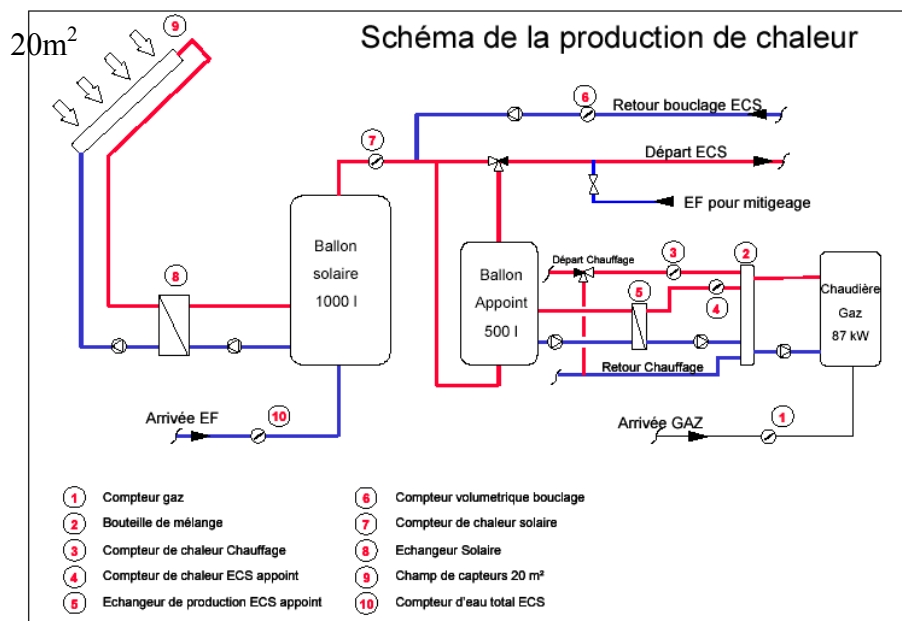
Nous pouvons classer les installations solaires collectives actuelles selon trois grands types :

1. Les installations solaires collectives centralisées
2. Les installations à production solaire centralisée avec appoint individualisé
3. Les installations solaires collectives décentralisées

Nous allons dans cette partie présenter quelques installations existantes ainsi que leur bilan énergétique. Nous aborderons aussi les points forts et les points faibles de ces installations et le cas échéant les améliorations possibles afin d'augmenter leur rendement énergétique.

##### IV.1.1. Les installations solaires collectives centralisées d'eau chaude sanitaire

La Figure 4 présente le schéma hydraulique d'une installation solaire collective centralisée. Cette installation, composée de 20m<sup>2</sup> de capteurs solaires et d'un stockage total de 1500 litres, est située dans l'immeuble de l'OPAC de Villeurbanne (69) comprenant 17 logements.



**Figure 4 : Schéma hydraulique d'une installation centralisée sans découplage hydraulique des ballons**

Achévé en 2001, ce bâtiment est inscrit dans le programme européen ReStart [18], dont l'objectif est de diminuer significativement l'émission des gaz à effet de serre et d'atteindre la consommation d'énergie primaire de 10 kWh/m<sup>2</sup>/an pour le poste d'ECS. Bien qu'elle soit assez performante puisque le taux de couverture solaire  $f$  est de 29% (Voir Tableau 1), cette installation présente des risques de légionellose. En effet, l'eau consommée circule dans le ballon solaire dont la température peut être inférieure à 45°C et où l'eau peut stagner (favorable au développement de la légionellose). L'eau étant mitigée à 55°C, les bactéries éventuellement présentes ne sont pas détruites, d'où le risque de contamination. C'est pourquoi, les ballons solaire et d'appoint sont maintenant

systématiquement découplés dans les installations à caractère hospitalier par la mise en place d'un échangeur.

**Tableau 1 : Caractéristiques énergétiques de l'installation de Villeurbanne**

Besoins annuels mesurés [l/(j.logement)]	174 à 40°C / 101 à 60°C
Productivité annuelle des capteurs	567 kWh/m <sup>2</sup> de capteurs
Couverture solaire (pertes distribution incluses)	$f = 29,3\%$
Consommation annuelle en énergie primaire	36,4 kWh/m <sup>2</sup> de capteurs
Pertes annuelles de bouclage	5895 kWh soit 4,1 W/m
Pertes annuelles de distribution entre la bouteille de mélange et le stockage	5749 kWh
Pertes annuelles de stockage d'appoint	685 kWh
CO <sub>2</sub> évité par an	3 tonnes

Le Tableau 1 indique que la productivité annuelle des capteurs est élevée et la couverture solaire correcte 29,3% (31,1% dans le cadre de la GRS). La consommation d'énergie primaire est 3,7 fois plus importante que la valeur cible de 10 kWh/(m<sup>2</sup>.an). Cette dérive est principalement attribuée au comportement des usagers (surconsommation) bien que des améliorations de l'installation soient encore possibles. Même si les pertes linéiques sont très faibles (4,1W/m), les pertes de distribution restent importantes, et ce malgré l'importance portée à la conception de la boucle de maintien en température (une colonne par logement). L'énergie très importante nécessaire à la distribution entre la bouteille de mélange et le stockage est liée au fait que l'échangeur n'est pas calorifugé. Il sera donc important de faire attention à ce point dans les installations futures.

La conclusion principale est qu'il sera difficile d'atteindre la valeur cible de 10 kWh/(m<sup>2</sup>.an) de consommation d'énergie primaire. Malgré les améliorations possibles (calorifugeage des échangeurs), le comportement des usagers est en cause (bains fréquents, vaisselle au fil de l'eau,...). Pour diminuer la consommation d'énergie, il faudra donc augmenter la production d'ECS d'origine solaire et imaginer de nouvelles solutions pour réduire les pertes de distribution, et améliorer les robinets de puisage afin d'éviter le gaspillage et par conséquent diminuer les consommations d'eau.

Le Tableau 2 présente les caractéristiques d'une installation solaire contribuant à la fourniture de l'énergie solaire d'une maison de retraite de 130 lits, située dans le Gard (30). Elle a été réhabilitée en 2000. Elle dispose d'un champ de capteurs de 120 m<sup>2</sup>, pour un volume de stockage de 10000 litres. L'économie annuelle obtenue grâce à cette installation est de 4400 euros HT [13] et le temps de retour sur l'investissement est estimé à moins de 4 ans. Bien que le taux de couverture solaire  $f_{GRS}$  soit important, cela ne signifie pas nécessairement que l'installation soit d'une grande efficacité énergétique puisque nous ne connaissons pas l'énergie nécessaire au maintien en température de la boucle de recyclage. Cependant, la productivité des capteurs est importante ce qui signifie un dimensionnement optimal étant donné le taux de couverture solaire GRS. De plus, chaque année cette installation évite le rejet dans l'atmosphère de 25 tonnes de CO<sub>2</sub>.

**Tableau 2 : Caractéristiques énergétiques de la maison de retraite de Saint-Ambroix (30)**

Besoins annuels mesurés [l/(j.lit)]	44 à 60°C
Productivité annuelle des capteurs	598 kWh/m <sup>2</sup> de capteurs
Couverture solaire (GRS)	$f_{GRS} = 62\%$
Consommation annuelle en énergie primaire	-
Pertes annuelles de bouclage	-
Pertes annuelles de distribution entre la bouteille de mélange et le stockage	-
Pertes annuelles de stockage d'appoint	-
CO <sub>2</sub> évité par an	25 tonnes

Le Tableau 3 présente les caractéristiques d'une installation solaire réalisée pour l'internat du lycée Saint-Louis sur l'île de la Réunion. Elle fut réhabilitée puis mise en fonctionnement en 2000. L'installation dispose d'un champ de capteurs de 40 m<sup>2</sup>, pour un volume de stockage de 6000 litres. L'économie annuelle obtenue grâce à cette installation est de 1400 euros HT [13]. De la même manière que pour l'installation du Gard, la couverture solaire est à prendre avec précaution.

**Tableau 3 : Caractéristiques énergétiques de l'internat du lycée Saint-Louis dans l'île de la Réunion**

Besoins annuels mesurés [l/(j.lit)]	-
Productivité annuelle des capteurs	641 kWh/m <sup>2</sup> de capteurs
Couverture solaire (GRS)	$f_{GRS} = 71\%$
Consommation annuelle en énergie primaire	-
Pertes annuelles de bouclage	-
Perte annuelle de distribution entre la bouteille de mélange et le stockage	-
Pertes annuelles de stockage d'appoint	-
CO <sub>2</sub> évité par an	3 tonnes

#### IV.1.2. Les installations à production solaire centralisée avec appoint individualisé

La Figure 5 représente le schéma de principe d'une installation à production solaire centralisée avec appoint individualisé. Elle dispose d'un champ de capteurs de 105,4 m<sup>2</sup> et d'un volume de stockage de 6000 litres [19,20]. L'appoint individuel est assuré par des petits ballons de stockage. Cette installation est celle de l'immeuble Hélios de Chasse sur Rhône (69) composé de 42 logements.

Une étude numérique [21] a permis de comparer cette installation, à une installation centralisée ayant les mêmes caractéristiques et les mêmes données d'entrées. La conclusion de ce travail indique que l'installation à production solaire centralisée avec appoint individualisé conduit à de meilleures performances énergétiques puisque la consommation d'appoint est inférieure de 12% à 29% suivant la position du ballon d'appoint collectif (plus l'appoint collectif est proche du point de puisage, plus l'écart d'appoint est faible entre les deux systèmes étudiés).

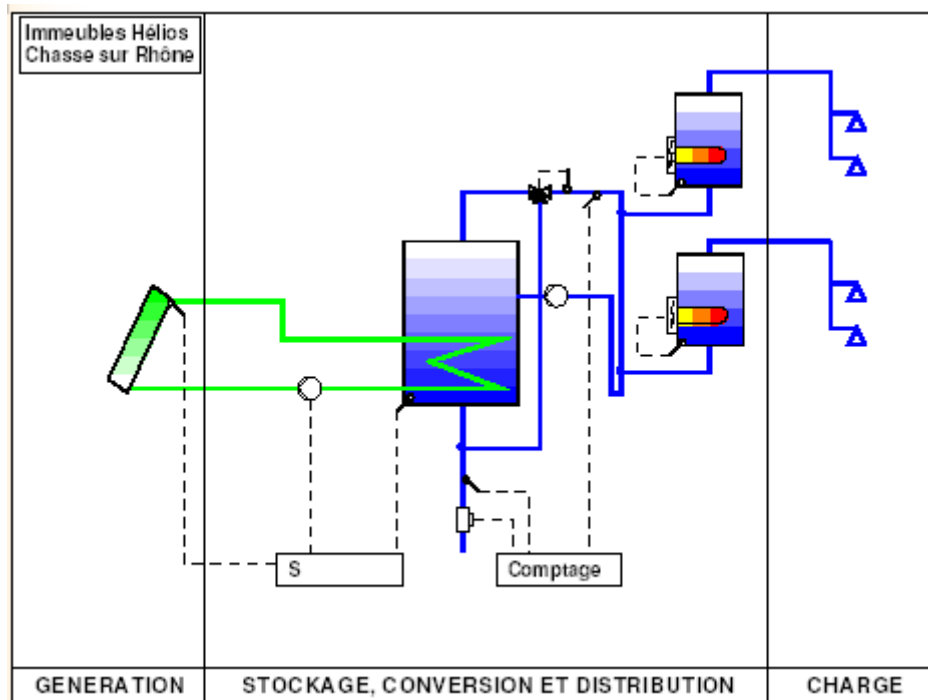


Figure 5 : Installation solaire de Chasse sur Rhône (69)

Cette étude indique par ailleurs que l'installation de petits ballons (autant qu'il y a de logements) peut avoir un coût bien supérieur à celui d'une installation classique avec appoint collectif, et que l'indiscipline des usagers sur la consommation (dérèglement des vannes, marche forcée de l'appoint,...) peut avoir une influence négative sur les performances de l'installation solaire à appoint individualisé. Il est donc important de bien réfléchir et de bien étudier les conséquences financières d'une telle installation. Le Tableau 4 présente les caractéristiques de l'installation de Chasse sur Rhône.

Tableau 4 : Caractéristiques énergétiques de l'immeuble de Chasse sur Rhône (69)

Besoins annuels mesurés [l/(j.logement)]	79 à 60°C
Productivité annuelle des capteurs	353 kWh/m <sup>2</sup> de capteurs
Couverture solaire (GRS)	$f_{GRS} = 52,6 \%$
Consommation annuelle en énergie primaire	-
Pertes annuelles de bouclage	-
Pertes annuelles de distribution entre la bouteille de mélange et le stockage	-
Pertes annuelles de stockage d'appoint	-
CO <sub>2</sub> évité par an	10 tonnes
Coût de l'installation	-

Les besoins annuels mesurés sont de 79 litres par jour et par logement à 60°C. Or les tables disponibles dans la littérature prescrivent une consommation de 75 litres par jour et par logement à 60°C. La consommation est donc conforme à ce qui avait été prévu et par conséquent  $f_{GRS}$  atteint la valeur de 52,6%. Nous pouvons remarquer pour cette installation que la productivité des capteurs est faible et par conséquent que le taux de couverture solaire GRS est assez élevé.

#### IV.1.3. Les installations solaires décentralisées

Très peu d'installations de ce type ont été réalisées à ce jour. Néanmoins, c'est le cas de la résidence « Le Jeu de Mail » à Montpellier inaugurée en 2002, comptant 26 logements neufs [4,5,22].

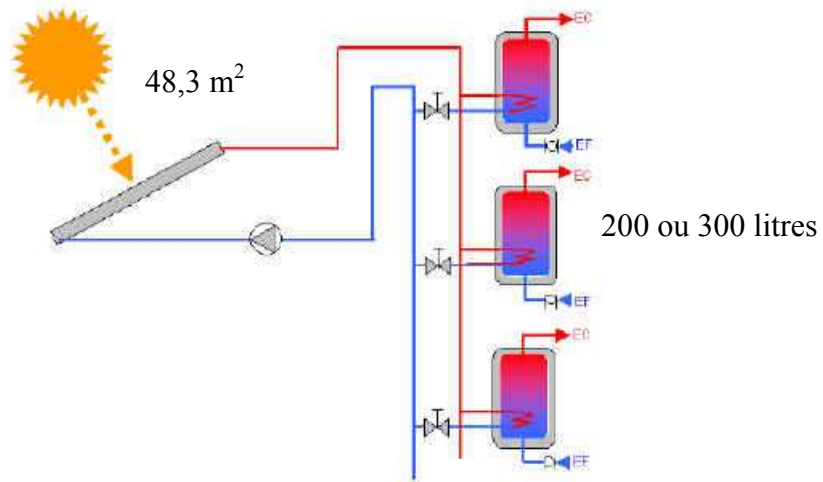


Figure 6 : Schéma de principe de l'installation solaire de la résidence « Le Jeu de Mail »

Le Tableau 5 indique que la productivité des capteurs de cette installation est très élevée. Les installations solaires collectives ont généralement une productivité maximum de 600 kWh/m<sup>2</sup>. La couverture solaire est aussi élevée puisqu'elle atteint 48% contre 34,8% pour l'installation de Villeurbanne (§IV.1.1. ). Cependant, il faut encore une fois prendre ce résultat avec un certain recul puisque le calcul de cette couverture solaire est réalisé avec l'énergie utile du capteur et non l'énergie délivrée aux ballons solaires. Les pertes de distribution, entre les capteurs et les ballons, ne sont pas prises en compte.

Tableau 5 : Caractéristiques énergétiques de l'installation de la résidence « Le Jeu de Mail »

Besoins annuels mesurés [l/(j.logement)]	221 à 40°C / 129 à 60°C
Productivité annuelle des capteurs	678 kWh/m <sup>2</sup> de capteurs
Couverture solaire (GRS)	$f_{GRS} = 48\%$
Consommation annuelle en énergie primaire	-
Pertes annuelles de bouclage	-
Pertes annuelles de distribution entre la bouteille de mélange et le stockage	-
Pertes annuelles de stockage d'appoint	-
CO <sub>2</sub> évité par an	4 tonnes
Coût de l'installation	67444 €

En conclusion, nous pouvons dire que les installations collectives actuelles peuvent être améliorées :

- ✓ En renforçant les isolations (pertes bouclage, pertes échangeurs, pertes ballons)
- ✓ En modifiant le type d'installation (installation à production solaire centralisée avec appoint individualisé, installation décentralisée)

## IV.2. Améliorations envisageables des installations solaires collectives

Outre l'amélioration de l'isolation des différents composants de l'installation hydraulique et la modification du type de l'installation, l'utilisation de la technique des faibles débits est un moyen d'améliorer les performances des installations collectives. Cette technique commence à être utilisée dans les Chauffe-Eau Solaires Individuels (CESI) et les Systèmes Combinés (SCS). Cette partie est donc consacrée à la synthèse de ces techniques, et présente quelques uns de ces systèmes innovants en prévision d'une extension d'application de la technique des faibles débits aux ISC.

### IV.2.1. Synthèse des techniques utilisées pour les CESI à faible débit

Au contraire des ballons traditionnels, les ballons à stratification active sont alimentés par le fluide circulant dans les capteurs solaires dont le débit est réduit d'un facteur de 5 à 10, soit un débit de 7 à 15 l/(h.m<sup>2</sup>) au lieu de 40 à 70 l/(h.m<sup>2</sup>). La diminution du débit entraîne une chute du coefficient d'échange convectif dans les capteurs et une augmentation de la température, traduisant ainsi une diminution de l'efficacité des capteurs. L'utilisation de ballons à stratification active permet de compenser cette perte d'efficacité. En effet, en irriguant les capteurs de la sorte, le niveau de température à leur sortie est plus important, ce qui permet d'obtenir une température plus proche de la température de consigne (généralement 55°C) dans la partie supérieure du ballon et donc de limiter la fourniture de l'énergie d'appoint. Les capteurs sont alimentés avec un fluide à niveau de température plus faible permettant d'obtenir un meilleur rendement de ces derniers.

Une synthèse très complète sur ces systèmes domestiques a été réalisée par l'Agence Internationale de l'Energie « Advanced solar domestic hot water » [2] qui met en avant l'intérêt de cette technique tant sur le plan énergétique que sur le plan économique (réduction de 18 à 39% selon les systèmes). L'une des recommandations pour optimiser le rendement des chauffe-eau solaires est d'utiliser un débit d'irrigation des capteurs compris entre 7 l/(h.m<sup>2</sup>) et 15 l/(h.m<sup>2</sup>). Ainsi pour une configuration donnée, Fanny et Klein [23] ont montré qu'une diminution du débit de 72 l/(h.m<sup>2</sup>) à 10 l/(h.m<sup>2</sup>) couplé à l'utilisation d'un ballon favorisant la stratification augmente de 8% l'énergie solaire récupérée par le ballon de stockage et diminue de 10% l'énergie auxiliaire.

Différents moyens sont actuellement employés afin de favoriser et maintenir la stratification des ballons solaires. Au niveau des injections solaires, trois moyens sont principalement utilisés : l'échangeur manteau, la canne de stratification et l'injection multi-niveaux par vannes trois voies. De plus, le ballon a tendance à s'homogénéiser en température lors de puisages à cause du jet d'eau froide entrant. Ainsi, pour maintenir la stratification, des études ont également été menées sur la conception des entrées d'eau froide. Le ballon double enveloppe (Figure 7) ou à échangeur manteau est le système utilisé dans le Nord de l'Europe et en Suisse.

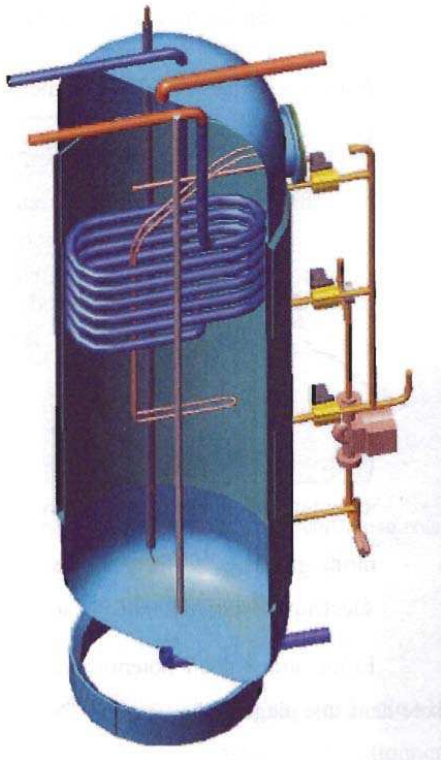


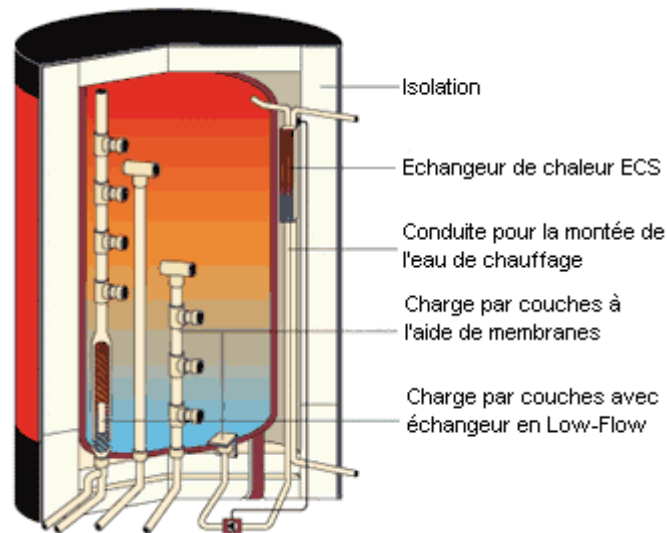
Figure 7 : Ballon à échangeur manteau avec injection multi-niveaux [24]

La partie interne du ballon est remplie d'eau sanitaire. L'eau froide est injectée par le bas du ballon lorsqu'il y a puisage. Le ballon est chauffé soit par l'eau provenant des capteurs, qui est injectée dans le manteau soit par un appoint électrique ou avec un échangeur interne. L'échangeur manteau contient le fluide provenant des capteurs solaires permettant alors l'utilisation d'un fluide antigel. La tendance dans la conception de ces systèmes est d'injecter le fluide issu des capteurs à plusieurs niveaux par le biais d'un système de vannes trois voies fonctionnant en tout ou rien. Ceci permet d'obtenir une meilleure stratification que les ballons à une seule injection solaire. Cependant, ce système n'est pas applicable au ballon collectif car le rapport de la surface d'échange sur le volume du ballon décroît lorsque le volume augmente.

La canne de stratification est un système permettant la stratification des ballons solaires. Le concept assez simple est constitué d'une canne percée de trous par lesquels l'eau est injectée dans le ballon. La différence de masse volumique entre le fluide circulant dans la canne et le fluide contenu dans le ballon permet d'injecter le fluide au niveau où la température du ballon est la plus proche de la température du fluide de la canne de stratification. Le système SOLVIS (Figure 8) est constitué de clapets en silicone qui évitent les retours de fluide dans la canne. Ce système peut être appliqué quelle que soit la taille du ballon. Le ballon STRATOS (Figure 9) de la gamme SOLVIS utilise ce procédé. Les volumes varient de 350 à 1850 litres.

Figure 8 : Stratification du ballon avec une canne de stratification [25]





**Figure 9 : Ballon à stratification active STRATOS de SOLVIS [26]**

Ce type de ballon est destiné à la fois à chauffer l'eau sanitaire et à assurer le chauffage des locaux. L'eau contenue dans le ballon sert de stockage de chaleur mais n'est pas destinée à la consommation. L'eau chaude produite par le circuit solaire est injectée dans le ballon par la canne avec échangeur Low-flow (faible débit). La seconde canne de stratification sert au retour du chauffage. Au début de la mise en circulation du chauffage, l'eau qui retourne dans le ballon est froide, et par conséquent, injectée au plus bas niveau. Lorsque le régime permanent est atteint, l'eau retournant au ballon est plus chaude est donc injectée au niveau haut de la canne. L'eau sanitaire est chauffée instantanément à l'aide de l'échangeur d'ECS, ce qui permet de s'affranchir des éventuels problèmes de légionellose.

Les ballons CONUS et SOLUS de CONSOLAR (Figure 10) dont les volumes maximaux sont de 2200 litres, fonctionnent aussi grâce à une canne de stratification. Cette dernière est composée de seulement deux sorties pouvant être obstruées par des billes. Le fluide solaire chaud est introduit par le haut de la cheminée de convection pour chauffer l'eau présente au contact de l'échangeur solaire. Une fois chauffée, l'eau monte par la cheminée de convection et sort au niveau approprié grâce aux différences de masses volumiques. Par fort ensoleillement, la partie haute du ballon sera donc à des températures pouvant être supérieures à 55°C. L'eau froide est chauffée par l'échangeur instantané et consommée. L'eau du ballon qui a permis de chauffer l'eau sanitaire est à présent froide, et descend par le biais de la gaine de convection dans le bas du ballon.

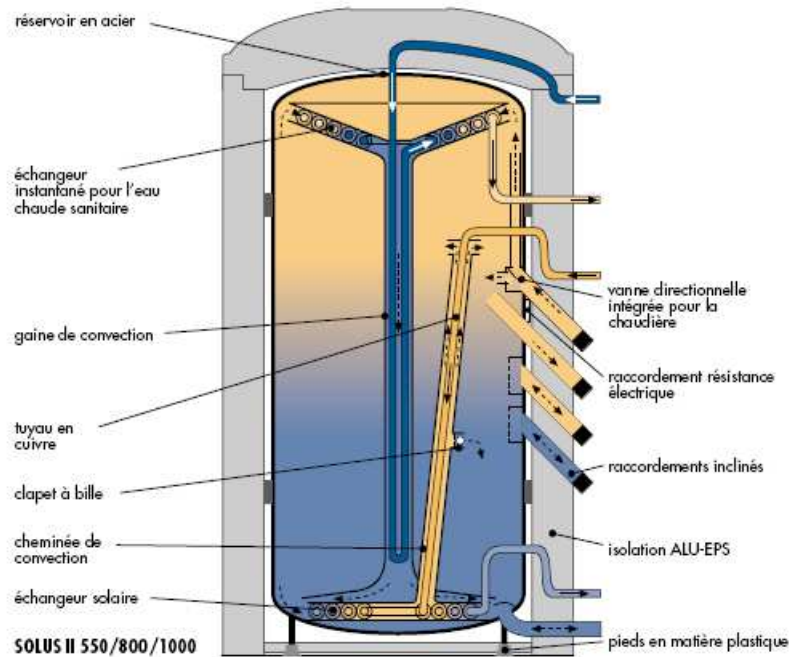


Figure 10 : Ballon à stratification Solus<sup>1</sup>

D'autres études ont eu lieu sur ce système [27,28] telles que celle présentée à la Figure 11. Ce système a été spécialement conçu pour la confection d'un chauffe eau solaire à eau morte (l'eau présente dans la cuve n'est pas consommée) pour AGENA. L'eau en provenance des capteurs solaires entre par le haut de la canne à très faible vitesse, permettant ensuite à l'eau contenue dans le tube percé de trous d'être injectée au niveau de température le plus proche.

Différents tubes ont été testés afin de connaître l'influence du diamètre intérieur de la canne, du diamètre des trous, de la distance entre les trous sur la qualité de la stratification. La stratification est caractérisée par deux paramètres adimensionnels  $\tau$  et  $z$  qui représentent respectivement la stratification et la position relative du point de mesure. Ils sont définis par l'équation (1.7).

$$\tau = \frac{T - T_{\min,initiale}}{T_{\max,initiale} - T_{\min,initiale}} \cdot z = \frac{Y}{H} \quad (1.7)$$

où :

- $T$  : température indiquée par le thermocouple [K]
- $T_{\max,initiale}$  : température maximale dans le tube au début de l'injection [K]
- $T_{\min,initiale}$  : température minimale dans le tube au début de l'injection [K]
- $Y$  : distance entre les différents thermocouples (8 à 12) et la base du tube [m]
- $H$  : hauteur du tube plexi [m]

<sup>1</sup> <http://www.consolar.de>

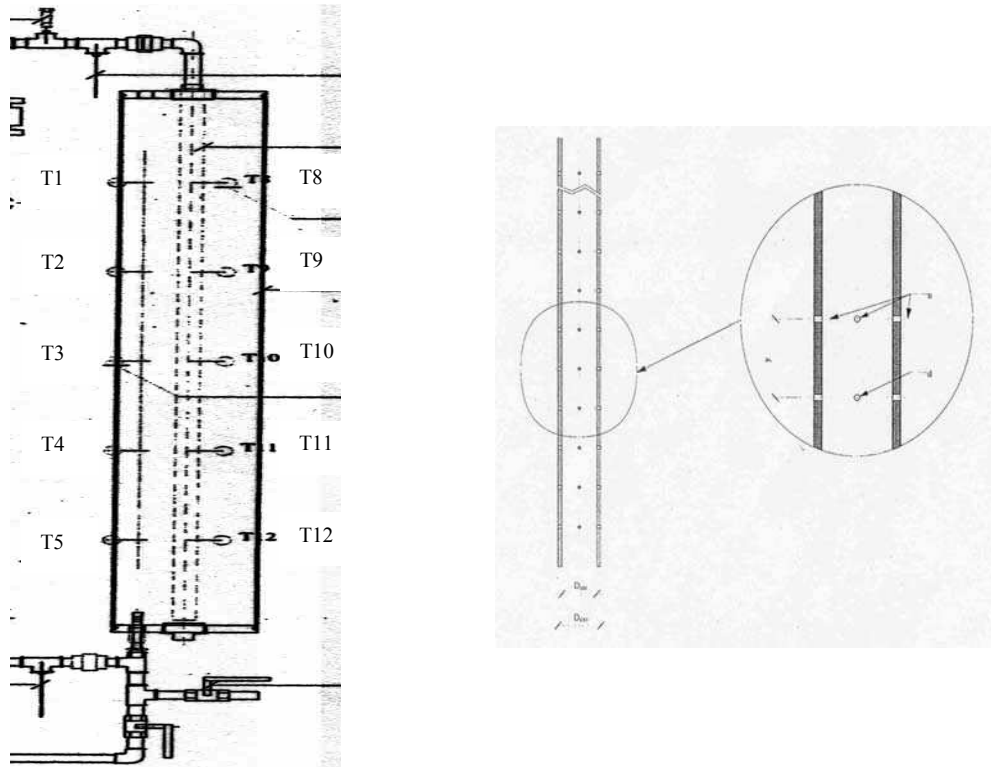


Figure 11 : Banc d'essai (à gauche) et schéma (à droite) de la canne à stratification [28]

La Figure 12 montre que la stratification au bout de 20 minutes a été préservée à 70% dans la partie supérieure ( $z=0.8$ ).

Cette solution a donc été retenue pour la confection du ballon à eau morte d'AGENA dont l'industrialisation dépend de son aptitude au test de Rapperswil (équivalent au test CSTB en France).

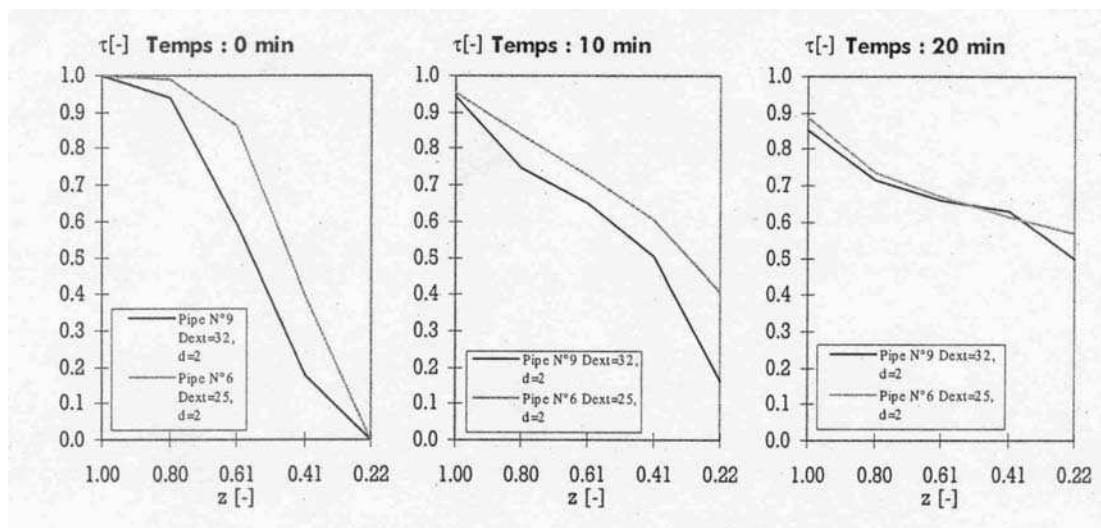


Figure 12 : Evolution de la stratification ( $\tau$ ) en fonction de la position relative du point de mesure ( $z$ ) à 3 instants pour  $T_{injection} = T_{intermédiaire}$  et pour un débit de 40 l/h

Enfin, l'injection multi-niveaux par vannes trois voies est le système le plus largement répandu. Les vannes trois voies fonctionnent en tout ou rien et sont régulées en fonction de la température à la sortie des capteurs solaires. Ainsi le fluide est injecté en fonction de sa température à différents niveaux dans le ballon. Le nombre d'injections est généralement inférieur à trois étant donné le coût des vannes. Le ballon AGENA présenté à la Figure 7 couple l'injection par vannes à l'échangeur manteau.

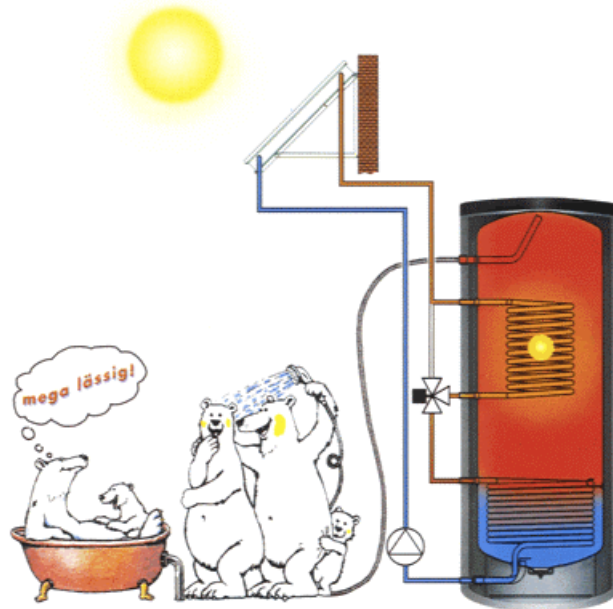


Figure 13 : Système Quicksol

Il existe aussi des systèmes tel que celui proposé par Quicksol (Figure 13). Une vanne trois voies permet d'injecter le fluide provenant des capteurs solaires dans l'un des deux échangeurs présents à l'intérieur du ballon en fonction de la température du fluide dans le stockage.

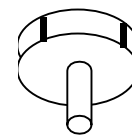
Le puisage d'eau chaude sanitaire entraîne systématiquement une dé-stratification du ballon lors de puisages importants (bains, douche), en raison de l'entrée d'eau froide (jet vertical). Les performances énergétiques annuelles peuvent alors être réduites de 10 à 14 % selon le type de ballon [29]. Des études ont ainsi été réalisées sur la conception des entrées d'eau froide [29], [30], [3] permettant d'améliorer les performances énergétiques.



(a)



(b)



(c)

Figure 14: Conception des entrées du ballon pour l'eau froide: demi-sphère, plaque, plaques parallèles

Les auteurs JORDAN et ANDERSEN ont testé les entrées (a) et (b) (Figure 14) pour des ballons domestiques alors que CARLSSON a expérimenté l'entrée (c) pour un ballon de 2000 litres.

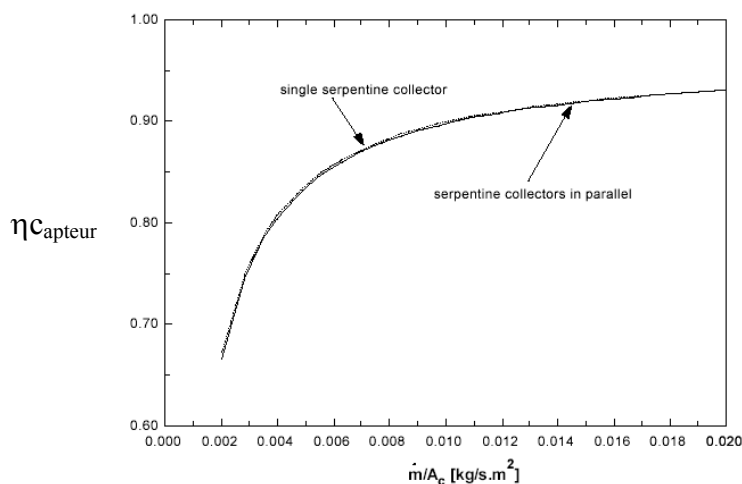
En ce qui concerne les deux premières entrées, les gains énergétiques sont compris entre 3 et 4%. Dans le cas des plaques parallèles (c), l'auteur souligne qu'il n'y a pas de mixage pour des débits allant jusqu'à 4500l/h alors qu'un débit de 1800l/h suffit à la dégradation de la stratification dans le cas où aucune entrée spécifique ne serait prévue. Ces études montrent donc que l'introduction de tels systèmes a une influence positive sur la stratification.

Réduire le débit dans la boucle solaire présente aussi d'autres avantages. Les pompes, les vannes, les conduites et les échangeurs sont plus petits et donc moins coûteux. Le coût d'investissement est donc inférieur et les consommations des pompes diminuent. Cependant, certains inconvénients ont été mis en évidence :

- ✓ Des phénomènes d'ébullition peuvent apparaître, bien qu'une régulation adaptée du débit du fluide primaire résolve ce problème [31], [32].
- ✓ L'écoulement dans le capteur à tubes parallèles peut devenir laminaire auquel cas les performances énergétiques chutent. Ce phénomène est d'autant plus marqué que le débit est faible. Cependant, si le capteur est correctement conçu pour le faible débit (capteur à serpentin) les performances énergétiques sont meilleures malgré un rendement de capteur plus faible [23, 31,33].

La conclusion émise par les acteurs de la tâche 14 de l'AIE [2] recommande pour une irrigation à faible débit, l'utilisation d'un absorbeur à serpentin plutôt qu'un absorbeur à tubes parallèles à cause d'une mauvaise répartition des débits dans les différents tubes. Cette mauvaise répartition a pour effet de diminuer les échanges thermiques entre le fluide et l'absorbeur.

Les auteurs Zhang et Lavan [34], Lund [35] et Dayan [36] ont mis en évidence les meilleures performances de l'absorbeur à serpentin. Elles sont essentiellement dues au régime turbulent qui démarre plus tôt pour l'absorbeur à serpentin que pour l'absorbeur à tubes parallèles. Cependant, Dayan [36] montre aussi que la pression dans l'absorbeur serpentin est beaucoup plus importante et que, par conséquent, la consommation d'énergie est plus élevée.



**Figure 15 : Rendement du capteur en fonction du débit par mètre carré de capteurs pour différentes dispositions**

Pour palier une consommation d'énergie trop importante par les pompes, il est conseillé d'utiliser des absorbeurs à serpentin avec des capteurs en parallèle d'autant que le rendement du capteur  $\eta_{\text{capteur}}$  ne s'en trouve pas affectée (Figure 15).

$$\eta_{\text{capteur}} = \frac{\text{Energie solaire utile aux bornes du capteur}}{\text{Energie solaire incidente}} \quad [\%] \quad (1.8)$$

D'autres absorbeurs peuvent aussi être utilisés pour les faibles débits tels que 2 feuilles embouties et soudées entre elles [37]. Cette configuration permet au fluide circulant entre les 2 plaques d'avoir une surface optimale de contact avec la partie solide ce qui augmente l'échange thermique.

Les performances des installations solaires peuvent aussi être améliorées en utilisant des cellules photovoltaïques pour l'alimentation des circulateurs. Le Débit de la pompe est ainsi fonction de l'ensoleillement. Al-Ibrahim [38,39] a proposé une loi de variation du débit en fonction de l'ensoleillement définie par l'équation.

$$E_n = a m^{\cdot 2} + b m + c \quad (1.9)$$

où :

$E_n$  : éclairement [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

$m$  : débit irrigant les capteurs [ $\text{kg}/\text{s}$ ]

a et b : des paramètres à définir pour optimiser les performances

c : éclairement seuil [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

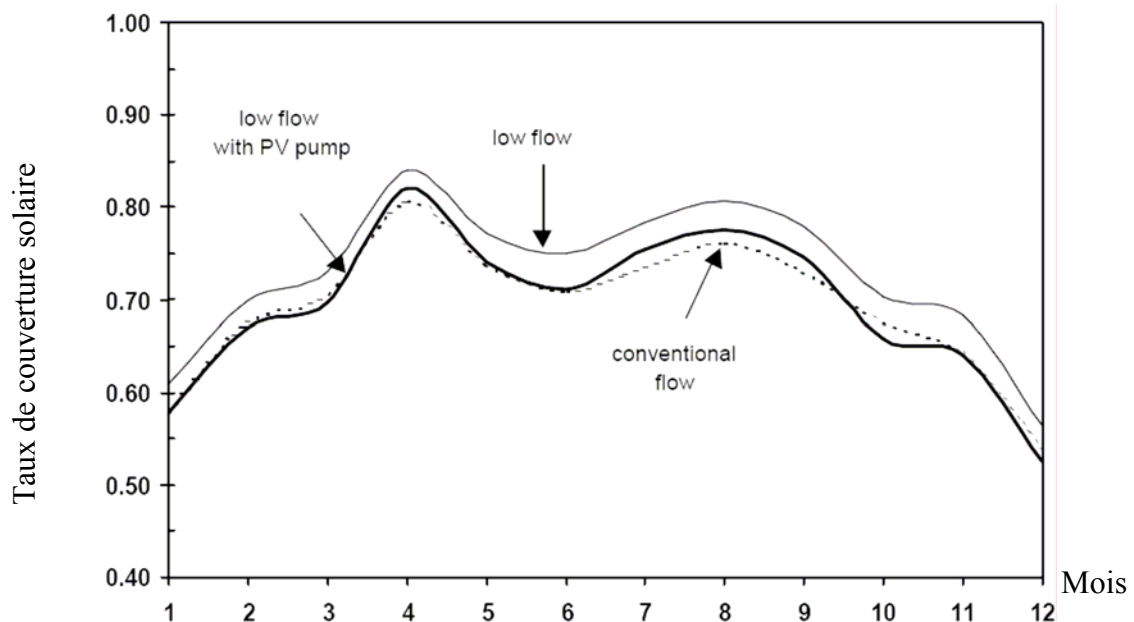


Figure 16 : Comparaison de la couverture solaire sur une année pour des installations à débit conventionnel, faible débit et débit variable par cellules photovoltaïques.

D'après la Figure 16, le taux de couverture solaire  $f$  obtenu avec les cellules photovoltaïques est inférieur à celui obtenu avec un chauffe-eau à faible débit mais il est

légèrement supérieur à celui obtenu avec un débit conventionnel de 50l/(h.m<sup>2</sup>). Cependant, la consommation des circulateurs est moins importante avec une alimentation PV et donc les taux de couvertures solaires corrigés  $f_{\text{corrigé}}$  doivent être similaires pour les systèmes autres qu'à débit conventionnel.

#### IV.2.2. Analyse des chauffe-eau domestiques à faible débit

Le Tableau 6 recense les principaux chauffe-eau solaires à faible débit que nous avons trouvés sur le marché européen. Les modèles « Nova » de Sonnenklar et « Logasol » de Buderus sont les seuls CESI à faible débit existant sur le marché français.

Buscarlet indique dans son étude [40] que les CESI à faible débit sont tous des modèles haut de gamme à des prix importants, de 5000 à 6000 euros hors taxes et hors pose. Ce coût d'investissement important est principalement dû au prix élevé des capteurs et des ballons à stratification active. De plus, il indique que les installations décentralisées devraient être susceptibles d'apporter à la fois une économie d'investissement et de meilleures performances.

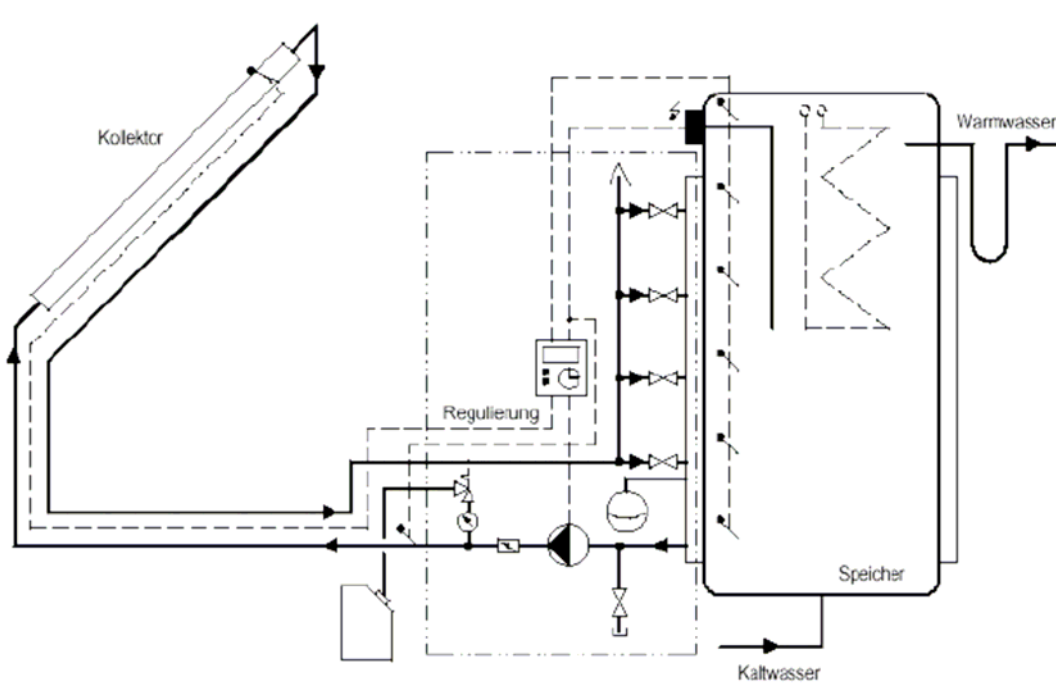
**Tableau 6 : Les chauffe-eau solaires à faible débit du marché européen**

Fabricant/modèle	Type de capteur Surface	Type de ballon Volume	Prix
Agema (Suisse) Kit solaire	2 x 2 m <sup>2</sup> = 4 m <sup>2</sup>	double enveloppe alimentée par trois vannes 450 litres	12 000 FS HT (8 100 €) monté
Aidt Miljø (Danemark)	4 m <sup>2</sup>	double enveloppe 280 litres	4 700 € monté
Christeva Sonnenenergie- Technik (Allemagne)	8 à 80 m <sup>2</sup> capteurs C8 ou C2S	échangeur externe alimentation du ballon à deux niveaux, à partir de 500 l	
Hoval (Suisse) Solkit	Serpentin 4,2 m <sup>2</sup>	double enveloppe injection dans l'enveloppe par tube à clapets 270 litres	8 700 FS TTC (5 900 €) hors montage
Rüesch Solartechnik (Suisse) Mini-Sol	A tubes parallèles 2 x 2,08 m <sup>2</sup> = 4,16 m <sup>2</sup>	ballon avec deux échangeurs intérieurs 400 litres	8 700 FS HT (5 900 €) monté (ni raccordement ni mise en service)
Scherer Solarsystem (Allemagne) Sunny prestige	12,6 m <sup>2</sup> ou 20,8 m <sup>2</sup>	1000 ou 2000 l échangeur externe alimentation du ballon à deux niveaux	8 600 ou 10 500 €
Soltop Schuppisser (Suisse) Quicksol	serpentin 2 x 2 m <sup>2</sup> = 4 m <sup>2</sup>	ballon avec deux échangeurs 450 litres	12 000 FS HT (8 100 €) monté
SOLVIS (Allemagne)	A tubes parallèles 7 m <sup>2</sup> et plus	Ballon Stratos à tubes à clapets 750, 1000, 1500, 2000 litres	3 100 € Stratos 750 seul
Sonnenklar Nova distribué en France par Solaire Connexion	SK 500 Double serpentin 3 x 2,5 m <sup>2</sup> = 7,5 m <sup>2</sup>	Réservoir avec stratificateur intégré 500 litres	5 600 € HT hors montage
Thermo Dynamik Solar (Suisse, Canada) Solar Boiler	Serpentin 2 x 2,72 = 5,44 m <sup>2</sup> ou 2 x 3 = 6 m <sup>2</sup>	échangeur externe, pompe photovoltaïque 500 litres ou 820 litres	12 000 FS HT (8 100 €) monté (5,4 m <sup>2</sup> , 500 l)
Buderus (Allemagne) Logasol Diamant Top (débit variable)	2 capteurs Logasol remplis de gaz rare 4,4 m <sup>2</sup>	ballon avec tube à clapets pour réchauffage par stratification 300 l	5 300 € HT hors montage

Cinq de ces CESI ont été testés par l'Institut de technique solaire (SPF) de Rapperswil en Suisse. Nous avons repris certaines informations et schémas issus de son site Internet ([www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch)). Les prix indiqués ont diverses sources, les fabricants eux-mêmes ou des centres de recherches (SPF, TUD, ETSU) et doivent être considérés plutôt comme des ordres de grandeur. Nous avons ajouté à la dernière ligne du tableau le chauffe-eau à débit variable "high flow -low flow » de Buderus, arrivé depuis peu sur le marché français.

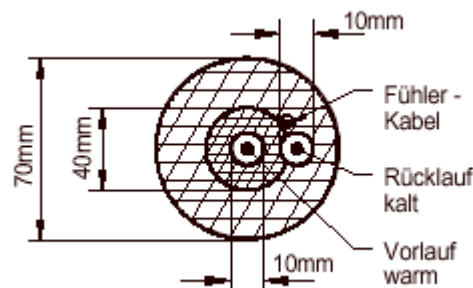
### ***Kit solaire AGENA***

Le Kit Solaire d'AGENA (Figure 17) possède une régulation élaborée qui, en fonction des températures à différents niveaux dans le ballon, injecte le fluide primaire dans l'enveloppe à différents niveaux de manière à assurer la meilleure stratification thermique.



**Figure 17 : Kit solaire d'AGENA**

Le circuit primaire comporte une gaine (Figure 18) qui réunit les tuyauteries aller et retour ainsi que le fil de la sonde de température du capteur. A l'origine les tuyauteries étaient en silicone renforcé. Elles sont actuellement en acier inoxydable annelé.



**Figure 18 : Coupe de la canalisation du circuit primaire**



### ***HOVAL Solkit***

Le système Solkit comporte un ballon à double enveloppe. La commercialisation du système a débuté en 1996 mais par la suite le fabricant a changé et ses composants aussi.

A l'origine, le système ne comportait qu'un seul capteur, alors qu'aujourd'hui, le capteur standard de quatre mètres carrés est composé de deux unités.

L'enveloppe extérieure comportait initialement un tube à clapets qui devait permettre d'injecter le fluide primaire au niveau adéquat selon sa température. Le tube à clapets a disparu, l'enveloppe est munie de deux orifices d'entrée, l'un au tiers de la hauteur et l'autre aux deux tiers inférieurs. Des électrovannes permettent d'utiliser l'un ou l'autre orifice en fonction des températures.

Pour la canalisation qui lie le capteur à l'accumulateur, le fabricant a remplacé le matériau synthétique par un tube de cuivre plus robuste.

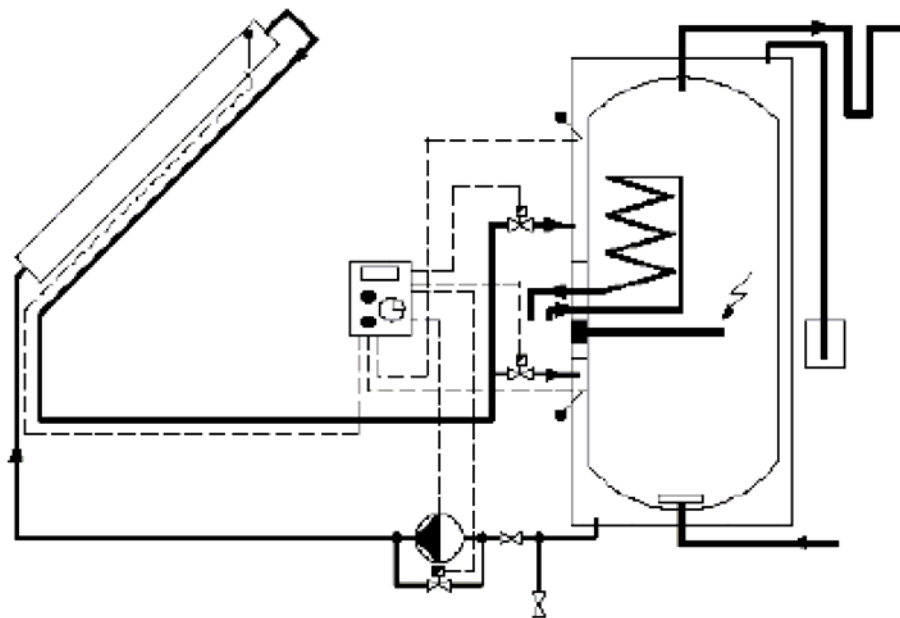


Figure 19 : Chauffe-eau Solkit

### ***Chauffe-eau RÜESCH SOLARTECHNIK Minisol***

Le ballon du chauffe-eau solaire Minisol (Figure 20) comporte deux échangeurs (plus un troisième en cas d'appoint par chaudière). Le fluide primaire passe toujours dans l'échangeur inférieur mais ne passe dans l'échangeur supérieur que si les niveaux de température le justifient. Une canalisation unique (Figure 21), avec deux tuyaux incorporés, permet de raccorder le capteur.

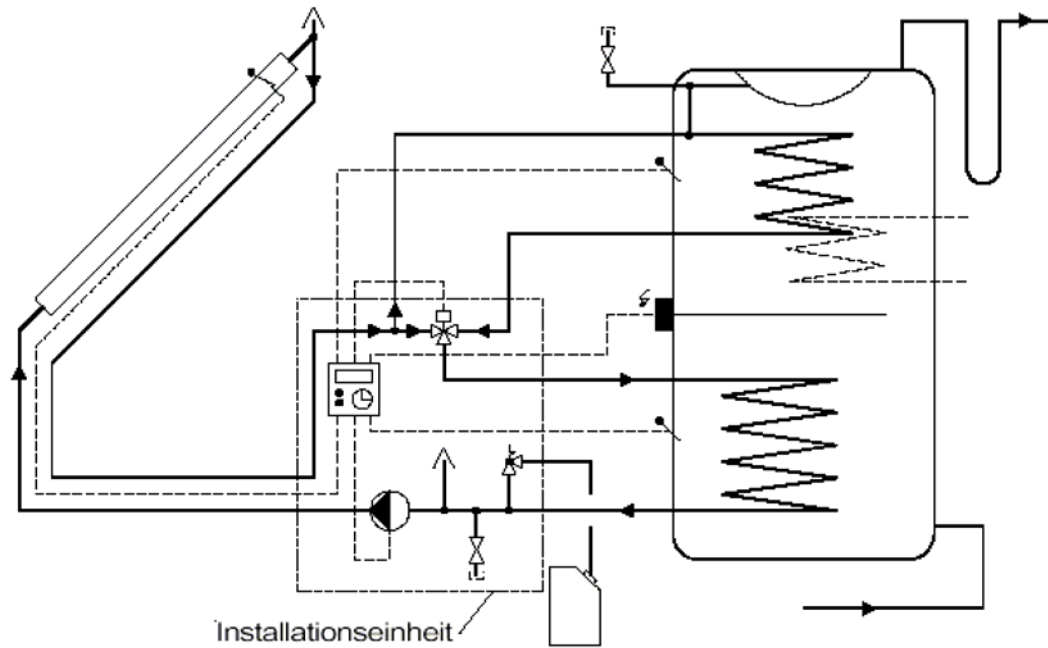


Figure 20 : Chauffe-eau solaire Minisol

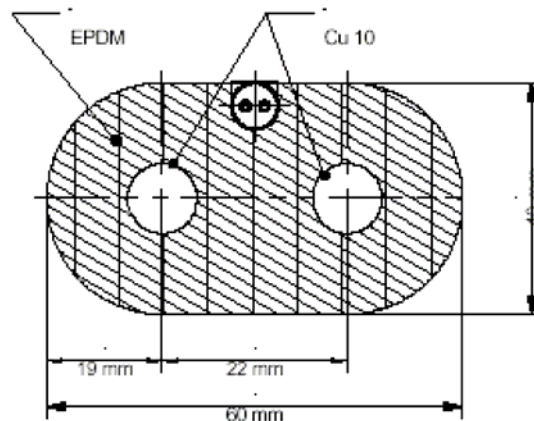


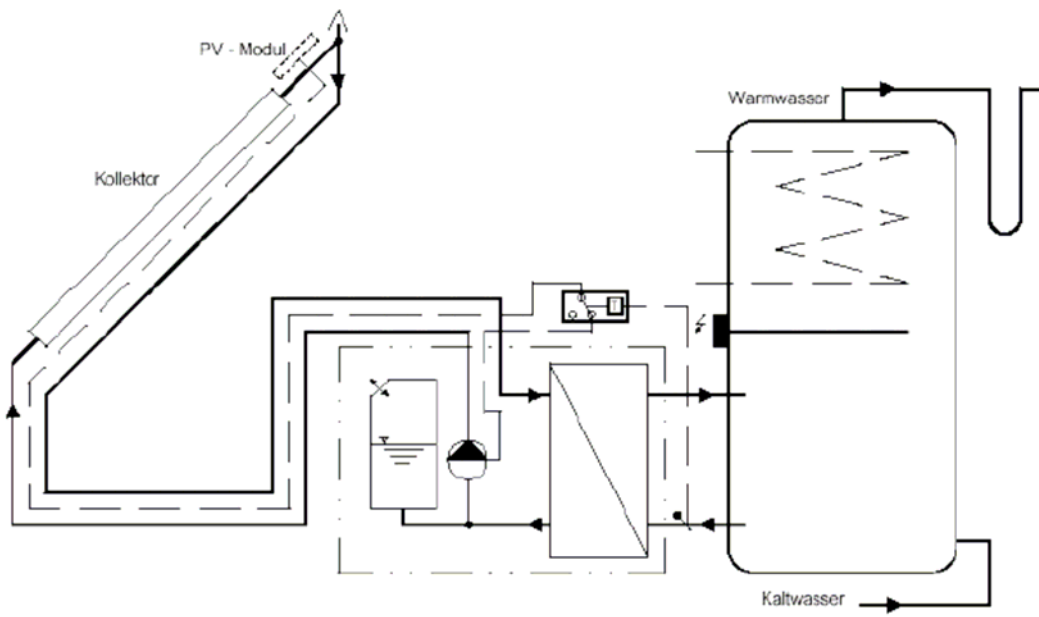
Figure 21 : Canalisation primaire Minisol

### ***Chauffe-eau THERMO DYNAMIK SOLAR***

Le chauffe-eau Solar Boiler est apparu sur le marché d'abord au Canada (fabriqué par Thermo Dynamics Ltd) à peu près en même temps que le chauffe-eau d'Aidt Miljø au Danemark (1989).

Son originalité est d'utiliser un circulateur alimenté directement par des cellules photovoltaïques. La boucle primaire était initialement à vidange automatique mais avec un fluide antigel. Ce principe de vidange a été abandonné dans les modèles récents qui comportent un vase d'expansion.

Le chauffe-eau comporte un échangeur externe. La circulation entre échangeur et ballon se fait par thermosiphon.

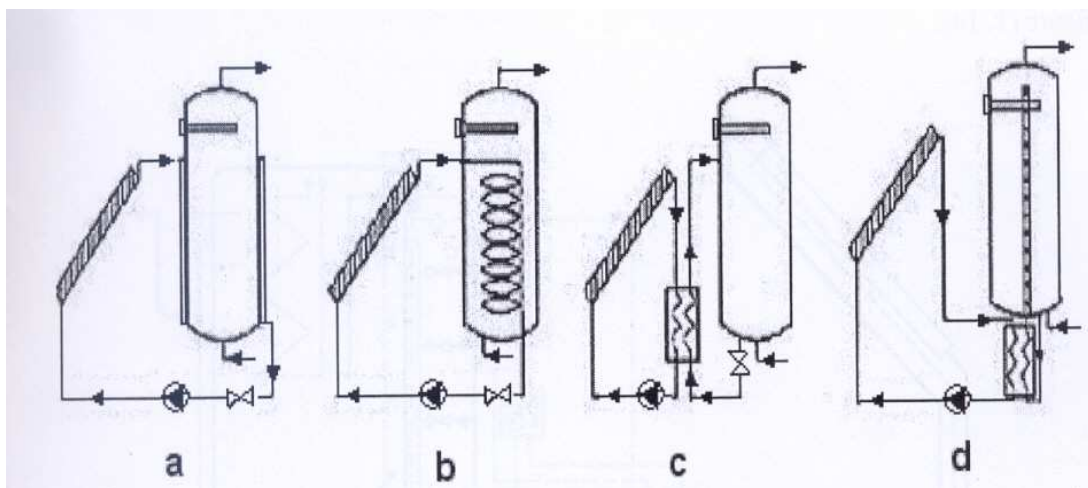


**Figure 22 : Chauffe-eau Solar Boiler à vidange automatique**

#### IV.2.3. Comparaison des différents chauffe-eau solaires

Furbo [41] a comparé expérimentalement les performances énergétiques d'une installation solaire mettant en œuvre un ballon solaire différent pour chaque cas étudié (Figure 23). Les ballons utilisés sont :

- a) Un ballon à double enveloppe
- b) Un ballon avec échangeur à serpentin occupant la majeure partie du ballon
- c) Un ballon avec échangeur externe à convection naturelle sur le circuit secondaire
- d) Un ballon avec échangeur externe à convection naturelle et injection de fluide à différents niveaux (canne de stratification).



**Figure 23 : Circuits solaires avec différents types de ballons**

Cette étude met en avant les performances du ballon à double enveloppe. En effet, si le taux de couverture solaire est identique lorsque l'ensoleillement est élevé, le ballon double enveloppe offre de meilleures performances énergétiques pour un ensoleillement plus faible. Cependant, ce type de ballon ne peut pas être utilisé pour des ballons de gros volume puisque le rapport de la surface d'échange du manteau sur le volume du ballon

diminue lorsque le volume augmente [42]. Ainsi, le volume maximal de ce type de ballon sera de 1000 litres [41]. Ce type de ballon pourra donc être utilisé seulement pour les installations solaires collectives décentralisées. De plus, cette étude est incomplète puisqu'elle ne présente pas les systèmes multiports du type Agena par exemple.

Cette synthèse bibliographique sur les CESI innovants permet d'envisager, par extension, des améliorations pour les installations solaires collectives grâce à l'utilisation de techniques telles que l'irrigation des capteurs à faible débit, ou à débit variable, la stratification active ou encore la décentralisation des ballons. Cependant, les ballons à stratification présents sur le marché français sont rares. En effet, il en existe seulement deux. De plus, la majorité des ballons disponibles mettent en œuvre des systèmes parfois complexes, tels que des cannes à stratification avec des membranes en silicone, et onéreux. Nous pouvons alors nous interroger sur la durabilité notamment vis-à-vis de l'entartrage si aucune précaution n'est prise. L'objectif étant d'optimiser les ISC, il paraît donc intéressant de confectionner un système de stratification simple, robuste, efficace et économique. Cependant, afin de l'élaborer et de le tester dans différentes configurations d'ISC, il est important de disposer d'un modèle de simulation qui permette des études paramétriques plus rapides et moins coûteuses que l'expérimentation. Nous allons donc répertorier dans le paragraphe suivant les différents modèles de simulations disponibles dans la littérature.

## **V. LES MODELES NUMERIQUES**

Le tableau suivant regroupe les principaux modèles actuellement utilisés.

Modèles de connaissances	<ul style="list-style-type: none"> <li>- approche théorique</li> <li>- basés sur la connaissance des phénomènes physiques traduisant la réalité (transfert de chaleur)</li> <li>- connaissance des phénomènes physiques, puis détermination du modèle</li> </ul>
Modèles de comportement	<ul style="list-style-type: none"> <li>- approche expérimentale</li> <li>- les paramètres du modèle sont déterminés à partir de données expérimentales</li> <li>- modèle a priori (sans se soucier des phénomènes physiques), puis expérimentation et identification des paramètres</li> </ul>
Modèles fins	<ul style="list-style-type: none"> <li>- description précise des phénomènes physiques (conduction, convection rayonnement, écoulements), prise en compte d certains phénomènes complexes (panache thermique, tâche solaire, jets...)</li> <li>- moyens informatiques importants (mémoire)</li> <li>- Augmenter la précision signifie souvent augmenter le nombre d'équations</li> </ul>
Modèles réduits	<ul style="list-style-type: none"> <li>- obtenus à partir des modèles fins (inconvenient) en appliquant des méthodes mathématiques de réduction (analyse modale)</li> </ul>
Modèles simplifiés	<ul style="list-style-type: none"> <li>- modèles nodaux basés sur l'analogie électrique</li> <li>- moyens informatiques limités</li> <li>- nombre de données et durées de simulations réduites</li> <li>- résultats obtenus souvent satisfaisants (énergie)</li> </ul>

Afin d'améliorer les performances des installations solaires collectives d'eau chaude sanitaire, nous allons les étudier annuellement. Il sera alors nécessaire d'estimer le plus rapidement possible – nécessite une durée de simulation la plus courte possible- les différents bilans énergétiques annuels. Le logiciel TRNSYS [6] est principalement constitué de modèles simplifiés et de modèles de connaissances. De par sa modularité, son pas de temps défini par l'utilisateur et la diversité des modèles existants, TRNSYS semble être l'outil le mieux adapté pour mener l'étude numérique du bilan énergétique des installations solaires collectives. Cependant, l'amélioration de telles installations sera basée sur l'introduction du concept du faible débit, qui utilise la stratification des ballons. Ce phénomène de stratification dépend des niveaux de température, des masses volumiques, des débits dans le ballon... Il sera, par conséquent, nécessaire d'utiliser un modèle beaucoup plus précis afin de modéliser convenablement ce phénomène. Des codes tels que Fluent [7], Femlab, Star cd, Fluidyn, sont destinés à l'étude détaillée des champs de vitesse et de température, et sont généralement basés sur la résolution des équations de Navier Stokes.

### V.1. Modèles de capteurs solaires simplifiés

Une étude réalisée par Plantier [43] recense les modèles de capteurs existants dans la bibliothèque de TRNSYS dont trois d'entre eux sont présentés ci-dessous.

Le modèle de référence de TRNSYS « Type 1 » est basé sur l'hypothèse du régime permanent à chaque pas de temps et utilise pour cela les équations suivantes :

$$Q_u = A_c [B.E_n - K(T_m - T_a)] \text{ avec } K = f\left(\frac{T_m - T_a}{E_n}\right) \quad (1.10)$$

$$\eta_{\text{capteur}} = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_a}{E_n} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{E_n} \quad (1.11)$$

où:

$Q_U$  : puissance cédée au fluide caloporteur [W]

$A_C$  : surface de captage, en  $[m^2]$

$B$  : facteur optique, sans dimension ;

$K$  : coefficient de déperditions thermiques  $[W.m^{-2}.K^{-1}]$

$E_n$  : éclairement solaire normal au plan du capteur  $[W.m^{-2}]$

$T_m$  : température moyenne du capteur (approximée par la moyenne entre les températures d'entrée et de sortie du fluide) [K]

$T_a$  : température ambiante extérieure [K]

$\eta_{\text{capteur}}$  : rendement instantané du capteur.

Les coefficients  $B$ ,  $K$ ,  $\eta_0$ ,  $a_1$  et  $a_2$  sont déterminés par des essais de certification [44]. Ces relations globalisent les pertes thermiques du capteur et ne permettent pas de différencier les trois modes de transfert de chaleur : rayonnement, convection et conduction.

ISAKSON et ERIKSSON [45] proposent un modèle plus évolué, le « Type 101 » (Marched Flow Collector : Model for simulation and testing). Il présente l'avantage de prendre en compte les points suivants :

- ✓ la capacité thermique du capteur et celle du fluide caloporteur (d'où une prise en compte de l'inertie du système ce qui est plus cohérent avec une étude en régime dynamique),
- ✓ le temps de transport du fluide à travers le capteur,
- ✓ la dépendance du coefficient de perte thermique  $U$  (idem  $K$ ) avec la température.

Ce modèle semble convenir pour simuler le comportement dynamique du capteur. De plus, le fait de calculer le coefficient de perte thermique  $U$  en fonction de la température locale permet de mieux s'adapter aux systèmes à faible débit ("low-flow").

Le modèle « Type 102 » développé par Plantier et Fraisse [46] permet de modéliser un capteur à absorbeur à tubes parallèles ou bien à absorbeur serpentin.

La modélisation du capteur solaire avec le « Type 102 » est basée sur le bilan énergétique de la Figure 24, avec :

- ✓ Les pertes optiques dues au vitrage de la couverture, 1 ;
- ✓ L'absorption du rayonnement solaire par la couverture, 2 ;
- ✓ Les échanges radiatifs entre la couverture et le ciel, 3 ;
- ✓ Les échanges radiatifs entre la couverture et le sol, 4 ;
- ✓ Les échanges convectifs entre la couverture et l'air extérieur, 5 ;
- ✓ Les échanges convectifs et radiatifs entre l'absorbeur et la couverture, 6 et 7 ;
- ✓ La conduction au travers de l'isolation située sous le capteur, 8 ;
- ✓ L'énergie utile, 9.

Le « Type 102 » modélise la couverture, l'absorbeur et le fluide d'un capteur en utilisant l'analogie électrique (Figure 25). Ce « Type » est différent des autres modèles de capteurs solaires thermiques car il prend en compte trois aspects importants que sont le régime transitoire du capteur, l'échange thermique par rayonnement de grandes longueurs d'onde entre la couverture et l'environnement (les échanges entre le sol et le ciel sont séparés) et les caractéristiques thermophysiques du capteur (et non les coefficients normalisés  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  issus d'expérimentations).

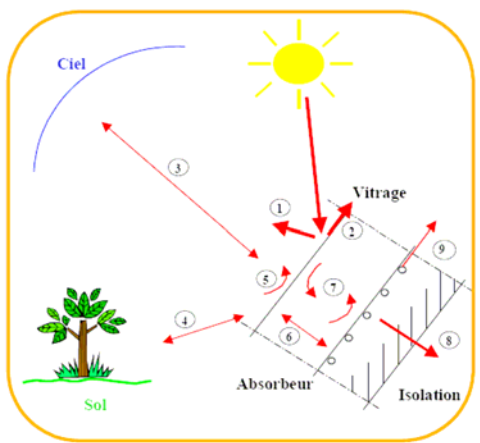


Figure 24 : schéma du bilan énergétique

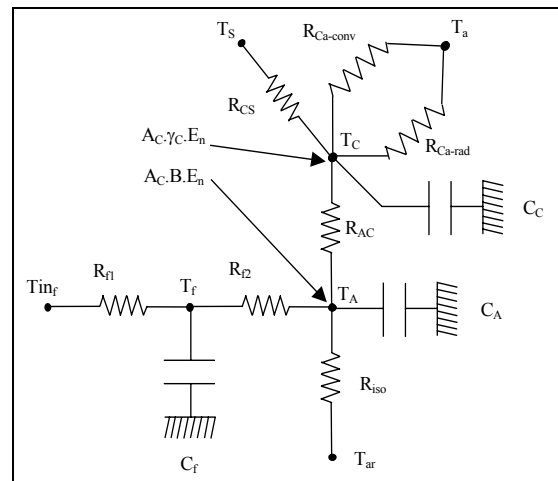
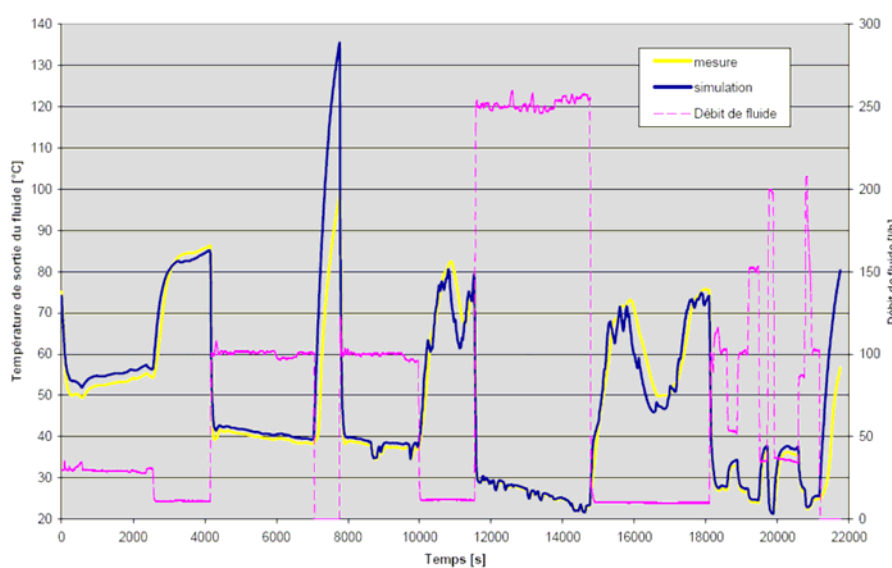


Figure 25 : analogie électrique utilisée par le type

Une étude expérimentale a permis de valider ce modèle. Les résultats sont présentés sur la Figure 26. La température de sortie des capteurs a été comparée à celle calculée théoriquement. Excepté pour les périodes de stagnation, les valeurs expérimentales et théoriques sont très proches. Il est à noter que plus le débit est important, plus les résultats sont proches. Par contre, les différences sont importantes pendant les périodes de stagnation ( $t = 8000$  s) lorsque le circulateur est à l'arrêt, cet écart peut atteindre près de  $30$  °C. Il est expliqué par le fait qu'expérimentalement, la montée en température crée aussi une montée en pression du fluide dans les capteurs. Celle-ci est absorbée par un vase d'expansion situé avant les capteurs, ce qui crée un léger retour du fluide dans les capteurs au niveau de leur sortie, d'où un refroidissement à la sortie par le fluide contenu dans la tuyauterie. Ce phénomène n'est pas pris en compte dans le modèle, d'où les écarts de température.



**Figure 26 : comparaison des résultats expérimentaux et théoriques**

Nous avons présenté dans ce paragraphe trois des différents modèles utilisables dans l'environnement TRNSYS. Les résultats obtenus avec le « Type 102 » représentent correctement les phénomènes physiques. De plus, il permet de différencier les trois modes de transfert de chaleur et de prendre en compte un capteur à serpentin ou à tubes parallèles. Nous modéliserons donc les installations solaires collectives à l'aide de ce modèle.

## V.2. Modèles de ballons solaires simplifiés

Il existe plusieurs modèles de ballons actuellement disponibles. Cependant, certains d'entre eux, en raison de leurs hypothèses de modélisation (prise en compte de la stratification thermique, temps de calcul,...), ne pourront pas être utilisés dans notre modèle. C'est pourquoi nous nous sommes intéressés aux différents modèles développés dans la littérature.

Il existe actuellement, dans la littérature, quatre grands types de modèles :

- ✓ Modèle à volumes variables « Plug Flow »
- ✓ Modèle multicouche

- ✓ Modèle zonal
- ✓ Modèle de type CFD

### V.2.1. Modèle à volumes variables « plug flow : Type 38 » de TRNSYS

Dans cet exemple, le ballon est divisé en 4 volumes  $V_i$  de température  $T_i$ , comme indiqué sur la Figure 27. Les différents volumes  $V_{1...4}$  représentent les différentes couches dans le ballon. A un instant donné, le capteur solaire délivre un volume de fluide  $V_h$  à la température  $T_h$  (température du fluide de la boucle solaire). En supposant  $T_h$  supérieure à  $T_1$ , un nouveau segment représentant le volume est ajouté en haut du ballon. En même temps, un volume  $V_L$  à une température  $T_D$  est puisé ce qui implique l'entrée d'un volume d'eau  $V_L$  à température  $T_L$  (température de l'eau froide).

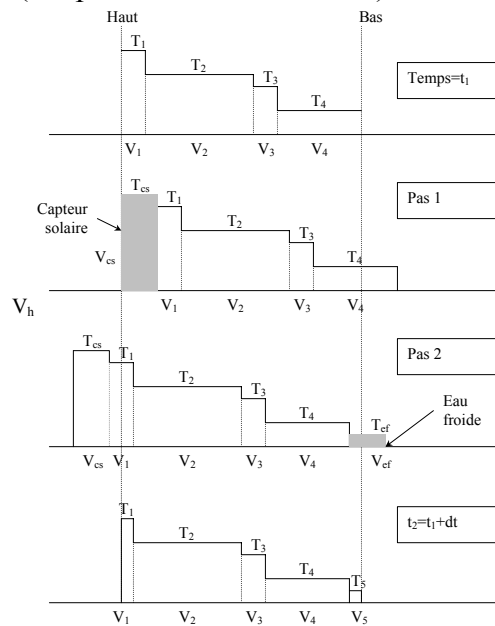


Figure 27 : Division en volumes variables d'un ballon

Si  $T_L$  est inférieur à  $T_4$ , alors le volume vient se placer en bas du ballon. Ainsi les segments sortants des nœuds du ballon, retournent à la source solaire ou au puisage. La température délivrée pour le puisage  $T_D$  est donc définie par l'équation (1.12).

$$T_D = \frac{V_h T_h + (V_L - V_h) T_L}{V_L} \quad (1.12)$$

L'épaisseur de chaque couche dépend donc du volume puisé et du volume de fluide chaud injecté. Le « Type 38 » de TRNSYS [6,47] est basé sur cette hypothèse. Ce modèle est bien indiqué pour les problèmes de stratification car les couches où il règne un fort gradient thermique peuvent être modélisées correctement et ceci sans avoir besoin de faible pas de temps. Cependant, seulement 2 doubles ports (1 double port est égal à une entrée et une sortie) sont disponibles et ce « Type » ne peut être utilisé qu'une fois dans le fichier de simulation étant donné la programmation du modèle.

### V.2.2. Modèle multicouche « Type 60 et Type 140 » de TRNSYS

L'hypothèse retenue pour ce modèle est de diviser le ballon de stockage en  $N$  segments de volumes égaux ( $N$  varie entre 1 et 300 pour le « Type 140 » développé par Drueck [48]). Ceci permet donc de définir une stratification du ballon plus ou moins importante. Le



mode d'injection peut être choisi selon deux méthodes : entrée à niveau de température identique (cane de stratification) ou entrée fixée. La première méthode permet d'injecter le fluide dans le ballon au niveau la couche ayant une température la plus proche de la température d'injection (système de stratification idéal), alors que la seconde méthode injecte le fluide dans le ballon à une hauteur fixe (ballon traditionnel). Pour cette seconde hypothèse, si la température d'entrée est différente de la température de la couche dans laquelle le fluide est injecté, il y a un mélange des couches. La température de la nouvelle couche formée est comparée à celles des couches l'entourant et si la couche n'est toujours pas bien située, alors il y a à nouveau un mélange des couches et ainsi de suite jusqu'à ce que le niveau de température correspondant soit atteint. Les « Types 4 et 60 » [6,49] sont également basés sur ce modèle. Les différences principales sont les équipements pris en compte par le modèle (présence ou non d'un ou plusieurs échangeurs internes, résistance électrique...). Le « Type 140 » permet aussi de simuler un ballon à échangeur manteau.

Bilan énergétique du volume  $i$  dans les modèles à volumes variables et multicouches:

Pour les modèles à volumes variables et les modèles multicouches, le bilan énergétique est réalisé de la même manière. Il est défini par l'équation (1.13) qui correspond à la **Figure 28**.

$$\begin{aligned}
 (M_i C_p) \frac{dT_i}{dt} = & \frac{(\lambda + \Delta\lambda) A_{c,i}}{\Delta x_{i+1 \rightarrow i}} (T_{i+1} - T_i) + \frac{(\lambda + \Delta\lambda) A_{c,i}}{\Delta x_{i-1 \rightarrow i}} (T_{i-1} - T_i) \\
 & + (U_{ballon} + \Delta U_i) A_{s,i} (T_{env} - T_i) + U A_{flue,i} (T_{flue} - T_i) \\
 & - \dot{m}_{down} C_p (T_i) + \dot{m}_{up} C_p (T_{i+1}) + Q_{aux} + U A_{hx} .DTLM \\
 & + \dot{m}_{in} C_p (T_{lin} - T_i)
 \end{aligned} \tag{1.13}$$

où :

$i$  : nœud de la couche considérée

$M_i$  : masse du volume  $i$  [kg]

$C_p$  : chaleur massique du fluide [ $J.kg^{-1}.K^{-1}$ ]

$dT_i/dt$  : variation de température au cours du temps [K/s]

$\lambda$  : conductivité thermique du fluide [ $W.m^{-1}.K^{-1}$ ]

$\Delta\lambda$  : conductivité de déstratification [ $W.m^{-1}.K^{-1}$ ] – permet de prendre en compte d'éventuels ponts thermiques.

$A_{c,i}$  : aire de la section du nœud  $i$  [ $m^2$ ]

$T$  : température [K]

$\Delta x$  : distance entre nœuds [m]

$U$  : coefficient d'échange [ $W.m^{-2}.K^{-1}$ ]

$\Delta U$  : coefficient d'échange supplémentaire [ $W.m^{-2}.K^{-1}$ ] - permet de prendre en compte une sur-isolation locale.

$A_{s,i}$  : aire du nœud  $i$  en contact avec la paroi du ballon [ $m^2$ ]

$U A_{flue,i}$  : coefficient d'échange de la cheminée éventuelle [W/K]

$\dot{m}$  : débit entrant, sortant, montant ou descendant [kg/s]

$Q_{aux}$  : puissance d'appoint [W]

$U A_{hx} .DTLM$  : coefficient d'échange de l'échangeur interne [W]

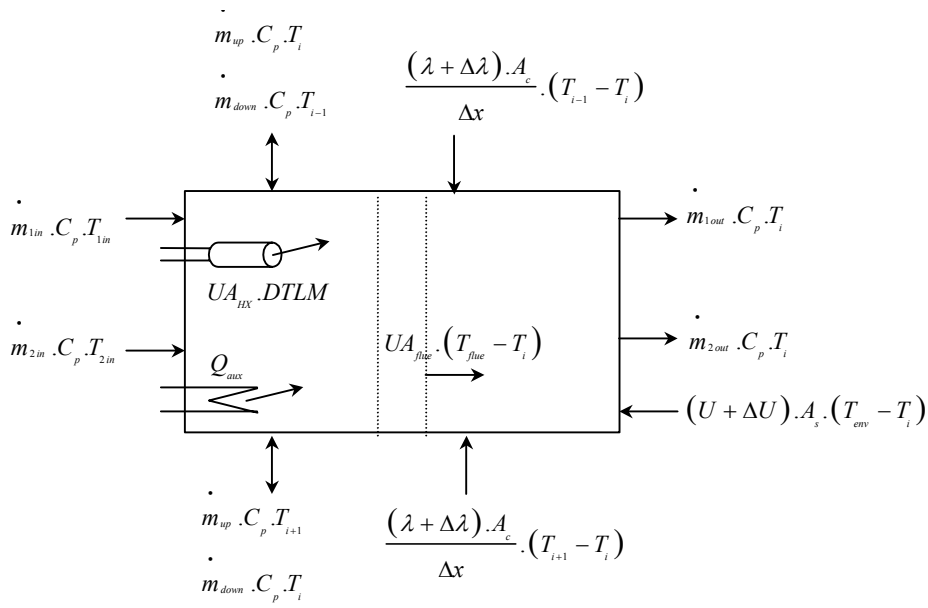


Figure 28 : Bilan énergétique du nœud i

Le ballon est divisé en plusieurs couches de fluide mais le bilan énergétique réalisé dans l'équation ne fait pas apparaître le phénomène de convection entre les couches. Il serait donc intéressant de connaître l'influence du phénomène de convection à l'interface de chaque couche.

Les « Types » décrits précédemment ont fait l'objet de comparaisons avec l'expérience exclusivement en régime permanent. Newton [49] a étudié la charge (Figure 29 et Figure 30) et le refroidissement d'un ballon durant 93 heures (Figure 31) à l'aide du « Type 60 ». La conclusion de son travail est qu'il faut un grand nombre de nœuds pour modéliser correctement le ballon. Cependant, plus le nombre de nœuds est important, plus les durées de simulation augmentent. Dayan [36] a également travaillé avec le « Type 60 » afin d'optimiser les installations solaires domestiques. Son étude montre l'influence du nombre de nœuds utilisé pour la simulation du ballon sur la couverture solaire (Figure 32). Il y a très peu de différences au-delà de 20 nœuds. C'est pourquoi Dayan a mené l'étude en modélisant le ballon avec 20 nœuds.

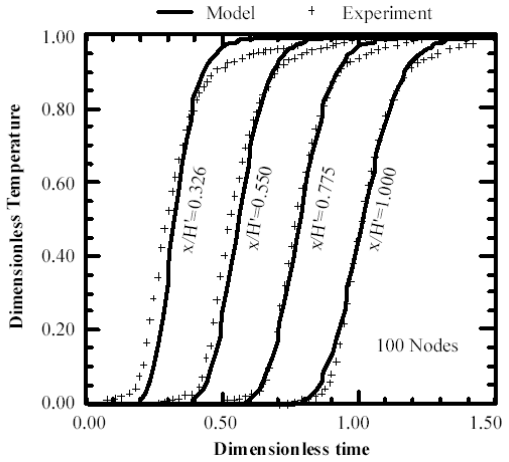


Figure 29 : Comparaison expérimentale avec 100 nœuds

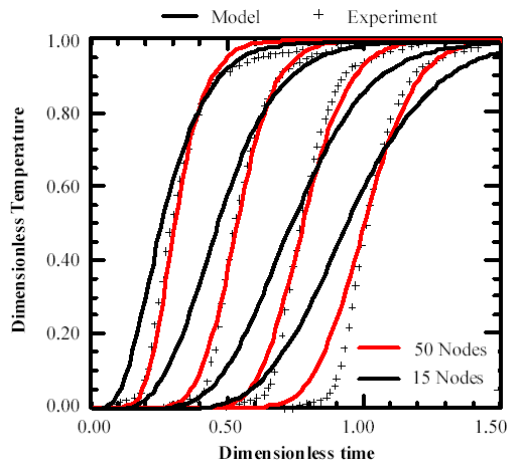


Figure 30 : Comparaison expérimentale avec 15 et 50 nœuds

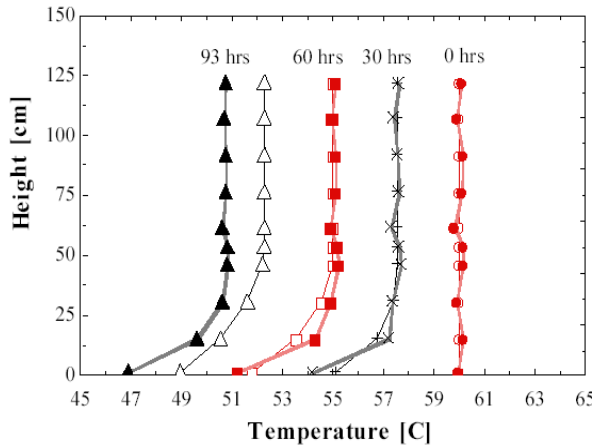


Figure 31 : Comparaison expérimentale du profil de température dans un ballon de 3000 litres soumis à une ambiance (refroidissement). Modèle : marque pleine ; expérience : marque vide

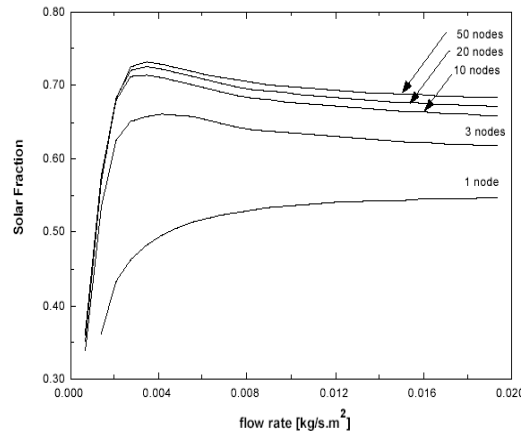


Figure 32 : Influence du nombre de nœuds choisi pour modéliser le ballon sur la couverture solaire

Ulrike Jordan a, quant à elle, étudié l'influence de différents systèmes d'injections sur la stratification [30]. Elle a confronté les résultats expérimentaux correspondant à différents scénarios de charges du ballon avec différents systèmes d'injections, puis elle les a comparés aux résultats de simulations réalisés avec le « Type 140 ». Celui-ci reproduit assez fidèlement la stratification à l'intérieur du ballon en régime permanent (Figure 33).

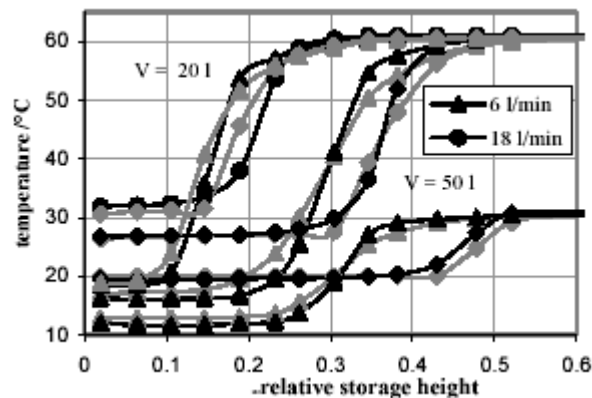


Figure 33 : Comparaison expérimentale (en noir) et numérique (en gris) du champ de températures à l'intérieur du ballon. Courbes supérieures :  $T_{ini}=60^{\circ}\text{C}$  ; gauche :  $V=20\text{l}$ , droite :  $V=50\text{l}$ . Courbes inférieures  $T_{ini}=30^{\circ}\text{C}$  ;  $V=50\text{l}$

### V.2.3. Modèle à stockage brassé « full mixed »

Ce modèle suppose que le ballon de stockage est à une température uniforme. Il est en fait un cas particulier du modèle multicouche où l'on considère la division du ballon en une seule couche. Dans la mesure où la prise en compte de la stratification au sein du ballon est un point important de notre étude, ce type de modèle ne peut pas être retenu.

### V.2.4. Modèle zonal

Ce modèle [37,50] développé pour un ballon à échangeur manteau avec injection de fluide à différents niveaux a été validé. Il est basé sur le modèle zonal dont l'hypothèse est la division du fluide étudié en  $N$  zones isothermes avec prise en compte de la convection entre les zones. Les équations de quantité de mouvement n'étant pas prises en compte, il

est nécessaire d'émettre des hypothèses supplémentaires pour résoudre ce type de problème : les scénarios d'écoulement sont imposés.  
La Figure 34 présente les échanges entre les différentes zones pour un cas général où la température de la paroi est supérieure à celle du fluide.

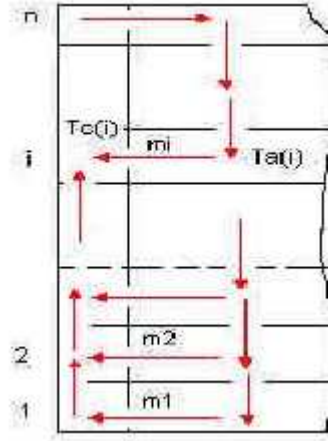


Figure 34 : Schéma d'échange pour différentes zones

En réalisant le bilan énergétique de la couche  $i$ , nous obtenons l'équation (1.14) :

$$\Phi(i) - C_p \cdot \dot{m}_i \cdot [T_c(i) - T_c(i-1)] = C_p \cdot \dot{m}_i \cdot [T_c(i) - T_a(i)] \quad (1.14)$$

Ainsi le débit massique peut facilement être calculé par l'équation suivante :

$$\dot{m}(i) = \frac{A(i) \cdot h(i)}{C_p \cdot \theta(i)} - \dot{m}_1(i) \cdot \frac{[T_c(i) - T_c(i-1)]}{[T_p(i) - T_a(i)] \cdot \theta(i)} \quad (1.15)$$

Où :

$h(i)$  : coefficient de convection de l'élément  $i$  [ $\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$ ]

$\dot{m}_i$  : débit massique au niveau  $i$  [ $\text{kg/s}$ ]

$A(i)$  : surface de la paroi associée [ $\text{m}^2$ ]

$T_a$  : température dans la zone centrale [K]

$T_c$  : température de la couche limite [K]

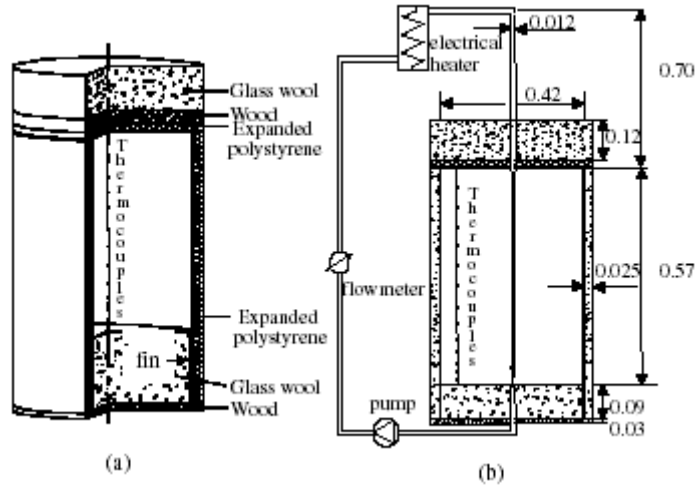
$T_p$  : température de la paroi associée à la zone pariétale [K]

$\theta$  : paramètre analytique égal à 0.25

Bien qu'il reproduise assez fidèlement le champ des températures dans le ballon, ce « Type » ne pourra être utilisé que dans des simulations d'installations collectives décentralisées car il a été exclusivement développé pour simuler les ballons à échangeur manteau. De plus, les temps de simulation sont importants -48h pour simuler 24h- alors qu'il ne faut que quelques minutes avec un modèle multicouche.

### V.3. Modèle fins

Afin d'augmenter la précision des résultats de simulation, des modèles bidimensionnels ont été élaborés. Un modèle axisymétrique [51], décrivant les phénomènes de convection naturelle dans un ballon, a été développé afin de comparer les résultats obtenus entre ce modèle et les modèles unidimensionnels.



**Figure 35 : représentation du ballon utilisé pour les expériences avec : (a) convection naturelle ; (b) convection mixte**

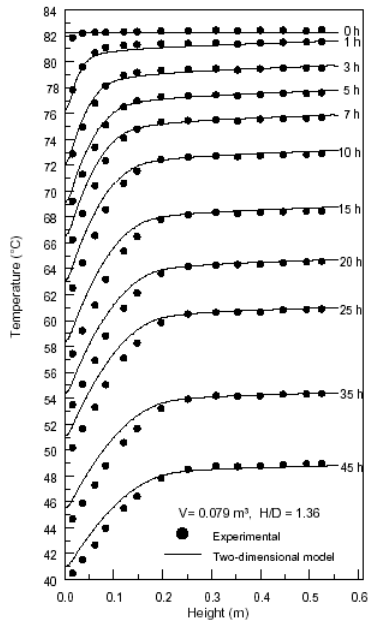
Pour traiter les phénomènes de convection naturelle, les équations de conservation de la masse et du moment, dans les directions radiale et axiale, ainsi que l'équation de l'énergie ont été utilisées. Un modèle de turbulence a été ajouté pour traiter les problèmes de convection mixte (naturelle et forcée).

Le dispositif expérimental (Figure 35) avait pour but de mesurer la température en différents endroits dans le ballon soumis aux sollicitations extérieures (ambiance).

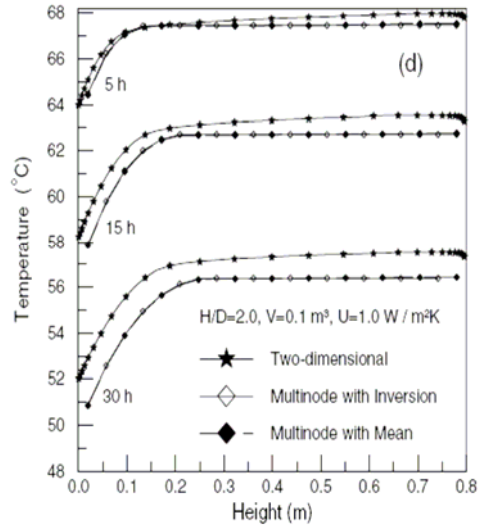
Les résultats expérimentaux sont comparés ci-dessous avec les résultats obtenus pour les modèles 1D et 2D.

#### V.3.1. Convection naturelle laminaire

Les auteurs ont montré que le modèle bi-dimensionnel développé leur permettait d'obtenir des résultats similaires aux valeurs expérimentales lorsqu'on était en présence de convection naturelle laminaire (Figure 36). Cette figure met également en évidence un gradient thermique important dans le bas du ballon qui est principalement dû aux pertes conductives par les pieds du ballon.



**Figure 36 : Profils expérimental et numérique des températures à l'intérieur du ballon. Ballon soumis au régime de convection laminaire (pas de débit externe).  $T_{amb}=17.3^{\circ}\text{C}$**



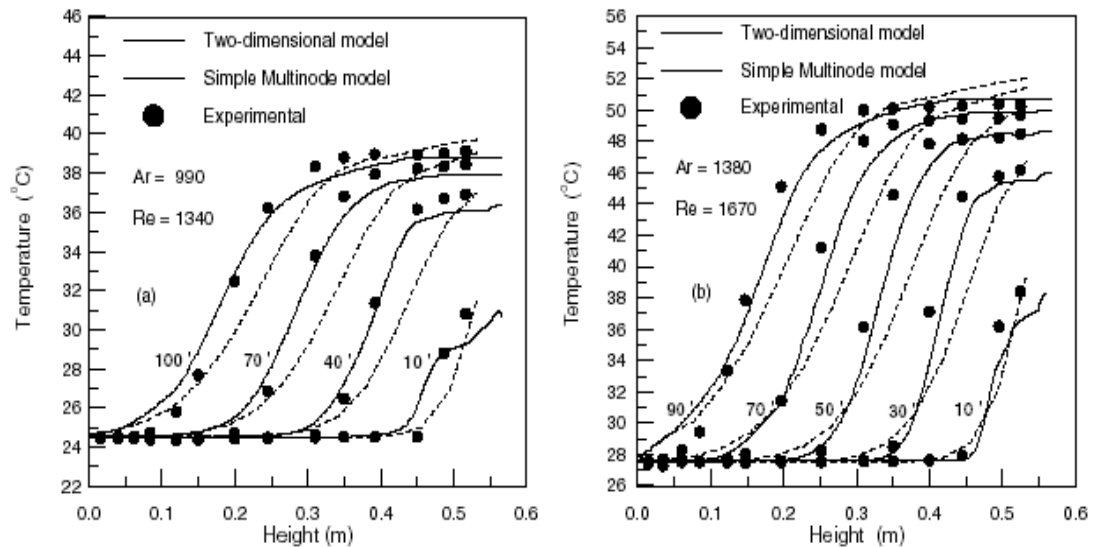
**Figure 37 : Résultats numériques du profil des températures à l'intérieur du ballon. Ballon soumis au régime de convection laminaire (pas de débit externe).  $T_{amb}=20^{\circ}\text{C}$  et  $T_0=70^{\circ}\text{C}$**

A partir de simulations multinoeuds où seul le pas de temps change, les auteurs ont montré que les modèles multicouches 1D permettaient d'obtenir des résultats similaires à l'expérimentation (décalage de  $1^{\circ}\text{C}$  avec le modèle 2D, Figure 37). Ils attribuent cette différence au fait qu'aucune résistance convective entre les couches n'est prise en compte dans ce type de modèle. Ils font également remarquer que plus le temps de simulation est grand, plus la différence entre les résultats donnés par ces deux modèles est grande. Toutefois, ce phénomène est indépendant du volume du ballon ainsi que du coefficient d'échange global, puisque seul le temps de simulation était modifié.

### V.3.2. Convection mixte

En ce qui concerne les simulations incluant la convection mixte, les résultats sont légèrement plus éloignés de ceux obtenus avec le modèle en convection naturelle (Figure 38). Ils restent cependant très proches de l'expérimentation.

En revanche, la différence s'est accentuée entre le modèle 2D et les modèles multicouches puisque la différence entre les résultats peut varier de  $2^{\circ}\text{C}$  à  $4^{\circ}\text{C}$  suivant la durée de simulation.



**Figure 38 : Profils des températures numérique et expérimental à 0,17m du centre du ballon. Ballon soumis au régime de convection mixte (débit entrant). (a)  $m_{in}=0.01$  kg/s,  $T_{in}=39.8^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{amb}=24.5^{\circ}\text{C}$  ; (b)  $m_{in}=0.012$  kg/s,  $T_{in}=51.8^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{amb}=27.5^{\circ}\text{C}$**

Le modèle bidimensionnel développé présente d'excellents résultats. Il reproduit très fidèlement le champ de températures à l'intérieur de l'enceinte ainsi que la stratification naturelle. La comparaison avec les modèles multicouches indique que le modèle 2D donne de meilleurs résultats que les modèles multicouches en convection naturelle. En effet, les écarts sont de plus en plus importants avec le temps pour les modèles multicouches. Cependant, les temps de calcul sont très importants : il faut 24h pour simuler une heure de fonctionnement !

L'utilisation d'un tel modèle est donc envisageable si nous voulons étudier plus précisément le comportement du fluide à l'intérieur du ballon, et il n'est donc pas utilisable dans le cadre de notre étude pour des simulations annuelles. Les codes CFD sont basés sur des équations identiques et permettent en plus de simuler des comportements en trois dimensions.

Cette bibliographie sur les modèles numériques de ballon a permis de mettre en exergue leurs niveaux de précision. Nous avons constaté que le modèle axisymétrique était le plus précis et permettait de caractériser finement le comportement du fluide dans le ballon. Cependant, le temps de simulation est très important et, par conséquent, ce type de modèle ne peut être utilisé pour des simulations annuelles.

Les modèles multicouche fournissent également des résultats similaires à l'expérimentation bien que les écarts avec l'expérimentation soient plus importants. Néanmoins ils sont mieux adaptés à des simulations annuelles étant donné qu'ils nécessitent un temps de calcul beaucoup plus faible. Pour ces raisons, nous utiliserons dans la suite de ce travail le code CFD Fluent pour l'étude de la stratification interne des ballons. En revanche, le modèle global qui sera développé sous Trnsys utilisera le modèle multicouche « Type 140 ». Ce modèle est préféré au « Type 60 » puisqu'il est plus complet, notamment au niveau de la prise en compte des doubles ports.

## **VI. CONCLUSION**

Dans cette partie, nous avons présenté trois points essentiels des installations solaires collectives d'eau chaude sanitaire.

Nous avons mis en évidence les problèmes récurrents de Légionellose dans les installations solaires collectives. Il existe néanmoins des moyens efficaces pour éviter la contamination des réseaux : maintien d'une température minimum de 60°C, traitement de l'eau froide... Il faudra, par conséquent, proposer des solutions innovantes dans lesquelles les risques de légionellose seront réduit au maximum.

Nous avons souligné le fait que les installations réalisées actuellement pouvaient être améliorées soit en portant plus d'attention sur l'isolation des différents organes, soit en les concevant de manière différente : en utilisant la technique des faibles débits et divers organes de stratification active par exemple.

Notre premier travail consistera donc à développer un ballon à stratification active dont le coût et la production industrielle reste raisonnable.

Pour terminer, les performances énergétiques de ces installations n'étant pas optimisées, nous avons décidé d'étudier l'influence de l'application de la technique des faibles débits couplée à l'utilisation d'un ballon à stratification et du stockage divisé. Cette étude s'appuiera sur deux points importants que sont la conception des injecteurs favorisant la stratification dans les ballons via une approche CFD et la simulation numérique à partir d'un modèle global développé dans TRNSYS. Pour cela, une installation solaire collective sera instrumentée afin d'obtenir des résultats expérimentaux qui serviront notamment au développement d'un modèle global. Ce dernier permettra ensuite l'étude des solutions innovantes.

L'outil utilisé sera donc le logiciel TRNSYS qui permet d'obtenir les bilans énergétiques détaillés des installations simulées. Les « Type 102 et 140 » seront utilisés pour simuler respectivement les capteurs solaires et les ballons (solaire et appoint).





## **CHAPITRE 2 : AMELIORATION DE LA STRATIFICATION DANS UN BALLON SOLAIRE**

**I.**



## **INTRODUCTION**

Nous avons mis en évidence dans le chapitre précédent § IV.2.1. l'influence de la stratification sur les performances des installations solaires domestiques d'eau chaude collective. Nous avons souligné le fait qu'il fallait disposer de ballons à stratification active performants pour appliquer la technique des faibles débits, mais que très peu de ballons de ce type sont actuellement disponibles en collectif à des tarifs raisonnables sur le marché français. De plus, l'optimisation des installations solaires collectives passe par la simulation de ballons stratifiés dont le modèle « Type 140 » n'a jamais fait l'objet de validation en régime dynamique.

L'objectif de ce chapitre est donc d'étudier la validité des modèles de ballons précités grâce à l'étude de la stratification dans les ballons solaires.

Une première étude (expérimentale) sur un ballon traditionnel CLIPSOL met en évidence les transferts de masse multi-directionnels dans le ballon et l'influence des entrées d'injections. Elle valide également les « Types » utilisés par confrontation des résultats expérimentaux aux résultats numériques.

Une seconde étude (numérique) compare la stratification d'un ballon disposant de systèmes de stratification active à un ballon n'en disposant pas. Les résultats des simulations obtenues avec Fluent montrent l'apport des injecteurs introduits dans le ballon mais aussi l'influence des différents systèmes étudiés tels qu'une grille, une canne de stratification... La solution avec injecteurs retenue à l'issue de cette étude CFD est ensuite testée expérimentalement grâce à la réalisation d'un prototype au laboratoire LOCIE. Différentes expérimentations caractérisent qualitativement et quantitativement le comportement du ballon soumis à différents cas de charge et de décharge afin de valider le système d'injecteurs employé.

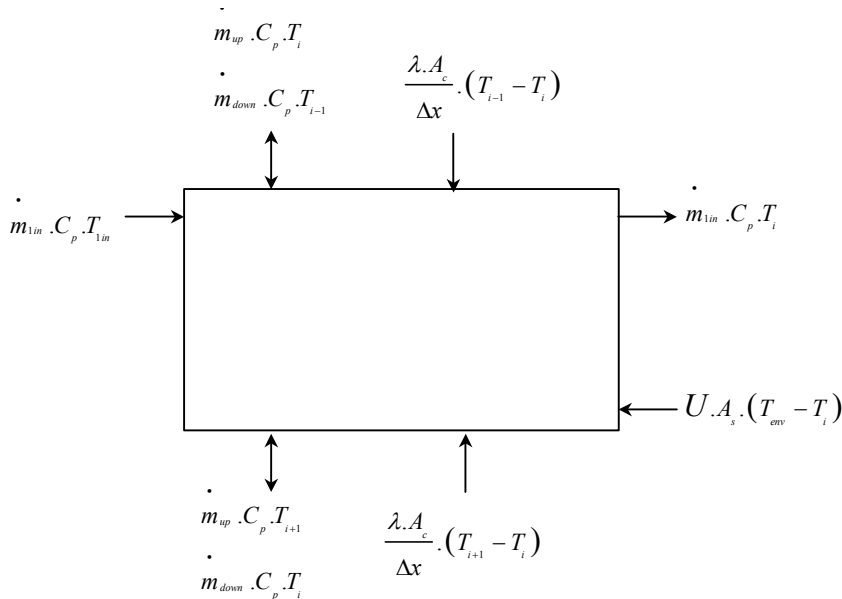
## **II. ETUDE EXPERIMENTALE ET NUMERIQUE DE LA STRATIFICATION**

### **DANS UN BALLON TRADITIONNEL CLIPSOL**

#### II.1. Modélisation

Nous avons vu au chapitre 1, paragraphe V.2.2. , que le « Type 140 » est basé sur un modèle multicouche. Le ballon testé - décrit au paragraphe suivant - ne contient ni échangeur interne en fonctionnement ni cheminée de convection. La variation d'enthalpie d'un nœud  $i$  se définit donc par l'équation (2.1) et la Figure 39.

$$\begin{aligned} (M_i C_p) \frac{dT_i}{dt} = & UA_S (T_{env} - T_i) + \frac{\lambda A_c}{\Delta x} (T_{i-1} - T_i) + \frac{\lambda A_c}{\Delta x} (T_{i+1} - T_i) \\ & + \dot{m}_{in} C_p (T_{in} - T_i) + \dot{m}_{up} C_p (T_{i+1} - T_i) \\ & + \dot{m}_{down} C_p (T_{i-1} - T_i) \end{aligned} \quad (2.1)$$



**Figure 39 : Bilan enthalpique d'une couche i**

La validation du « Type 140 » se fait selon deux approches :

- ✓ Une approche globale à l'échelle du ballon pour laquelle les températures haute et basse dans le ballon représentent les critères de validation.
- ✓ Une approche fine qui concerne la stratification à l'intérieur du ballon.

## II.2. Configurations étudiées

Afin de connaître la pertinence du modèle de ballon, nous avons effectué deux expériences sur un ballon traditionnel (ne contenant aucun système de stratification) correspondant aux deux scénarios représentatifs suivants :

- Charge du ballon grâce à un appoint chaudière.
- Décharge du ballon par puisage d'ECS.

Les expérimentations ont été réalisées sur le ballon solaire PSDAI 2000 de 374 litres et de 1,74m de haut, fabriqué et mis à notre disposition par la société CLIPSOL. Il contient un mélange d'eau et de fluide antigel (40%). Le ballon est équipé de doigts de gant PT 1000 répartis sur sa hauteur et mesurant la température du fluide à l'intérieur du ballon au niveau des points sélectionnés (Figure 40 et Figure 41). Dans le premier cas, 16 sondes de température sont disposées tous les 5 cm dans la partie supérieure alors que dans le second cas, les sondes sont disposées sur la hauteur complète du ballon, avec un intervalle de 10 cm. Les sondes sont situées à environ 10 cm du bord latéral du ballon.

### II.2.1. Résultats expérimentaux

Le scénario de la Figure 40 consiste à injecter le fluide à 55°C environ dans la partie supérieure du ballon, initialement à 47°C, pendant une durée de 20 minutes avec un débit quasiment constant de l'ordre de 700 l/h. L'injecteur placé en haut du ballon est orienté vers la calotte sphérique, entraînant une circulation le long de la paroi. A la fin de la manipulation, la température dans cette partie est uniforme (55°C). Le rôle joué par l'appoint est donc celui recherché puisque son rôle est de chauffer exclusivement la partie supérieure du ballon. La partie inférieure peut alors être chauffée par les apports solaires.

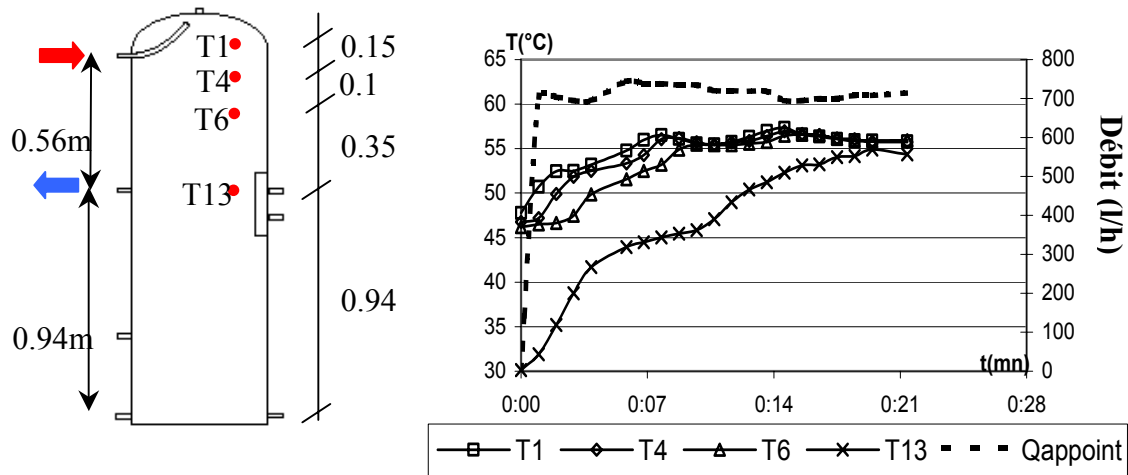


Figure 40 : Evolution des températures dans la partie supérieure du ballon lors de la charge

Dans le second cas (Figure 41), deux puisages d'ECS sont réalisés, l'un d'une durée de 5 minutes avec un débit de 400 l/h (~lavabo), l'autre d'une durée de 5 min avec un débit de 620 l/h (~douche). Nous constatons la baisse des températures des couches du ballon au cours du puisage. Les capteurs T1 à T3 ont une température quasi constante de 65°C alors que les températures de T5 à T9 diminuent de 65°C à environ 20°C. La partie supérieure du ballon reste chaude malgré les 85 litres puisés, nous pouvons donc dire que la configuration de l'entrée d'eau froide n'est pas trop défavorable.

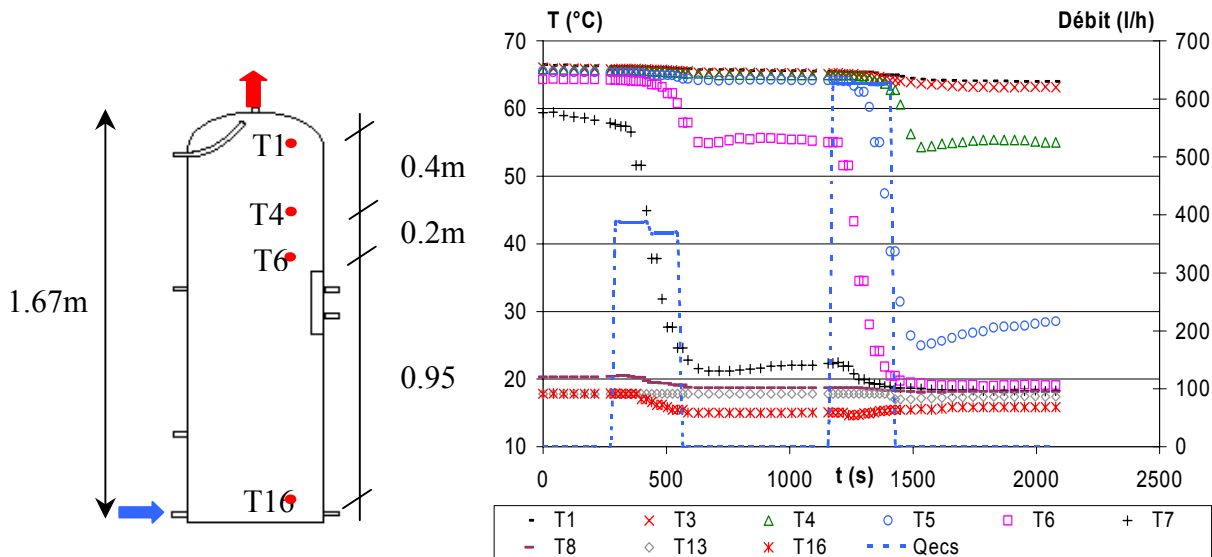


Figure 41 : Evolution des températures dans le ballon lors des deux puisages d'ECS

## II.2.2. Résultats numériques

### Simulations TRNSYS

Les simulations sont réalisées en divisant le ballon en 34 couches égales. Ce choix découle de l'étude réalisée par Dayan [36] (Chapitre 1, §II.5.3). Il a montré qu'il y avait très peu de différences entre 20 et 50 nœuds. Etant donné le nombre de sondes dont nous disposions

(17), nous avons donc opté pour un nombre de nœuds égal à 34. Bien que l'étude de Newton [49] montre qu'il vaut mieux modéliser le ballon avec un nombre de nœuds important (100), nous avons préféré réaliser cette simulation avec 34 nœuds puisque dans le modèle global de l'installation collective le nombre de nœuds sera inférieur à 50 pour des raisons de temps de simulation. Le pas de temps choisi pour réaliser les simulations a été de 1 minute.

Deux autres paramètres sont importants pour la simulation, le coefficient d'échange relatif aux pertes surfaciques du ballon  $UA_{\text{real}}$  et la conductivité effective du fluide  $\lambda_{\text{vertical}}$ . Le calcul de ces coefficients est réalisé grâce aux formules proposées par SHAH [52], dans la tâche 26 de l'IEA. Ainsi, le premier coefficient (2.2) résulte du produit entre le coefficient d'échange théorique  $UA_{\text{theory}}$  et un coefficient de correction  $C_{\text{corr}}$ , permettant de prendre en compte les ponts thermiques liés aux piquâges.

$$UA_{\text{real}} = C_{\text{corr}} \cdot UA_{\text{theory}} \quad (2.2)$$

$$C_{\text{corr}} = \text{Max}[1.1, (1.5 - V/10)] \quad (2.3)$$

où :  $UA_{\text{real}}$  est le coefficient d'échange du ballon ajusté [W/K]  
 $C_{\text{corr}}$  est une constante de corrélation permettant de prendre en compte les ponts thermiques [-]  
 $UA_{\text{theory}}$  est le coefficient d'échange théorique du ballon [W/K]  
 $V$  est le volume du ballon [m<sup>3</sup>]

Dans notre cas  $C_{\text{corr}}=1.46$  et  $UA_{\text{theory}}=2.63$ W/K, ce qui donne  $UA_{\text{real}}=3.84$ W/K

Diverses expérimentations menées ont mis en évidence la décroissance de la conductivité thermique verticale lorsque le volume augmente (la surface externe du ballon diminue avec le volume). Il a ainsi été proposé l'équation (2.4) afin de calculer cette conductivité.

$$\lambda_{\text{vertical}} = \text{max}[0.7, (1.3 - V/10)] \quad (2.4)$$

où :  $\lambda_{\text{vertical}}$  représente la conductivité thermique verticale  
 $V$  le volume du ballon

Nous avons donc une conductivité verticale de 1,26 W.m.K<sup>-1</sup>

Les Figure 42 et Figure 43 présentent la comparaison des résultats numériques du « Type 140 » avec les résultats expérimentaux.

Nous constatons pour le premier scénario traité (Figure 42), que les résultats de simulation sont proches des valeurs expérimentales, mis à part pour la sonde T1. En effet, nous remarquons une différence de température de l'ordre de 5°C jusqu'au temps de 10 minutes, puis l'écart se réduit. Ceci est dû à la forme complexe de l'injection

En ce qui concerne la décharge du ballon (Figure 43), les températures auxquelles nous nous intéressons dans l'approche globale de validation (T1 et T16) sont bien reproduites. Cependant, la stratification à l'intérieur du ballon n'est pas très bien reproduite. Nous pouvons constater des différences de températures allant jusqu'à 12°C pour le « Type 140 ».

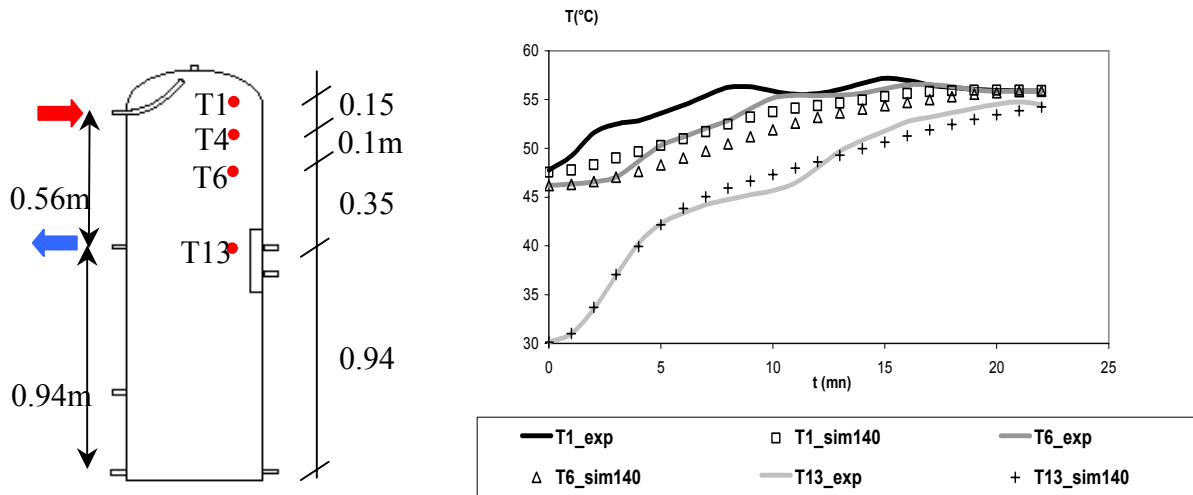


Figure 42 : Comparaison expérimentale et numérique lors de la charge

Nous constatons que le « Type 140 » reproduit correctement les températures dans la partie haute et basse du ballon. C'est pourquoi, nous pouvons valider ce dernier dans une approche globale de modélisation. Cependant, la stratification dans l'enceinte n'est pas représentée correctement. Par conséquent, nous ne validons pas le « Type 140 » pour la deuxième approche que nous nous sommes fixés.

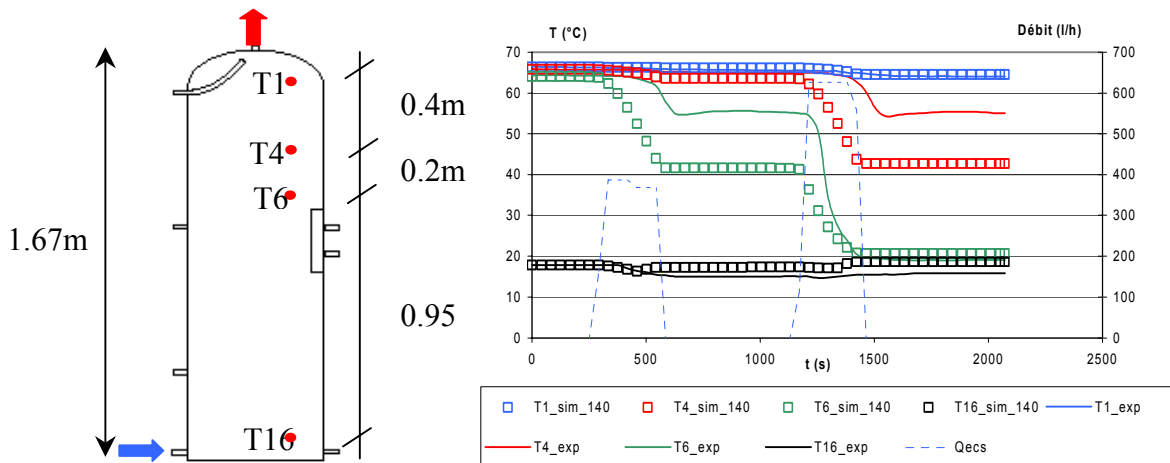


Figure 43 : Comparaison expérimentale et numérique lors des deux puisages d'ECS

### Simulations CFD

Le traitement a été réalisé à l'aide du logiciel FLUENT version 6.1.18. Ce code nous a permis de comprendre le comportement du fluide durant la simulation. Les principaux choix de modélisation numérique et physique associés sont :

- ✓ Ecoulement laminaire du fait des très faibles vitesses d'injection
- ✓ Fluide newtonien incompressible
- ✓ Problème instationnaire, pas de temps : 20s



- ✓ Maillage non structuré permettant un traitement des géométries complexes et un remaillage local en cas de difficulté de convergence
- ✓ Résolution multi-grilles des systèmes d'équations
- ✓ Algorithme de résolution basé sur SIMPLE
- ✓ Schéma de second ordre pour les variables
- ✓ Transfert de chaleur unidirectionnel
- ✓ Vitesse nulle sur les bords
- ✓  $Re = 790$  dans le ballon

### Simulations CFD sans échangeur interne

Nous pouvons visualiser les lignes de courant (Figure 44) lors de la charge. Nous constatons que lorsque l'eau chaude est injectée en partie supérieure, la forme de la canne associée à la forme sphérique du haut du ballon favorisent le mélange du fluide. Ainsi, la température dans le tiers supérieur du ballon s'homogénéise. Nous remarquons également qu'une partie du fluide chaud est transférée vers le bas du ballon. Ce transfert entraîne un léger réchauffement de la partie inférieure ainsi qu'une remontée d'eau froide dans la partie haute du ballon. La comparaison avec les mesures expérimentales donne le même ordre de grandeur à  $t=10$  min, mais les valeurs de température du capteur le plus bas (sonde T13) sont trop faibles. Lors de cette simulation, les deux échangeurs internes, présents dans le ballon, n'ont pas été modélisés. Or, il est probable que l'échangeur situé en haut du ballon brise le jet à la sortie de l'alimentation supérieure et empêche ainsi la création de la colonne d'eau descendante qui alimente la partie basse.

D'autre part, nous avons constaté que les constantes de temps ne sont pas respectées et que les lignes de courants (Figure 44) ne correspondent pas à la réalité. Aucune déstratification n'a été constatée durant la charge du ballon dans la partie inférieure ! C'est pourquoi, nous avons modélisé les échangeurs internes puis réalisé une seconde simulation afin de mieux appréhender le comportement du fluide dans l'enceinte.

### Simulations CFD avec échangeur interne

La simulation précédente n'étant pas concluante, nous avons décidé de modéliser les échangeurs. La modélisation d'un milieu poreux avec viscosité permet de prendre en compte ces échangeurs afin d'évaluer leur rôle dans le comportement dynamique du fluide. Pour FLUENT, un milieu poreux correspond à une zone où l'on ajoute un terme dans les équations de Navier Stokes pour tenir compte des

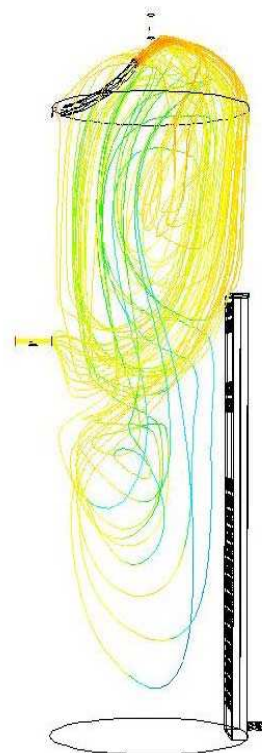


Figure 44 : Lignes de courant

frottements. Pour trouver le terme nous avons considéré la perte de charge dans un système d'ailettes ayant des propriétés similaires au tubes de l'échangeur. Nous avons utilisé les coefficients de perte de charge préconisés dans l'ouvrage d'Idelcik [53] : mémento des pertes de charges.

Pour permettre une précision suffisante, le ballon a été maillé de façon non structurée et comprend 450 000 mailles tétraédriques, pour environ 110000 nœuds.



Figure 45 : Maillage du ballon solaire

La comparaison des thermogrammes avec la simulation précédente (Figure 46 et 47) met en évidence l'influence des échangeurs et notamment celui situé dans la partie haute du ballon. La conception très dense de l'échangeur (spires très resserrées entre elles) et sa proximité avec la paroi du ballon brise le jet. Par conséquent, nous ne retrouvons pas dans ce cas le mélange en partie basse du ballon. Ces résultats sont donc cohérents avec les valeurs expérimentales.

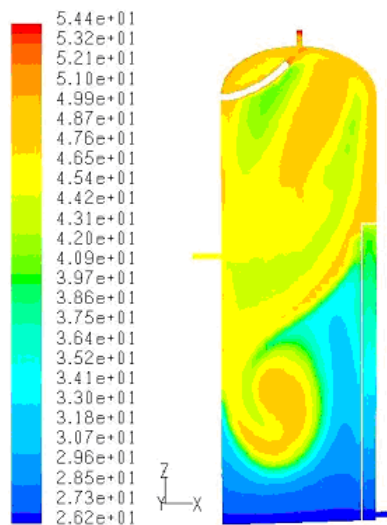


Figure 46 : Température dans le ballon sans échangeur à t=4mn

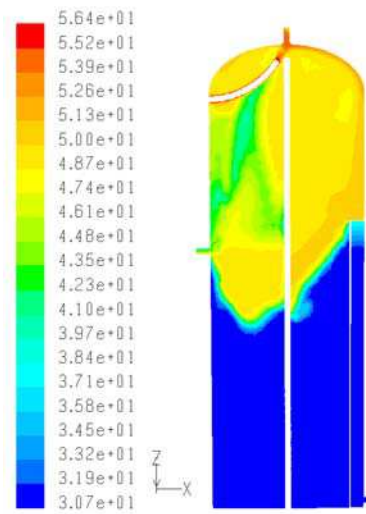


Figure 47 : Température dans le ballon avec échangeur à t=4mn

Bien que la figure semble valider le comportement réel du fluide à l'intérieur du ballon solaire, il est nécessaire de comparer les valeurs de simulations CFD avec les valeurs expérimentales. La Figure 48 confirme la bonne approche du modèle. Le régime dynamique paraît respecté. Cependant, quelques différences persistent sur les valeurs des températures en régime permanent.

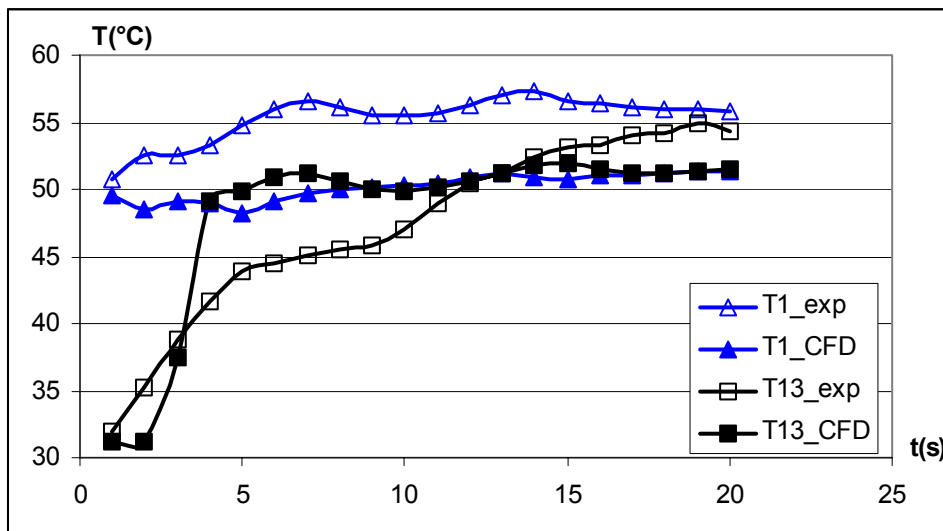


Figure 48 : Comparaison des valeurs expérimentales avec les valeurs de simulations CFD (présence des échangeurs)

La différence de la constante de temps pour le capteur T13\_CFD est certainement liée à la présence de l'échangeur. En effet, la géométrie de l'échangeur n'est pas parfaitement connue et nous commettons par conséquent des erreurs dans la modélisation.

Nous pouvons constater une différence de 4°C entre les valeurs expérimentales et les valeurs de simulation en régime permanent due probablement au coefficient de friction utilisé pour le milieu poreux (principe de modélisation de l'échangeur).

La modélisation CFD met en évidence la limite des modèles multicouches proposés dans TRNSYS. Le transfert de masse dans une couche donnée pouvant être bidirectionnel, il n'est pas possible de faire l'hypothèse d'une température de couche uniforme comme c'est le cas avec le « Type 140 ». Un modèle zonal serait par conséquent mieux adapté [24]. Nous avons mis en évidence la complexité relative à la modélisation du ballon lorsqu'un échangeur tubulaire interne est présent. La prise en compte de cet échangeur par l'intermédiaire d'un milieu poreux (modélisation CFD) rend les résultats très sensibles à la valeur du coefficient de friction.

De plus, le temps de simulation nécessaire (7 jours) pour simuler seulement 20 minutes de fonctionnement est très important. L'utilisation de ce type d'outil n'est donc envisageable que lorsque l'on cherche à connaître de façon précise le comportement du fluide (effet d'une canne à stratification par exemple). Les simulations CFD ne sont pas envisageables lorsqu'on s'intéresse à des simulations plus longues (journée et plus) et lorsqu'on souhaite étudier les performances d'une installation solaire complète.

Nous avons décidé de modéliser le ballon selon une approche fine et une autre globale. D'après les résultats obtenus, le « Type 140 » reproduit correctement les températures en partie haute et basse du ballon ; nous validons donc ce dernier d'un point de vue global. Cependant, il ne donne qu'une tendance de la représentation de la stratification dans l'enceinte du ballon puisque des écarts importants ont été notés lors de la comparaison expérimentale et numérique.

En ce qui concerne les simulations CFD, le modèle nous permet d'apprécier l'écoulement du fluide à l'intérieur du ballon de stockage.

Etant donné que le modèle CFD donne une tendance correcte du comportement du fluide dans le ballon, nous pouvons donc étudier avec ce modèle différents systèmes de stratification à introduire à l'intérieur d'un ballon pour améliorer ces performances.

### III. DEVELOPPEMENT D'UN BALLON A STRATIFICATION ACTIVE

#### III.1. Etude de l'influence d'injecteurs sur la stratification par simulation CFD

Afin d'évaluer l'apport d'un système de stratification, il est nécessaire d'avoir une base de comparaison. Par conséquent, la première partie est consacrée à l'étude du fluide à l'intérieur d'un ballon traditionnel (sans stratification active) pour deux débits différents. Le premier sera de 60 l/h correspondant à un faible débit ( $10 \text{ l.h}^{-1}.\text{m}^{-2}$  dans le cas d'un champ de capteurs de  $6\text{m}^2$ ) alors que le second sera dit « traditionnel » puisqu'il est de 300 l/h soit un débit de  $50 \text{ l.h}^{-1}.\text{m}^{-2}$  pour une surface de capteurs identique.

Nous testerons ensuite l'influence d'une canne de stratification et d'injecteurs à plaques parallèles pour ces mêmes débits. Afin de généraliser l'étude à une large gamme de volume, une simulation sera également conduite sur un ballon de 2000 l.

##### III.1.1. Injection solaire dans un ballon traditionnel – cas de référence

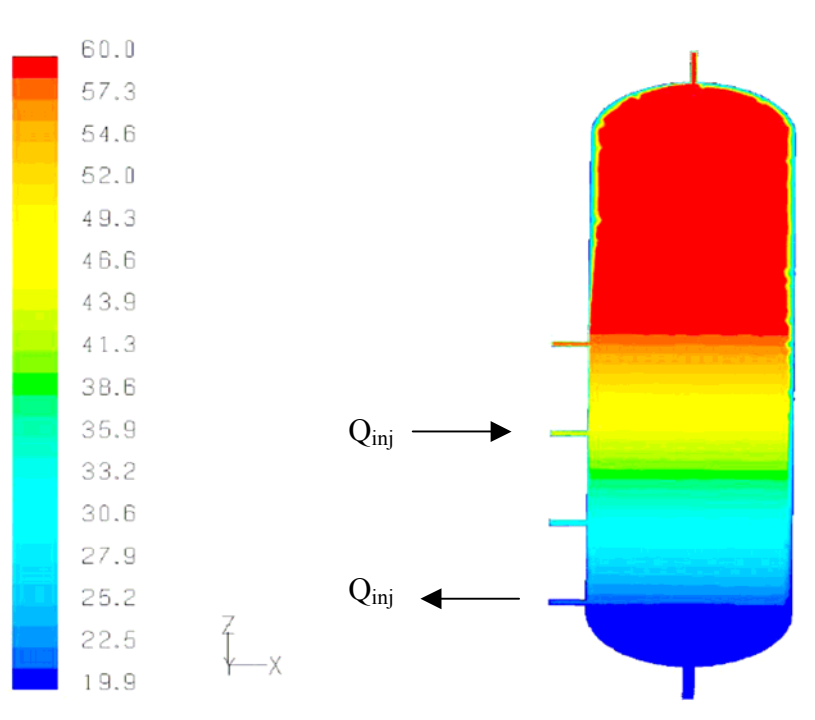


Figure 49 : Configuration du ballon étudié pour une condition initiale donnée

#### Description du ballon

Le modèle réalisé représente un ballon de 300 litres muni de 3 injections solaires, 1 entrée et 1 sortie permettant le puisage de l'eau.

- ✓ L'enveloppe extérieure est constituée principalement d'une couche d'isolant de 10cm dont les caractéristiques sont :  $\rho=120 \text{ kg/m}^3$ ,  $\lambda=0,04 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ ,  $C_p=1200 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$ . Dans les calculs, le transfert de chaleur est supposé unidirectionnel.
- ✓ L'ensemble des piquages est de diamètre 20mm.
- ✓ L'espacement entre les piquages du système solaire est de 28 cm.
- ✓ Le liquide a les caractéristiques thermiques de l'eau. Elles sont constantes et égales à :  $\rho=998,2 \text{ kg/m}^3$ ,  $\lambda=0,6 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$ ,  $C_p=4182 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$ ,  $\mu=0.01 \text{ kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$ .

### Considérations numériques :

Le maillage utilisé est de type non structuré et comprend 385 000 mailles environ d'une taille moyenne de l'ordre de 8mm.

La discrétisation utilisée est du 1<sup>er</sup> ordre sur toutes les variables. Compte tenu des faibles vitesses envisagées, l'écoulement est considéré comme laminaire.

La condition initiale en température est celle présentée à la Figure 49, c'est à dire une température constante de 60°C dans la partie supérieure et un profil vertical linéaire jusqu'à 20 °C dans la partie inférieure.

La température d'injection est prise égale à la température initiale existant au niveau de l'injection majorée de 5°C. Dans notre cas cela donne : 44,5°C.

Le débit d'injection  $Q_{inj}$  est soit de 60l/h, soit de 300l/h.

### Résultats avec le débit d'injection $Q_{inj}=60l/h$

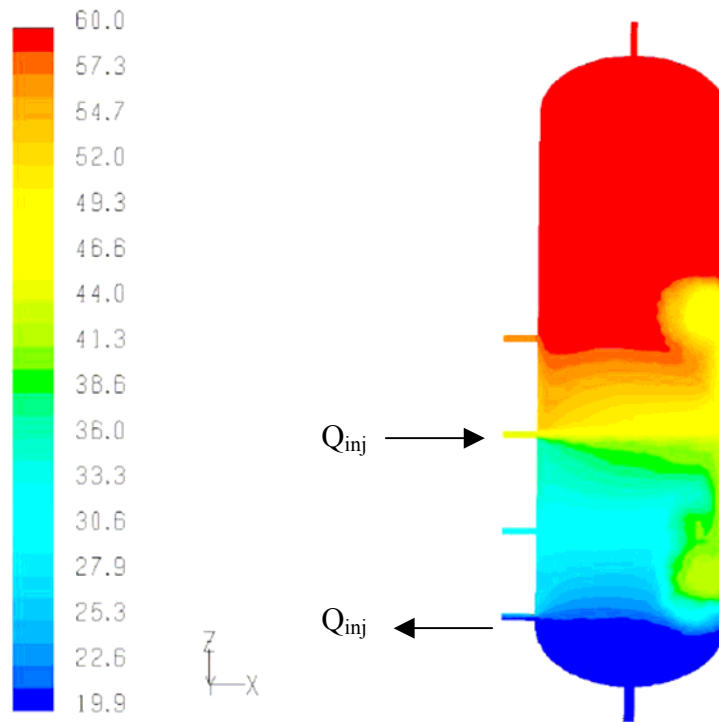


Figure 50 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=5mn$  ;  $Q=60 l/h$

Au bout de 5 min, pour un débit de 60 l/h, nous pouvons déjà constater que le fluide injecté impacte la paroi opposée du ballon entraînant immédiatement un mélange du fluide dans ses parties supérieure et inférieure du ballon. La zone chaude se refroidit alors que la zone froide se réchauffe.

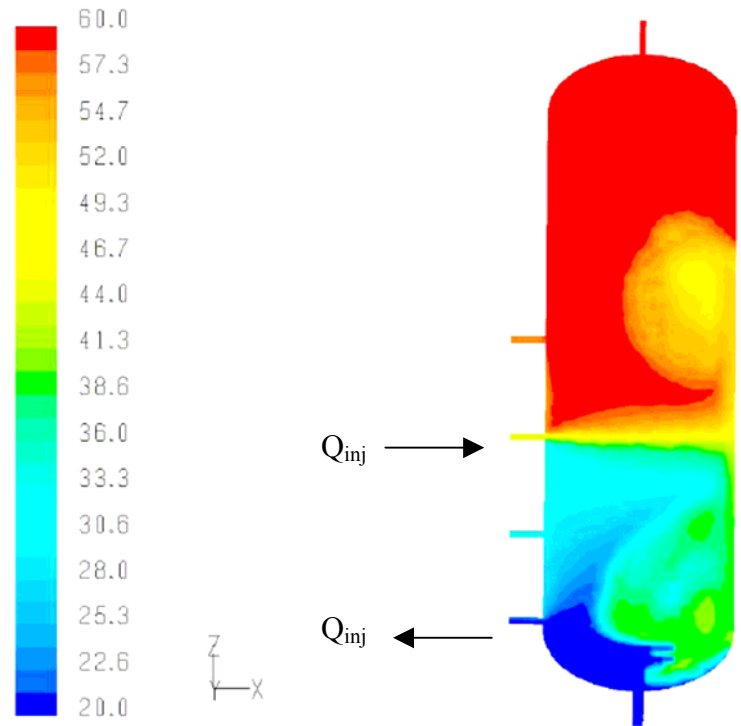


Figure 51 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=10mn$  ;  $Q=60$  l/h

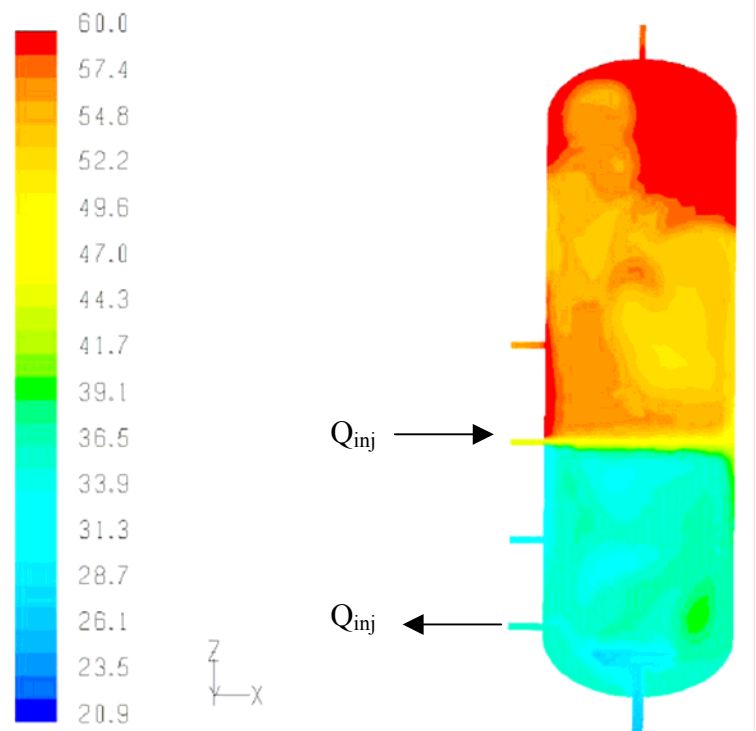
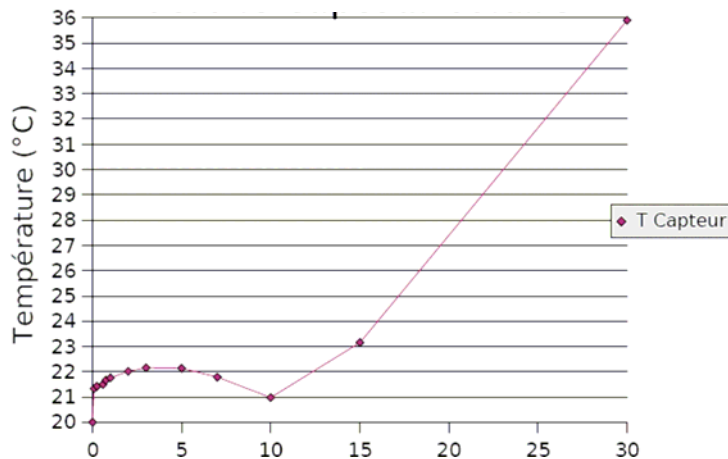


Figure 52 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=30$  mn ;  $Q=60$  l/h

Au bout de 30 minutes, l'influence de la condition initiale a quasiment disparu. Deux parties sont bien distinctes : une partie supérieure refroidie par rapport à la condition initiale et une partie inférieure dont la température est plus élevée.



**Figure 53 : Evolution de la température à la sortie du ballon (retour capteurs) pour un débit de 60 l/h dans un ballon traditionnel**

Grâce à cette simulation, nous constatons qu'il existe un jet thermique qui impacte la paroi opposée à l'injection, ayant pour conséquence l'homogénéisation du ballon. La partie supérieure à l'injection devient homogène en température à 54°C, alors que la partie inférieure se réchauffe à 36°C au bout de 30 minutes (Figure 53). Nous constatons également que le transfert de masse est multi-directionnel.

Etant donné que la température moyenne de la partie haute est plus froide que la condition initiale dans la partie supérieure, il est nécessaire de la réchauffer grâce à une énergie d'appoint, ce qui est pénalisant. L'augmentation de la température dans la partie inférieure a également une influence négative puisque le rendement du capteur diminue lorsque sa température d'entrée augmente. Le phénomène devrait être encore plus prononcé pour un débit plus élevé.

Résultats avec le débit d'injection  $Q_{inj}=300\text{l/h}$

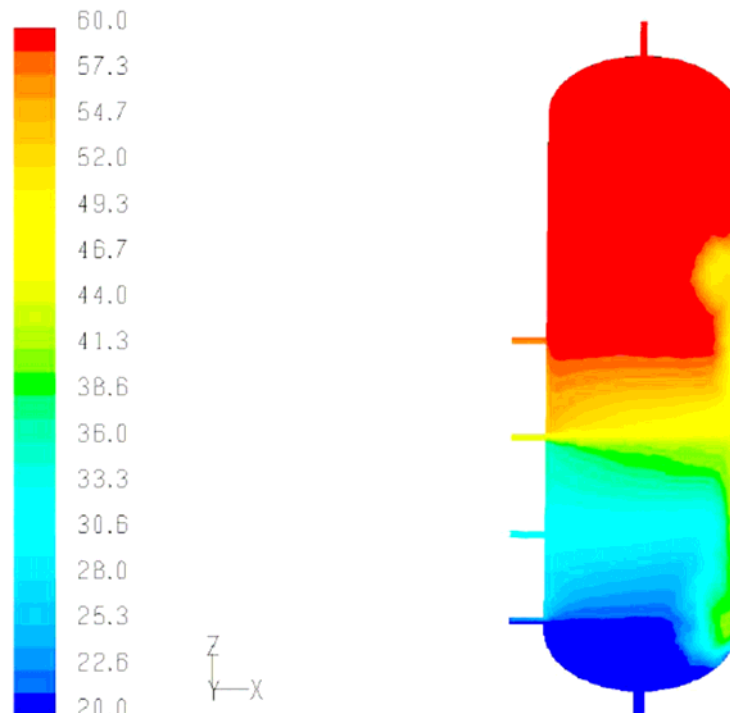


Figure 54 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=1\text{mn}$  ;  $Q=300\text{ l/h}$

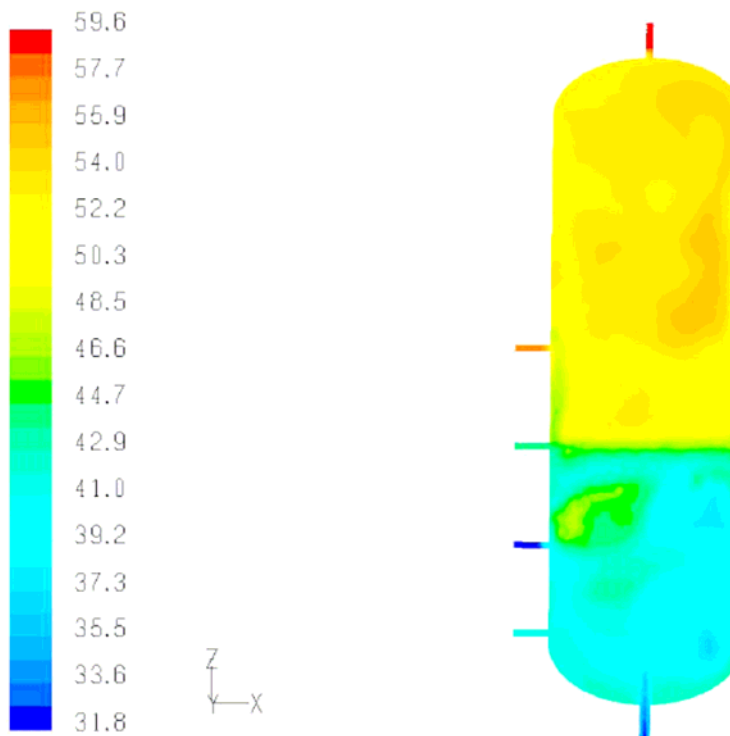
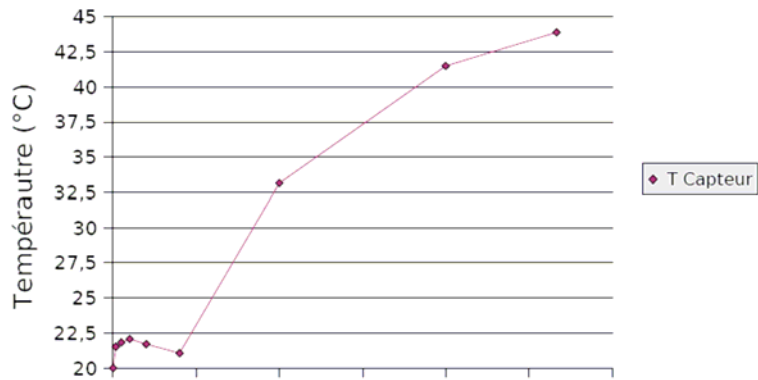


Figure 55 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=10\text{mn}$  ;  $Q=300\text{ l/h}$

Pour un débit traditionnel de  $50\text{ l/(h.m}^2\text{)}$ , l'homogénéisation du ballon est beaucoup plus rapide puisque seulement 10 min sont nécessaires pour l'obtenir.





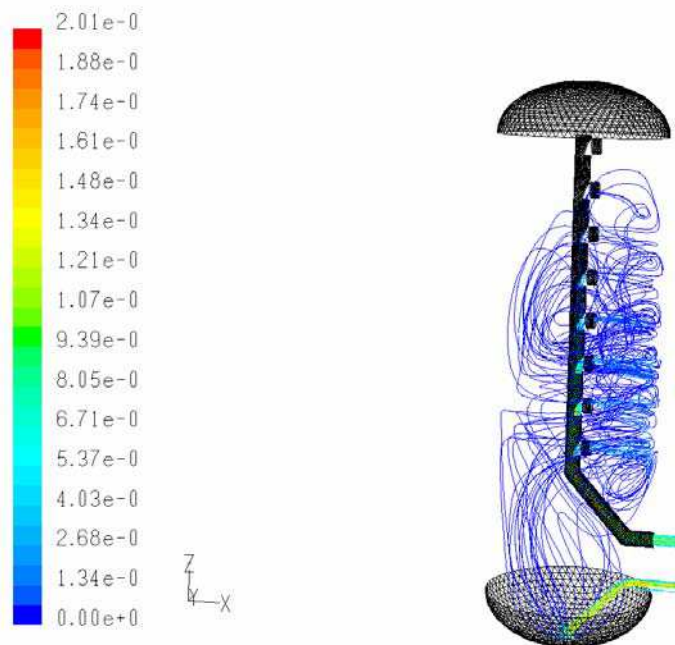
**Figure 56 : Evolution de la température à la sortie du ballon pour un débit de 300 l/h dans un ballon traditionnel**

Le constat établi précédemment pour un débit de 60l/h est à nouveau vérifié pour une injection à 300l/h. Le temps nécessaire pour homogénéiser la température dans les parties inférieure et supérieure est par ailleurs bien inférieur au cas précédent puisque le ballon est homogène en température 10 minutes seulement après le début de l'injection.

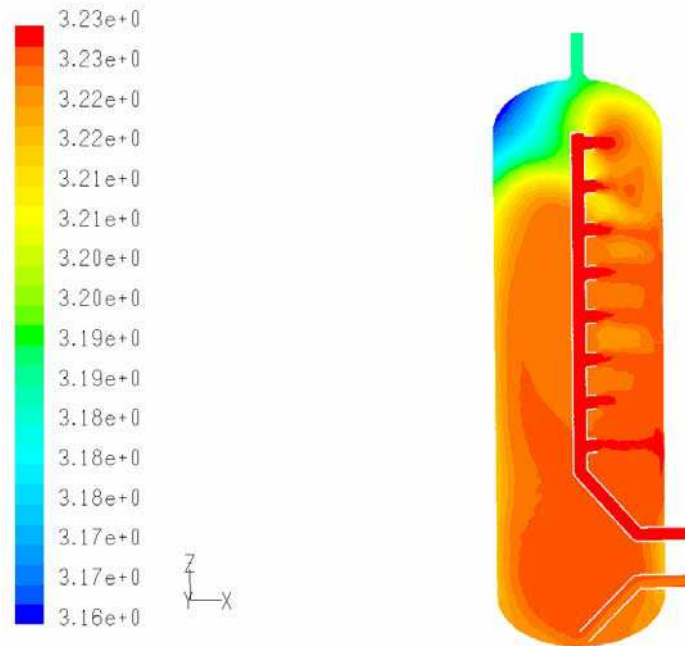
Les simulations présentées ci-avant montrent la tendance du ballon à s'homogénéiser en température. Le rendement du capteur se trouve donc pénalisé et l'énergie d'appoint nécessaire pour atteindre la température de consigne est par conséquent plus importante.

Néanmoins, nous avons recensé dans le chapitre 1 des solutions telles que la canne à stratification et les injections multiniveaux qui permettent de maintenir le ballon stratifié. Le paragraphe suivant présente ainsi les résultats obtenus lors d'un test avec une canne de stratification.

### III.1.2. Modélisation CFD du comportement d'une canne à stratification active



**Figure 57 : Lignes de courant pour Q=60l/h**



**Figure 58 : Carte de température dans le plan médian (°C) pour Q=60 l/h**

Pour des raisons de simplicité, de fiabilité et de robustesse, nous avons modélisé une canne sans clapet dont le diamètre des orifices d'injection est identique.

Les résultats obtenus indiquent la présence d'une zone froide dans la partie supérieure du ballon, ce qui est inacceptable pour les utilisateurs. De plus, l'injection du fluide se fait à chaque niveau avec une tendance accrue sur les points bas. Les pertes de charges jouent donc un rôle important sur ce système d'injection que nous ne pouvons retenir.

Les clapets en silicone présents sur le modèle Solvis permettent de s'affranchir de ce dernier problème, cependant ce type de membranes est difficile à modéliser et l'entartrage peut entraîner un dysfonctionnement de la canne. En raison de ces inconvénients, nous n'avons pas poursuivi l'étude sur les cannes à stratification active. En revanche, le système auquel nous allons nous intéresser ci-après résulte de la recherche bibliographique. Nous avons décidé de mettre en place sur chaque entrée solaire un injecteur à plaques parallèles.

### III.1.3. Influence des injecteurs à plaques parallèles sur la stratification du ballon lors d'une injection solaire

CARLSSON [3] a étudié le système à plaques parallèles sur l'entrée d'eau froide d'un ballon de 2000 litres et en a conclu que ce système pouvait maintenir la stratification dans le ballon lors des puisages d'ECS pour des débits de l'ordre de 4500 l/h. Nous avons donc étudié ce système sur l'injection solaire afin de connaître son influence.

Le ballon envisagé est toujours celui de la Figure 49 mais des dispositifs d'injection ont été ajoutés sur les entrées solaires. Ils sont constitués d'un tube permettant d'amener l'eau sortant des capteurs solaires au centre de deux plaques carrées, parallèles, très proches l'une de l'autre qui vont la diffuser latéralement.

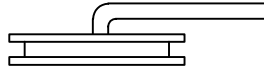


Figure 59 : injecteur carré 20x20 utilisé au niveau des entrées solaires afin d'améliorer la stratification dans le ballon

- ✓ Les dispositifs d'injection en cuivre sont composés d'un tube 20/22 et de 2 plaques carrées de 20cm de côté d'une épaisseur d'1 cm ( $\rho=8978 \text{ kg/m}^3$ ,  $\lambda=387,6 \text{ W/m/}^\circ\text{C}$ ,  $C_p=381 \text{ J/kg/}^\circ\text{C}$ ).

Hormis les injecteurs, les essais réalisés sont identiques aux précédents.

### Résultats avec le débit d'injection $Q_{inj}=60\text{l/h}$

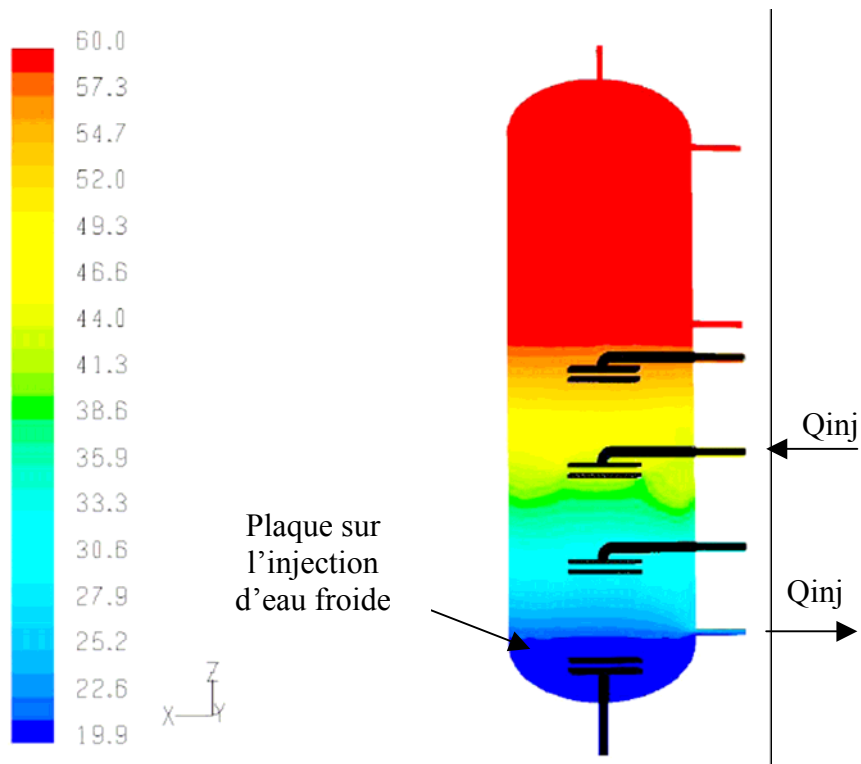
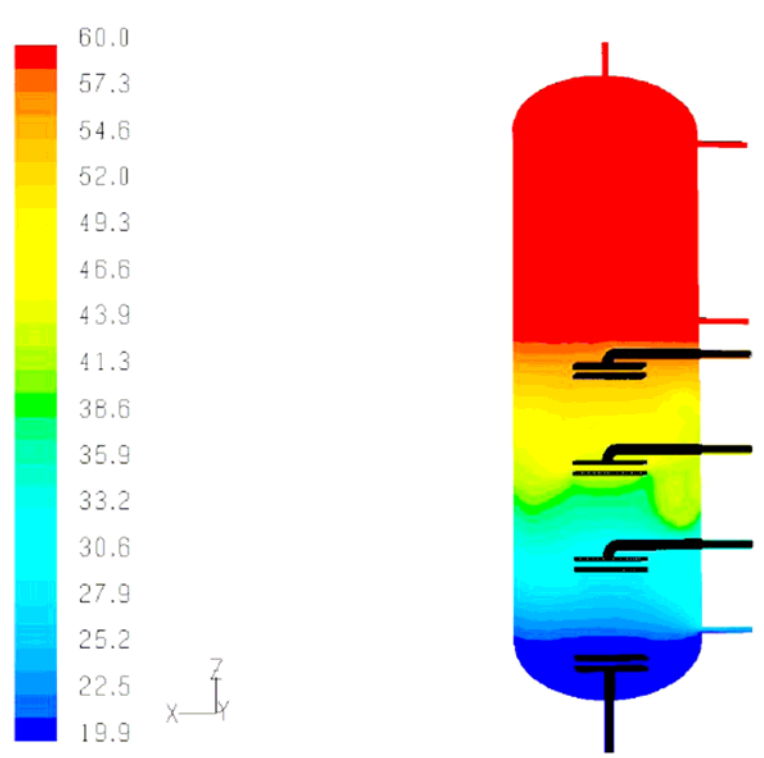


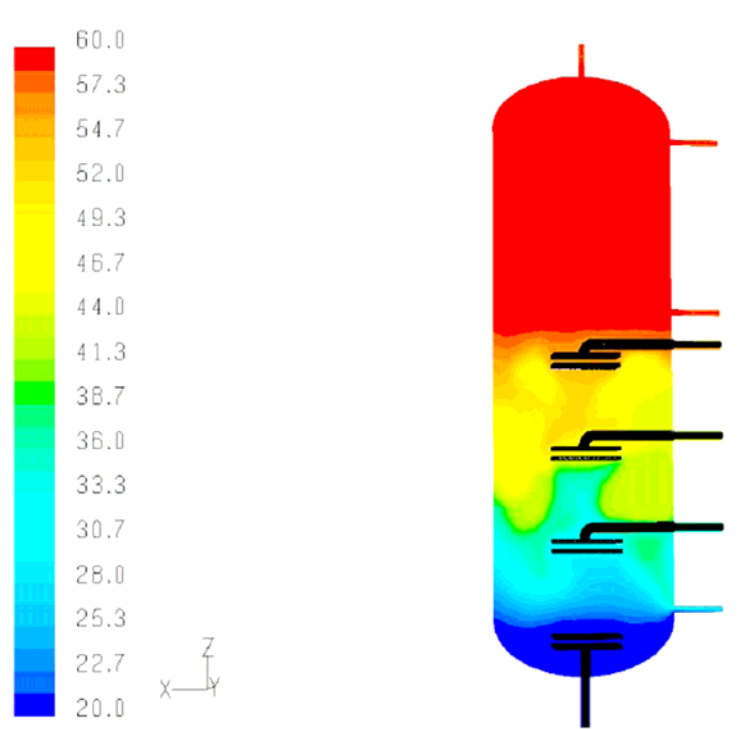
Figure 60 : Carte de température dans le plan médian ( $^\circ\text{C}$ ) à l'instant  $t=5\text{mn}$  ;  $Q=60 \text{ l/h}$

Contrairement au cas présenté à la Figure 50, le jet lié à l'injection n'existe plus, ce qui permet de maintenir le ballon parfaitement stratifié, et cela en conservant quasiment la condition initiale.



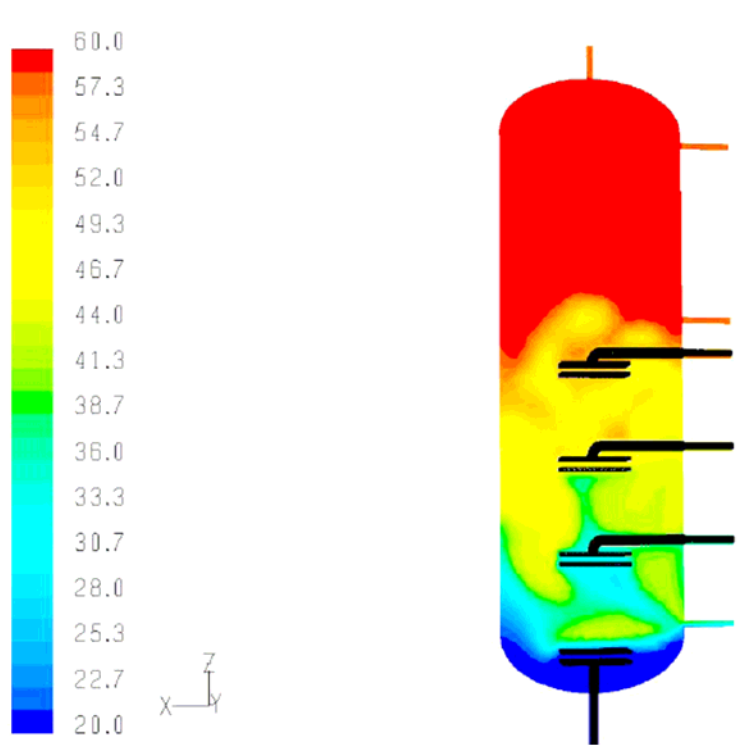
**Figure 61 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=10mn$  ;  $Q=60$  l/h**

Après 10 minutes, nous constatons encore les bienfaits des injecteurs. En effet, le ballon est toujours parfaitement stratifié et proche de la condition initiale.



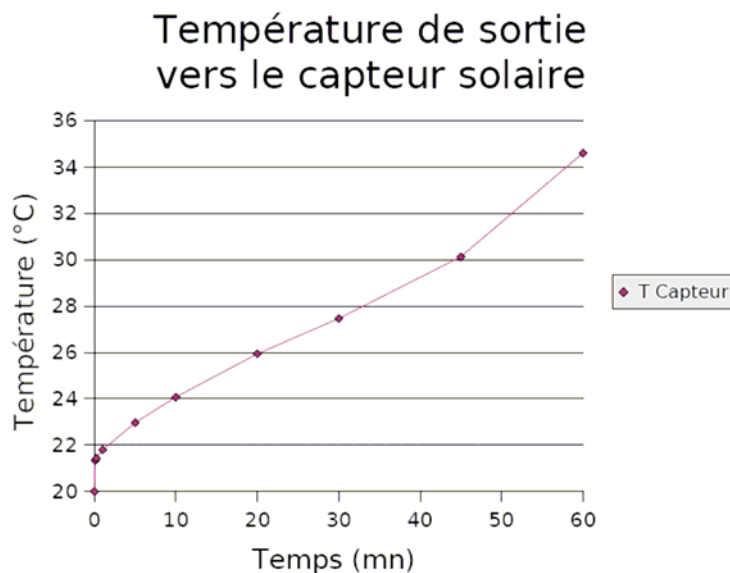
**Figure 62 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=30mn$  ;  $Q=60$  l/h**

Bien que le ballon commence à se déstratifier après 30 minutes, la partie supérieure est toujours intacte. La température d'entrée du capteur restant toujours faible, le rendement du capteur sera meilleur.



**Figure 63 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant t=60mn ; Q=60 l/h**

Après 1 heure d'injection, l'influence des plaques est encore fortement ressentie puisque la partie supérieure du ballon est quasiment intacte. L'énergie d'appoint à apporter sera par conséquent plus faible que dans le cas sans injecteurs.



L'influence des injecteurs est incontestable ! Quatre strates sont encore distinctes après 60 minutes d'injections. Le champ de température dans la partie supérieure est quasiment identique à celui de la condition initiale. L'énergie d'appoint à apporter sera donc moins importante que dans le cas d'un ballon sans système actif de stratification. La température de retour capteur qui est de seulement 34°C après 1h permet un meilleur rendement de ce dernier.

Résultats avec le débit d'injection  $Q_{inj}=300l/h$

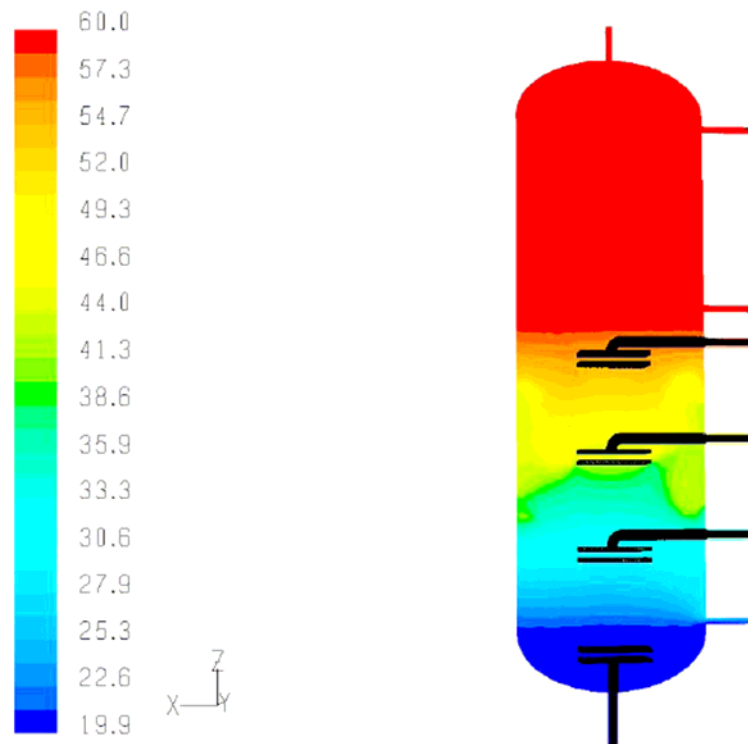


Figure 64 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=1mn$  ;  $Q=300$  l/h

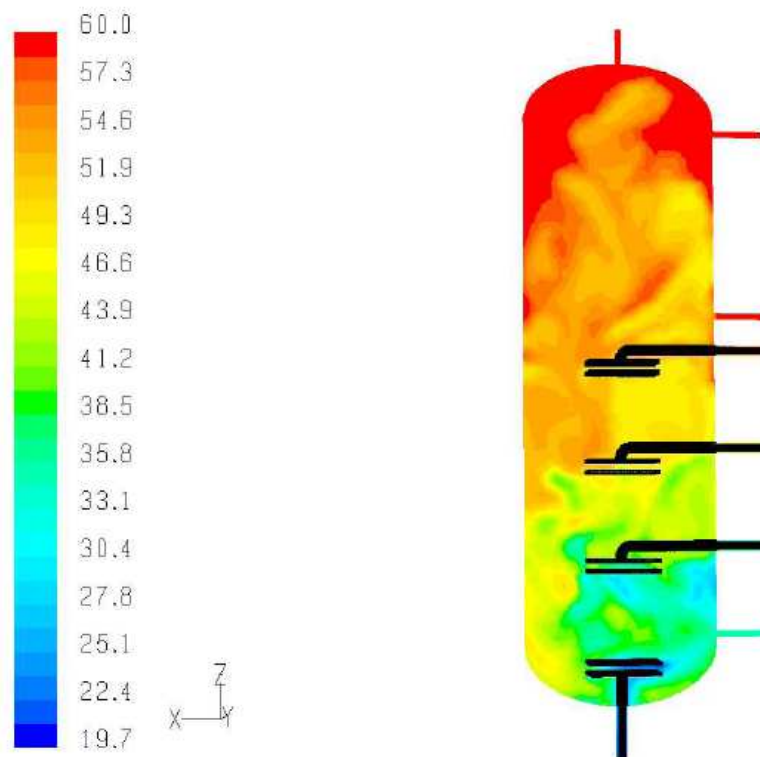
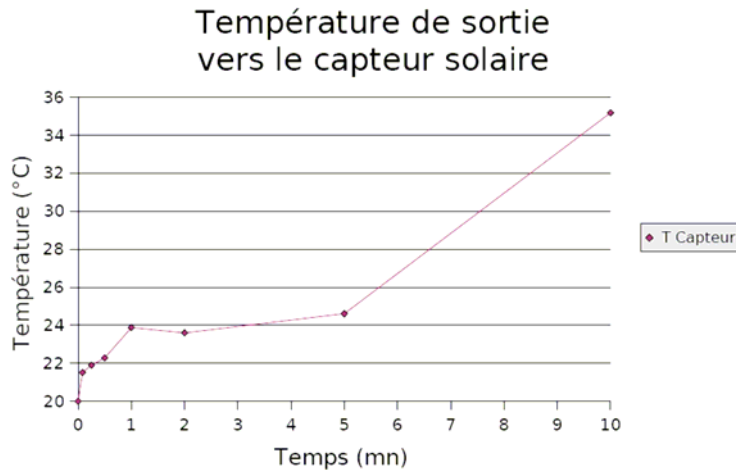


Figure 65 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=10mn$  ;  $Q=300$  l/h

Nous constatons ici l'influence du débit. Bien que les résultats soient meilleurs que dans le cas sans injecteurs avec un scénario identique, l'homogénéisation est beaucoup plus rapide.

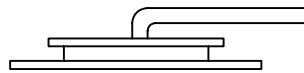


Nous constatons une évolution environ 5 fois plus rapide que dans le cas précédent, liée principalement au débit, qui a pour conséquence une tendance à la désorganisation des strates.

Malgré tout, le rôle des injecteurs est non négligeable même pour le cas de débits importants.

#### ***Influence de la géométrie des plaques***

Pour essayer de mieux maîtriser les zones, on a introduit de nouvelles formes pour les injecteurs. La plaque inférieure des injecteurs solaires est maintenant un disque de diamètre 40cm, alors que la plaque supérieure reste carrée 20x20 (Figure 66). L'injecteur situé sur l'entrée d'eau froide est inversé, c'est donc la plaque supérieure qui est circulaire.



**Figure 66 : Injecteur à plaques parallèles différentes**

Hormis les injecteurs, les essais réalisés sont identiques aux précédents.

## Résultats avec le débit d'injection $Q_{inj}=60l/h$

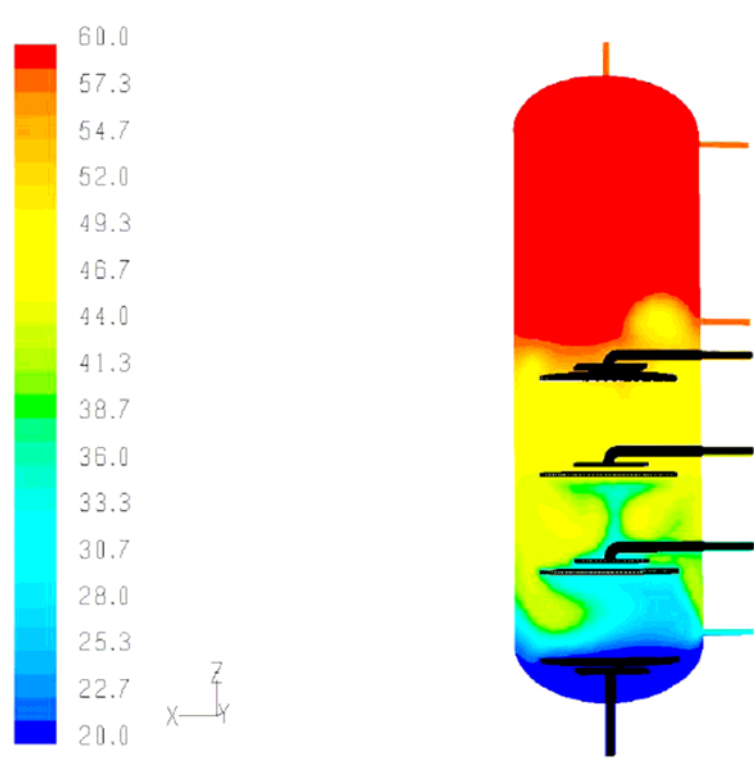
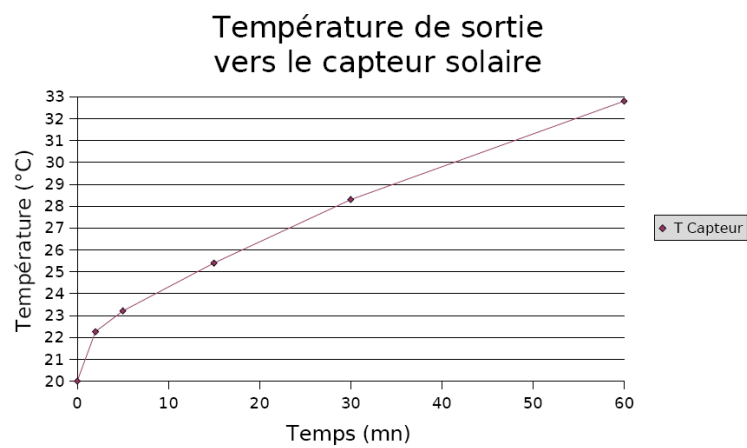


Figure 67 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=60mn$  ;  $Q=60 l/h$



Le résultat obtenu avec ce système est encore meilleur que pour le cas de deux plaques parallèles de diamètre identique. La plaque inférieure joue le rôle d'une barrière qui limite le mélange. L'étude d'une grille située entre l'injecteur solaire haut et celui du milieu pourrait alors avoir une influence non négligeable sur la stratification telle une colonne à distiller.



## Résultats avec le débit d'injection $Q_{inj}=300l/h$

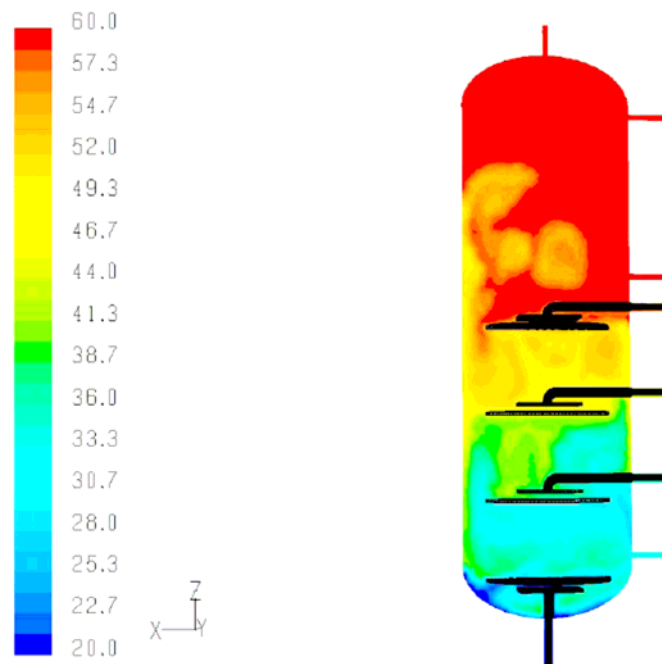
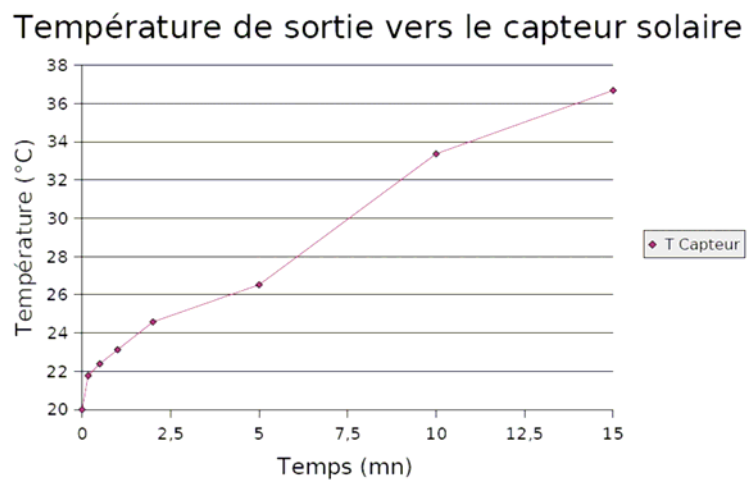


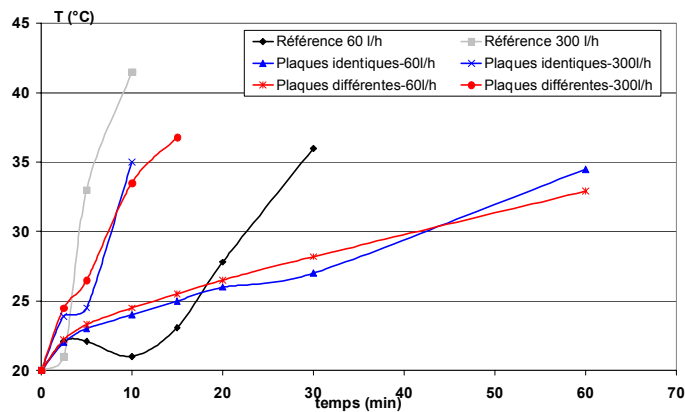
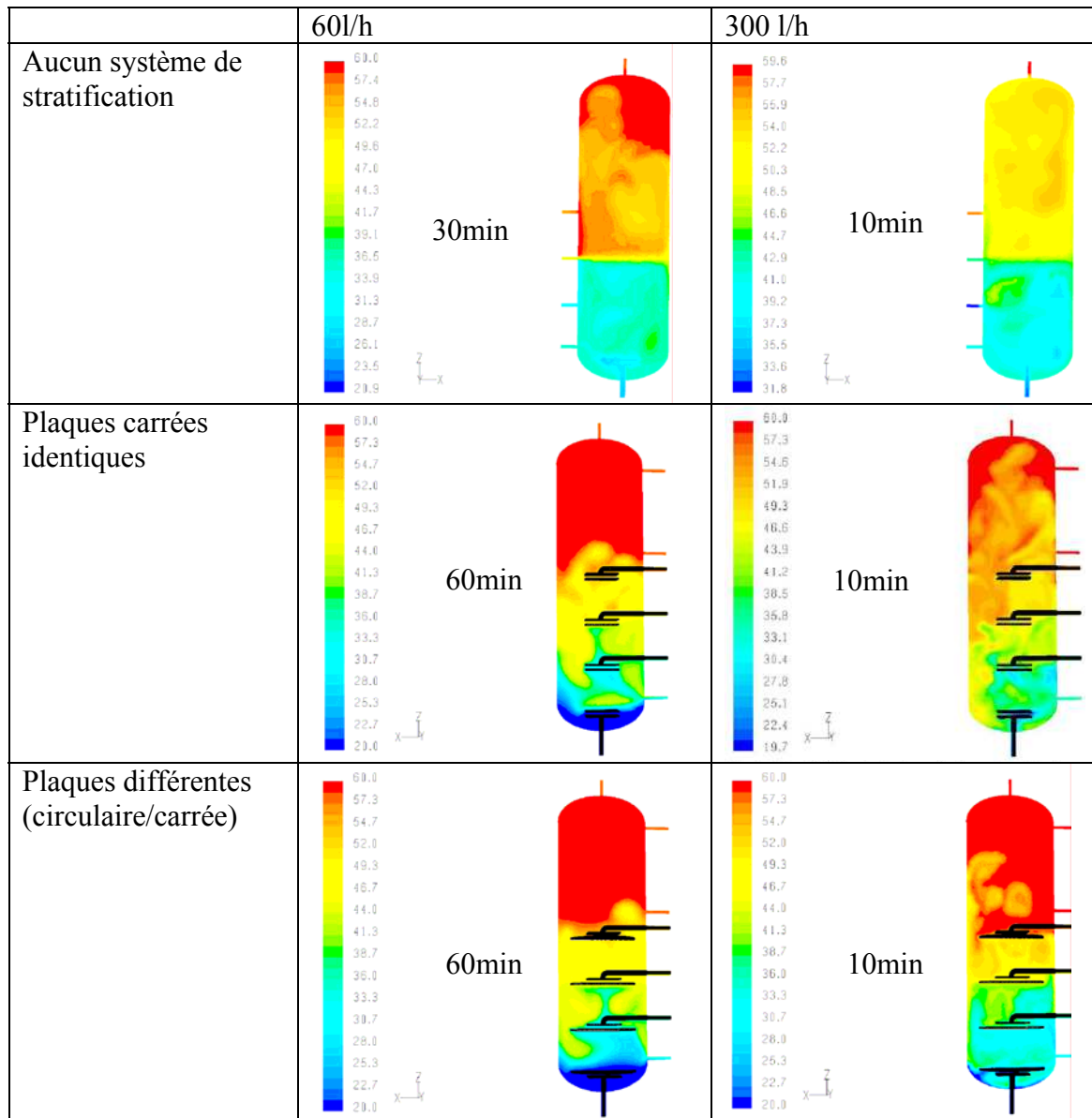
Figure 68 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant  $t=10mn$  ;  $Q=300 l/h$



On retrouve une fois encore une évolution à peu près 5 fois plus rapide. On constate également une meilleure stratification des températures dans le cas d'un fort débit par rapport au cas obtenu à la Figure 65.

### III.1.4. Comparaisons des solutions d'injection solaire à plaques

**Tableau 7 : Analyse de la stratification des ballons en fonction du débit et du système employé**



**Figure 69 : Evolution de la température de sortie du ballon en fonction des solutions testées**

L'apport des injecteurs est indéniable à la vue des résultats présentés dans le Tableau 7 et à la Figure 69. La stratification initiale est bien préservée et la température d'entrée du capteur évolue de telle sorte que le rendement du capteur reste bon. Nous constatons que quel que soit le débit, l'ajout des injecteurs améliore systématiquement la stratification du ballon.

### III.2. Etude CFD de la stratification lors d'une injection simultanée d'eau solaire et d'eau froide

Le ballon a été étudié jusqu'à présent en réalisant des phases distinctes : injection solaire puis puisage d'ecs, mais n'a jamais fait l'objet d'une étude où injection et puisage sont simultanés.

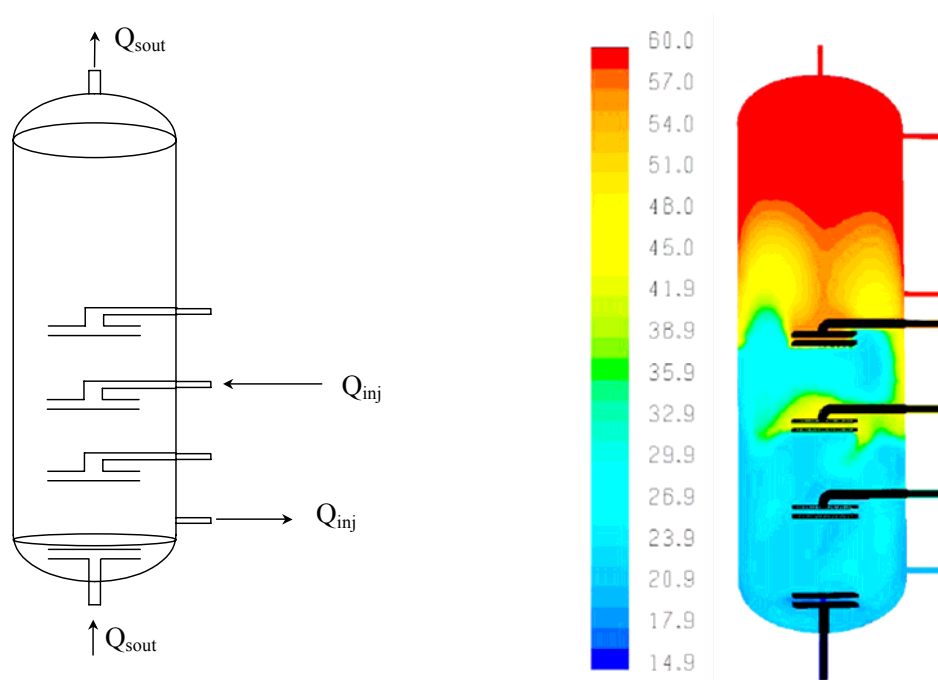


Figure 70 : Carte de température dans le plan médian (°C) à l'instant t=5mn

Le débit de soutirage est de 900 l/h avec une température d'entrée de 15 °C, pour un débit d'injection de 60l/h. Ce débit correspond à une douche et un évier qui fonctionne en même temps.

L'entrée d'eau froide est également équipée d'un système de plaques parallèles évitant le mélange brutal et donc la déstratification du ballon. L'étude menée par Carlsson [3] à ce sujet, a été présentée dans le chapitre 1, c'est pourquoi nous ne présentons pas ici de comparaison.

Le but de cette simulation est de mettre en évidence l'influence prépondérante de l'injection d'eau froide sur la stratification du ballon. Au bout de 5 minutes, trois couches distinctes existent. Une couche à température initiale chaude (60°C), une deuxième couche légèrement moins chaude à 45°C et enfin la couche froide. Nous constatons tout de même, malgré le fort puisage sur une durée de 5 minutes, que le ballon n'est pas déstratifié et que la partie chaude occupe encore la moitié du volume du ballon (Figure 71). La plaque placée sur l'entrée d'eau froide évite ainsi le mélange des couches dans le ballon et on assiste par conséquent à un écoulement de type « piston ».

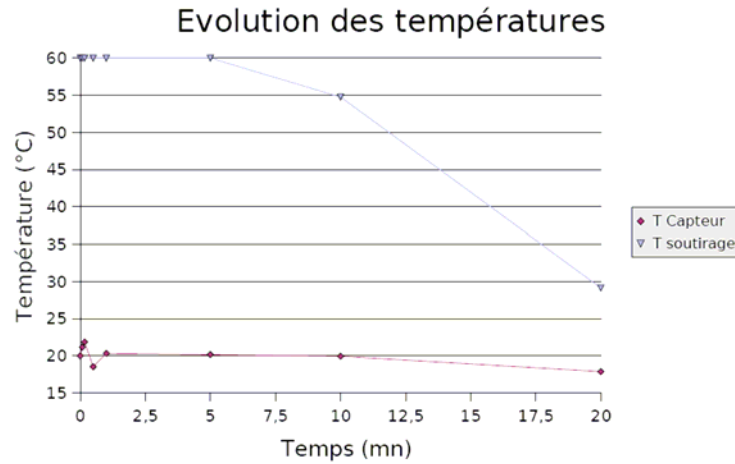


Figure 71 : Evolution des températures lors d'une injection simultanée d'eau solaire et d'eau froide

L'utilité de l'injecteur est encore une fois démontrée dans cette simulation. En revanche le faible débit d'injection solaire de 60 l/h a peu d'influence sur le comportement de la stratification durant le puisage.

### III.3. Etude CFD de la stratification sur un ballon de 2000 litres à application collective

Afin de généraliser l'étude à tous les ballons solaires, et ce quel que soit leur volume, nous avons effectué une simulation sur un ballon collectif de 2000 litres. Nous voulons mettre en évidence l'influence des injecteurs à l'instar de ce qui a été présenté auparavant.

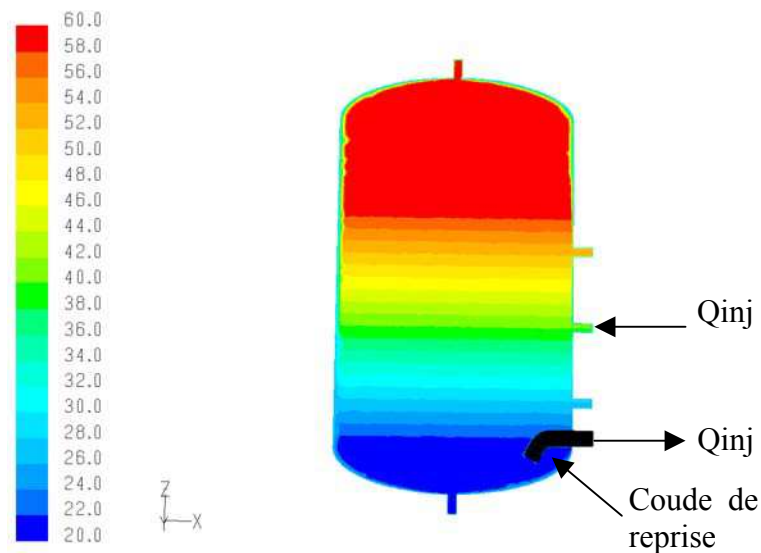
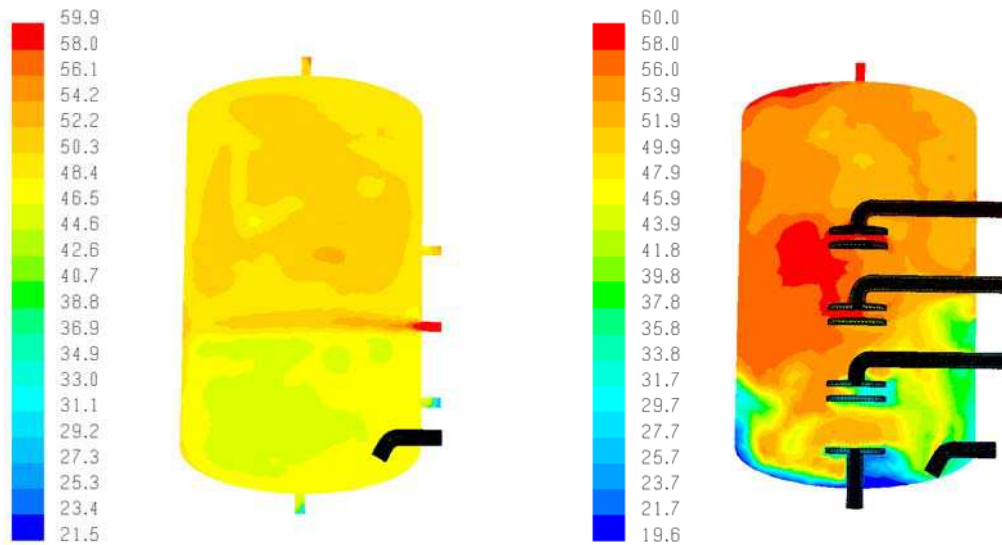


Figure 72 : Condition initiale en température pour le ballon collectif

Le ballon mesure 170 cm de haut pour un volume de 2000 litres, soit une largeur de 120 cm. Le diamètre du tuyau d'injection est de 50 mm pour un diamètre de plaques circulaires de 30 cm. La distance entre plaques est de 5 cm. Ces dimensions sont déduites de celles du ballon expérimental employé par Carlsson.

Les conditions du traitement numérique sont identiques à celles utilisées dans le cas du ballon individuel. Cependant, le maillage a été réalisé sur la base d'une taille de cellule de

5mm au niveau des injections, de 1cm sur le coude (permet de puiser l'eau à la température la plus faible) et de 2cm sur le corps du ballon.



**Figure 73 : Champ de température à t=30mn**

Une injection solaire est réalisée au niveau du plateau intermédiaire, correspondant à un débit de 990 l/h (soit un débit de  $15 \text{ l/h}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$  pour une surface de capteurs de  $66 \text{ m}^2$  correspondant à celle de l'installation de référence dans le prochain chapitre). Après 30 minutes de simulation, nous constatons sur la Figure 73, que le ballon muni d'injecteurs possède une température plus élevée dans sa partie supérieure et plus faible dans sa partie inférieure que le ballon traditionnel. Ainsi, nous pouvons conclure que l'utilisation d'injecteurs permet de maintenir plus longtemps la stratification, limitant ainsi le recours à l'énergie d'appoint, et favorisant le rendement du capteur. Les conclusions sont donc identiques à celles émises dans le cas d'un ballon individuel.

Les résultats de simulation obtenus dans le cas d'injecteurs à plaques parallèles pour des ballons individuels et collectifs sont prometteurs. Afin, de vérifier la tendance constaté par simulation, nous avons donc décidé de tester expérimentalement les injecteurs à plaques parallèles.

#### III.4. Banc expérimental du CESI à stratification active

Les injecteurs à plaques parallèles sont un moyen simple et efficace de maintenir et de favoriser la stratification. C'est pourquoi, nous avons décidé de réaliser un banc expérimental afin de confirmer les résultats numériques.

Dans ce but, un CESI de 300 litres possédant un système d'injection par plaques a été réalisé au LOCIE. Les injecteurs choisis sont de type plaques parallèles à diamètre identique.

Le niveau de l'injection solaire dans le ballon est réalisé à l'aide de vannes trois voies TOR (Figure 74), dont l'ouverture/fermeture est fonction des températures à la sortie de l'échangeur  $T_{03}$  et dans le ballon (au niveau de chaque injection :  $T_4, T_7, T_{10}$ ).

Une résistance électrique d'une puissance de 3000W, située dans le 1/3 supérieur du ballon permet d'apporter l'énergie d'appoint dans le ballon.

La température dans le ballon est mesurée grâce à 12 sondes PT1000 2 fils (Figure 75) et les débits sont mesurés soit par débitmètre à ultrasons, soit par compteur à impulsions.

L'ensemble de ces mesures est enregistré par un système d'acquisition et de commande NAPAC (Figure 76) avec interface graphique sur PC.  
Le circuit ECS est découplé du circuit de chauffage par un échangeur à plaques.

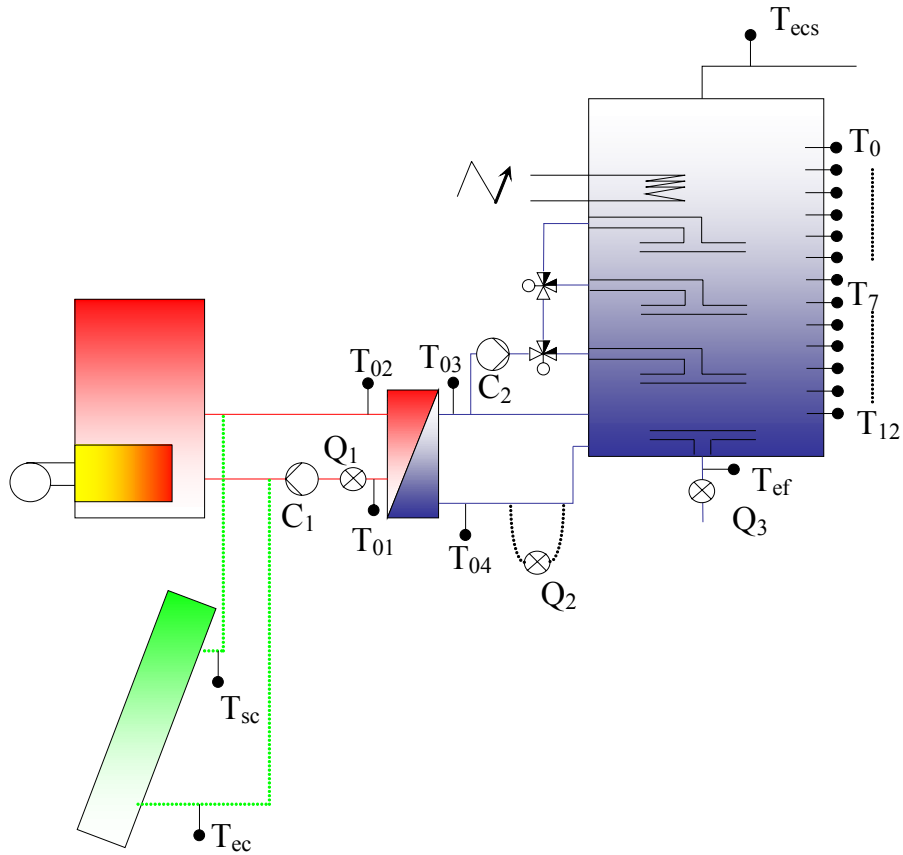


Figure 74 : Schéma de principe du banc expérimental du CESI domestique au LOCIE

Le champ de 6 m<sup>2</sup> de capteurs n'ayant pas pu être installé à temps, nous avons fait l'étude de la stratification dans le ballon expérimental – objectif principal de la thèse- en produisant l'eau chaude sanitaire par une chaudière électrique de 9000 W (3\*3000 W)- voir Figure 74.



Figure 75 : Sonde de température PT1000, 2 fils

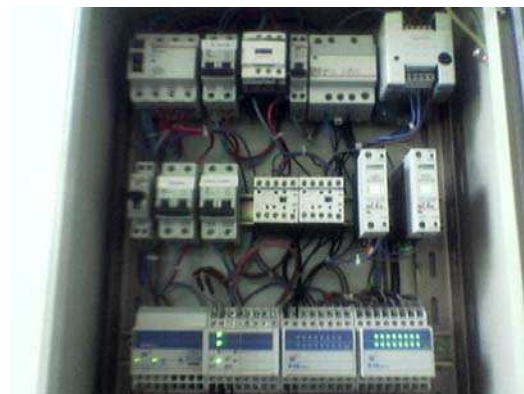


Figure 76 : Système d'acquisition et de commande

Enfin le ballon est muni de 5 hublots (Figure 77) en plexiglas permettant de visualiser des injections de colorant.



Figure 77 : Banc expérimental du CESI à stratification active

### III.4.1. Etude expérimentale de la stratification du ballon

#### *Injection d'eau chaude à un débit de 60 l/h par l'injecteur central – entre les sondes T7 et T8*

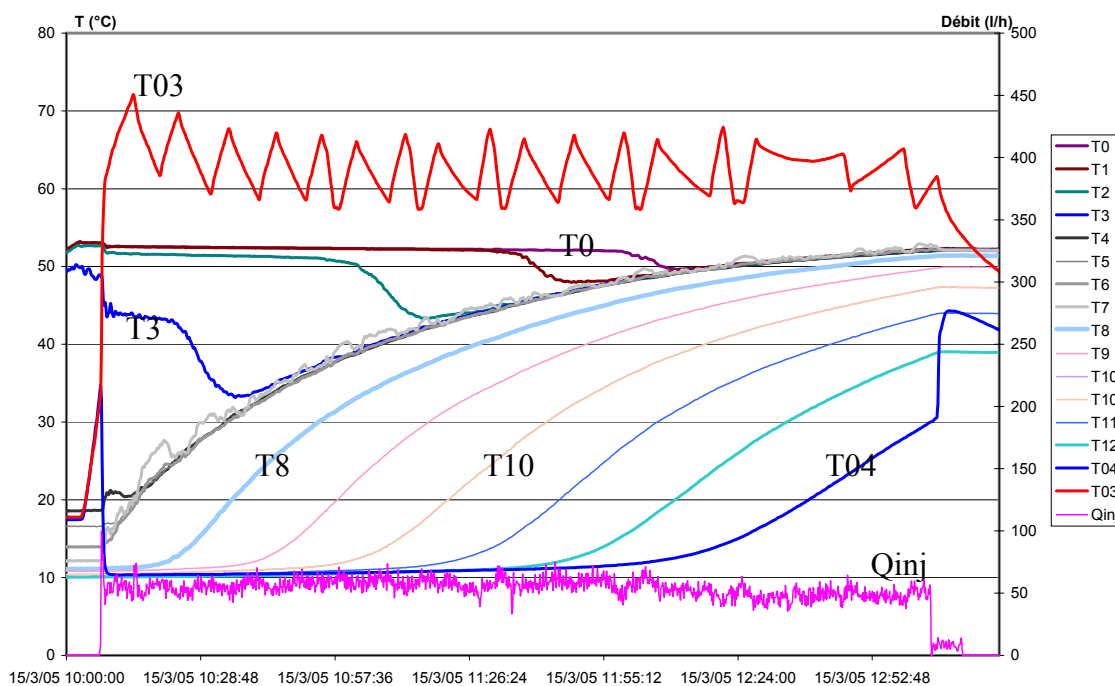


Figure 78 : Evolution des températures dans le ballon au cours de la charge solaire

La partie supérieure à la résistance électrique est initialement aux alentours de 50°C (sondes T0 à T3). L'injection se fait entre la sonde T7 et la sonde T8 à une température fluctuant entre 58°C et 66°C. Les couches au dessus de l'injection s'élèvent immédiatement en température alors que la température des couches en dessous de l'injection augmente successivement, obéissant à une loi exponentielle avec un retard. La constante de temps  $\tau_1$  à 63% est égale à 50 minutes au niveau des sondes T7 à T11.

Nous pouvons également constater que les couches initialement à 50°C ont tendance à rapidement se refroidir, ce qui signifie que les échanges entre ces couches sont très importants.

***Puisage d'ECS à débit variable – Influence sur le comportement du ballon***

La deuxième phase de cette expérimentation consiste à réaliser différents puisages dans le ballon qui correspondent à des puisages types de 5 minutes à débit variable, dont les valeurs sont disponibles dans les cahiers du CSTB [54].

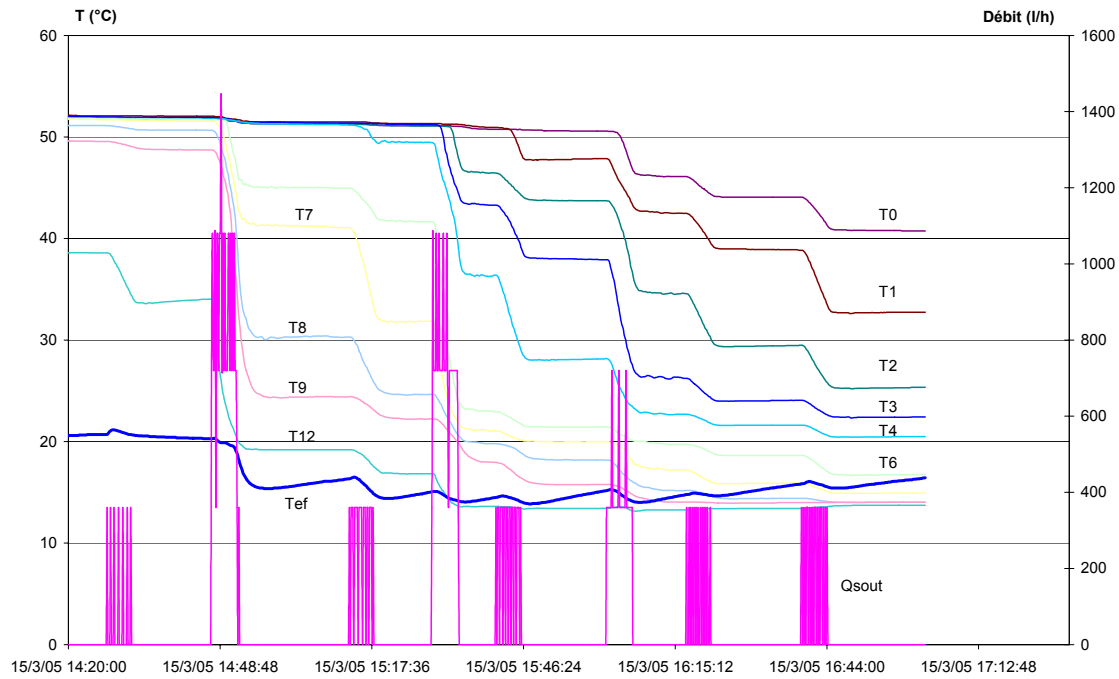
**Tableau 8 : Profil de puisage (300 l/j)**

Heure de la journée	Quantité puisée (litres)	Débit (l/h)
7h	6.2	74
7h30	99.8	1198
8h	20.6	247
8h30	65.8	789
8h45	0.5	6
9h30	18.5	222
13h30	36.4	437
15h15	15.5	187
19h30	20.2	243
20h15	6.6	80
20h45	7.8	93
21h	1.6	19
	300 litres	

Il apparaît dans le Tableau 8 que la quantité d'eau puisée quotidiennement est de 300 litres et que 70% de l'eau est puisée avant 9h30. Afin d'évaluer le comportement du ballon lors des puisages, nous avons réalisé les 8 premiers puisages, soit environ le volume du ballon dans un délai d'environ 2h20 (Figure 79).

La Figure 79 montre que le système d'injection joue parfaitement son rôle puisque nous constatons que les couches du ballon se refroidissent successivement. Cette décroissance est liée au fait que l'écoulement est de type piston. Ces résultats confirment ceux obtenus à la Figure 70 lors des simulations CFD mais, afin de s'assurer visuellement de l'efficacité des injecteurs, des injections de colorant ont été réalisées.

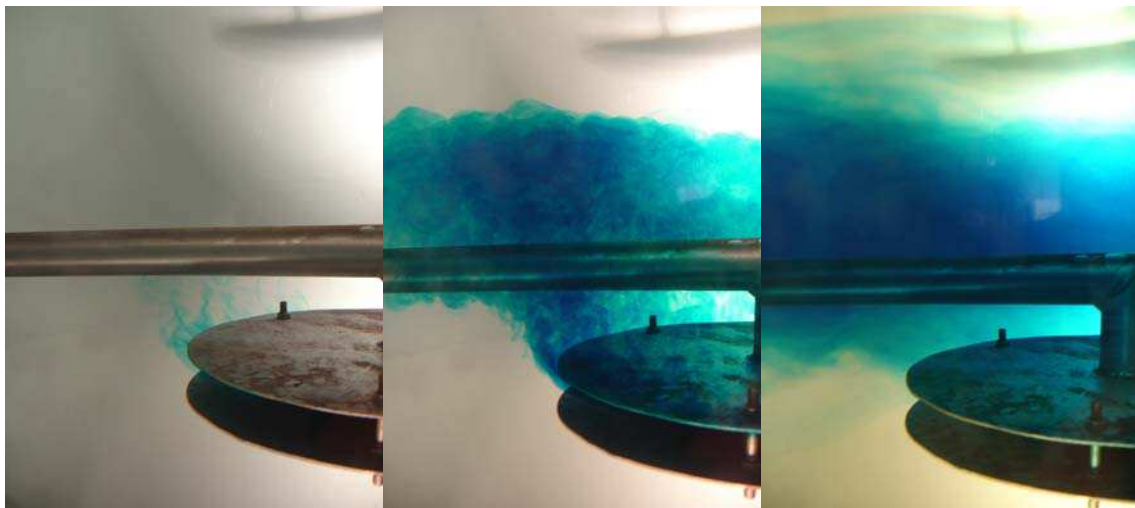




**Figure 79 : Influence du puisage d'ECS à débits variables selon le scénario du Tableau 8**

### **Injection de colorant au niveau d'un injecteur solaire**

Afin de s'assurer visuellement de l'efficacité des plaques, nous avons introduit du colorant lors d'une charge solaire au niveau de l'injecteur central (Figure 80). Le ballon est stratifié lors de l'injection à 60 l/h. La température du fluide sortant des plaques est plus élevée que la température du fluide se situant en dessous, mais elle est plus froide que celle du fluide situé au niveau de la plaque supérieure.



**Figure 80 : Evolution du colorant lors de l'injection à 60 l/h**

La Figure 80 confirme les résultats obtenus avec les CFD, à savoir que pour un débit faible le jet n'impacte pas les parois du ballon, ce qui limite par conséquent l'homogénéisation en température. Nous observons sur la figure ci-dessus que seules les forces thermiques jouent un rôle (différence des masses volumiques).

La Figure 81 montre la strate formée lors de l'injection. Etant donné que le fluide injecté est plus chaud que le fluide au dessous de l'injecteur central et plus froid que le fluide situé au niveau de l'injecteur haut, il est normal que la strate se forme entre les deux injecteurs. Ainsi nous constatons l'absence de colorant au niveau des injecteurs haut et bas. Une couche d'environ 20 cm de température homogène s'est donc formée et placée à l'endroit où la température lui était la plus proche, sans perturber les couches adjacentes.

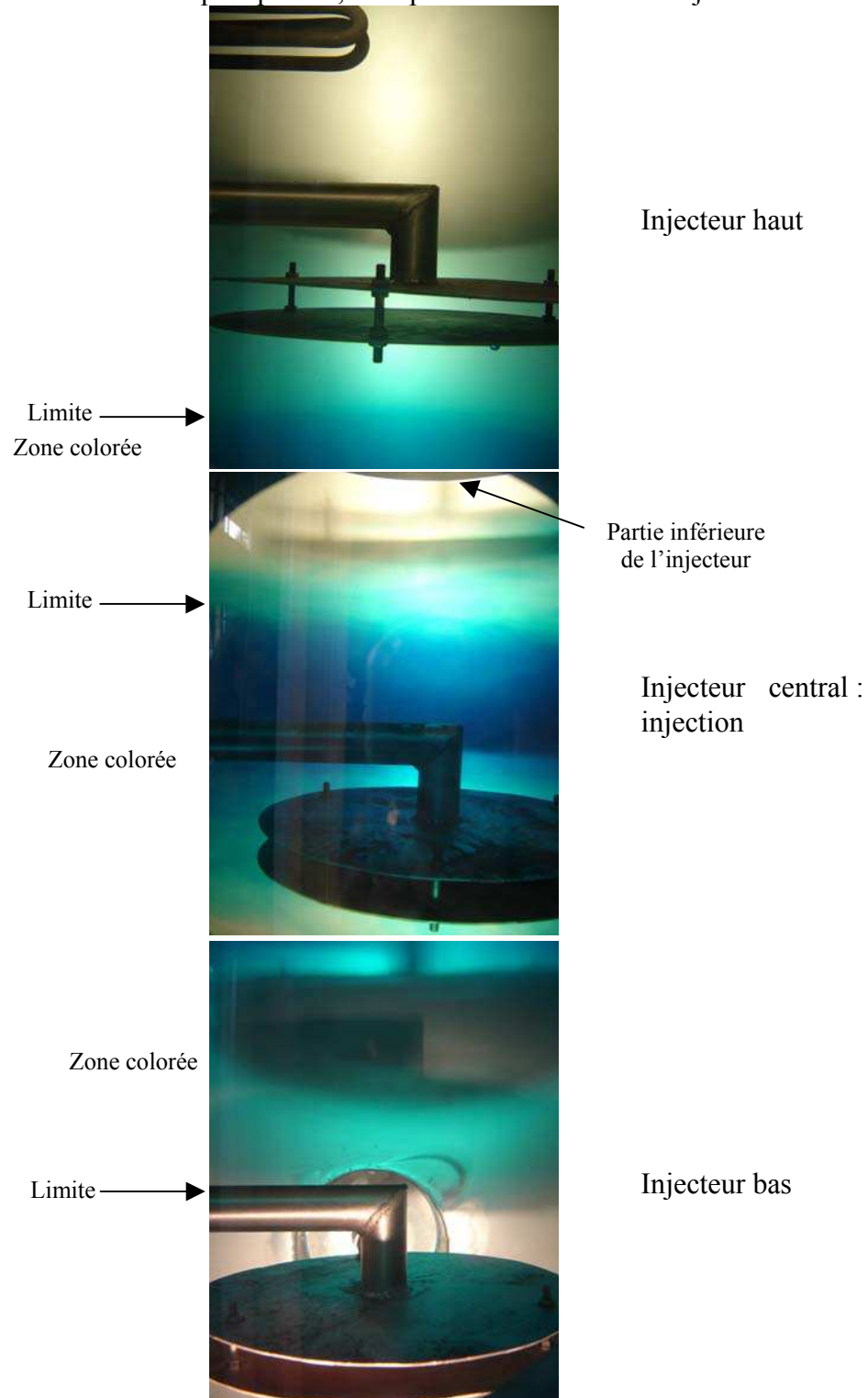


Figure 81 : Strate après injection du colorant

### Injection de colorant au niveau de l'injecteur d'eau froide

Dans le but de valider expérimentalement les résultats obtenus par simulation, nous avons injecté le colorant par l'entrée d'eau froide. Un puisage de 600 l/h pendant 3 minutes a été réalisé alors que le ballon était à la température homogène de 60°C. L'injection du colorant s'est faite dans les 30 premières secondes. Les résultats obtenus pour cette expérimentation sont présentés sur la figure ci-dessous.

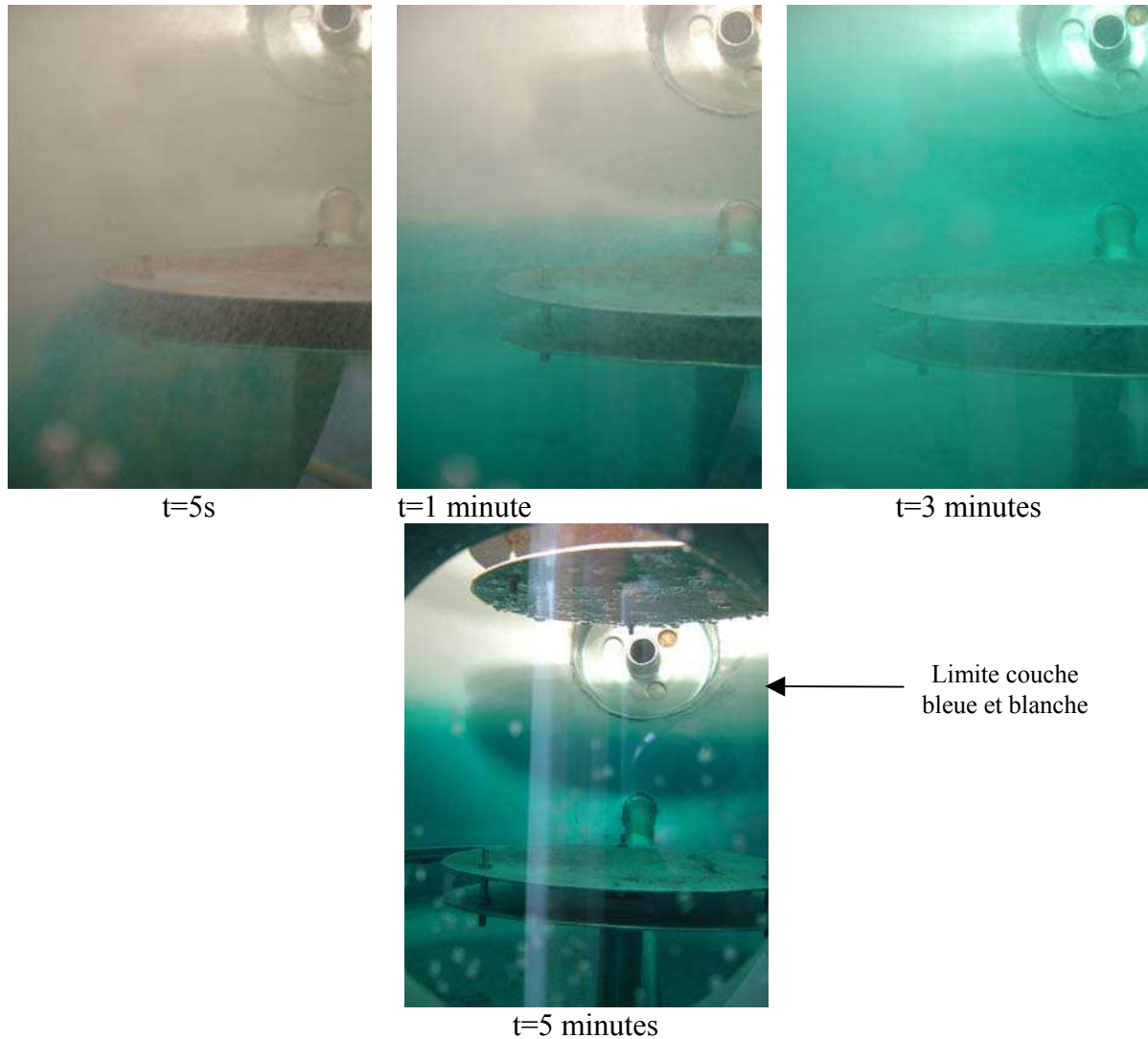


Figure 82 : Injection de colorant lors d'un puisage de 600 l/h

La Figure 82 montre que le colorant est injecté à l'endroit où l'eau est la plus froide. C'est pour cela qu'à  $t=5s$ , le colorant descend dans le ballon car c'est au niveau zéro qu'elle est la plus froide. On distingue ensuite un écoulement piston puisque le colorant monte au fur et à mesure du puisage et cela sans mélange excessif avec les couches du dessus. En effet, nous pouvons constater à  $t=5$  minutes, c'est à dire 2 minutes après la fin de l'injection, une couche bleue dans la partie inférieure du ballon et une couche blanche. En revanche, l'épaisseur de la couche bleue ne correspond pas tout à fait à l'épaisseur théorique de 12,6 cm pour un puisage de 600 l/h dans un ballon de 55 cm mais plutôt à une couche d'une trentaine de centimètres. Cela signifie donc qu'il y a quand même un léger mélange. L'objectif cherché est malgré tout atteint en évitant le plus possible le mélange et nous validons par conséquent le système.

## Analyse du comportement du ballon lors d'injections solaires et de puisages simultanés

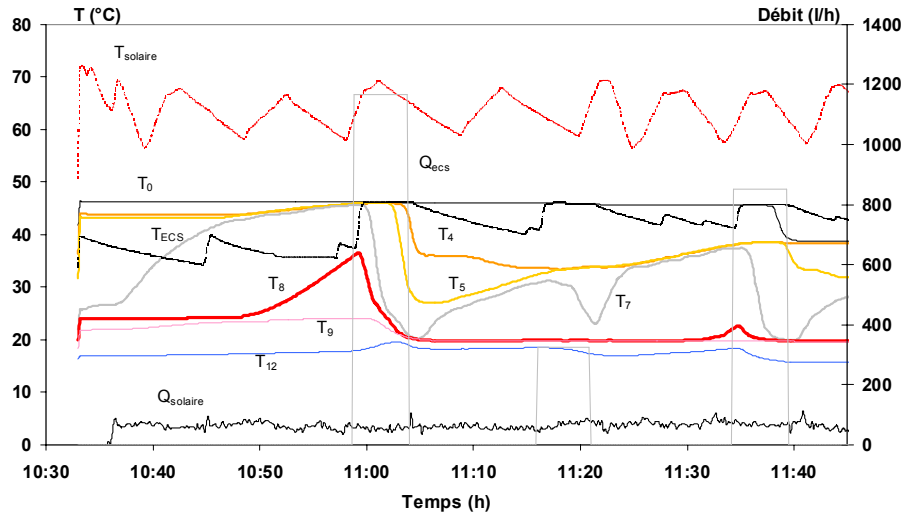


Figure 83 : Comportement du ballon soumis simultanément à une injection solaire et un puisage d'ECS

Nous constatons grâce à la Figure 83, que malgré trois puisages d'un volume total d'environ 200 litres, la température de la sonde T4 est toujours à 40°C. Cette sonde se situe légèrement en dessous du tiers supérieur du ballon, ce qui signifie que la déstratification lors des puisages est faible. Nous constatons également que l'injection solaire a peu d'influence, bien que la température des sondes T4, T5, T7 augmente assez rapidement. Les résultats observés sont cohérents avec ceux obtenus lors de l'étude CFD (Figure 70). Etant donné que nous disposons de résultats expérimentaux nous allons les comparer aux résultats numériques issus des simulations CFD.

### III.5. Comparaison des résultats expérimentaux et numériques obtenus avec les CFD

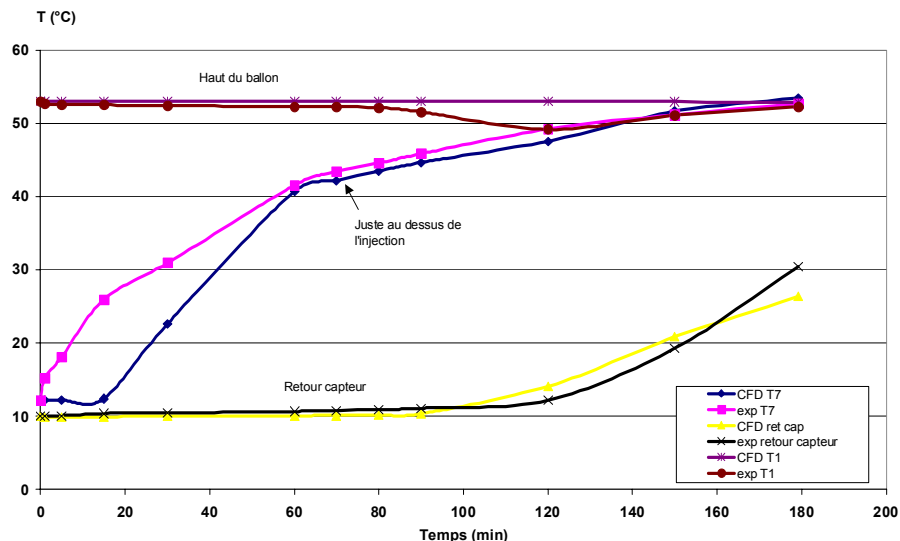


Figure 84 : Comparaison des résultats expérimentaux et numériques lors de l'injection solaire

Le ballon est soumis à une charge au niveau de l'injecteur solaire central. Le débit d'injection est de 60l/h et sa température est de 44,5°C, comprise entre la température dans la partie supérieure et la partie inférieure du ballon. Bien que des écarts soient encore

présents, le modèle CFD traduit assez fidèlement le comportement du fluide dans l'enceinte du ballon. Les écarts constatés sur la Figure 84, pour la sonde T7 en début de simulation sont liés à la sensibilité importante des masses volumiques en fonction de la température, ainsi qu'à la viscosité du fluide qui n'est pas prise en compte dans ce modèle.

#### **IV. CONCLUSIONS**

Ce chapitre a permis d'étudier la stratification dans un ballon traditionnel et de constater qu'il pouvait y avoir des échanges de masse bi voir tri-dimensionnels néfastes aux performances du ballon. Ce constat dépend entre autre de la forme et de la position des injecteurs dans le ballon qui ont fait l'objet d'études détaillées.

Cette première étude nous a également permis d'évaluer en régime dynamique le « Types 140 » utilisé pour modéliser les ballons d'eau chaude sanitaire et de conclure sur le fait que les hypothèses du modèle utilisé ne sont pas forcément bien adaptées. En effet, l'hypothèse de température homogène dans une couche n'est pas toujours valable étant donné la multi directionnalité des transferts de masse. Cependant, la tendance obtenue est cohérente avec l'expérience et nous pouvons estimer les températures nécessaires à l'élaboration de bilans énergétiques sur le ballon.

Etant donné l'influence que peuvent avoir la forme et la position des entrées, nous avons évalué grâce à un modèle CFD le comportement du fluide dans deux ballons munis ou non de dispositifs favorisant la stratification. Les résultats sont flagrants et montrent indéniablement l'apport des injecteurs (solaires et eau froide) sur la stratification dans le ballon.

Les différents essais expérimentaux menés, tels que l'injection de colorant, ont permis d'observer qualitativement la stratification lors d'injections, mais aussi de comparer à nouveau le modèle CFD grâce au système d'acquisition mis en place.

L'objectif fixé à donc été atteint puisque le ballon à stratification active développé est utilisable aussi bien dans le domestique que dans le collectif avec des volumes importants pour les installations centralisées et des volumes inférieurs à 400 litres pour les installations collectives décentralisées. De plus, l'étude du « Type 140 » en régime dynamique, nous permettra par la suite d'étudier les installations collectives et ainsi de travailler sur l'optimisation de ces dernières.

Certains aspects tels que le nombre d'injecteurs solaires (2 au lieu de 3) et leur position n'ont pas été étudiés, faute de temps. Ces critères ont pourtant une influence sur la stratification mais aussi sur le coût d'investissement ( nombre d'injecteurs et de vannes trois voies) et pourraient être des perspectives intéressantes de l'étude que nous avons conduite.

# **CHAPITRE 3 : ETUDES EXPERIMENTALES ET NUMERIQUES D'UNE INSTALLATION D'ECS COLLECTIVE**

**I.**



## **INTRODUCTION**

Le but de ce chapitre est de développer et de valider un modèle TRNSYS permettant de simuler le fonctionnement des Installations Solaires Collectives (ISC) de production d'ECS. Ce modèle global nous permettra de proposer des installations plus performantes sur le plan énergétique dans le chapitre suivant.

Pour cela, nous avons mis en place un dispositif de métrologie sur une installation solaire collective réelle dont l'objectif est double. La première attente de ce dispositif est d'analyser les performances énergétiques de l'installation, afin de détecter d'éventuels problèmes de fonctionnement, tandis que la seconde est de valider le modèle global développé dans l'environnement TRNSYS.

A la suite du constat émis sur le fonctionnement de l'installation expérimentale, nous étudions différentes optimisations afin d'améliorer le taux de couverture solaire corrigé.

## **II. DESCRIPTIF EXPERIMENTAL DE L'INSTALLATION EXPERIMENTALE**

### II.1. Présentation de l'installation « Les Berges de l'Hyères » - installation solaire collective expérimentale



**Figure 85 : Façade sud des Berges de l'Hyères**

Les *Berges de l'Hyères* est un Etablissement d'Hébergement pour Personnes Agées Dépendantes (EHPAD) construit à Chambéry dans le quartier du Biollay. Cette maison de retraite médicalisée compte 85 lits et est gérée par le Centre Hospitalier de Chambéry.

### II.2. Descriptif de l'installation solaire collective d'ECS.

L'installation solaire collective « Les Berges de l'Hyères » - dite de référence puisqu'elle nous servira de base de comparaison - fait partie des installations collectives centralisées définie au Chapitre 1 §IV.1.1. Cependant, elle comporte une innovation réduisant les risques de légionellose puisque les deux ballons sont hydrauliquement découplés (Figure 86). Ceci a pour avantage de ne pas faire stagner l'eau à des températures favorisant le développement des légionelles puisque le ballon d'appoint est maintenu à une température minimum de 60°C. En revanche, l'eau est mitigée à 55°C avec de l'eau froide non traitée thermiquement ce qui n'empêche pas une contamination éventuelle. L'injection dans le



ballon d'appoint, en provenance de l'échangeur d'ECS se situe environ 30 cm au dessus de la base (Figure 86). Il existe, par conséquent, une zone morte propice au développement des légionelles dans le cas où la température est inférieure à 50°C. De plus, l'interposition d'un échangeur à pour effet de diminuer les performances énergétiques globales de l'installation. Cette diminution des performances est attribuée à l'efficacité de l'échangeur ainsi qu'aux pertes de chaleur (échangeur non isolé : cf. Chapitre 1).

L'installation dispose d'une boucle de recyclage maintenue en température de telle sorte que la température de retour soit toujours supérieure à 50°C.

Nous allons maintenant présenter chaque matériel composant l'installation en analysant son fonctionnement lorsqu'il joue un rôle important dans le fonctionnement général de l'installation.

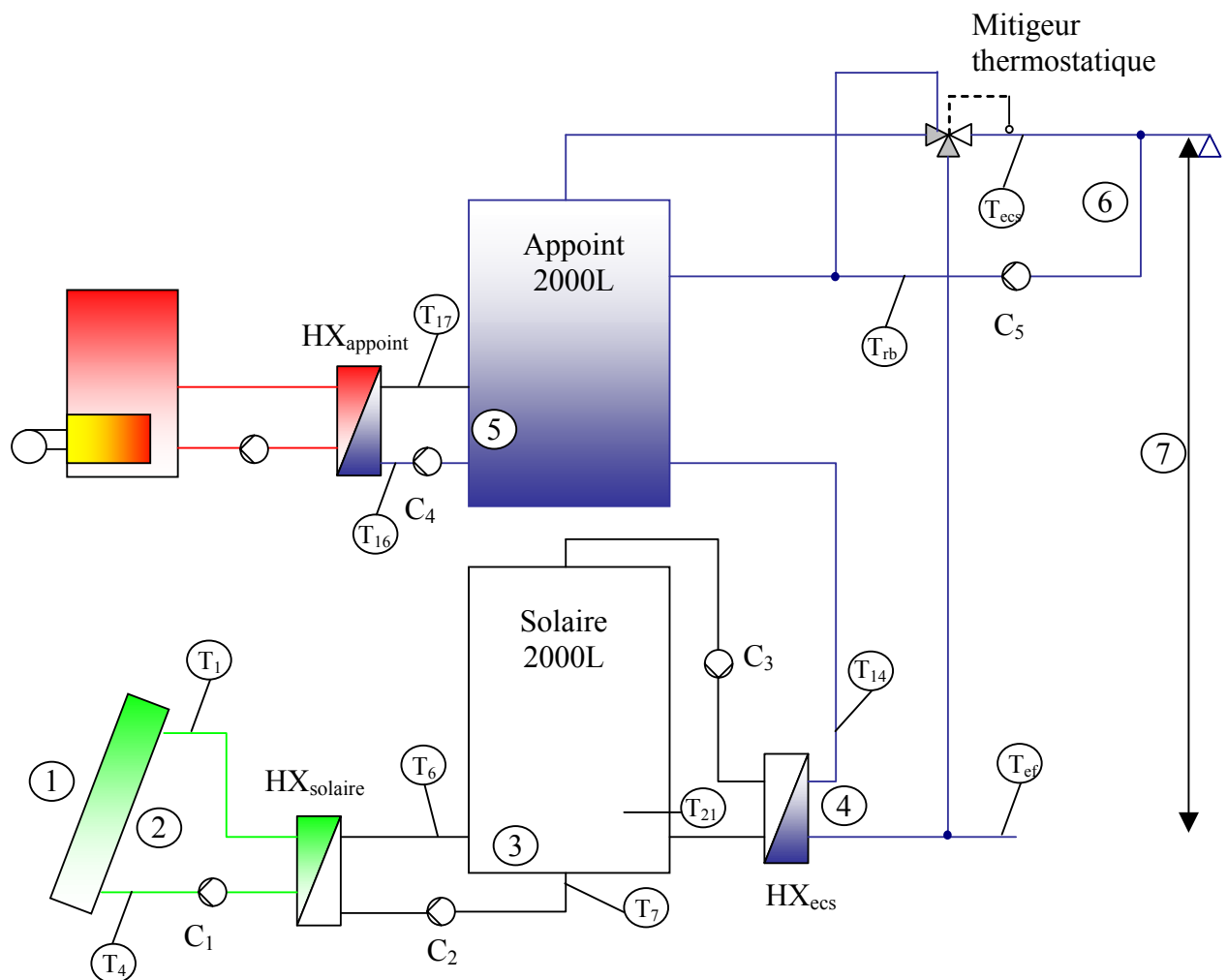


Figure 86 : Schéma hydraulique de l'installation de référence

### II.2.1. Les capteurs solaires et la boucle solaire

L'installation est constituée de deux champs de capteurs plans vitrés de 33 m<sup>2</sup> chacun, couplés en parallèle, de type CLIPSOL TGD [44] – capteurs plans avec vitrage. Ils sont exposés plein sud avec un angle de 45° par rapport à l'horizontale (Figure 85).

### II.2.2. Les ballons de stockage

Les deux ballons de stockage d'un volume de 2000 litres chacun et de 1.70 m de haut se situent en chaufferie dans le sous sol. Ce sont des ballons traditionnels ne disposant d'aucun système favorisant la stratification.

L'isolation de ces ballons est constituée d'environ 5 cm de laine de verre ayant une conductivité thermique égale à 0.04 W/(m.K). Elle recouvre l'ensemble du ballon sauf sa base inférieure (Figure 87).

L'appoint est hydraulique sur ce type de ballon. L'eau chaude sanitaire est chauffée grâce à un échangeur de préparation externe alimenté soit par le chauffage urbain en hiver soit par une chaudière électrique en été.



Figure 87 : Ballons de stockage

### II.2.3. Les échangeurs de chaleur

Trois échangeurs sont présents sur cette installation. Le premier « HX<sub>solaire</sub> » de marque CIAT découple le circuit capteur du circuit ballon solaire. Il est directement intégré dans le « Blocsol » fourni par CLIPSOL. Il transmet la chaleur au ballon solaire. Le deuxième « HX<sub>appoint</sub> » de marque ALFA-LAVAL sert d'appoint. Il transmet l'énergie issue du réseau urbain au ballon d'appoint et il permet ainsi de maintenir le ballon à sa température de consigne de 60°C. Enfin, le dernier échangeur « HX<sub>ecs</sub> » est également de marque CIAT PWA 18 3/3. Il n'était pas prévu à l'origine du projet mais pour des raisons de préventions sanitaires vis à vis des légionelles, le maître d'ouvrage a exigé de découpler le ballon d'appoint et le ballon solaire. L'eau froide est ainsi préchauffée grâce à cet échangeur.

### II.2.4. Le système de contrôle

La régulation est fonction d'un double différentiel qui permet dans un premier temps de mettre en circulation la boucle primaire solaire afin de l'homogénéiser, puis dans un second temps de mettre en circulation la boucle secondaire solaire. Le circulateur de la

boucle secondaire  $C_2$  est, en plus, asservi à celui de la boucle primaire  $C_1$  afin d'éviter toute consommation inutile.

### II.2.5. Les circulateurs et les conduites

Plusieurs circulateurs sont nécessaires au fonctionnement de l'installation.

- ✓ Les circulateurs  $C_1$  et  $C_2$ , de type Salmson S/CXL2080 d'une puissance maximale de 192 W en vitesse 3, permettent la circulation dans les boucles solaires primaire et secondaire. Le fonctionnement de  $C_1$  est fonction de la différence de températures entre la sortie du capteur et le bas du ballon solaire alors que la régulation de  $C_2$  est fonction de la différence de températures entre l'entrée de l'échangeur solaire côté primaire et le bas du ballon.
- ✓ Le circulateur  $C_3$ , de type Salmson S/CXL100-32 d'une puissance de 192 W en vitesse 3, permet le préchauffage de l'eau sanitaire lors des puisages. Son fonctionnement dépend du puisage d'ECS puisque le circulateur  $C_3$  s'enclenche grâce à un débitmètre à impulsions placé à l'entrée du réseau d'ECS.
- ✓ Le circulateur  $C_4$ , de type Salmson NSB33-26B d'une puissance maximale de 128 W en vitesse 3, assure la circulation du fluide entre le ballon d'appoint et l'échangeur « HX<sub>appoint</sub> ». Le ballon d'appoint est ainsi maintenu à une température minimum de 60°C. Le thermostat étant réglé à 85°C,  $C_4$  fonctionne en permanence.
- ✓ Le circulateur  $C_5$ , de type Salmson S/CXL2080 d'une puissance de 192 W en vitesse 3, permet la circulation de l'eau dans la boucle sanitaire de maintien en température. La température de départ est  $T_{cons}=55^\circ\text{C}$  et  $C_5$  fonctionne en permanence.

Les conduites en acier (du côté solaire) ou en cuivre (du côté distribution) sont isolées grâce à de la laine minérale de 2 cm d'épaisseur (mesure in situ). Le diamètre intérieur des canalisations en amont du ballon solaire et au retour de la boucle sanitaire est de 40 mm contre 50 mm pour les autres canalisations. Les longueurs de la boucle solaire allant aux capteurs solaires et celle du bouclage sanitaire ont été estimées respectivement à 100 et 800 mètres aller-retour. Les autres longueurs des conduites ont été mesurées en chaufferie.

### II.2.6. Métrologie

La métrologie disponible pour la GRS n'étant pas suffisante, nous l'avons complétée afin d'effectuer un bilan énergétique complet de l'installation. Pour cela, nous avons installé différentes sondes de températures, des débitmètres ainsi qu'une sonde d'ensoleillement.

La mesure des températures est réalisée à l'aide de sondes PT 1000 à 2 fils dont la précision est de 0.5%. Toutes les sondes de températures sont représentées sur la Figure 86 par les repères  $T_i$ .

La mesure de débit est réalisée à l'aide de compteurs à impulsions dont la précision est de 2%.

La mesure de l'ensoleillement est réalisée grâce à un pyranomètre stellaire ALMEMO de type FLA628S [55] présenté à la Figure 88.



Figure 88 : Pyranomètre stellaire ALMEMO

### II.2.7. Acquisition

L'acquisition des mesures de température et de débit est réalisée grâce à la carte d'acquisition CLIPSOL disponible pour la GRS puis sauvegardée sur ordinateur, alors que les mesures d'ensoleillement sont stockées grâce à une centrale d'acquisition portable ALMEMO de type 2290-8 [55]. Le pas de temps d'acquisition est de 12 minutes pour les deux systèmes.

### II.3. Bilan énergétique de l'installation

Dans cette partie, nous avons analysé le fonctionnement de l'installation durant deux périodes. La première période s'étend du 5 août au 7 septembre 2004 alors que la seconde s'étend du 19 octobre au 10 novembre 2004. Entre ces 2 périodes de mesures, des modifications ont été apportées afin d'améliorer le fonctionnement de l'installation. Nous pouvons ainsi constater l'influence des changements sur les performances énergétiques et en déduire les actions à mener en vue d'une éventuelle amélioration des performances énergétiques.

Un diagramme des flux (voir Figure 89) est constitué pour chaque période de mesure ou de simulation. Les énergies mises en jeu correspondent aux énergies calculées aux bornes des composants (Figure 86). Toutes les énergies sont exprimées en kWh selon l'équation.

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q \cdot C_p \cdot \Delta T}{3600.5} \quad [kWh] \quad (3.1)$$

où :

- Q : débit [kg/h]
- C<sub>p</sub> : chaleur spécifique [kJ.kg<sup>-1</sup>K<sup>-1</sup>]
- ΔT : différence de température [K]

① représente l'énergie solaire incidente sur le capteur en [kWh].

② représente l'énergie utile issue du capteur en [kWh], elle est définie par :

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q_{\text{primaire}} \cdot 3.8 \cdot (T_1 - T_4)}{3600.5} \quad (3.2)$$

Avec une chaleur spécifique du fluide glycolé (30%) de 3.8 kJ.kg<sup>-1</sup>K<sup>-1</sup>.

Les pertes des capteurs solaires représentent la différence entre ① et ②.

③ représente l'énergie fournie au ballon solaire définie par :

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q_{\text{secondaire}} \cdot 4,19 \cdot (T_6 - T_7)}{3600.5} \quad (3.3)$$

Les pertes de distribution de la boucle solaire (boucle 1 et 2, de part et d'autre de l'échangeur solaire  $HX_{\text{solaire}}$ ) sont évaluées en soustrayant ③ à ②.

④ représente l'énergie solaire utile fournie aux bornes de l'échangeur d'ECS ( $HX_{\text{ecs}}$ ) définie par :

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q_{\text{ecs passant sur échangeur}} \cdot 4,19 \cdot (T_{14} - T_{ef})}{3600.5} \quad (3.4)$$

Les pertes de distribution boucle 3 (en amont de l'échangeur d'ECS) ajoutées à celles du ballon solaire sont évaluées en soustrayant ④ à ③.

⑤ représente l'énergie issue de l'échangeur d'appoint, qui est fournie au ballon d'appoint. Elle est définie par :

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q_{\text{appoint}} \cdot 4,19 \cdot (T_{16} - T_{17})}{3600.5} \quad (3.5)$$

⑥ représente l'énergie nécessaire au maintien en température et elle est définie par :

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q_{\text{recyclage}} \cdot 4,19 \cdot (T_{\text{ecs}} - T_{rb})}{3600.5} \quad (3.6)$$

⑦ représente les besoins d'eau chaude sanitaire, ils sont définis par :

$$\sum_{\text{pas de temps}} \frac{Q_{\text{ecs}} \cdot 4,19 \cdot (T_{\text{ecs}} - T_{ef})}{3600.5} \quad (3.7)$$

Les pertes du ballon d'appoint et des canalisations comprises entre l'entrée de l'échangeur d'ECS et l'entrée d'eau chaude du mitigeur thermostatique sont obtenues par la formule suivante :

$$\text{Pertes enveloppe ballon et distribution} = ④ + ⑤ - ⑥ - ⑦$$

### II.3.1. Fonctionnement global de l'installation du 5 août au 7 septembre 2004

La première période de mesure nous a permis d'établir le diagramme énergétique « diagramme des flux » suivant :

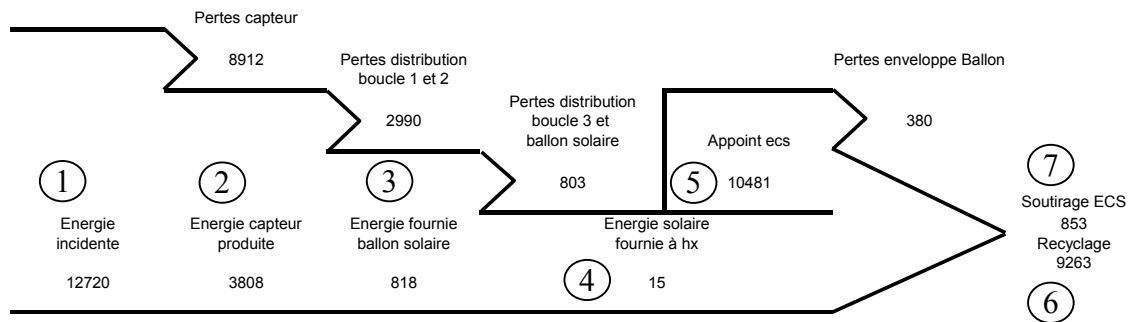


Figure 89 : Bilan énergétique pour la période du 05/08/04 au 07/09/04 en kWh

Nous pouvons constater sur ce diagramme que :

1. Les pertes entre l'énergie utile récupérée au capteur et l'énergie fournie au ballon solaire sont importantes (de l'ordre de 70%).
2. L'importance des pertes de bouclage (recyclage), soit 88% de l'énergie totale fournie (4+5).
3. La faible énergie solaire fournie à l'ECS : 15 kWh.
4. Les pertes du ballon d'appoint représentent 3.6% de l'énergie totale fournie.

Les pertes des capteurs sont importantes car il y a très peu d'échanges au niveau de l'échangeur d'ECS ( $HX_{ECS}$ ). L'énergie dans le ballon solaire n'est pas utilisée, et par conséquent, la température de retour capteur  $T_4$  est élevée d'où des pertes importantes.

Pour le 2<sup>ème</sup> point, seule l'isolation doit être revue, ce problème a déjà été mis en évidence dans la bibliographie. Le coefficient de pertes pour la tuyauterie du recyclage est évalué à 14 W/ml dans notre cas. La meilleure valeur trouvée dans la bibliographie est de 4 W/ml.

Pour le 3<sup>ème</sup> point, la température de consigne du ballon n'est pas idéale pour le fonctionnement du mitigeur thermostatique. En effet, l'eau en sortie de ballon d'appoint est très chaude 65-70°C. Il faut donc beaucoup d'eau froide pour mitiger cette eau à 55°C. S'il faut beaucoup d'eau froide pour mitiger, cela signifie que peu d'eau froide circule sur l'échangeur d'ECS. Moins il y a d'eau froide transférée sur l'échangeur d'ECS, moins l'énergie solaire récupérée est importante.

D'autres part, le circulateur  $C_3$  entre en fonctionnement grâce au débitmètre à impulsions situé sur l'eau froide. Ce débitmètre est dimensionné pour des débits importants, correspondant à des valeurs de 4000 l/j. Or, le volume puisé journallement est de seulement 850 litres donc des débits de puisage beaucoup plus faibles. Le compteur à impulsion ne déclenche donc pas le circulateur  $C_3$ , et l'énergie solaire n'est pas fournie à l'ECS. La Figure 90 apporte des précisions sur le volume d'eau froide passant sur l'échangeur  $HX_{ECS}$  et le volume d'eau froide servant à mitiger l'ECS (« eau froide » sur la Figure 91).

La Figure 90 montre que très peu d'eau puisée circule dans l'échangeur d'ECS pour être préchauffée (seulement 5,6% du volume total puisé), ce qui empêche l'installation de bénéficier de l'énergie solaire. Par conséquent, le taux de couverture solaire et la productivité des capteurs sont pénalisés. La répartition des débits est également liée au

mitigeur thermostatique, c'est pourquoi le fonctionnement de cet organe est analysé dans la suite de notre travail.

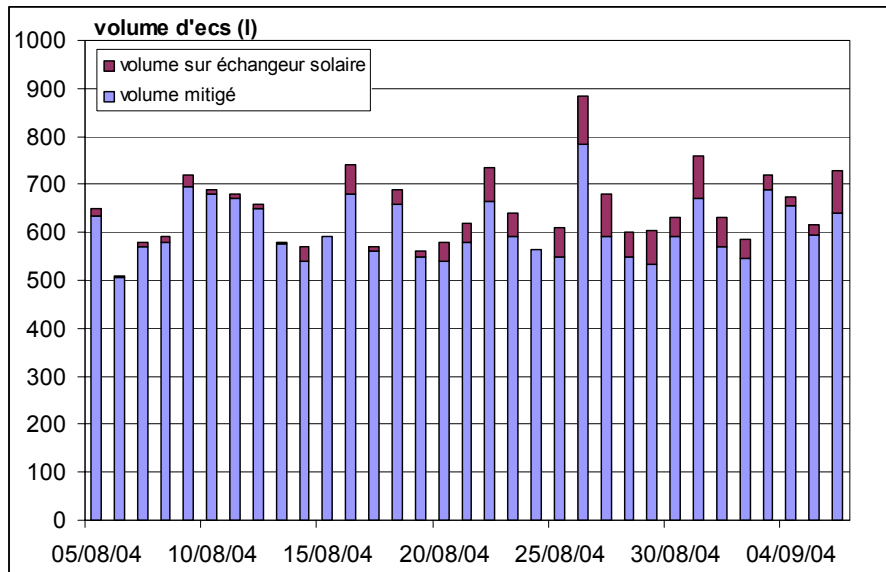


Figure 90 : Répartition des volumes en fonction du volume quotidien d'ECS puisé

Le dernier point n'est que le résultat des trois points évoqués ci-avant, mais est aussi lié à la stratification. En effet, les débits entrants dans le ballon sont élevés puisqu'ils atteignent 2700 l/h pour le débit d'appoint  $Q_{\text{appoint}}$  et 2300 l/h pour le retour du bouclage. Le ballon se déstratifie et la température s'homogénéise (60°C environ) d'où des pertes importantes. Furbo a observé les mêmes résultats sur ce type d'installation [56]. Sur les 34 jours de mesures, les pertes du ballon représentent 380 kWh pour une température de ballon moyenne  $T_{\text{ballon}}$  de 62°C et pour une température de chaufferie moyenne  $T_{\text{chaufferie}}$  de 32°C. Soit un coefficient d'échange UA :

$$UA = \frac{\phi}{T_{\text{ballon}} - T_{\text{chaufferie}}} = \frac{380 * 1000}{24 * 34 * (62 - 32)} = 16 \text{ W/K} \quad (3.8)$$

La valeur théorique calculée à partir de l'équation (2.2) donnait un coefficient de 9 W/K soit une énergie perdue de 220 kWh pour la période considérée.

Etant donné les différents problèmes évoqués, le taux de couverture solaire  $f_{\text{GRS}}$  est très faible (1.9% au lieu de 70% environ pour le mois d'août habituellement).

### II.3.2. Analyse du fonctionnement du mitigeur thermostatique

Le rôle du mitigeur thermostatique dans l'installation est important puisqu'il mitige l'eau à la température de consigne (55°C pour éviter les risques de brûlure), et fixe pour cela les débits entrants. La Figure 91 présente une coupe du mitigeur thermostatique avec les différentes entrées et sorties. Le mélange entre l'eau chaude provenant du ballon d'appoint, le retour bouclage provenant du recyclage et l'eau froide donne l'eau mitigée en fonction du réglage de la cartouche. Plus le débit d'eau froide est important en pourcentage par rapport au débit d'ECS, plus le débit passant sur l'échangeur d'ECS est faible. Pour augmenter les performances de l'installation, il faut donc limiter au maximum le débit d'eau froide afin d'éviter le constat de la Figure 90. Pour cela une analyse instantanée des débits a été menée.

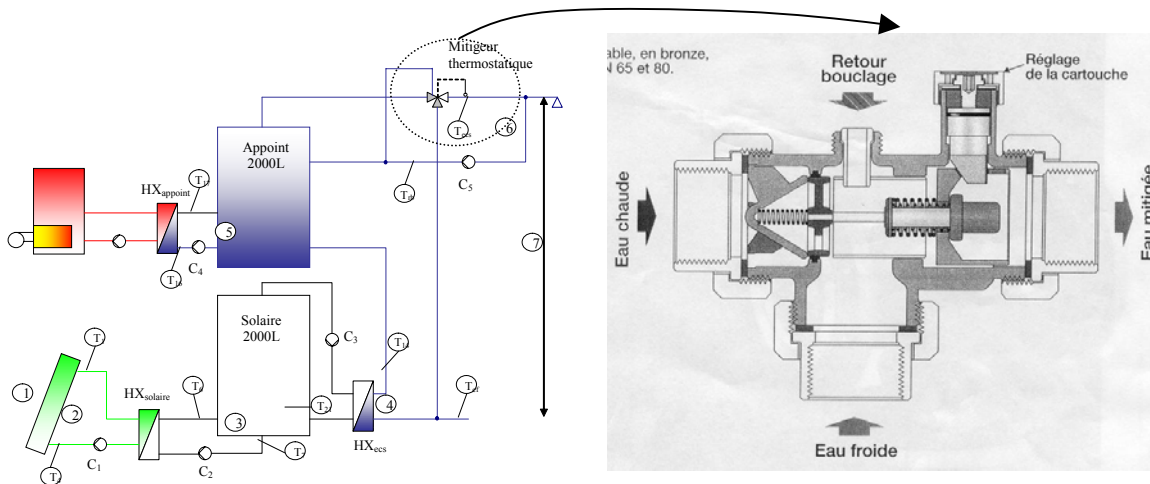


Figure 91 : Coupe du mitigeur thermostatique

La Figure 92 montre les différents débits mis en jeu pour un puisage de 923 l/h (1 robinet et 1 douche ouverte entièrement sur chaud (55°C)) et pour un débit de recyclage de 3600 l/h.

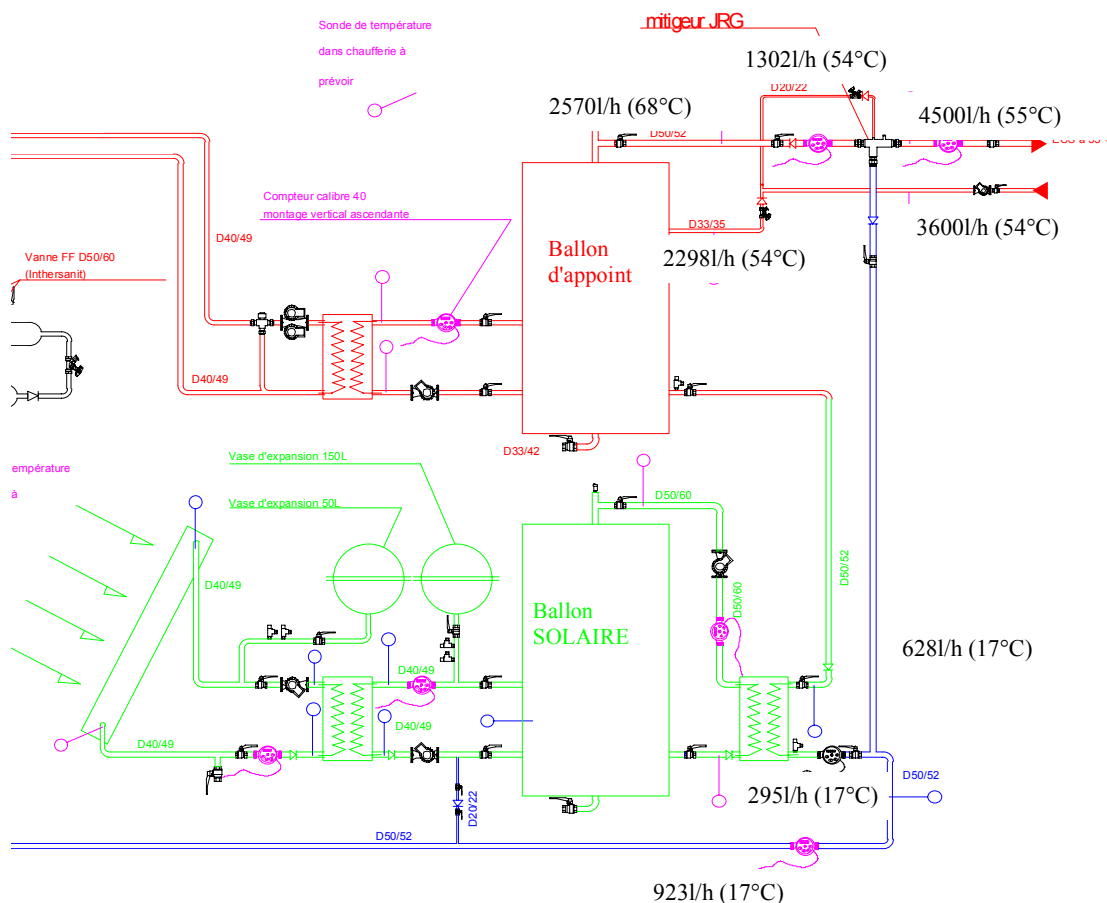


Figure 92 : Débits entrant dans le mitigeur thermostatique en fonction des débits de puisage et de recyclage

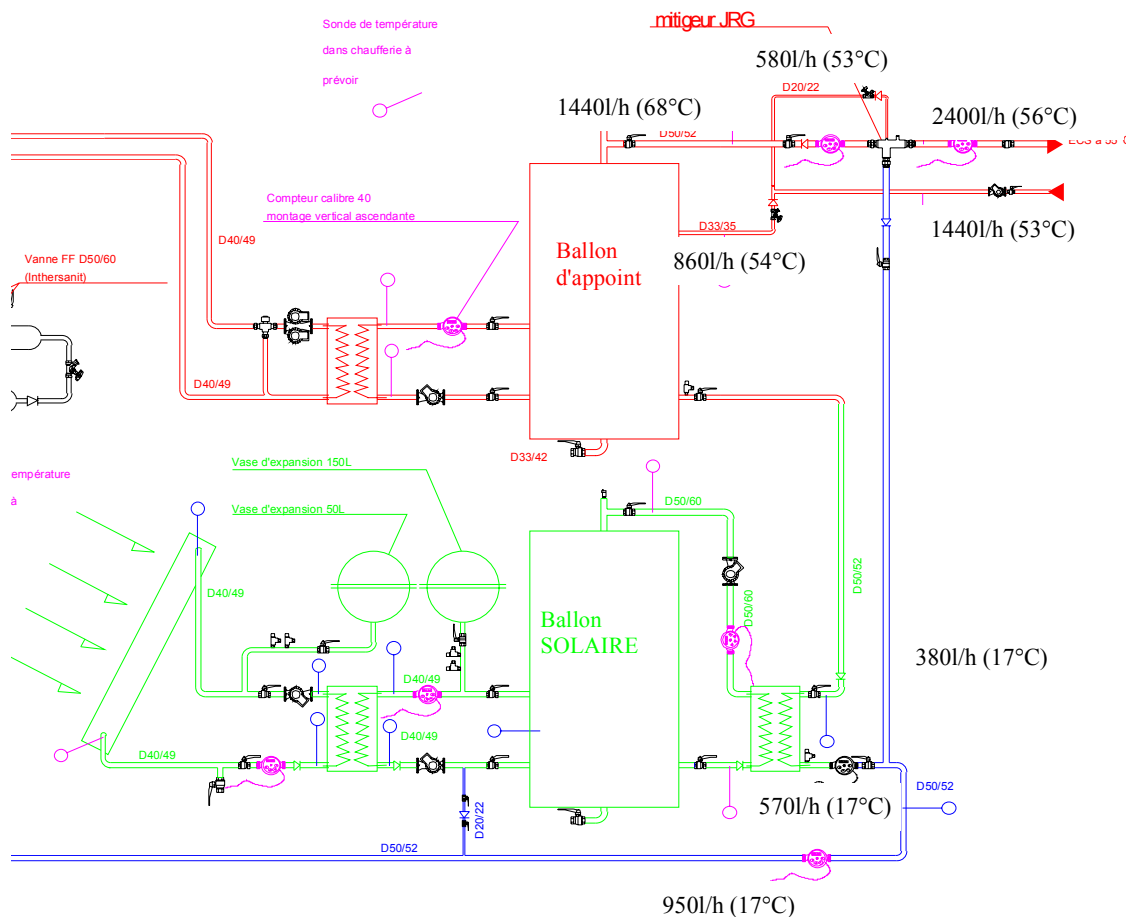


La répartition des débits est la suivante :

- ✓ 295 l/h pour l'eau froide préchauffée via l'échangeur d'ECS soit 32% du débit total.
- ✓ 628 l/h pour l'eau froide servant au mitigeur soit 68% du débit total.

Ceci est dû à un mitigeur non adapté aux débits réels puisés, ainsi qu'à un débit de bouclage trop élevé. En effet, pour obtenir un débit d'eau en sortie de mitigeur de 4500 l/h à 55°C à partir de 2570 l/h à 68°C, il faut 628 l/h d'eau à 17°C. De ce fait, uniquement 295 l/h passent dans l'échangeur solaire. Par cette action, on court-circuite le ballon solaire.

Ainsi, afin de connaître le rôle du débit de recyclage sur cette répartition des débits, la vitesse des circulateurs C<sub>5</sub> a été réduite de telle sorte que le débit ne soit plus que de 2120 l/h. La figure suivante présente les résultats obtenus dans cette configuration.



**Figure 93 : Débits entrant dans le mitigeur thermostatique en fonction des débits de puisage et de recyclage**

Nous constatons dans ce cas une nette amélioration. Le débit irrigant l'échangeur d'ECS représente cette fois 60% du débit total d'eau froide. Cette modification du débit de bouclage nécessite cependant une validation sur une période plus longue.

### II.3.3. Transfert de chaleur au niveau de l'échangeur d'ECS

L'énergie solaire est récupérée via l'échangeur d'ECS lorsqu'il y a un puisage d'ecs. L'échange est alors maximum lorsque le débit d'eau froide est maximum. Cependant, il ne peut avoir lieu que si le circulateur  $C_3$  s'enclenche. La Figure 94 présente le fonctionnement de la pompe  $C_3$  en fonction du débit d'ECS et de la fraction d'eau froide circulant dans l'échangeur  $HX_{ecs}$ .

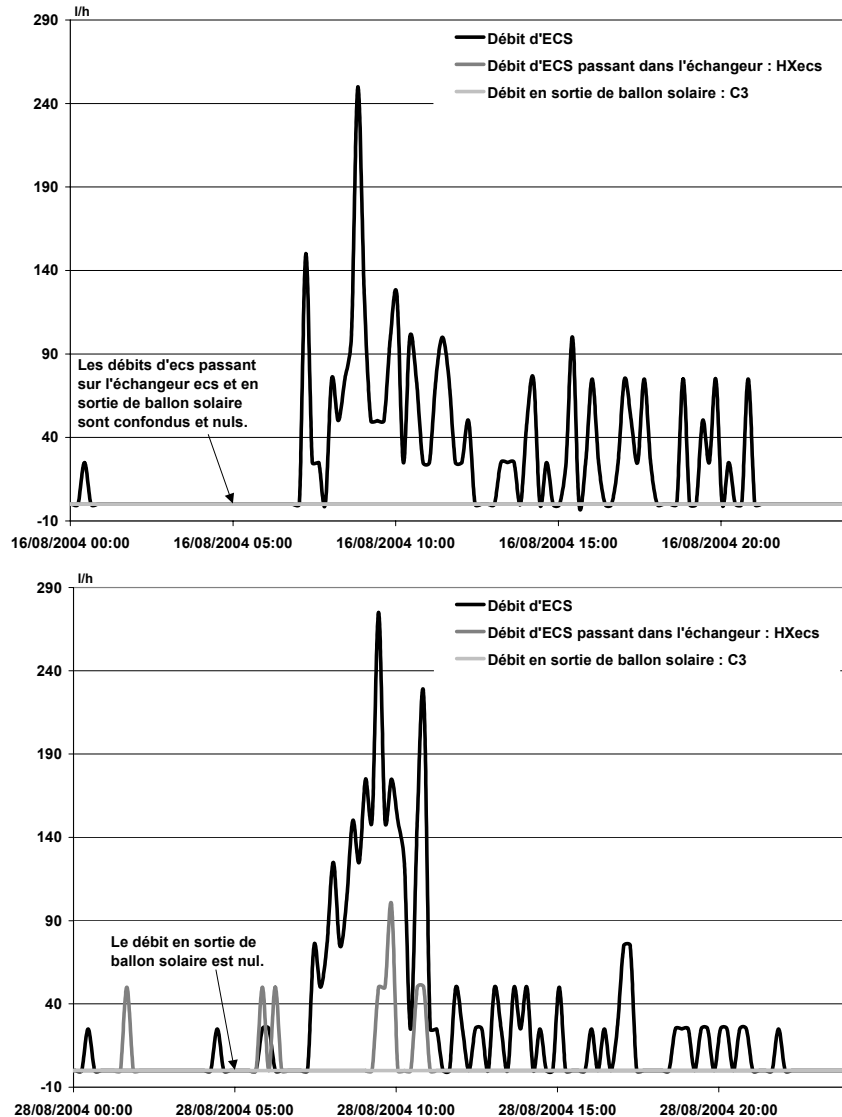


Figure 94 : Débit du circulateur 3 en fonction du puisage d'ECS pour 2 jours différents

D'après la Figure 94, le circulateur  $C_3$  ne fonctionne jamais. Sur les deux jours représentés ci-dessus, le débit est nul du côté primaire de l'échangeur, ce qui implique que l'énergie solaire récupérée pour préchauffer l'eau est nulle. Ceci est dû au fait que le seuil de déclenchement a été mis en place pour un volume de puisage trop important. En effet, les puisages sont faibles et peu fréquents, généralement inférieurs à 5 litres (volume minimum requis pour déclencher le circulateur). Nous constatons ici l'influence de la consommation journalière d'ECS sur le bon fonctionnement de l'installation. Pour remédier à ce problème, il faudrait diminuer le seuil de déclenchement à 1 l/impulsion au lieu de 5 l/impulsion actuellement.

### II.3.4. Analyse des températures

D'après la Figure 95, nous constatons que la température inférieure du ballon solaire  $T_{21}$  est assez élevée, puisqu'elle est comprise sur la période de mesure entre 75 et 95 °C. Ceci confirme le fait que le débit à la sortie du ballon solaire est très faible voire nul. Il a pour conséquence de faire chuter le rendement des capteurs puisque la température de retour dans le capteur est très élevée.

De plus, de telles températures peuvent entraîner des problèmes matériels comme celui que nous avons rencontré sur la vase d'expansion (membrane percée).

En revanche la température de départ d'ECS est quasiment toujours supérieure à la température de consigne de 55°C et la température de retour de bouclage est toujours supérieure à 50°C (limite minimale autorisée pour éviter tout risque de développement de la légionellose). Etant donné le profil de température de la sonde du ballon solaire (figure suivante), il serait intéressant d'envisager de faire circuler le retour du bouclage sur l'échangeur d'ECS ( $HX_{ECS}$ ) lorsque la température du ballon est supérieure à 60°C afin de bénéficier de cette énergie. Les risques de détérioration du matériel seront donc moindres.

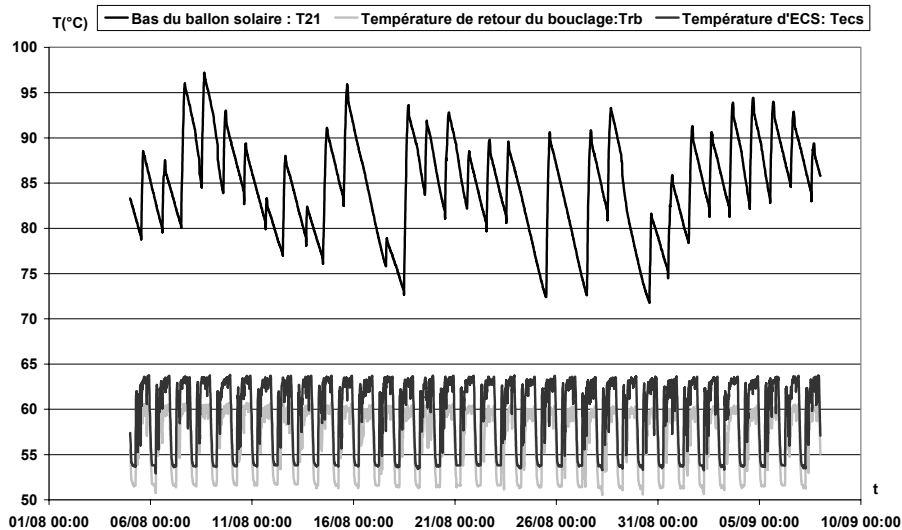


Figure 95 : Profils de températures : ballon solaire, départ ECS, retour bouclage

Nous avons constaté au cours de cette première période de mesures plusieurs dysfonctionnements qui réduisent considérablement les performances de l'installation en terme de taux de couverture solaire  $f_{GRS}$ . Nous avons réalisé, pour la seconde période de suivi, une première modification en diminuant le débit du bouclage ( $C_5$ ) afin de confirmer les résultats obtenus au paragraphe précédent II.3.2 « Analyse du fonctionnement du mitigeur thermostatique ».

### II.3.5. Fonctionnement global de l'installation du 19 octobre au 10 novembre 2004

Etant donné que la réduction du débit de recyclage a une influence positive sur le débit d'irrigation de l'échangeur d'ECS, le débit de bouclage ( $C_5$ ) est diminué à une valeur moyenne de 2150 l/h (contre 3600 l/h auparavant) afin de conserver une température de bouclage supérieure à 50°C. L'énergie solaire récupérée aux bornes de l'échangeur d'ECS doit être par conséquent plus élevée d'après les mesures instantanées réalisées auparavant. La Figure 96 présente les énergies échangées lors de la période de mesures d'octobre-novembre 2004, à l'exception de l'éclairement solaire qui n'a pas été mesuré suite à une panne du matériel. L'énergie fournie au ballon solaire représente 30% de l'énergie utile récupérée au niveau des capteurs contre 22% pour la période du mois d'août. L'énergie

nécessaire au bouclage représente cette fois 83% de l'énergie totale fournie au système contre 88% auparavant. Les pertes de la boucle de recyclage sont réduites à 14 W/m contre 16 W/m lors de la première période de mesure.

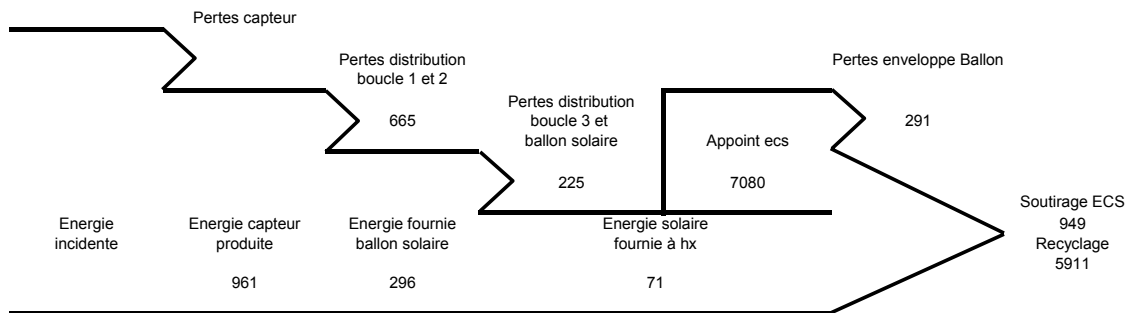


Figure 96 : Bilan énergétique pour la période du 19/10/04 au 10/11/04 en kWh

Lors de la période de mesures du mois d'août, les pertes du ballon d'appoint représentaient 3.6% de l'énergie totale fournie au système. Dans cette 2<sup>ème</sup> période de mesures, ce rapport est de 4%, pour un ballon à température moyenne de 61°C dans une chaufferie à 30°C. Soit un coefficient d'échange de 18 W/K.

La réduction du débit du circulateur C<sub>5</sub> a permis d'augmenter le débit passant sur l'échangeur d'ECS, et ainsi de passer d'un taux de couverture solaire  $f_{GRS}$  nul à 7.5%. La Figure 97 montre indéniablement l'avantage de diminuer le débit de recyclage puisque, lors des puisages, le volume d'eau circulant dans l'échangeur d'ECS est systématiquement supérieur au volume d'eau qui passait lorsque le débit de recyclage était plus important (Figure 90).

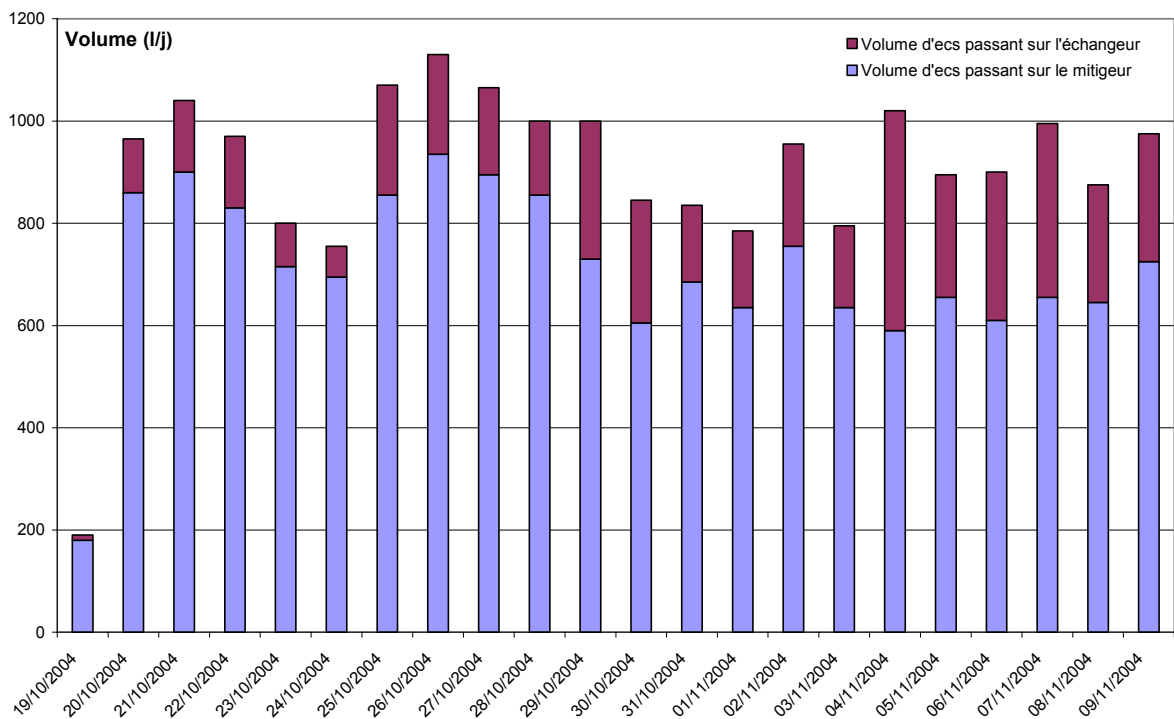


Figure 97 : Répartition des volumes en fonction du volume quotidien d'ECS puisé

Nous avons constaté dans ce paragraphe que la consommation quotidienne d'ECS n'était pas celle attendue lors du dimensionnement car le volume puisé journalièrement est de seulement 850 litres alors que l'installation a été conçue selon la littérature pour 4000 litres par jour. Cette différence influe directement sur les performances de l'installation en faisant chuter de manière très importante le taux de couverture solaire  $f_{GRS}$ . Il faut impérativement améliorer le système et pour cela il est nécessaire de redimensionner le détecteur de débit situé sur l'eau froide, afin que le circulateur  $C_3$  puisse se déclencher dès qu'il y a un puisage. La température de consigne du ballon et le débit de recyclage doivent être diminués afin de réduire le volume d'eau froide entrant directement dans le mitigeur thermostatique. Ceci aura pour effet d'irriguer l'échangeur d'ECS avec un volume d'eau froide plus important et donc de maximiser la récupération de l'énergie solaire.

D'autre part, différentes améliorations sont envisageables afin d'augmenter les performances de l'installation. L'énergie nécessaire au maintien en température du bouclage étant importante, il serait intéressant de faire circuler le retour du bouclage sur l'échangeur d'ECS lorsque la température du haut du ballon solaire est supérieure à 60°C. Ceci permettrait de récupérer l'énergie solaire. Les débits de part et d'autre de l'échangeur d'ECS ne sont pas égaux, il serait donc bon de tester la technique du débit variable sur le circulateur  $C_3$  afin d'éviter la déstratification du ballon solaire.

Toutes ces solutions d'amélioration ont été proposées au maître d'ouvrage qui est aussi le gestionnaire du bâtiment. Comme il n'a pas pu les réaliser au cours de la durée de cette thèse, nous allons les étudier de manière numérique avec TRNSYS que nous chercherons à valider avec le support expérimental disponible, donc non amélioré.

### **III. MODELISATION ET VALIDATION DE L'INSTALLATION « LES BERGES DE L'HYERES »**

Ce chapitre présente le modèle TRNSYS développé pour simuler le comportement de l'installation des « Berges de l'Hyères », qui sera le modèle de base utilisé pour comparer les différents types d'installations dans la suite de notre travail. L'annexe 1 décrit les paramètres essentiels à la simulation utilisés dans ce modèle. Les différents « Types » utilisés pour la modélisation sont ensuite présentés, afin que le modèle puisse être validé grâce à la confrontation des résultats expérimentaux et numériques, en ayant préalablement posé les hypothèses de modélisation.

#### **III.1. Modélisation complète de l'installation**

Tous les composants utilisés dans ces simulations sont soit des modèles standards validés de la librairie TRNSYS, soit des modèles non standards qui ont fait l'objet d'une validation expérimentale, les paramètres essentiels à la simulation sont décrits en annexe 2.

##### **III.1.1. Le capteur solaire**

Le « Type 102 » est utilisé puisque nous avons montré au chapitre 1 qu'il reproduisait correctement les phénomènes physiques. De plus, la possibilité de l'utiliser en capteur à tubes parallèles ou à serpentin facilitera la modélisation future de systèmes à faibles débits.

##### **III.1.2. Les ballons solaires**

Le « Type 140 » est utilisé pour la modélisation des ballons puisque c'est le seul modèle qui permette de prendre en considération toutes les hypothèses (nombre de doubles ports, stratification). Les ballons sont décomposés en 17 couches, ce qui représente un bon compromis entre précision pour la stratification naturelle et temps de calcul. Le coefficient

d'échange est calculé à l'aide de la Figure 98, qui donne l'évolution de la température du ballon en fonction du temps. Le coefficient d'échange moyen du ballon avec l'ambiance est ainsi de 25 W/K. L'hypothèse du modèle est de considérer ce coefficient d'échange constant alors qu'en réalité il varie au cours du temps. Des écarts entre les résultats numériques et expérimentaux sont donc attendus.

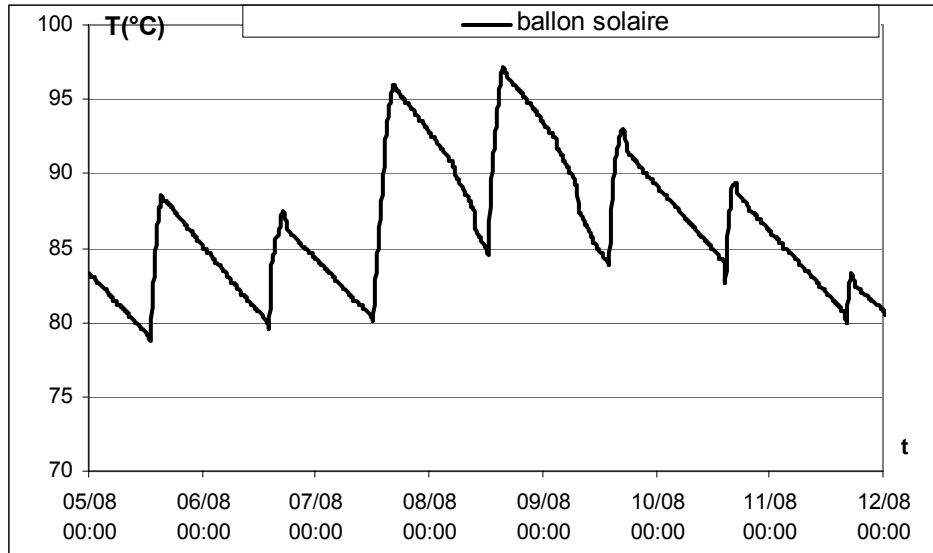


Figure 98 : Evolution de la température dans le bas du ballon solaire : T21

### III.1.3. Les échangeurs de chaleur

Nous utilisons le « Type 5 » (Figure 99) pour modéliser les échangeurs de chaleur. Il y a deux manières simples de calculer le flux de chaleur échangé :

1. En fonction de l'efficacité (méthode NUT – formule 3.10)
2. En fonction du coefficient d'échange global (méthode DTLM)

Nous avons choisi d'utiliser la méthode « NUT » avec une efficacité constante évaluée expérimentalement et égale à 0.7 (Figure 100). Cette hypothèse est correcte lorsque les débits sont constants de part et d'autre de l'échangeur, cependant des écarts apparaissent lorsque les débits varient.

$$\phi_{\max} = C_{p\min} \cdot (T_{ce} - T_{fe}) \quad (3.9)$$

$$\phi_{\text{échangé}} = \varepsilon \cdot \phi_{\max} \quad (3.10)$$

$$T_{cs} = T_{ce} - \left( \frac{\phi_{\text{échangé}}}{C_{p\text{chaud}}} \right) \quad (3.11)$$

$$T_{fs} = T_{fe} - \left( \frac{\phi_{\text{échangé}}}{C_{p\text{froid}}} \right) \quad (3.12)$$

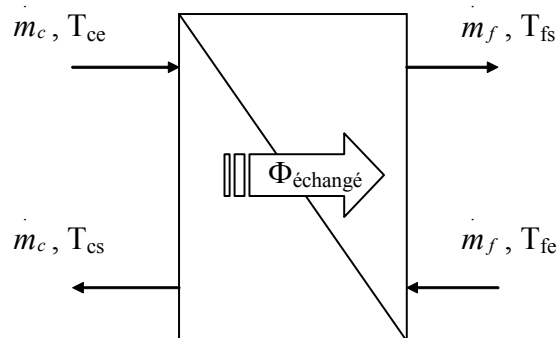
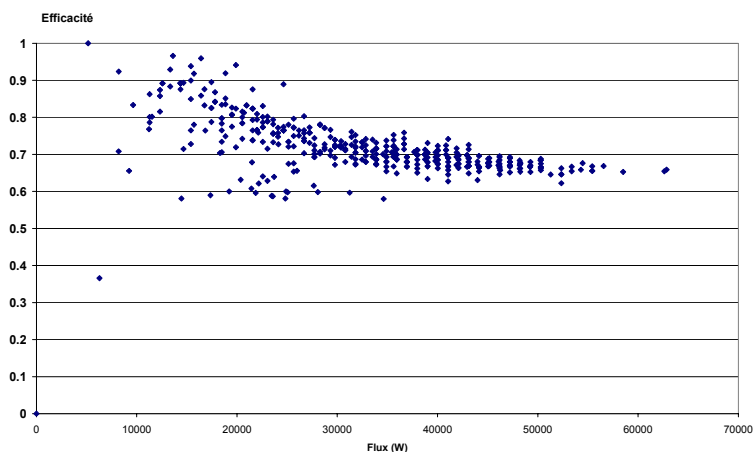


Figure 99 : Schéma de l'échangeur



**Figure 100 : Efficacité de l'échangeur solaire en fonction du flux échangé pour des débits constants. Données expérimentales issues de la période de mesures du mois d'octobre.**

#### III.1.4. La régulation du système

Le contrôle des circulateurs  $C_1$  et  $C_2$  se fait à l'aide d'un régulateur de type « tout ou rien » (TOR) qui est modélisé par le « Type 2 » de TRNSYS.

Pour  $C_1$ ,  $\Delta T$  représente le différentiel de température entre la sortie du capteur et la température du bas du ballon solaire (températures calculées).

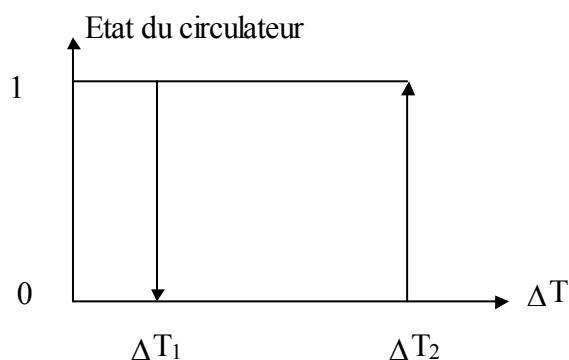
Pour  $C_2$ ,  $\Delta T$  représente le différentiel de température entre l'entrée primaire de l'échangeur solaire et la température du bas du ballon solaire.

Dans les 2 cas,  $\Delta T_1=1^\circ\text{C}$  et  $\Delta T_2=5^\circ\text{C}$

La régulation de  $C_3$  est fonction du soutirage d'eau chaude sanitaire,  $C_3=1$  lorsqu'il y a puisage,  $C_3=0$  sinon.

Etant donné que la température de consigne de l'appoint ne dépasse jamais  $85^\circ\text{C}$  (valeur réglée sur le thermostat) le circulateur  $C_4$  est en fonctionnement permanent.

La législation impose un maintien en température permanent jusqu'au point de puisage, c'est pourquoi le circulateur  $C_5$  fonctionne aussi en continu.



**Figure 101 : Fonctionnement du régulateur TOR**

#### III.1.5. Les conduites

Pour modéliser les conduites, nous utilisons le « Type 31 » de la bibliothèque TRNSYS. Le principe de ce modèle repose sur la discrétisation de la conduite en  $n$  tronçons ( $n \geq 3$ ) de longueur variable en fonction du pas de temps et du débit. C'est un modèle d'écoulement piston.

#### III.1.6. Le mitigeur thermostatique

Le « Type 11b » de TRNSYS permet de calculer, connaissant la température de sortie du ballon  $T_s$ , le pourcentage de débit d'eau froide à faire circuler dans le ballon de telle sorte que la température de consigne  $T_{\text{cons}}=55^\circ\text{C}$  soit atteinte (Figure 102). Le « Type 11h » modélise quant à lui un té de mélange.

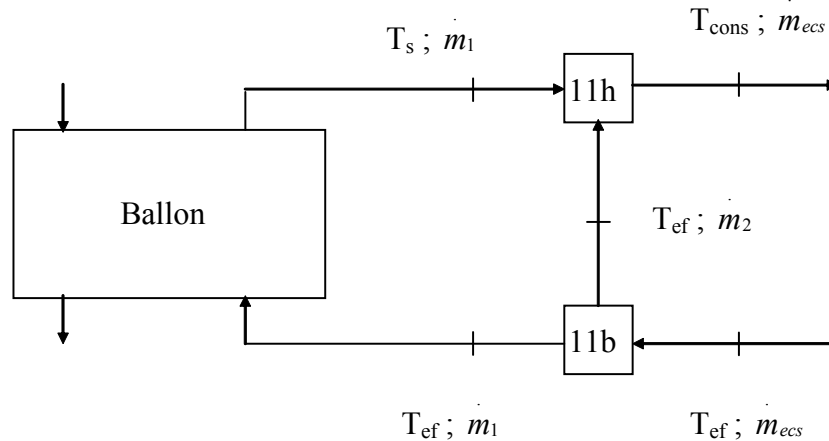


Figure 102 : Exemple de mitigeur thermostatique

### III.2. Validation du modèle de référence

La validation du modèle a été effectuée à partir des mesures faites au cours de la première période, du 5 août au 7 septembre 2004.

#### III.2.1. Hypothèses de simulation

Les données expérimentales utilisées pour la simulation sont :

- L'ensoleillement total horizontal. L'éclairement normal est calculé à l'aide de la relation (3.13) en fonction du rayon d'incidence  $I$ , de l'inclinaison du capteur  $\beta$ , de l'albédo du sol  $alb$ , du flux direct horizontal  $F_{dirHz}$  calculé à l'aide de la formule empirique (3.14) et du flux diffus horizontal  $F_{difHz}$ .

$$E_n = F_{dir} \cos(I) + F_{difHz} \frac{1 + \cos(\beta)}{2} + alb(F_{dirHz} + F_{difHz}) \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad [\text{W/m}^2] \quad (3.13)$$

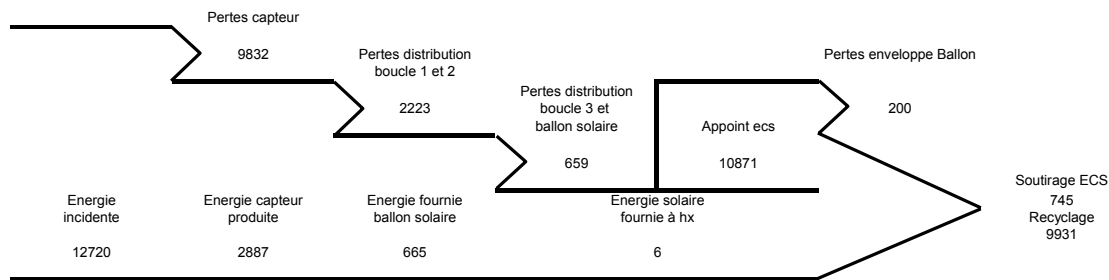
$$\begin{aligned} F_{difHz} &= 0.00103578 * \phi_{totalHz}^2 \quad \text{si } \phi_{totalHz} < 800 \text{ W/m}^2 \\ F_{difHz} &= 0.93 * \phi_{totalHz} \quad \text{sinon} \end{aligned} \quad (3.14)$$

- Les températures expérimentales : entrée du capteur, extérieure, eau froide, appoint, moyenne en chaufferie : 35°C.
- Les débits moyennés relevés sur site (débit dans les capteurs solaires Q1, débit solaire au niveau du ballon solaire Q2, débit en sortie de ballon solaire Q3, débit d'ECS, débit d'appoint Q4, débit de bouclage Q5, débit en sortie de ballon solaire)

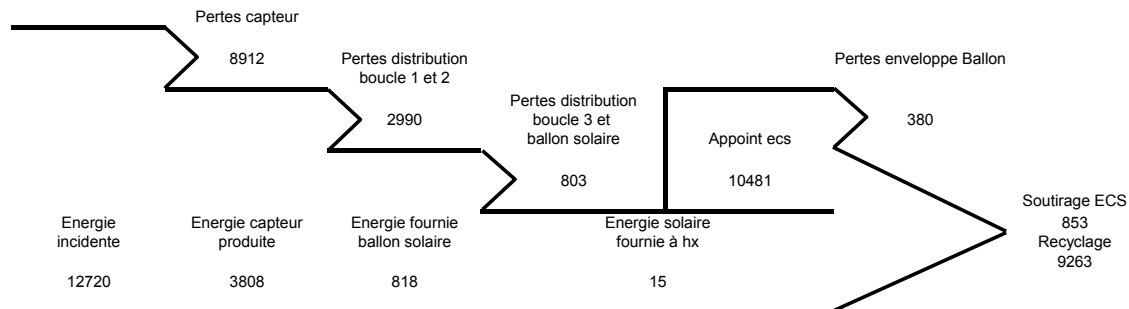
#### III.2.2. Comparaison du modèle à l'expérience

Dans un premier temps, en comparant les figures 103 et 104, nous pouvons constater que les résultats de la simulation nous amènent aux mêmes conclusions, à savoir que très peu d'énergie solaire a été valorisée. Nous constatons aussi que les déperditions du capteur sont très importantes.





**Figure 103 : Bilan énergétique pour la période du 05/08/04 au 7/09/04 en kWh obtenu avec le modèle TRNSYS**



**Figure 104 : Diagramme expérimental des flux obtenus pour la période du 5 août au 7 septembre 2004**

Le tableau suivant récapitule les résultats précédents afin d'estimer les écarts relatifs.

**Tableau 9 : Comparaison des résultats expérimentaux aux résultats issus de la simulation**

	Expérience [kWh]	Simulation [kWh]	Ecart relatif [%]
Energie incidente	12720	12720	0
Energie capteur produite	3808 ± 465	2887	24
Energie fournie ballon solaire	818 ± 336	665	19
Energie solaire fournie à HX	15 ± 1	6	-
Appoint ECS	10481 ± 1806	10871	4
Besoins ECS	853 ± 28	745	12

Le calcul d'incertitude est réalisé grâce à l'équation (3.15) suivante :

$$\Delta\Phi = 0,02 \left| c_p (T1 - T2) \right| \dot{m} + 0,005 \left| c_p \cdot \dot{m} \right| (T1 + T2) \quad (3.15)$$

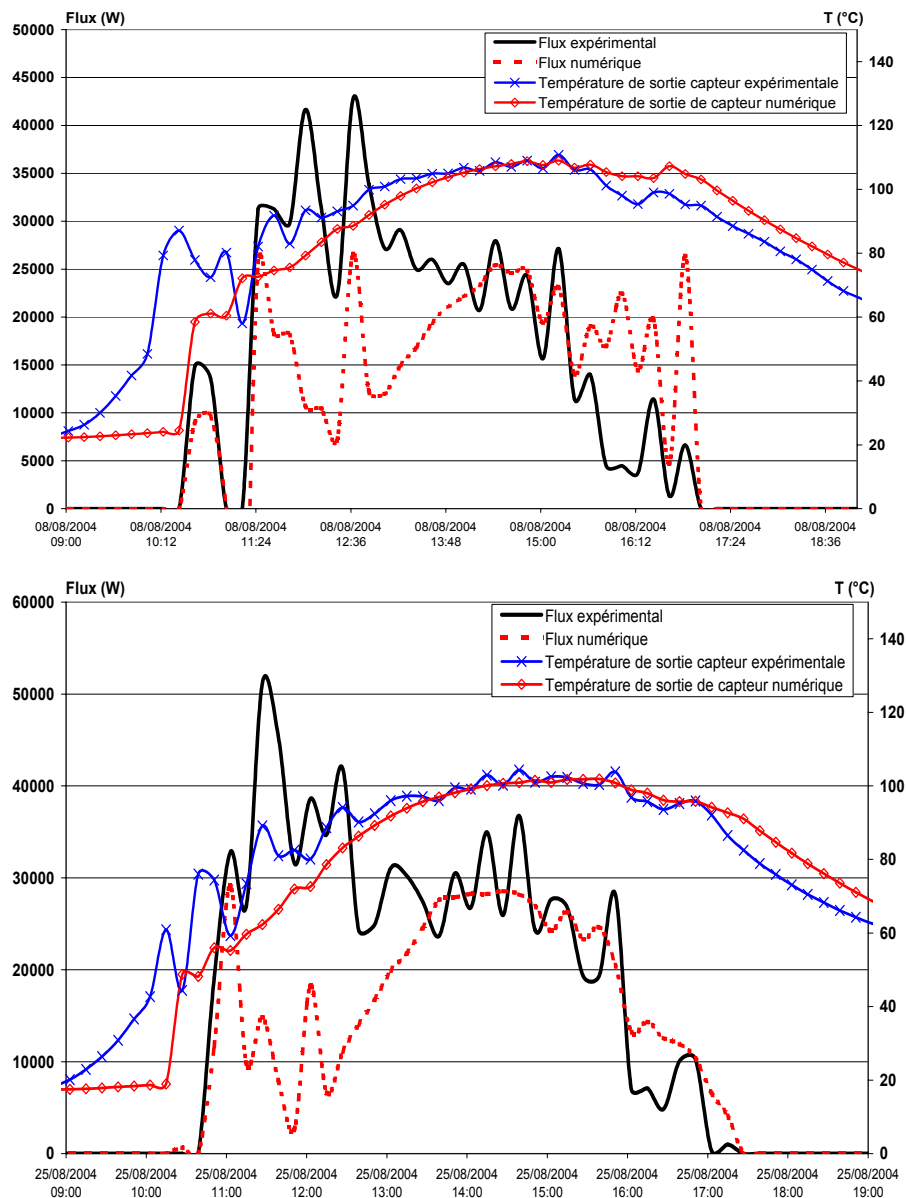
avec : 0,02 l'incertitude de mesure sur le débit (2%) et 0,005 l'incertitude de mesure sur la température (0,5%).

Trois facteurs influent sur l'écart constaté entre les résultats expérimentaux et les résultats de la simulation aux bornes du capteur.

1. Le champ de capteur a été modélisé comme étant unique d'une surface de 66m<sup>2</sup> alors qu'il existe in situ deux champs de 33m<sup>2</sup>. Le débit mesuré est le débit total

alimentant les deux champs. Si les champs ne sont pas hydrauliquement identiques, les débits ne sont pas forcément égaux dans les deux champs de capteurs. La température mesurée aux bornes du capteur peut alors être légèrement supérieure au cas simulé.

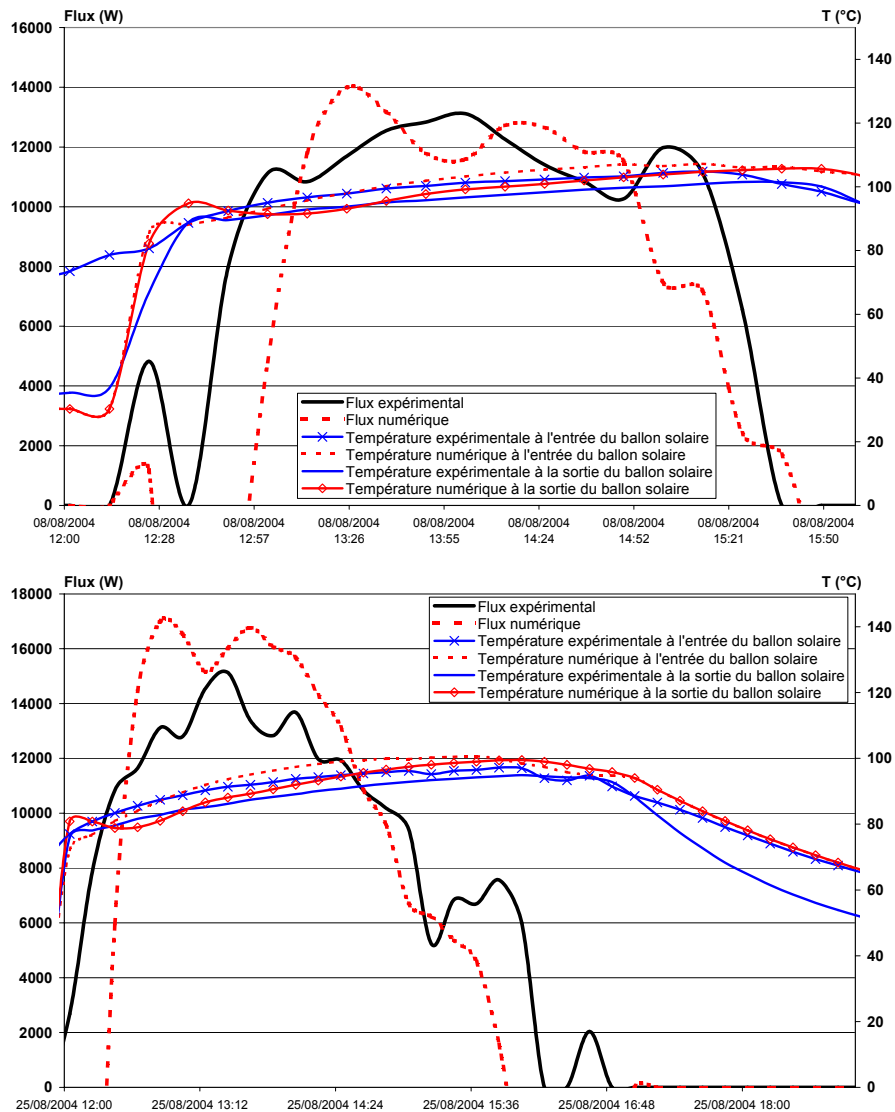
2. Les températures d'entrée et de sortie du capteur sont mesurées à l'aide de sondes PT1000 à 2 fils. Le système d'acquisition est situé en chaufferie, ce qui signifie que la longueur de câble est d'une centaine de mètres. La résistance est donc plus importante et par conséquent la température mesurée est plus élevée. L'erreur est alors cumulée d'après l'équation (3.15) puisque les erreurs sur les températures sont sommées.



**Figure 105 : Comparaison expérimentale et numérique de la température à la sortie du capteur et du flux utile récupéré**

L'acquisition des données est réalisée toutes les 12 minutes alors que le pas de temps de régulation est de 30s. Les débits sont donc moyennés sur ce pas de temps alors que les

températures sont instantanées. Le circulateur peut donc fonctionner qu'une fraction de minutes durant le pas de temps d'acquisition. Malgré le point 2, l'analyse de la Figure 105 montre que les températures sont du même ordre de grandeur excepté le matin lors du démarrage du circulateur  $C_1$ , justifiant ainsi les écarts constatés. C'est d'ailleurs durant les périodes de démarrage que la moyenne des débits influence le plus les résultats. La différence notée au niveau de l'énergie délivrée au ballon solaire dépend de deux facteurs.

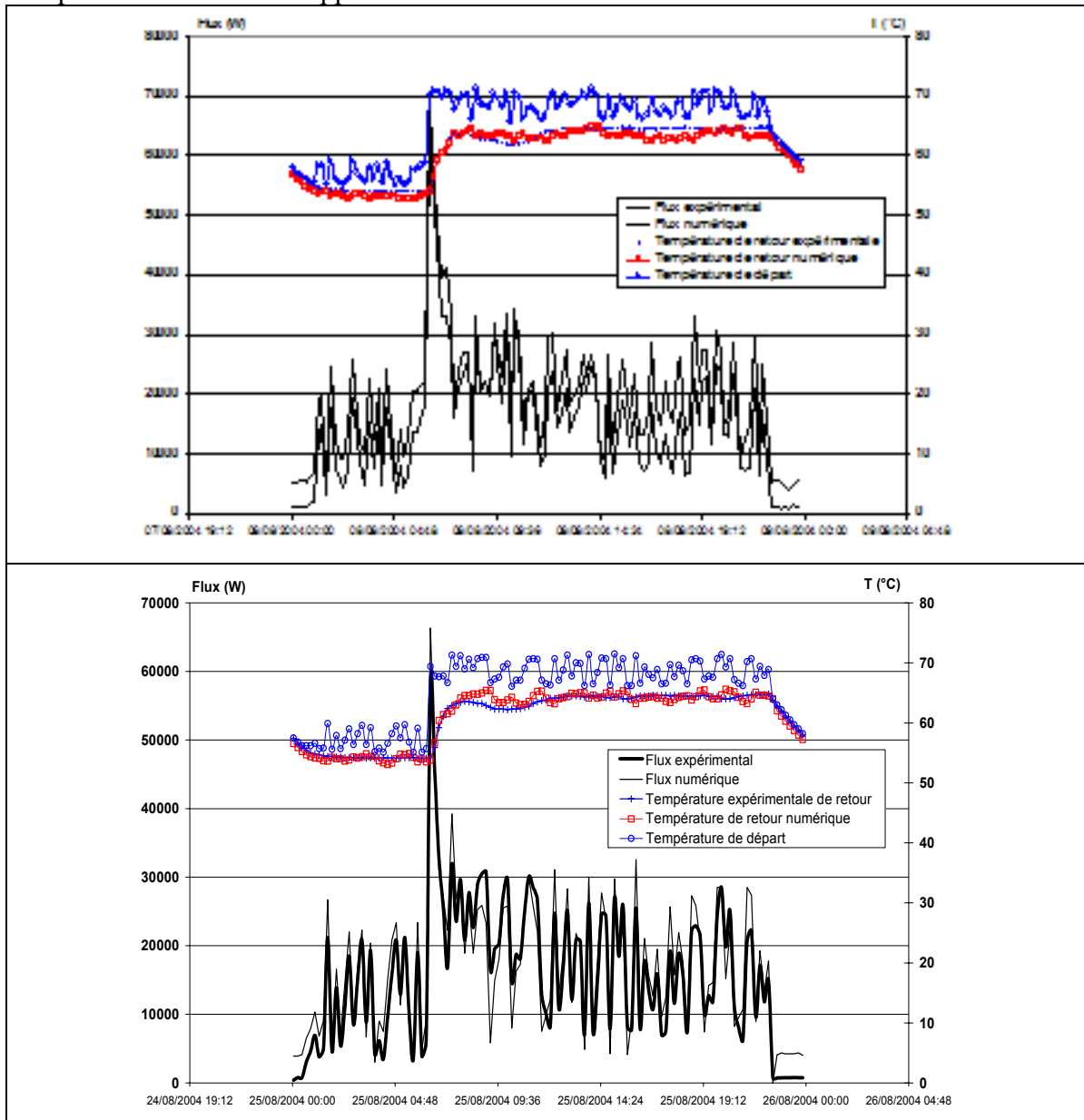


**Figure 106 : Comparaison expérimentale et numérique de la température à l'entrée du ballon solaire (échangeur solaire) et du flux apporté au ballon**

1. Le modèle d'échangeur considère une efficacité constante, or la Figure 100 démontre que ce n'est pas le cas.
2. Les débits sont moyennés et influent sur les résultats de la même manière que pour le capteur. La Figure 106 établit également cette différence importante lors du démarrage du circulateur  $C_2$ .

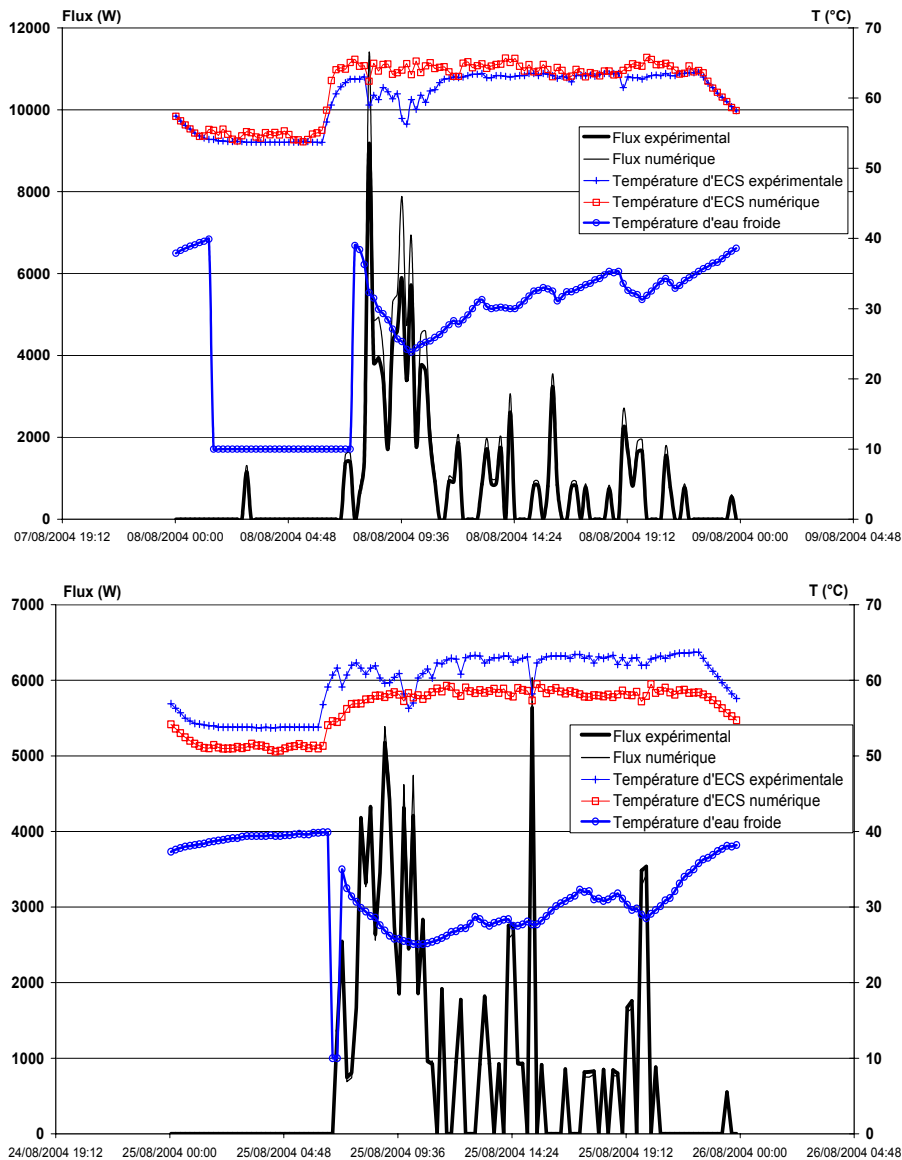
Les écarts au niveau de l'énergie d'appoint sont assez faibles (Figure 107). Le circulateur  $C_4$  est constamment en fonctionnement, d'où les faibles erreurs lorsque nous moyennons

les débits. Les flux simulés et expérimentaux sont semblables et il en est de même pour les températures de retour d'appoint.



**Figure 107 : Comparaison des températures et des flux expérimentaux et numériques au niveau de l'échangeur d'appoint**

La Figure 108 indique que les profils expérimentaux et numériques des besoins d'ECS sont semblables. Les températures sont elles aussi similaires. Cependant, les faibles écarts constatés entre la simulation et l'expérimentation suffisent à introduire une erreur de 12%. L'énergie consommée pour les besoins d'ECS de la journée du 08/08/04 correspond à environ 20 kWh alors que les besoins quotidiens prévus sont de 186 kWh, dans le cadre du dimensionnement réalisé par le bureau d'étude pour un puisage quotidien de 4000 litres.



**Figure 108 : Comparaison des températures et des flux expérimentaux et numériques des besoins d'ECS**

La Figure 109 compare les résultats expérimentaux et numériques des déperditions du ballon solaire. La dynamique du refroidissement est légèrement différente entre l'expérimentation et la simulation, et des différences apparaissent dans l'évaluation des températures. Cela est logique étant donné les hypothèses avec lesquelles nous avons établi le coefficient d'échange. Nous avons estimé un coefficient d'échange constant avec une température de ballon moyenne, ce qui n'est pas valable dans le temps. D'autre part, nous avons choisi de décomposer le ballon en 17 nœuds, or les débits entrants dans le ballon sont importants puisqu'ils atteignent 2450 l/h (solaire) et 2000 l/h (puisage). L'eau entrant dans le ballon solaire impacte alors les parois pour homogénéiser ce dernier. Le ballon n'est donc pas très bien stratifié, et la température expérimentale est donc plus faible que la température trouvée lors de la simulation.

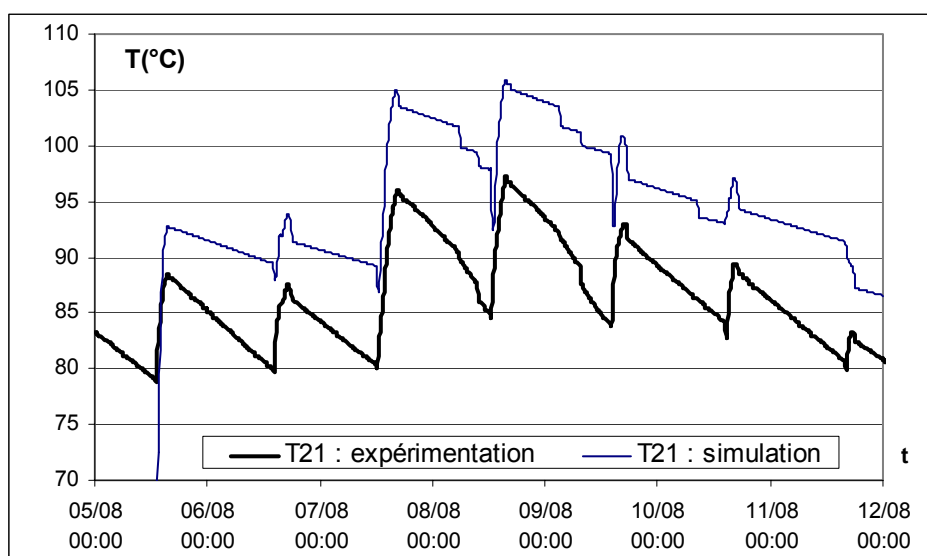


Figure 109 : Evolution de la température du ballon solaire (T21) au cours du temps

Pour respecter le régime dynamique, il faut augmenter le coefficient d'échange entre le ballon et l'ambiance, et diminuer le nombre de couches afin de prendre en compte le fait que le ballon n'est pas bien stratifié. La valeur déterminée par simulation pour respecter le régime dynamique est estimée à 35 W/K, avec 5 couches au maximum. La valeur de 35 W/K représente un ballon avec 1,2 cm d'isolant sur la totalité du ballon.

Les pertes du ballon d'appoint sont évaluées selon le diagramme de la Figure 103 à 204 kWh en une semaine. La température moyenne de la chaufferie durant cette période est de 32°C et la température moyenne du ballon est estimée à 62°C, ce qui conduit à un coefficient d'échange entre le ballon et l'ambiance de 9 W/K. Les pertes du ballon d'appoint sont donc sous-estimées dans notre modèle.

Etant donnés les écarts constatés au niveau du capteur et du ballon solaire, nous avons voulu connaître l'influence sur nos résultats de simulation du démarrage de l'installation. Nous constatons, lorsque les circulateurs fonctionnent en continu sur la période d'acquisition (Tableau 10), que les écarts relatifs sont corrects excepté pour le ballon solaire. Cette différence s'explique par le fait que numériquement la température du ballon solaire est plus élevée. Le temps de fonctionnement du circulateur C<sub>2</sub> est donc plus faible ainsi que l'énergie simulée avec le modèle TRNSYS.

Tableau 10 : Comparaison des résultats expérimentaux aux résultats issus de la simulation de 13h à 18h

	Expérience [kWh]	Simulation [kWh]	Ecart relatif [%]
Energie capteur produite	2342 ± 322	2090	10,7
Energie fournie ballon solaire	1256 ± 270	640	49
Appoint ECS	2297 ± 318	2559	10,2
Besoins ECS	131 ± 5	135	3

Nous pouvons donc conclure que le modèle développé permet d'évaluer le comportement de l'installation de référence. Des différences entre les résultats expérimentaux et numériques ont été constatées mais elles sont principalement dues au fait que les débits expérimentaux sont des débits moyennés sur 12 minutes. Lorsque l'installation fonctionne en continu, nous avons pu constater que le modèle reproduisait correctement l'expérimentation bien que des différences non négligeables existent encore au niveau du ballon solaire. Il serait donc intéressant de diminuer le pas de temps d'acquisition afin de comparer à nouveau les résultats.

#### **IV. OPTIMISATION NUMERIQUE DE L'INSTALLATION DES BERGES DE L'HYERES**

Le fonctionnement de l'installation de référence n'est pas optimal, et ce dernier doit être amélioré. Pour cela, différentes modifications ont été effectuées par la suite afin de déduire les actions les plus performantes énergétiquement. Les simulations suivantes ont donc été menées :

1. Mise en fonctionnement systématique du circulateur  $C_3$  lorsqu'il y a détection d'un débit au niveau de l'échangeur et maximisation du débit passant sur l'échangeur
2. Retour du bouclage sur l'échangeur d'ECS lorsque la température du ballon solaire est supérieure à  $60^{\circ}\text{C}$
3. Changement du circulateur  $C_3$  par un circulateur à débit variable : les débits primaires et secondaires au niveau de l'échangeur d'ECS sont identiques
4. Influence de l'épaisseur d'isolant de la tuyauterie sur les performances énergétiques
5. Influence de la consommation sur le cas optimisé
6. Influence du débit de recyclage

##### IV.1.1. Optimisation du transfert de chaleur aux bornes de l'échangeur d'ECS

Les données d'entrées utilisées pour la simulation sont :

- L'ensoleillement pour la période du 5 août au 7 septembre 2004
- Les températures expérimentales : extérieures, température moyenne en chaufferie  $35^{\circ}\text{C}$ , température d'eau froide
- Le débit d'ECS expérimental

La régulation est identique à la régulation actuelle de l'installation de référence : mise en circulation à  $\Delta T+5$  et arrêt à  $\Delta T+1$ .

Le schéma hydraulique de l'installation reste donc identique à l'expérience dans le cas de cette simulation (il est rappelé par la Figure 110).

Les résultats obtenus avec la synchronisation du débit d'ECS et du circulateur  $C_3$  sont présentés sur la Figure 111.

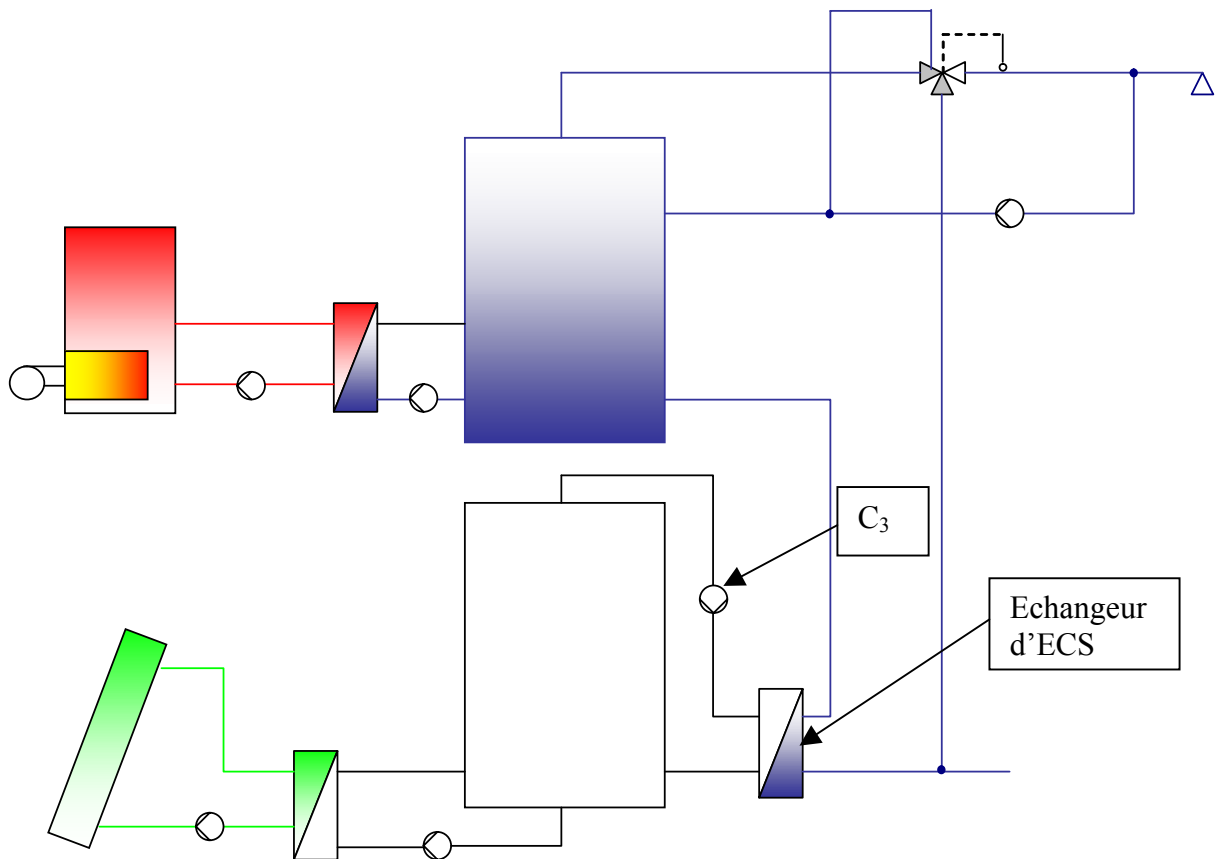


Figure 110 : Schéma hydraulique de l'installation des Berges de l'Hyères

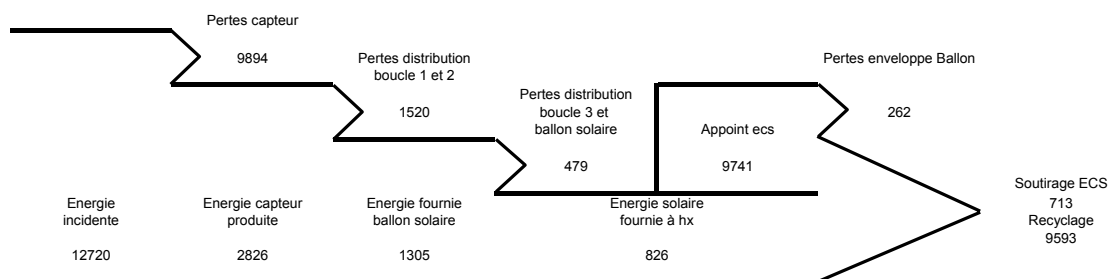


Figure 111 : Bilan énergétique de l'installation pour un fonctionnement optimal du mitigeur thermostatique et du circulateur C<sub>3</sub>

Pour des besoins et un ensoleillement identiques aux données expérimentales, l'énergie récupérée aux bornes de l'échangeur est beaucoup plus importante que celle obtenue expérimentalement (16 kWh).

Les taux de couvertures solaires  $f$ ,  $f_{GRS}$ ,  $f_{corrigé}$ , dont les définitions sont rappelées ci-dessous, augmentent respectivement de 0%, 0.7%, 0% à 7,8%, 116% et 7,4%. Le taux de couverture solaire  $f_{GRS}$  est supérieur à 100% ce qui signifie que l'énergie solaire fournie à l'échangeur d'ECS est supérieure aux besoins (grâce au retour du bouclage sur l'échangeur).

$$f = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Energie solaire utile} + \text{Energie d'appoint}} \quad [\%] \quad (3.16)$$

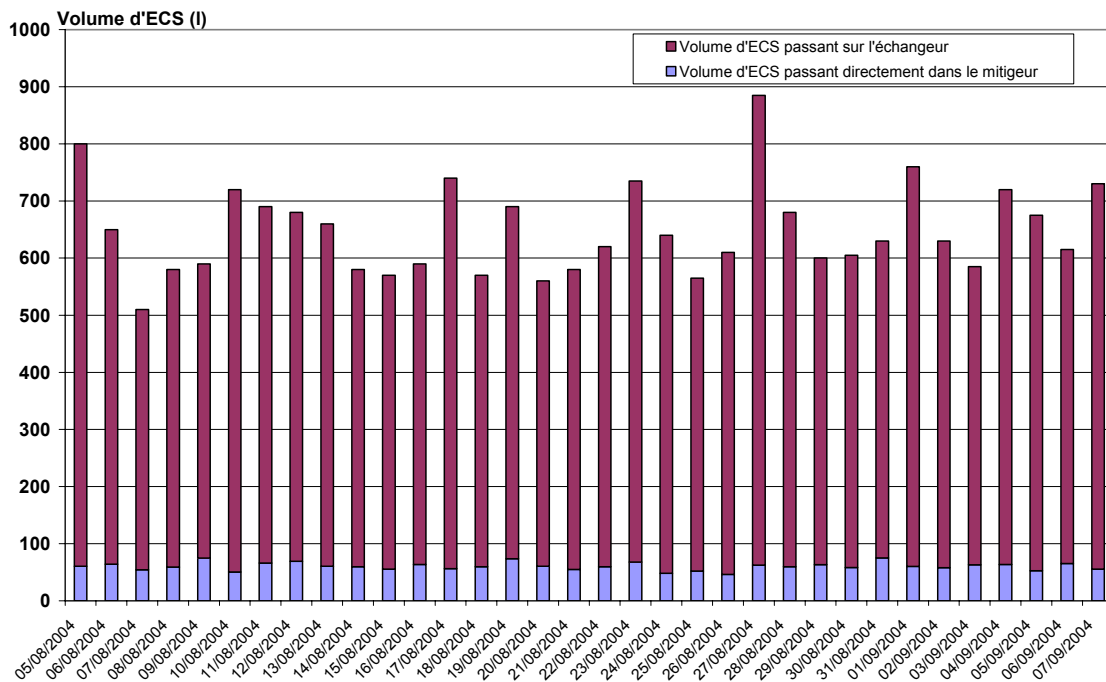


$$f_{GRS} = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Besoins d'ECS}} \quad [\%] \quad (3.17)$$

$$f_{\text{corrigé}} = \frac{\text{Energie solaire utile}}{\text{Energie solaire utile} + \text{Energie d'appoint} + \text{Energie des auxiliaires}} \quad [\%] \quad (3.18)$$

La Figure 112 présente la répartition des débits au niveau de l'échangeur et du mitigeur thermostatique.

Le volume d'ECS passant sur l'échangeur représente 90% du volume total puisé contre 5,6% expérimentalement. Le remplacement du mitigeur thermostatique et la synchronisation du circulateur C<sub>3</sub> avec le puisage ont l'influence espérée sur la répartition des volumes.



**Figure 112 : Répartition des volumes en fonction du volume quotidien d'ECS puisé avec un fonctionnement optimal du mitigeur et une synchronisation parfaite du déclenchement du circulateur C<sub>3</sub>**

La modification du compteur à impulsions à l'entrée du réseau d'ECS est donc l'une des premières modifications à réaliser afin que le circulateur C<sub>3</sub> puisse fonctionner dès qu'il y a un puisage. Ainsi même si le débit circulant dans l'échangeur d'ECS est faible, l'eau sera préchauffée.

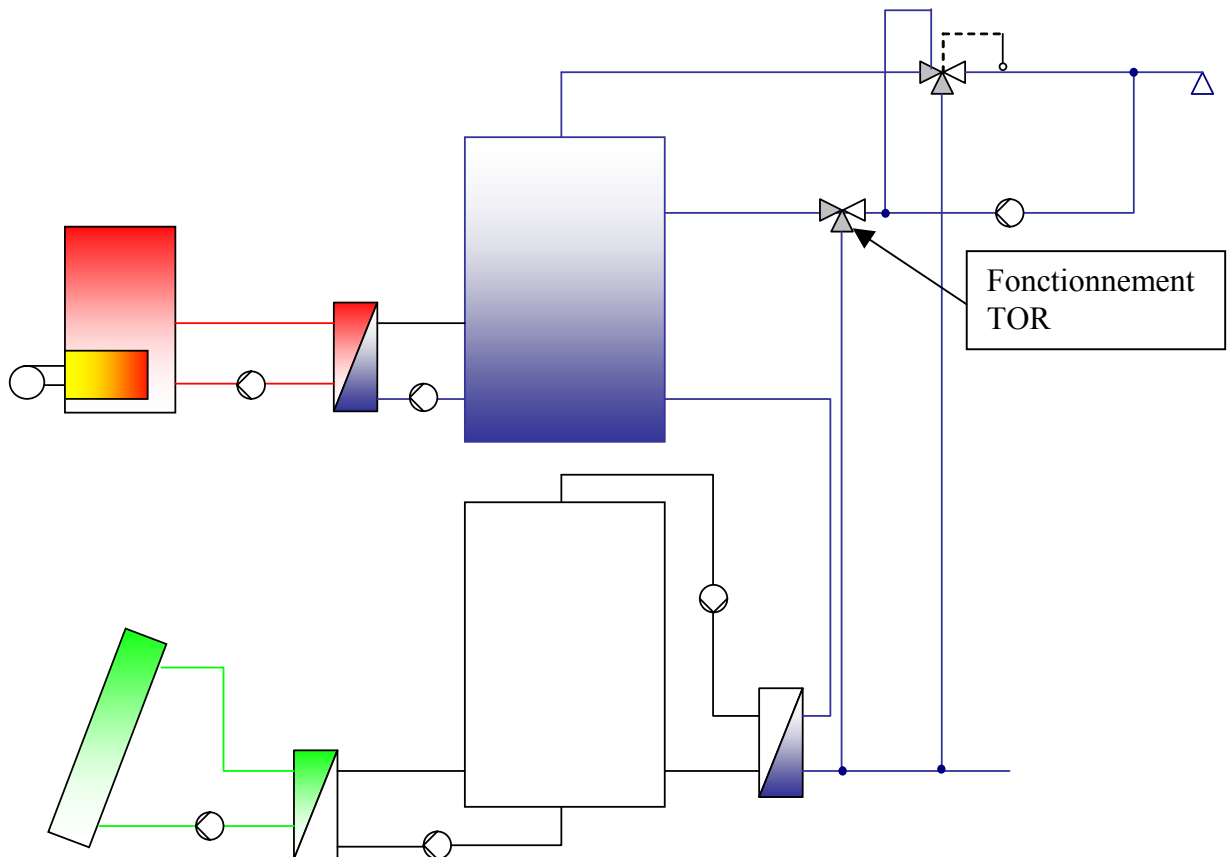
Bien que les besoins soient cette fois-ci entièrement couverts par l'énergie solaire, nous ne pouvons pas dire que l'installation soit performante énergétiquement puisque les facteurs  $f$  et  $f_{\text{corrigé}}$  sont faibles et sont loin d'atteindre la valeur de 29,3% obtenue par l'installation collective de Villeurbanne par exemple. La productivité des capteurs P<sub>c</sub> n'a pas beaucoup augmenté puisqu'elle dépend beaucoup de la consommation.

Il est donc nécessaire de modifier l'installation afin d'améliorer le taux de couverture solaire  $f$  qui représente beaucoup mieux les performances de l'installation.

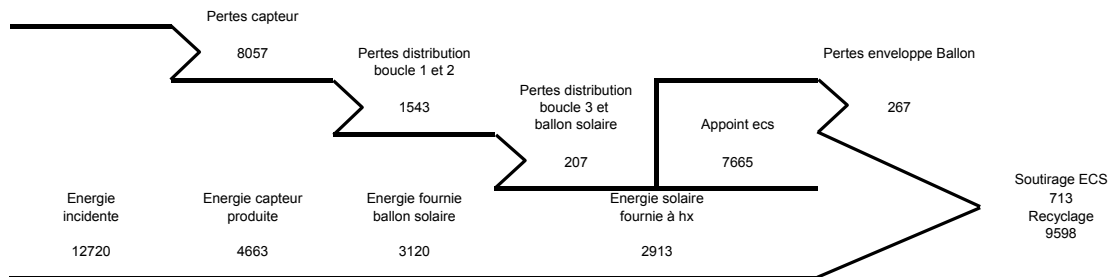
#### IV.1.2. Influence du retour du bouclage sur les taux de couverture solaire

Bien que le taux de couverture solaire défini par la GRS soit important, les taux de couverture solaire  $f$  et  $f_{\text{corrigé}}$  sont loin d'être acceptables, et par conséquent, il est nécessaire de les améliorer. Puisque la température du ballon solaire est élevée, une des améliorations envisageables est de faire circuler le bouclage sur l'échangeur d'ECS lorsque la température du ballon solaire est supérieure à 60°C.

Le schéma de l'installation correspondant à cette configuration est représenté par la Figure 113. Les résultats sont présentés à la Figure 114.



**Figure 113 : Schéma hydraulique de l'installation des Berges de l'Hyères avec retour du bouclage sur l'échangeur d'ECS**



**Figure 114 : Bilan énergétique de l'installation pour un fonctionnement optimal du mitigeur thermostatique et du circulateur C3 et retour de bouclage sur échangeur ECS**

Dans cette configuration, les besoins sont toujours couverts à 100% mais le taux de couverture solaire  $f$  dans ce cas est de 27,5% contre 7,8% dans le cas précédent et  $f_{\text{corrigé}}$

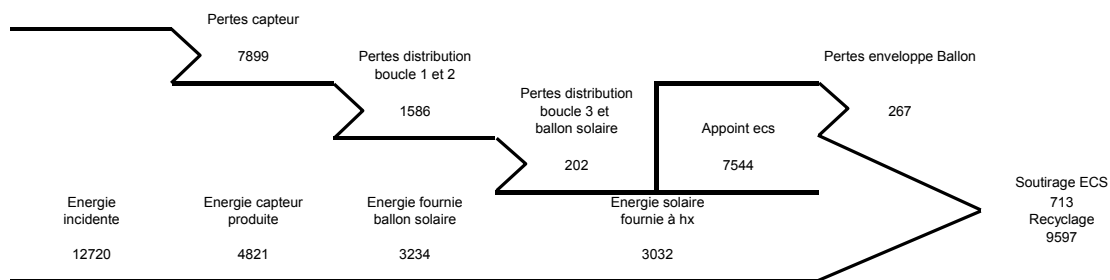
vaut cette fois-ci 26,7%. La productivité des capteurs reste faible et passe à 70 kWh/m<sup>2</sup> dans ce cas.

Le couplage des deux solutions paraît être une bonne solution pour l'amélioration de l'installation d'un point de vue énergétique.

Cette solution permettrait aussi de résoudre le problème lié au fait que les consommations quotidiennes ne soient pas celles prévues et ainsi d'agir positivement sur le fonctionnement actuel du mitigeur thermostatique.

Nous allons maintenant étudier l'influence que peut engendrer le fonctionnement à débit variable du circulateur C<sub>3</sub>, et nous nous intéresserons principalement au taux de couverture solaire  $f$  étant donné que les besoins sont couverts à 100%.

#### IV.1.3. Utilisation d'un circulateur à débit variable à la sortie du ballon solaire



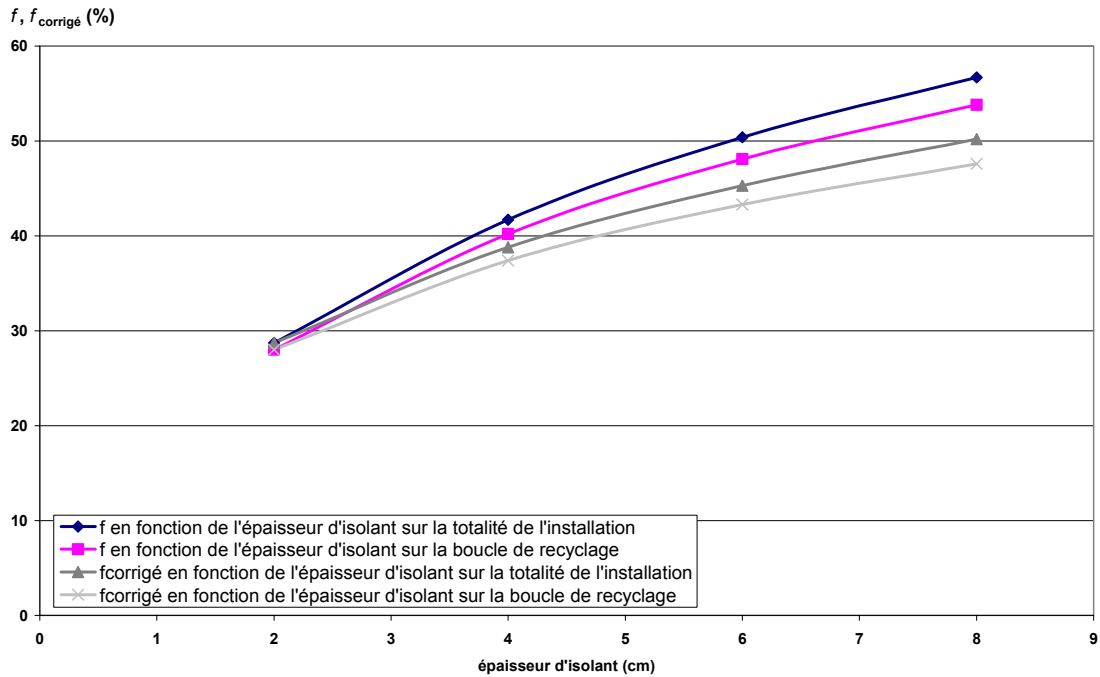
**Figure 115 : Bilan énergétique de l'installation pour un fonctionnement optimal du mitigeur thermostatique et du circulateur C<sub>3</sub> et retour de bouclage sur échangeur ECS et débit variable au niveau de l'échangeur**

Nous avons vu dans la bibliographie au chapitre 1, que la stratification du ballon jouait un rôle prépondérant sur les performances énergétiques de l'installation. Il paraît donc important de maintenir le ballon solaire stratifié le plus longtemps possible, or le débit actuel du circulateur C<sub>3</sub> est de l'ordre de 2000 l/h contre des débits maximums de 200 l/h au niveau du préchauffage. Par conséquent, la température du ballon s'homogénéise. La solution permettant d'éviter ce phénomène est de calquer le débit du circulateur C<sub>3</sub> sur le débit d'ECS passant sur l'échangeur d'ECS. Les résultats présentés à la Figure 115 sont issus d'un calcul mettant en œuvre ce mode de fonctionnement.

Les performances de l'installation sont légèrement améliorées pour atteindre un taux de couverture solaire  $f$  de 28,6% supérieur de 1 point au système précédent. L'intérêt de cette solution n'est pas évident puisque la simulation est réalisée sur une période d'été lorsque le ballon solaire est très chaud. L'influence de la stratification n'est donc pas très perceptible. Cependant, ce mode de fonctionnement devrait avoir une influence non négligeable durant les périodes froides puisqu'il est essentiel de maintenir la partie haute du ballon à la température la plus élevée possible.

#### IV.1.4. Influence de l'épaisseur de l'isolant de la tuyauterie sur les performances énergétiques

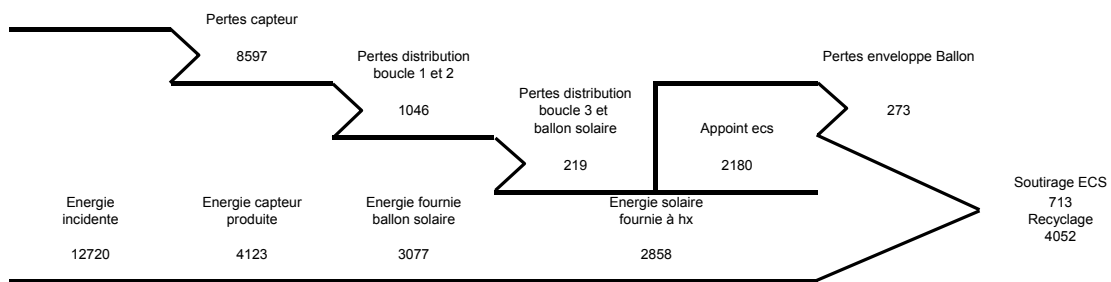
Nous avons remarqué que les déperditions de la boucle de maintien en température représentaient la majeure partie de l'énergie consommée. Nous avons donc voulu mettre en évidence l'influence de l'épaisseur de l'isolation des tuyauteries sur les performances de l'installation.



**Figure 116 : Influence de l'épaisseur d'isolant sur les taux de couverture solaire**

Nous remarquons que l'influence de l'isolation sur le bouclage n'est pas négligeable puisqu'une isolation de 2 à 4 cm améliore  $f$  de 28,6% à 38,8% soit 10 points de mieux, et lorsque l'épaisseur de l'isolation est triplée, le gain est quasiment de 17 points. Le coût de l'isolant par rapport au coût de la main d'œuvre étant beaucoup moins important, il serait donc envisageable et recommandé d'isoler la boucle de maintien en température (recyclage) avec une telle épaisseur.

L'isolation totale des tuyauteries avec 6 cm d'isolant fait gagner 5 points supplémentaires par rapport à l'isolation seule de la boucle de recyclage. Ainsi pour les mêmes raisons que précédemment, il est envisageable d'isoler la totalité de l'installation d'une épaisseur de 6cm d'isolant.



**Figure 117 : Bilan énergétique de l'installation des Berges de l'Hyères pour une isolation totale de 8 cm de la tuyauterie.**

Nous pouvons aussi noter pour une installation dont la totalité des tuyauteries est isolée de 8 cm d'épaisseur (Figure 117), que les pertes linéiques du bouclage sont de 6 W/ml contre 14 W/ml actuellement sur l'installation des Berges de l'Hyères. Cette valeur est très proche de la valeur de 4 W/K atteinte pour l'installation de Villeurbanne (Cf chapitre 1)

#### IV.1.5. Influence de la consommation d'ECS

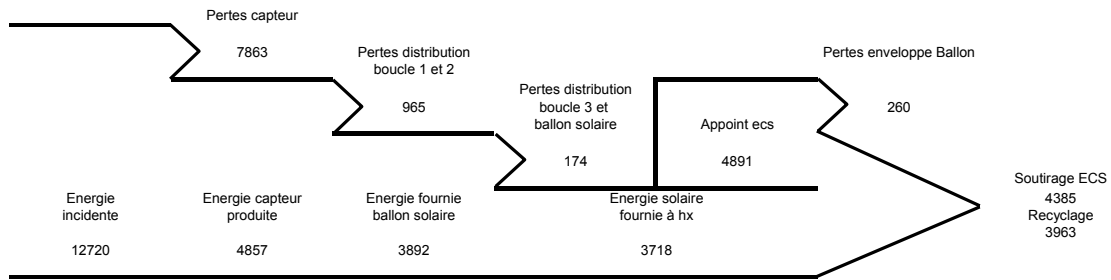


Figure 118 : Diagramme des énergies mises en jeu pour un volume de puisage quotidien de 4000 l/j

La consommation joue un rôle important sur les performances de l'installation solaire. Le taux de couverture solaire ainsi que la productivité des capteurs dépendent directement de la consommation quotidienne. La Figure 118 présente les résultats obtenus pour un volume de 4000 l/j et peut être comparée à la Figure 117 dont le volume de puisage est de 650 l/j (les autres hypothèses sont identiques). Bien que le taux de couverture solaire diminue lorsque le volume de puisage augmente, la productivité des capteurs croît et est égale à 74 kWh/m<sup>2</sup>. La Figure 119 expose les évolutions du taux de couverture solaire et de la productivité des capteurs, en fonction du volume de puisage quotidien pour une installation dont l'isolation est de 2 cm sur la totalité des tuyauteries. Les valeurs mensuelles pour le mois d'août d'installations collectives varie généralement entre 75 et 90 kWh/m<sup>2</sup>.

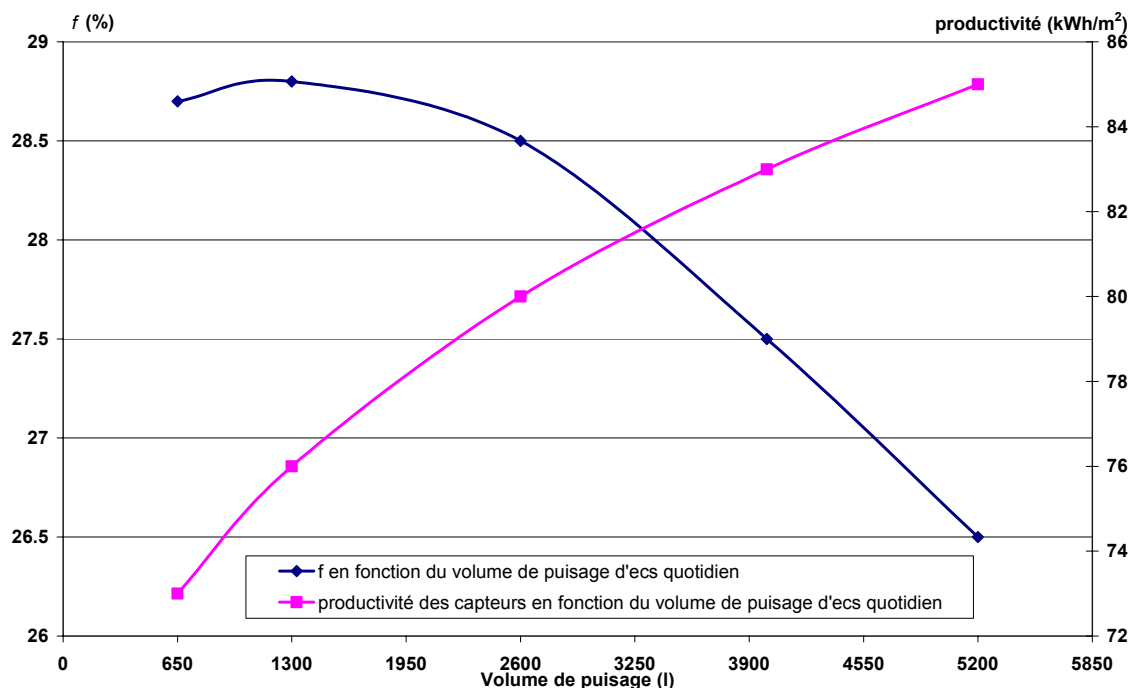


Figure 119 : Influence du volume de puisage sur le taux de couverture solaire  $f$  et sur la productivité des capteurs durant la période de mesures du mois d'août

#### IV.1.6. Influence du débit de recyclage

Le débit de recyclage a également une influence sur le taux de couverture solaire  $f$ . Plus le débit est élevé, plus les pertes de recyclage sont élevées et plus le ballon est déstratifié. La Figure 120 montre que l'installation est plus performante pour un débit de recyclage de 500 l/h que pour un débit de 3000 l/h. Le débit de recyclage doit donc être le plus faible possible, tout en maintenant la température de bouclage supérieure ou égale à 50°C. Cette contrainte est vérifiée pour un débit supérieur ou égal à 1500 l/h.

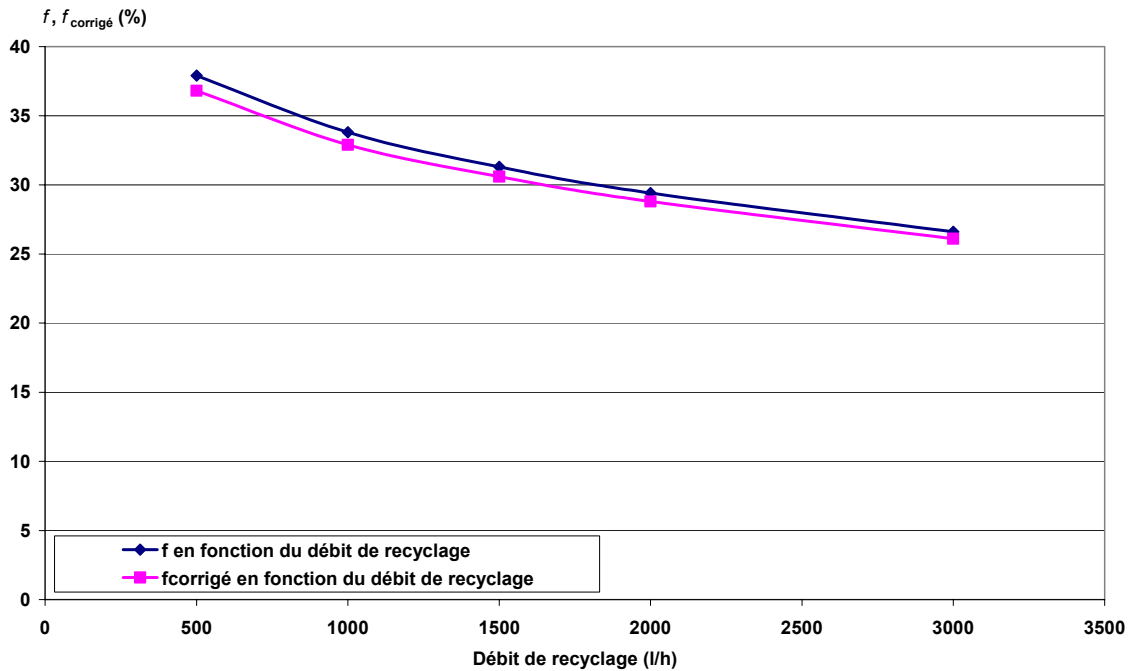
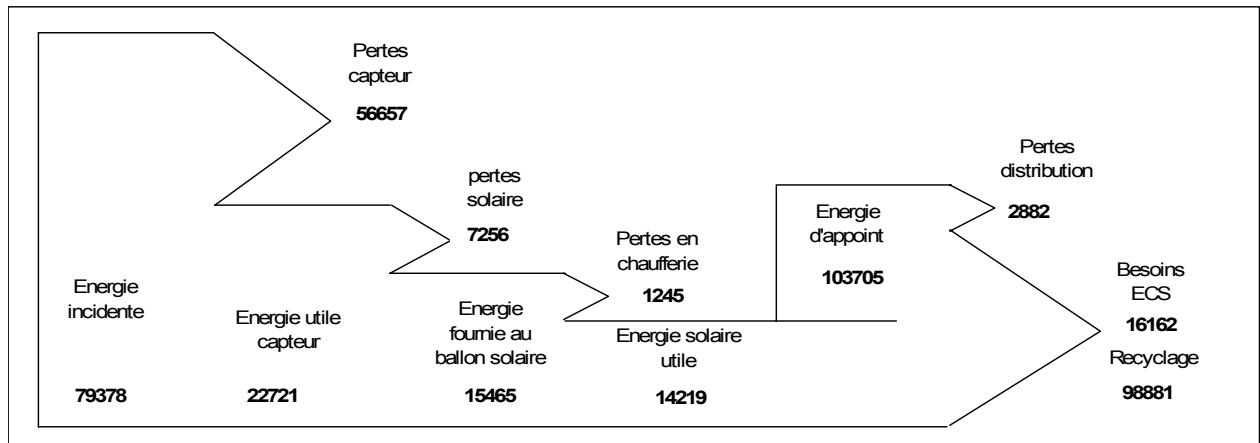


Figure 120 : Evolution des taux de couverture solaire en fonction du débit de recyclage, isolation de 2 cm sur la totalité de l'installation, volume de puisage 650 l/j

### V. ANALYSE DU FONCTIONNEMENT GLOBAL DE L'INSTALLATION DE REFERENCE SUR UNE ANNEE

Les solutions d'améliorations présentées dans le paragraphe ci-dessus étant concluantes, des modifications vont être réalisées sur l'installation des « Berges de l'Hyères ». Ainsi, le débitmètre qui déclenche le circulateur  $C_3$  va être changé, le circulateur  $C_3$  fonctionnera alors en débit variable, la température de consigne sera réduite à 65°C et le débit de recyclage sera diminué à 1500 l/h environ. Le diagramme de la Figure 121 indique les performances annuelles attendues à l'issue des modifications pour un débit moyen journalier de 850 l/j. Cette moyenne fait suite à un relevé annuel des volumes de puisage d'ECS durant 2004/2005.



**Figure 121 : Performances annuelles de l'installation des « Berges de l'Hyères » pour un volume de puisage quotidien de 850 l/h**

Les taux de couverture solaire maximaux que l'on devrait atteindre avec les modifications seront de 12 % pour le taux de couverture solaire global  $f$ , de 11,4% pour  $f_{\text{corrigé}}$ , et de 90.4% pour  $f_{\text{GRS}}$ , pour une productivité des capteurs de 344 kWh/m<sup>2</sup>. Cette même installation devrait atteindre pour un volume de puisage quotidien de 4000l/j, des taux de couverture solaire tels que  $f = 14,7\%$ ,  $f_{\text{corrigé}} = 14,2\%$  et  $f_{\text{GRS}} = 34,1\%$ . La productivité des capteurs atteindra alors la valeur de 481 kWh/m<sup>2</sup>.

## VI. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'installation expérimentale « Les Berges de l'Hyères » dont les systèmes de mesures et le fonctionnement de l'installation ont été décrits.

Nous avons mis en évidence des dysfonctionnements autour de divers organes formant l'installation hydraulique tels que le mitigeur thermostatique, la synchronisation des débits aux bornes de l'échangeur d'ECS, ou encore des pertes très importantes liées à la boucle de recyclage. La faible consommation quotidienne, phénomène déjà évoqué dans d'autres installations solaires en France et à l'étranger, est la principale responsable du mauvais fonctionnement de ces différents organes. La sur-estimation des besoins dans la littérature entraîne un surdimensionnement des installations solaires, d'où les dysfonctionnements constatés, et donc la chute de leurs performances.

Il serait, par conséquent, intéressant de réaliser de nouvelles études sur les consommations d'ECS dans les maisons de retraite, afin d'éviter les phénomènes constatés.

Par ailleurs, nous avons montré expérimentalement que certaines modifications, telles que la diminution du débit de recyclage, favorisait la circulation de l'eau froide sur l'échangeur d'ECS et par conséquent le taux de couverture solaire.

Le modèle TRNSYS de l'installation solaire des « Berges de l'Hyères » a ensuite été présenté. Ce modèle, qui permet de simuler différentes installations solaires collectives, a été validé grâce aux résultats expérimentaux. Bien que des différences au niveau des énergies mises en jeu au démarrage de l'installation soient perceptibles, le modèle fournit des résultats proches de l'expérimentation. C'est pourquoi nous avons validé le modèle de l'installation.

Il nous a ainsi permis d'effectuer les simulations relatives à l'optimisation de l'installation hydraulique des Berges de l'Hyères, et de conclure quant à leur intérêt.

Nous avons mis en évidence, par le biais de la première simulation, l'influence très positive qu'aurait la modification du compteur à impulsions et le fonctionnement idéal du mitigeur thermostatique, sans pour autant parler d'une installation énergétiquement performante puisque le taux de couverture solaire  $f$  reste faible.

La deuxième simulation a permis d'améliorer les performances de l'installation hydraulique, et de conclure sur l'intérêt indéniable de faire circuler le retour du bouclage sur l'échangeur d'ECS lorsque la température du ballon est supérieure à 60°C.

La circulation du fluide à débit identique, de part et d'autre de l'échangeur d'ECS, n'a pas été concluante pour cette période mais devrait l'être lors des périodes peu ensoleillées.

L'épaisseur de l'isolation des tuyauteries peut faire gagner jusqu'à dix points sur les performances énergétiques de l'installation, sans générer un surcoût énorme, à condition qu'une telle isolation soit prévue initialement car le prix de la main d'œuvre est coûteuse.

Enfin, malgré ces modifications, les performances de l'installation en terme de taux de couverture solaire corrigé resteront faibles, et ce même pour un volume de puisage quotidien conforme aux données de la littérature.

Les causes sont à rechercher dans le principe même de conception des installations solaires collectives de production d'ECS qui a été appliqué aux Berges de l'Hyères - notre support expérimental – comme dans la plupart des installations encore réalisées aujourd'hui. Ce principe de conception résulte en fait de la juxtaposition de solutions classiques spécifiques, solutions solaires pour la captation et solutions concernant la production collective d'ECS. Le caractère « classique » de chacune d'entre elles nous place d'emblée dans une perspective de performances moyennes. Cette tendance est encore aggravée par l'absence d'études particulières sur le couplage entre la partie solaire et la partie distribution d'ECS, sauf pour éviter le risque de prolifération des légionelles. La solution simple consistant à mettre en place un échangeur séparant totalement la boucle solaire de la boucle ECS est certes efficace pour ce point de vue primordial de sécurité sanitaire. Utilisée dans un contexte de conception très basique, elle ne pouvait cependant conduire qu'à une dégradation des performances énergétiques globales et surtout de la productivité solaire comme l'a montré notre étude expérimentale.

Les premières améliorations que nous avons étudiées numériquement sans modifier le principe initial de conception ont surtout permis de corriger les erreurs de conception.

C'est pourquoi, la suite de l'étude consiste, à l'aide du modèle développé et validé dans ce chapitre, à optimiser les installations solaires collectives de production d'eau chaude sanitaire par l'application des techniques « du faible débit » et « du stockage divisé ».





# **CHAPITRE 4 : OPTIMISATION DES INSTALLATIONS SOLAIRES DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE COLLECTIVE**

**I.**



## INTRODUCTION

L'objectif de cette partie est d'optimiser les installations solaires d'eau chaude collectives. Pour cela, nous allons étudier différentes configurations concernant respectivement les installations solaires centralisées, les installations à production solaire centralisée et appoint individualisé ainsi que les installations décentralisées. Cette étude sera réalisée à partir du modèle global développé dans la partie précédente.

Dans chacune de ces trois parties, une étude paramétrique est menée afin de mettre en évidence l'évolution des performances énergétiques de chaque type d'installation. L'influence du ballon à stratification développé dans le chapitre 2 ainsi que celle du faible débit sont entre autre étudiées.

Enfin, une étude économique est également présentée afin d'évaluer la faisabilité des propositions faites dans ce chapitre.

## II. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS SOLAIRES COLLECTIVES

### DECENTRALISEES

Nous désirons dans cette partie étudier l'influence de l'appoint. Dans le cadre de l'installation des Berges de l'Hyères, l'appoint était semi-instantané puisque le volume du ballon était inférieur au volume de puisage quotidien prévu initialement. Le type d'installation présenté ci-dessous correspond à une production d'eau chaude instantanée dans laquelle, par définition, l'eau sanitaire ne stagne pas. Si la boucle de distribution est correctement maintenue en température, cette configuration permet de limiter au maximum les problèmes liés au développement de la légionellose. Cependant, il est important de connaître l'influence de ce changement sur les performances énergétiques. Ainsi à partir des données utilisées pour valider le modèle des Berges de l'Hyères, nous étudions l'évolution du taux de couverture solaire corrigé. Une régulation spécifique est mise en place au niveau des circulateurs C3 et C4 afin de maximiser l'échange.

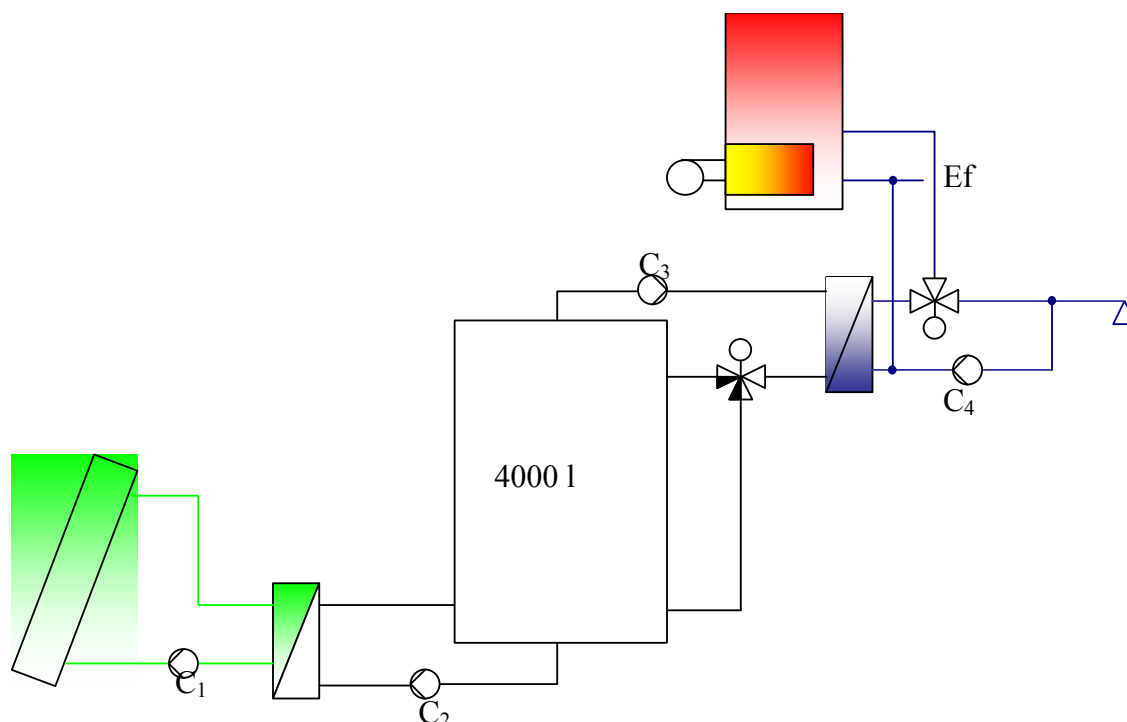


Figure 122 : Installation solaire collective centralisée à production instantanée

Cette installation est différente de celle des Berges de l'Hyères puisque la production d'eau chaude n'est plus semi-instantanée mais instantanée. Le risque de légionelle est alors très faible si le bouclage est maintenu correctement en température.

Les hypothèses de simulation sont les suivantes :

- ✓ Les débits solaires ( $C_1$  et  $C_2$ ) sont identiques à l'installation des Berges de l'Hyères ( 2650 l/h et 2450 l/h)
- ✓ Le volume du ballon est de 4000 litres (consommation quotidienne). Aucun dispositif de stratification n'est présent
- ✓ Le transfert de chaleur au niveau de l'échangeur s'effectue lorsque il y a puisage d'ECS. Le circulateur  $C_3$  est alors à débit variable (0-500 l/h)
- ✓ Le débit de retour du bouclage est de 2000 l/h (pour maintenir la température minimum de 50°C) lorsqu'il n'y a pas de puisage, et de 500 l/h lorsqu'il y a un puisage d'ECS
- ✓ L'isolation des tuyauteries est de 2cm

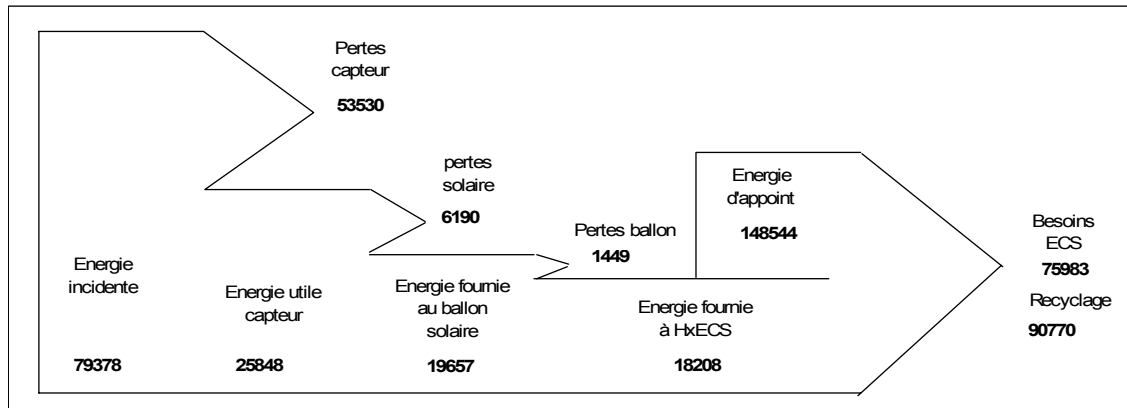


Figure 123 : Diagramme énergétique de l'installation pour un puisage quotidien de 4000 litres : chauffage instantané de l'eau

L'énergie d'appoint consommée dans cette configuration est de 148544 kWh contre 149004 kWh pour l'installation des Berges de l'Hyères optimisée, soit 0,3% de moins. Cependant, il faut relativiser ce résultat puisque la température de consigne dans l'appoint est de 55°C contre 65°C dans le cas du support expérimental. Les pertes de recyclage sont donc moindre car la température de départ est plus faible. De plus, le débit de bouclage varie en fonction du puisage et accentue par conséquent cette diminution. Le taux de couverture solaire corrigé est de 11 % alors que le facteur  $f_{GRS}$  vaut 26,6 %. Si le débit de bouclage est maintenu à 2000 l/h lorsqu'il y a un puisage,  $f_{corrigé}$  diminue à 9,4%. De plus, la productivité des capteurs est faible puisqu'elle est seulement de 392 kWh/m<sup>2</sup>.

Le taux d'économie de cette installation défini par la relation (4.1) est de 11% alors qu'il était de 15% dans le cas des Berges de l'Hyères.

$$\tau_{eco} [\%] = \left( 1 - \frac{\text{énergie d'appoint avec solaire}}{\text{énergie d'appoint sans solaire}} \right) * 100 \quad (4.1)$$

### III. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS A PRODUCTION SOLAIRE

#### CENTRALISEE AVEC APOINT INDIVIDUALISE

Nous présentons dans ce paragraphe une analyse des performances des installations à production solaire centralisées et à appoint individualisé (SCAI) en fonction de divers paramètres. Le fonctionnement de cette installation lorsque le volume de puisage quotidien est de 850 l/j est comparé aux résultats obtenus pour les Berges de l'Hyères (Figure 121). Nous testons ensuite pour cette même consommation l'influence de l'épaisseur d'isolant. L'étude des besoins journalier d'ECS est abordée et nous pouvons ainsi évaluer l'influence de ce critère dans une plage de volume allant de 850 l à 5000 l. Toujours dans le but d'obtenir les meilleures performances possibles, nous analysons, pour un volume de puisage quotidien de 4000 l, la variation du taux de couverture solaire corrigé en fonction du débit imposé au circulateur C3 ; qu'il soit constant ou variable au cours du temps. L'influence du volume du ballon est également examiné. Nous étudions par ailleurs la mise en place d'un bouclage, dont le fluide n'est pas maintenu en température (55°C), afin d'estomper les écarts observés lors des simulations précédentes, sur la répartition de l'énergie solaire aux différents points de puisages. Enfin, étant donné que cette dernière solution entraîne une diminution des performances énergétiques, nous testons l'influence d'un ballon à stratification dans lequel nous faisons varier le débit (faible débit et débit traditionnel entre autre).

La configuration hydraulique de la Figure 124 présente des caractéristiques identiques à l'installation de référence des Berges de l'Hyères, puisqu'elle est composée de 66 mètres carrés de capteurs solaires et d'un volume de stockage total de 4000 litres. Les deux échangeurs sont conservés mais le stockage est uniquement solaire. La production d'eau chaude est donc instantanée par des appoints chaudière gaz individuels. Un appoint gaz a été préféré à un appoint électrique instantané afin de réduire au maximum les demandes d'énergies. De plus, le chauffage des logements peut également être assuré par cette chaudière individuelle.

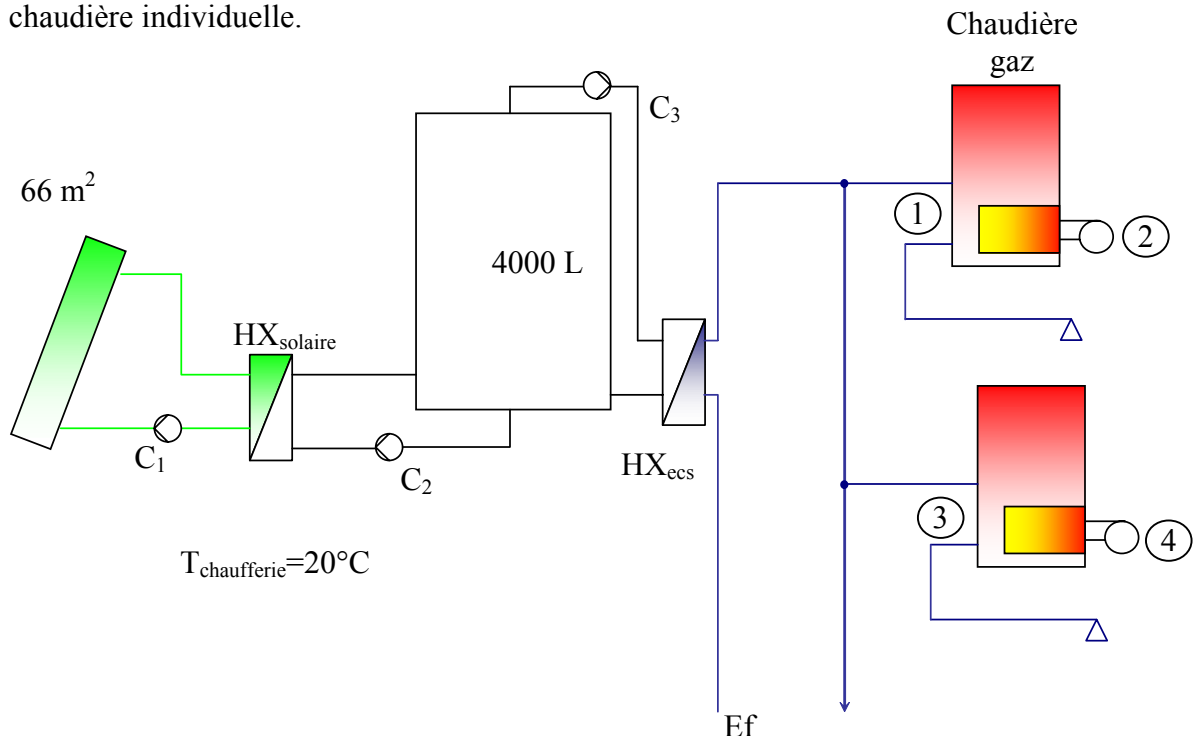


Figure 124 : Installation à production instantanée individuelle et stockage solaire collectif

Les hypothèses de simulation sont les suivantes :

- ✓ Le profil de 850 l/j des Berges de l'Hyères est réparti sur cinq points de puisages dont le profil est différent. Ce choix est issu du constat réalisé sur le site de référence afin de pouvoir comparer les deux installations.
- ✓ Le débit du circulateur C<sub>1</sub> est de 2650 l/h (identique à l'installation de référence), soit 40 l.h<sup>-1</sup>.m<sup>-2</sup> de capteurs.
- ✓ Le débit du circulateur C<sub>2</sub> est de 2450 l/h (identique à l'installation de référence)
- ✓ Le débit du circulateur C<sub>3</sub> est constant, et égal à 2000 l/h lorsqu'il y a puisage d'ECS
- ✓ La température à la sortie de l'appoint est supposée constante et égale à 55°C
- ✓ L'isolation des tuyauteries est de 2 cm sur l'ensemble de l'installation.

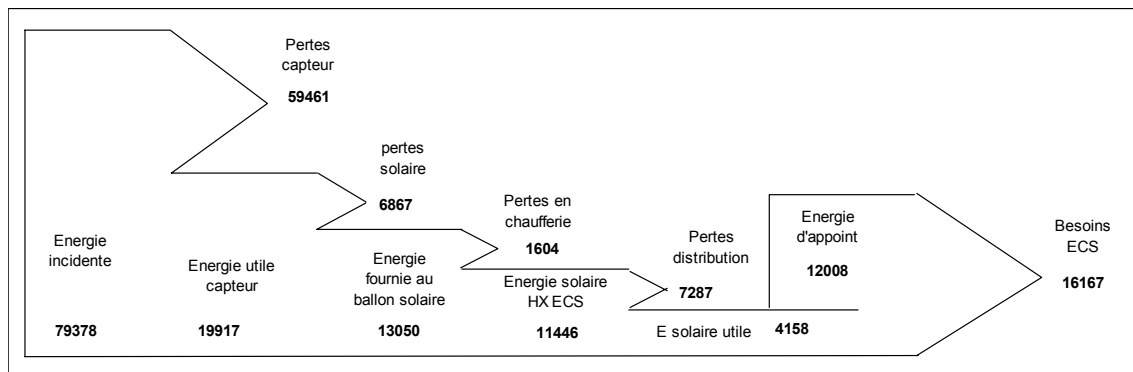


Figure 125 : Diagramme énergétique de l'installation pour un débit de 850 l/j, sans bouclage

L'absence de bouclage constitue la différence majeure par rapport à l'installation de référence. L'énergie d'appoint à fournir annuellement est donc beaucoup moins importante dans cette configuration puisqu'elle passe de 103705 kWh dans le cadre de la référence à 12008 kWh pour un volume d'ECS quotidien de 4000 l, soit 88,4% d'économie (Figure 125). Le faible puisage a toujours une influence négative sur le rendement du capteur puisqu'il est de seulement 22,1%.

Le taux de couverture solaire corrigé défini par l'équation (4.2) est de 23,8% (Figure 126) soit 12,4 points de plus que lorsque l'installation de référence fonctionne correctement avec ce type de profil de puisage. Le facteur  $f_{GRS}$  atteint quant à lui 72,2%.

$$f_{corrigé} = \frac{\text{Energie solaire utile } \textcircled{1} + \textcircled{3} + \dots}{\text{Energie totale } (\textcircled{1} + \textcircled{2} + \textcircled{3} + \textcircled{4} + \dots + \text{auxiliaires})} \quad (4.2)$$

Cependant, si l'on se réfère à la Figure 127, les taux de couverture solaire au niveau de chaque point de puisage (rapport entre l'énergie solaire utile fournie au point de puisage et l'énergie totale fournie à ce point : appoint+solaire) sont inégaux. En effet, la distance entre l'échangeur d'ECS et le point de puisage joue un rôle important sur le niveau de température de l'eau. Ainsi, le taux de couverture solaire peut varier de 67% pour les points les plus proches, à 12% pour les plus éloignés durant le mois de juin.

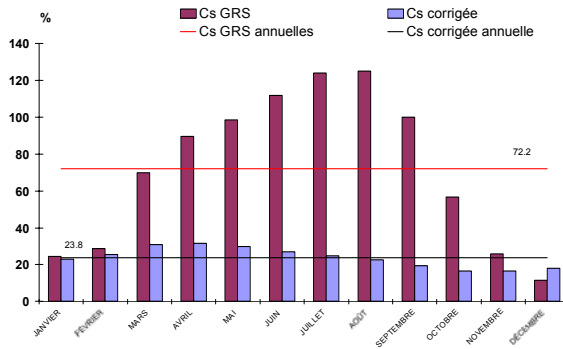


Figure 126 : Couvertures solaires pour un puisage de 850 l/j, pas de bouclage

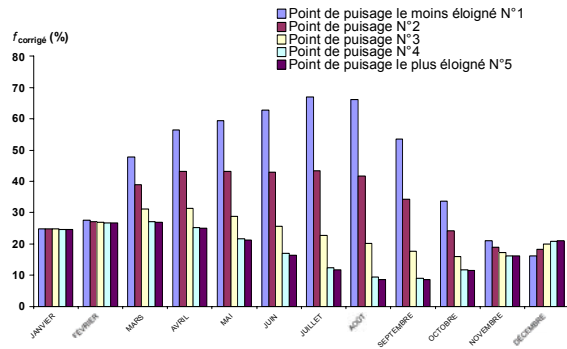


Figure 127 : Taux de couverture solaire au niveau des différents points de puisage

Il est donc nécessaire que la longueur des boucles de distribution soit identique afin d'estomper ces différences. Cependant, si l'égalité des distributions est difficile à mettre en œuvre, ce type d'installation sera à préconiser pour des centres de santé ou hospitaliers, où la répartition de l'énergie solaire dans le bâtiment a peu d'importance.

Le taux d'économie par rapport à la même installation sans solaire est de 26%.

### III.1. Influence de l'isolation

Cette simulation a pour but de mettre en évidence l'influence de l'isolation sur la distribution ainsi que sur la totalité de l'installation. Le schéma hydraulique est identique au précédent mais l'isolation de la distribution varie de 2 à 8cm d'épaisseur suivant les configurations.

La Figure 128 montre ainsi que l'on peut gagner 3 points en passant de 2 à 6 cm d'isolant, en isolant seulement le réseau de distribution en aval de l'échangeur d'ECS ( $H_{X_{ECS}}$ ). La tendance constatée dans le chapitre 3 est à nouveau vérifiée.

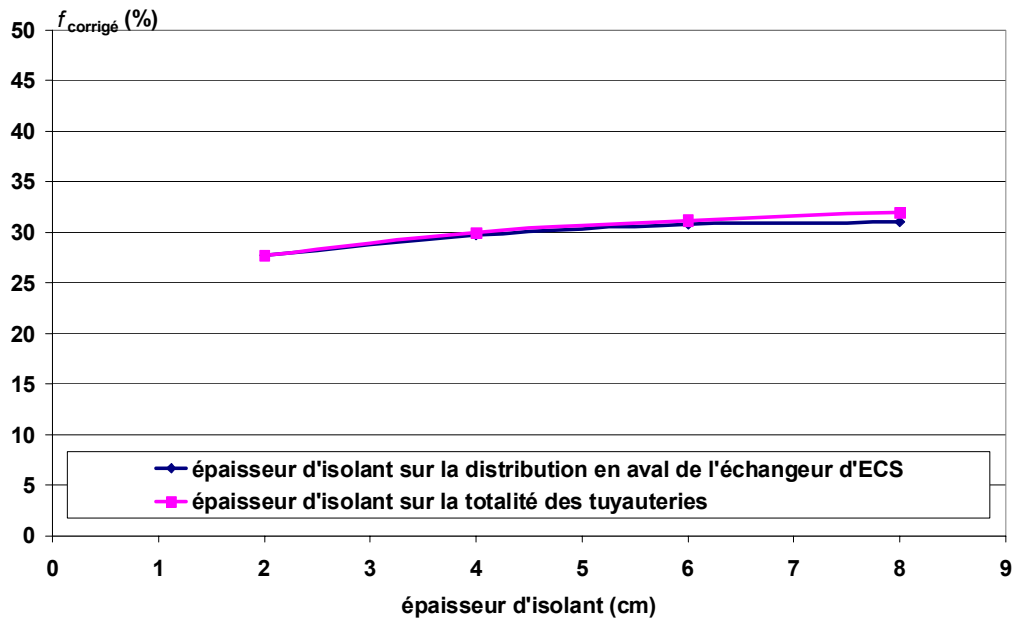


Figure 128 : Evolution du taux de couverture solaire corrigé en fonction de l'épaisseur d'isolant



### III.2. Influence du profil de puisage

Le volume de stockage solaire est généralement dimensionné pour assurer la quantité d'eau chaude sanitaire quotidienne. Le ballon utilisé dans ces simulations est de 4000 litres et doit par conséquent correspondre à la consommation quotidienne.

La Figure 129 présente les énergies mises en jeu pour un tel puisage.

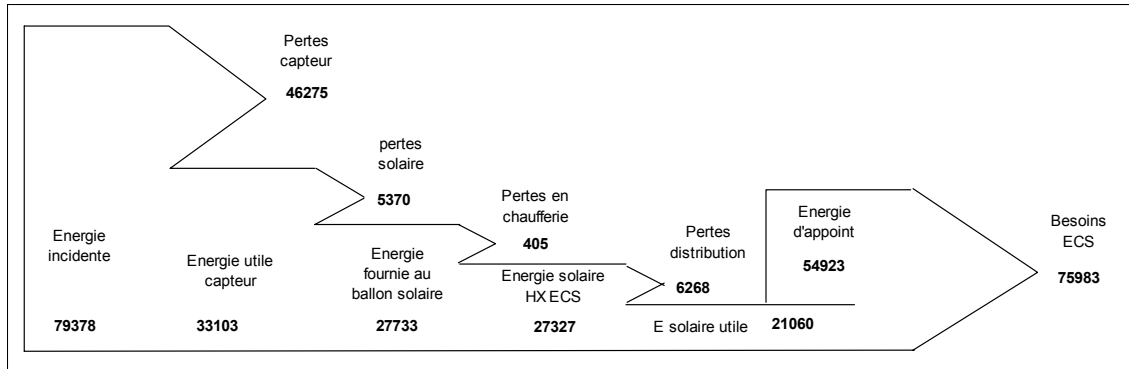


Figure 129 : Diagramme énergétique de l'installation pour un débit de 4000 l/j, sans bouclage

L'énergie utile au niveau du capteur est 1.7 fois plus importante pour un volume de puisage quotidien de 4000 litres que pour un volume de 850 litres. Elle passe de 19917 à 33103 kWh par an. La productivité des capteurs atteint 502 kWh/m<sup>2</sup> (valeur moyenne classique).

La Figure 130 présente la distribution mensuelle de la productivité et du rendement des capteurs. Le taux d'économie par rapport à la même installation sans solaire est de 28%, alors qu'il est de 63% par rapport à la référence.

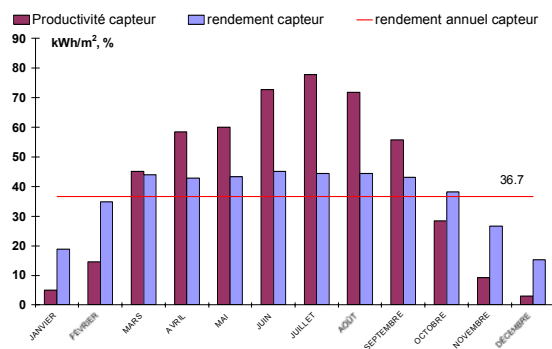


Figure 130 : Productivité et rendement du capteur pour un puisage de 4000 l/j, pas de bouclage

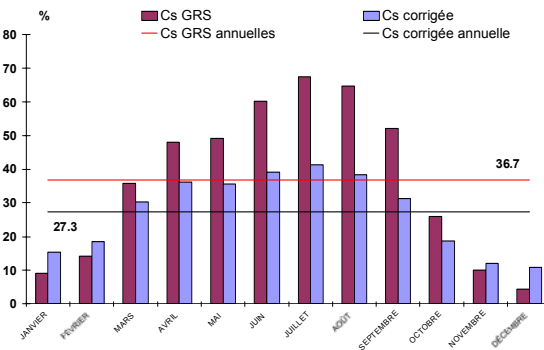
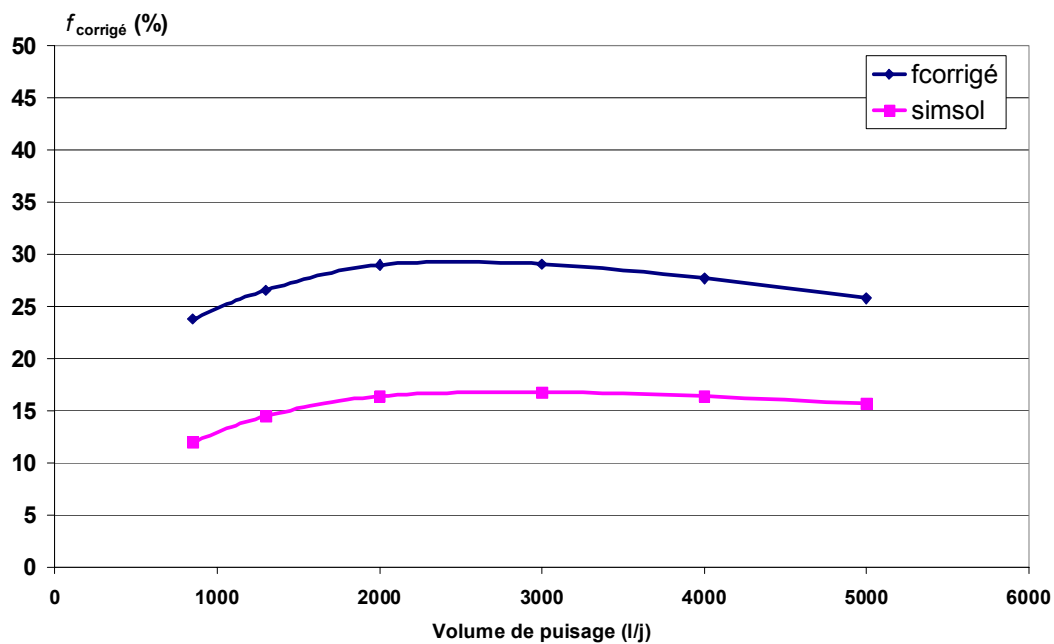


Figure 131 : Couvertures solaires pour un puisage de 4000 l/j, pas de bouclage

Le taux de couverture solaire corrigé augmente lui aussi pour atteindre 27.3 % soit 3,5 points de plus que pour un profil de puisage de 850 litres par jour. Le rendement du capteur au mois d'août est du même ordre de grandeur que celui calculé pour la référence optimisée.

D'autre part, nous constatons que les besoins ne sont jamais apportés totalement par l'énergie solaire lorsque l'installation est correctement dimensionnée.

Etant donné que nous avons constaté une augmentation de 3,5 points du facteur  $f_{\text{corrigé}}$ , nous avons étudié l'évolution de ce dernier en fonction du volume de puisage.



**Figure 132 : Evolution du taux de couverture solaire  $f_{\text{corrige}}$  en fonction du volume de puisage quotidien (volume total de stockage de 4000l)**

La Figure 132 montre l'évolution du taux de couverture solaire en fonction du volume de puisage quotidien pour l'installation présentée ci-dessus ainsi que pour une installation centralisée. Les résultats présentés pour l'installation centralisée ont été obtenus lors d'une simulation avec le logiciel SimSol [57] afin de comparer les évolutions avec un logiciel de référence. SimSol regroupe des modèles TRNSYS développé pour les installations solaires collectives. Dans les deux cas, le maximum est atteint pour un volume de puisage quotidien de 3000 litres lorsque la productivité est la meilleure.

L'influence de la consommation sur les performances en terme de taux de couverture solaire corrigé n'étant pas négligeable, il faut par conséquent prêter une grande importance à la consommation journalière prévisionnelle, lors du dimensionnement de l'installation. Les données de la littérature sont capitales et doivent absolument être représentatives faute de quoi les installations seront surdimensionnées. De plus, la consommation d'eau du personnel affecté au bâtiment, ce qui signifie qu'un personnel en sous effectif entrainera également une diminution du volume de puisage prévisionnel.

### III.3. Influence du débit du circulateur $C_3$

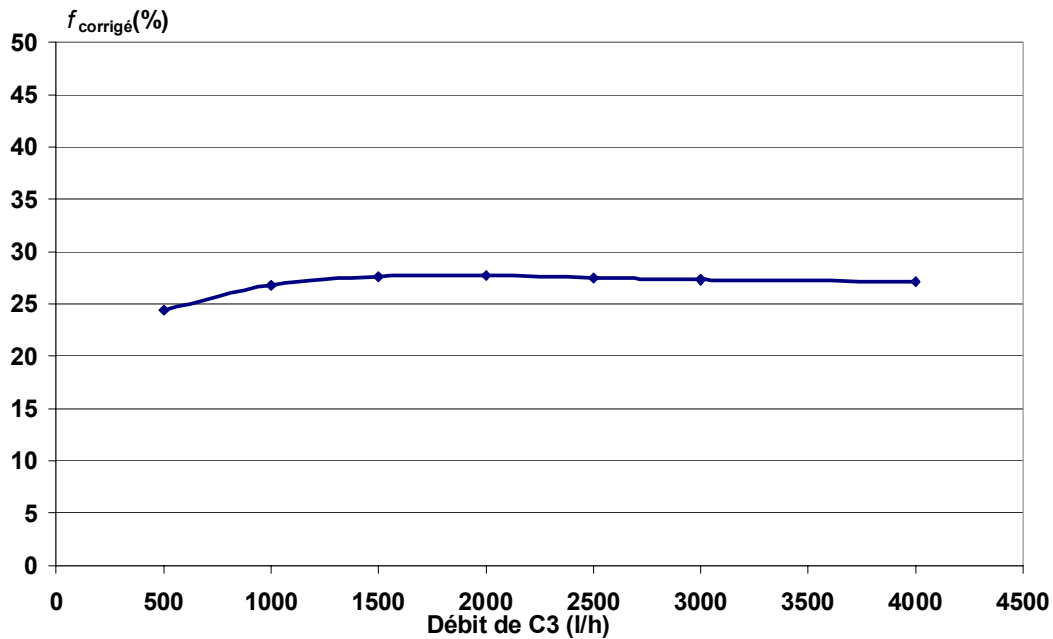


Figure 133 : Evolution du taux de couverture solaire corrigé en fonction du débit de  $C_3$  pour un volume de puisage d'ECS de 4000 l/j

La Figure 133 présente l'évolution du taux de couverture solaire corrigé en fonction du débit délivré par le circulateur  $C_3$  (Figure 122). Le taux  $f_{\text{corrigé}}$  varie de 24,4% à 27,3% dans la plage de débit considérée. Etant donné la variation des performances liée à ce facteur, nous avons réalisé une simulation avec un débit du circulateur  $C_3$  proportionnel au débit d'eau froide circulant dans l'échangeur d'ECS (Figure 134).

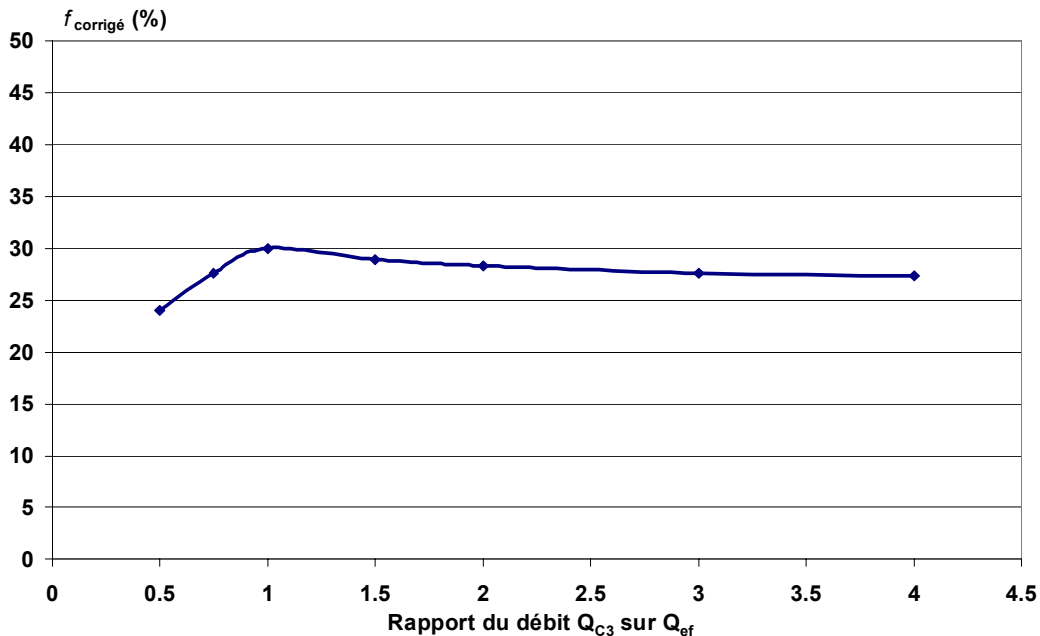


Figure 134 : Evolution du taux de couverture solaire corrigé en fonction du débit variable de  $C_3$

Le taux de couverture solaire corrigé maximum atteint est de 30% lorsque que le débit du circulateur est identique au débit de puisage, soit 3 points de plus qu'à 2000 l/h. Le fonctionnement du circulateur  $C_3$  à débit variable est donc à préconiser.

### III.4. Influence du volume de stockage

Le volume de stockage influe également sur les performances de l'installation. Généralement, l'évolution du taux de couverture solaire augmente avec le volume jusqu'à une valeur asymptotique [56].

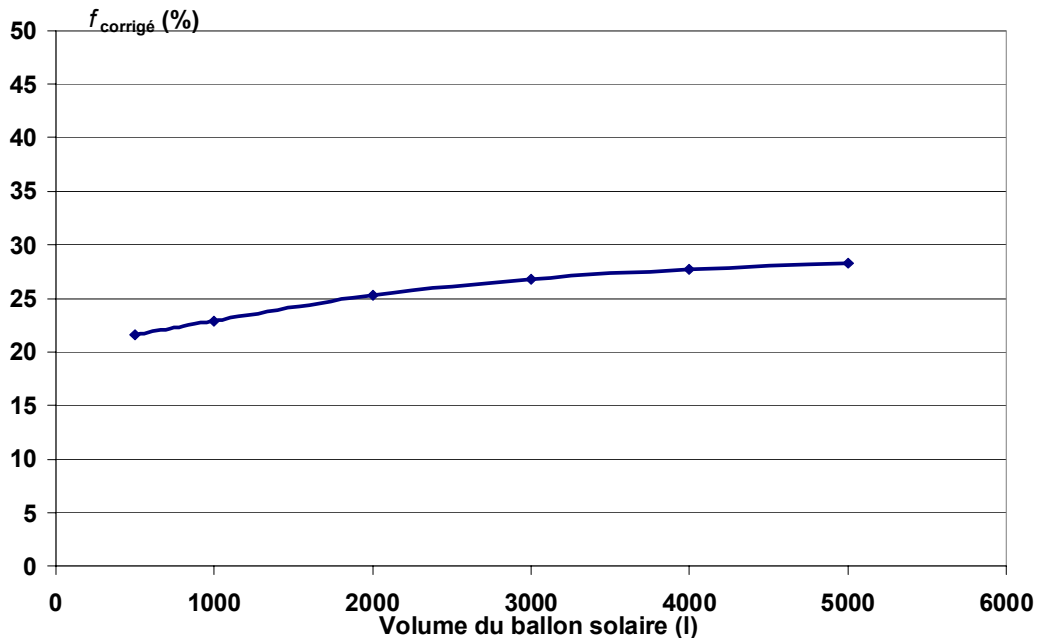
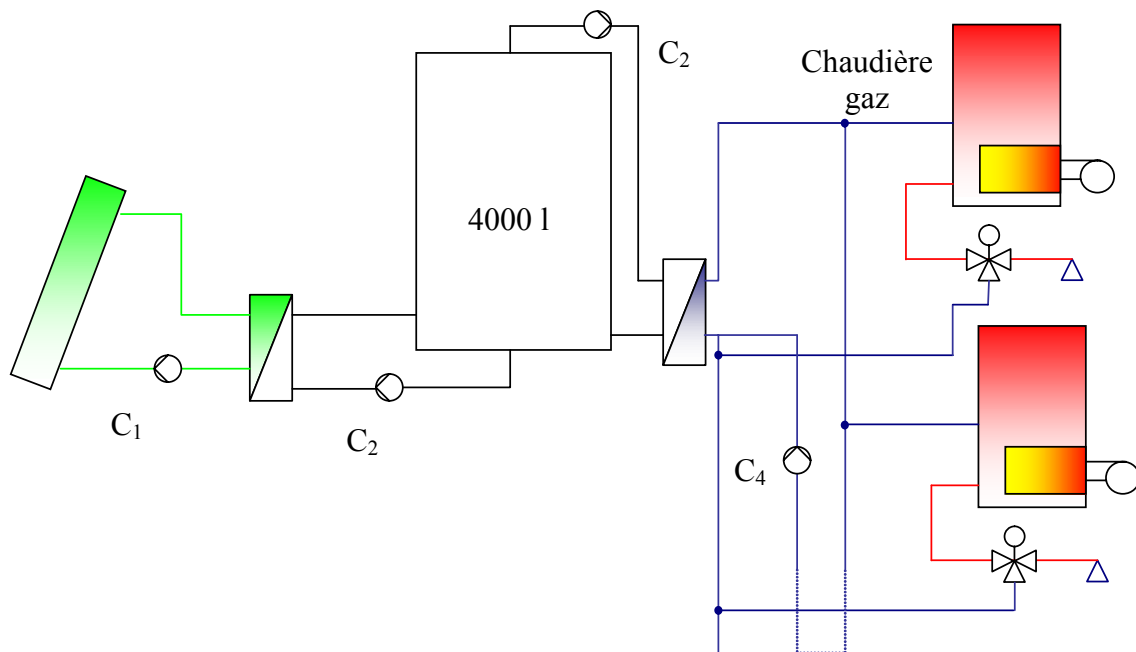


Figure 135 : Evolution du taux de couverture solaire corrigé en fonction du volume du ballon solaire

Nous retrouvons également cette évolution puisqu'à partir de 4000 litres le taux de couverture solaire corrigé n'augmente quasiment plus (Figure 135). Il n'est donc pas nécessaire de mettre en place un ballon dont le volume est supérieur aux besoins journaliers.

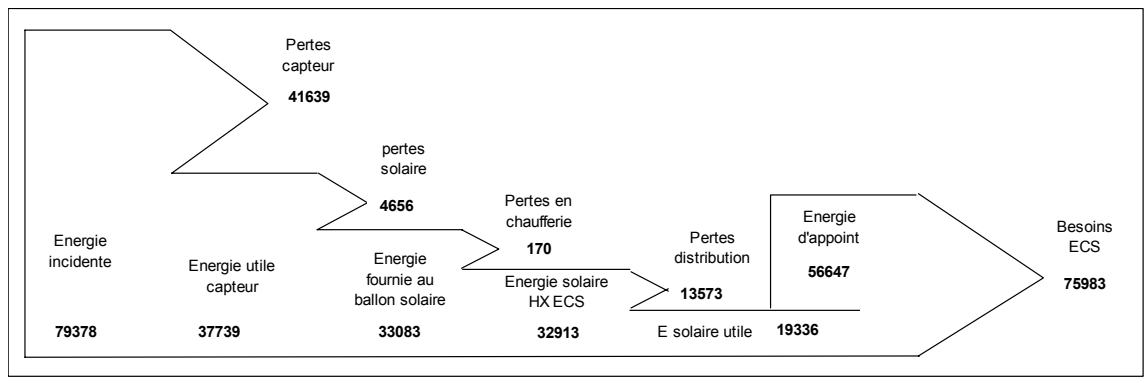
### III.5. Influence d'un bouclage sur la distribution

Les simulations précédentes ont montré la différence des taux de couverture solaire corrigés au niveau des différents points de puisages. Afin d'atténuer ces différences, un bouclage permanent est réalisé en aval de l'échangeur d'ECS avec un débit de 2000 l/h, dans le but de limiter la chute de la température de l'eau sanitaire. L'installation hydraulique peut alors être schématisée telle qu'elle est présentée à la Figure 136.



**Figure 136 : Installation à production solaire collective et appoint individualisé avec un bouclage de 2000 l/h en aval de l'échangeur HX<sub>ECS</sub>**

Le bilan énergétique annuel de cette installation est résumé sur le diagramme de la Figure 137. D'une part, la mise en place de ce bouclage entraîne naturellement une augmentation des pertes de distribution, puisqu'elles doublent mais aussi une diminution de l'énergie solaire utile de 8%. Cependant, l'énergie dissipée est « gratuite » étant donné qu'elle provient du circuit solaire. D'autre part, le bouclage a pour effet d'augmenter la productivité des capteurs, qui atteint les 571 kWh/m<sup>2</sup> (Figure 138) mais cela au détriment du taux de couverture solaire corrigé qui diminue de 3 points environ (Figure 139 et Tableau 11). De plus, au regard de la Figure 127, les taux de couverture solaires sont équivalents (Figure 138).



**Figure 137 : Diagramme énergétique de l'installation pour un volume de puisage d'ECS de 4000 l/j, avec bouclage**

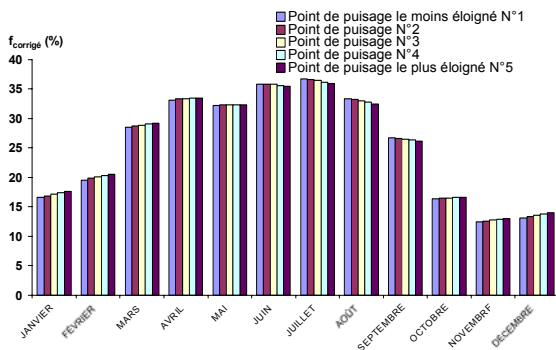


Figure 138 : Répartition de l'énergie solaire aux différents points de puisage

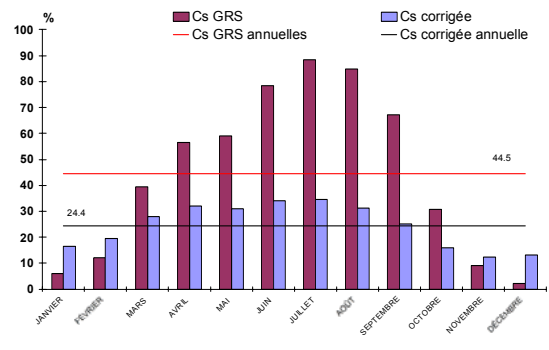


Figure 139 : Couvertures solaires pour un puisage de 4000 l/j, avec bouclage

Ainsi le taux d'économie par rapport à la même installation sans solaire est de 25% alors qu'il atteint encore 62% par rapport à la référence.

Tableau 11 : Comparaison des bilans énergétiques cumulés des différents points de puisage en fonction de la présence ou non d'un bouclage.

	Sans bouclage	Avec bouclage
Energie solaire utile [kWh]	21060	19336
Energie d'appoint [kWh]	54923	56647
Pertes distribution [kWh]	6268	13573
Besoins [kWh]	75983	75983
$f_{\text{corrigé}} / f_{\text{GRS}}$ [%]	27,3 / 36,7	24.4 / 44.5
Productivité [kWh/m <sup>2</sup> ]	502	571
Rendement du capteur [%]	36.7	47.5

Cette solution garantit une répartition équitable de l'énergie solaire à l'ensemble des points de puisage mais entraîne une réduction du taux de couverture solaire. Cette chute pourrait cependant être atténuée par l'utilisation d'un ballon à stratification.

### III.6. Influence de la stratification du ballon solaire

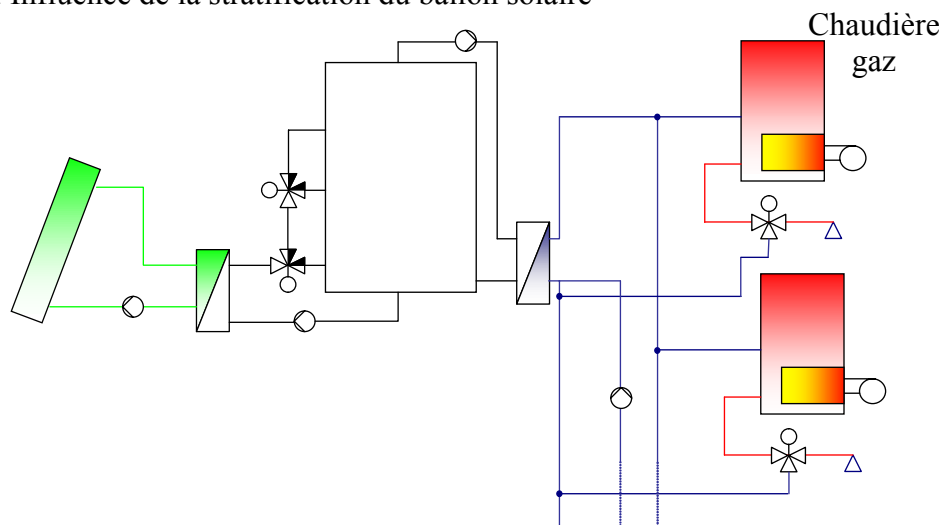


Figure 140 : Installation à production solaire collective et appoint individualisé avec un bouclage de 2000 l/h en aval de l'échangeur HX<sub>ECS</sub> pour un volume de puisage d'ECS de 4000 l/j, utilisation d'un ballon à stratification

L'originalité du schéma hydraulique proposé à la Figure 140 est d'utiliser un ballon à stratification. Le fluide peut donc être injecté dans le ballon à trois niveaux différents selon sa température grâce aux vannes trois voies.

Nous constatons que le taux de couverture solaire corrigé de 25,7 est supérieur à celui obtenu pour la même installation sans système de stratification. De plus, étant donné la stratification dans le ballon, la température de retour capteur est plus faible ce qui a pour conséquence d'augmenter la productivité. Les niveaux de température de distribution sont plus hauts et donc les pertes sont plus importantes. Nous obtenons ainsi un taux de couverture solaire corrigé de 25,7% pour une productivité de 579 kWh/m<sup>2</sup> (Figure 141 et Figure 142).

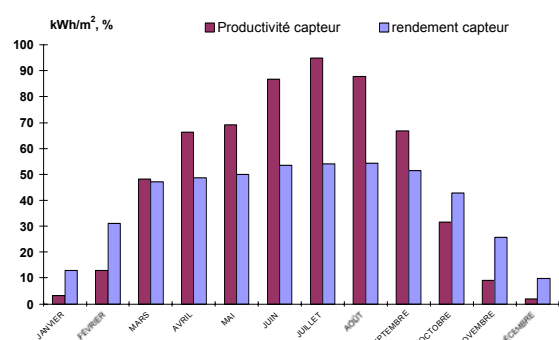


Figure 141 : Productivité et rendement du capteur pour un puisage de 4000 l/j, avec bouclage et ballon à stratification

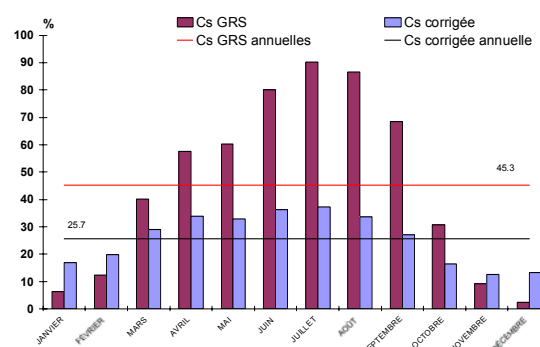
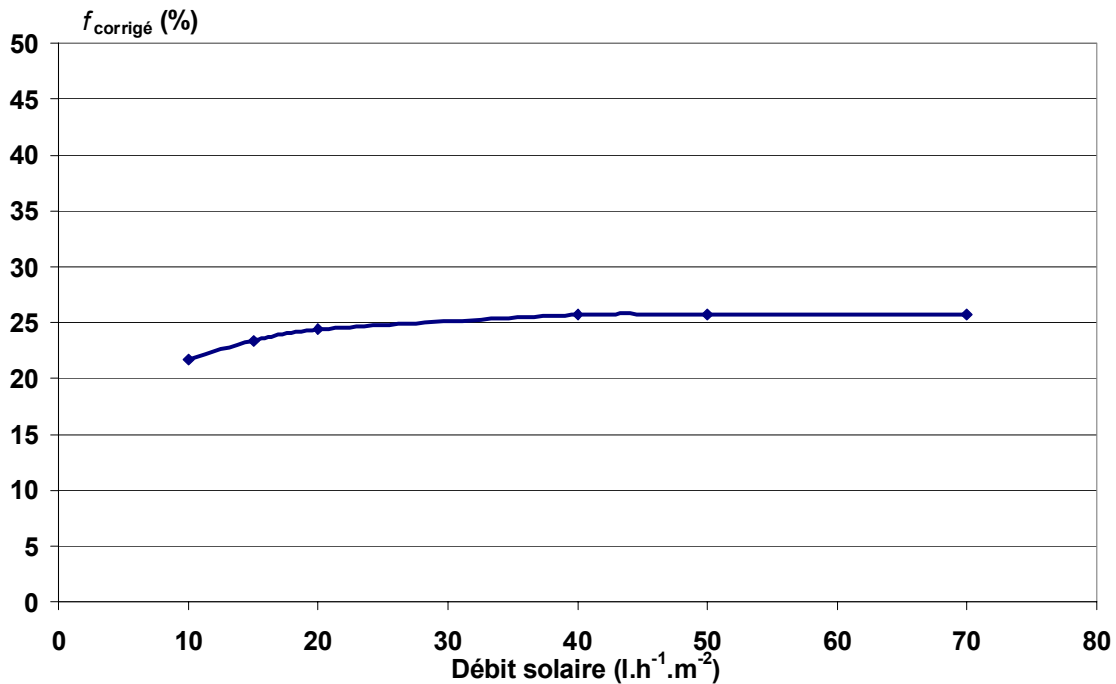


Figure 142 : Couvertures solaires pour un puisage de 4000 l/j, avec bouclage et ballon à stratification

Durant 4 mois, la Figure 142 montre que la couverture solaire GRS est plus faible que la couverture solaire corrigée puisque l'eau froide se réchauffe dans les canalisations à température ambiante. Le Tableau 12 compare les performances obtenues à l'installation sans bouclage.

Tableau 12 : Comparaison des bilans énergétiques obtenus aux différents points de puisage en fonction de la présence ou non d'un bouclage.

	Sans bouclage	Avec bouclage et stratification
Energie solaire utile [kWh]	21060	20361
Energie d'appoint [kWh]	54923	55622
Pertes distribution [kWh]	6268	13153
Besoins [kWh]	75983	75983
$f_{\text{corrigé}} / f_{\text{GRS}}$ [%]	27,3 / 36,7	25,7 / 43,6
Productivité [kWh/m <sup>2</sup> ]	502	579
Rendement du capteur [%]	36,7	40,1
$\tau_{\text{économie sans solaire}} / \tau_{\text{économie par rapport à la référence}}$ [%]	28/63	27/61



**Figure 143 : Evolution du taux de couverture solaire en fonction des débits du réseau solaire ( $C_1$  et  $C_2$ ) avec ballon à stratification active.**

Bien que la Figure 143 montre que le taux de couverture solaire diminue lorsque le débit d'irrigation des capteurs est réduit, la technique du faible débit apporte tout de même des avantages. En effet, pour un débit de  $15 \text{ l}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$  le taux de couverture solaire corrigé diminue de 2 points par rapport à un débit de  $50 \text{ l}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$  dans le cas de l'installation avec bouclage. Il passe donc de 23,7 à 25,7. Or l'avantage de cette technique réside dans le fait que les circulateurs sont plus petits ; le coût est donc moindre. Le diamètre des tuyaux peut également être réduit d'où des gains sur les tuyauteries. Cependant, un ballon à stratification demande un investissement plus conséquent qu'un ballon traditionnel. Il est donc important de bien étudier la différence de coût entre les deux techniques.

Nous avons constaté que ce type d'installation fournissait de meilleures performances que l'installation de référence. Nous avons montré que l'énergie solaire est inégalement répartie lorsqu'il n'y a pas de bouclage. Cependant, lorsqu'un bouclage existe les performances diminuent. La solution pour éviter cela est donc d'utiliser un ballon à stratification mais cela ne suffit pas. Nous avons alors simulé le fonctionnement de l'installation en faible débit mais les résultats montrent que le taux de couverture solaire corrigé diminue de quelques points. Malgré tout la faible diminution de performance peut être compensée par le coût d'investissement, il sera donc nécessaire de mener une analyse économique à ce sujet. Enfin, pour éviter la mise en place d'un bouclage et donc la mauvaise répartition de l'énergie solaire, l'énergie solaire peut-être répartie équitablement aux différents points de puisages si elle est indépendante du puisage d'ECS. La solution décentralisée semble aller dans sens, c'est pourquoi la suite du travail consiste à analyser ce type d'installations.



## IV. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS SOLAIRES COLLECTIVES

### DECENTRALISEES

Nous avons constaté dans la bibliographie que les installations solaires décentralisées avaient de meilleurs résultats en terme de taux de couverture solaire que les installations solaires collectives et à appoint individualisé. Cependant, à notre connaissance, aucune étude numérique n'a été menée sur ce type d'installation. Le ballon electro-solaire paraît le mieux adapté à cette solution notamment au niveau du coût, c'est pourquoi les simulations sont basées sur cette hypothèse.

Une première analyse de ce type d'installation est menée en ne considérant aucune restriction sur l'appoint. Nous calculons à nouveau le taux de couverture solaire corrigé afin de le comparer à ceux obtenus pour les installations collectives centralisées et les SCAI. La seconde simulation effectuée limite le fonctionnement de l'appoint aux heures creuses. L'influence de l'épaisseur d'isolant sur la boucle solaire est également étudiée, ainsi que celle du débit solaire, qu'il soit constant ou variable. Le fonctionnement de ce type d'installation à débit variable, lorsque les circulateurs sont alimentés par des cellules photovoltaïques, avait été évoqué dans la bibliographie. C'est pourquoi, nous avons étudié l'évolution des performances énergétiques de cette installation en fonction de la différence de température désirée aux bornes du capteur solaire.

La Figure 144 présente l'installation solaire décentralisée que nous avons simulée, les paramètres essentiels à la simulation sont décrits en annexe 3.

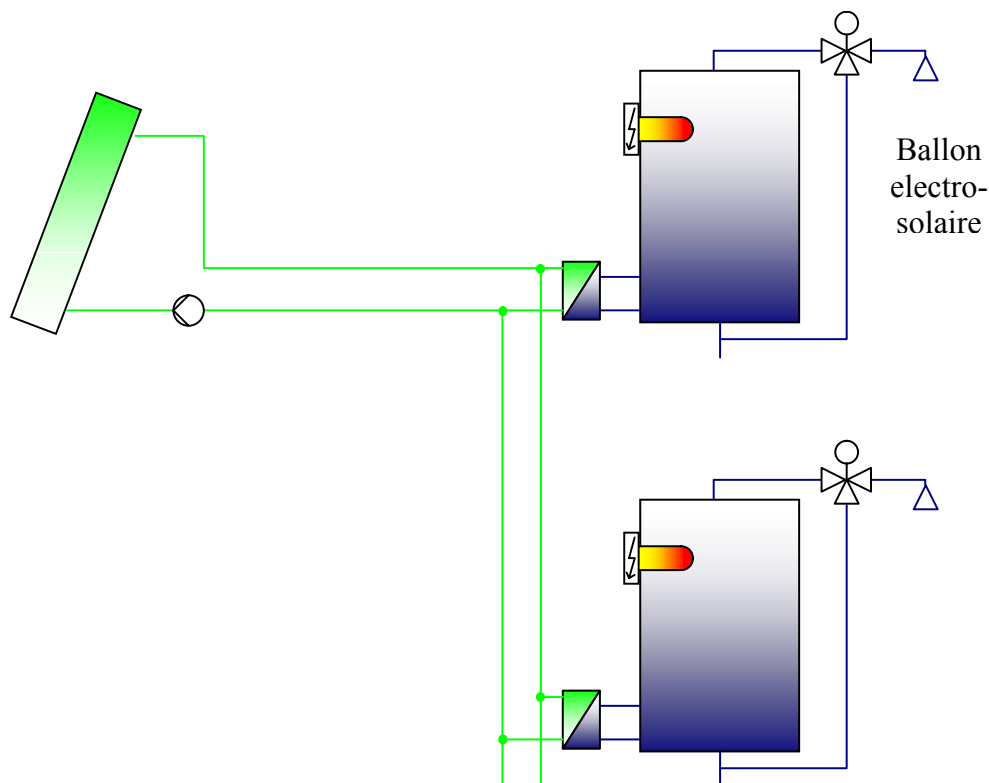
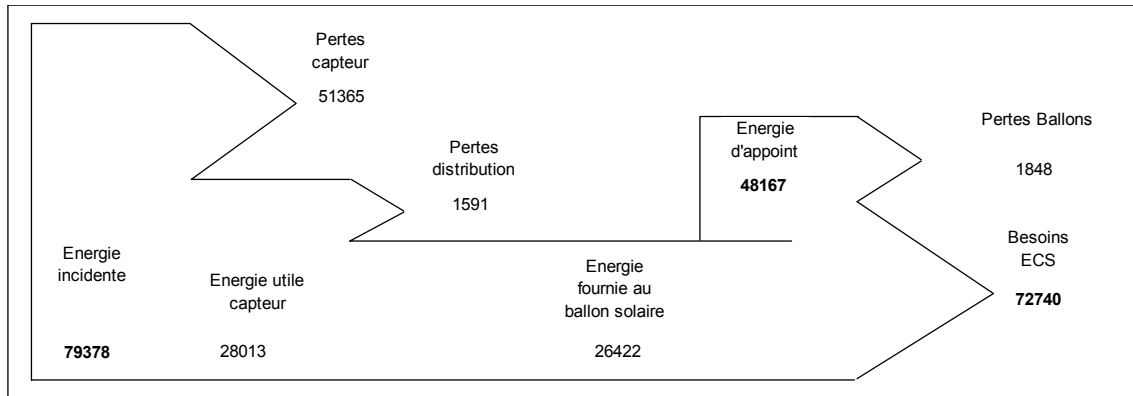


Figure 144 : Schéma de principe de l'installation solaire décentralisée

Trois ballons de 500 litres ont été dans ce cas modélisés pour trois profils de puisage identiques. Pour atteindre les 4000 litres de stockage correspondant à la consommation quotidienne, 8 ballons sont nécessaires. Les énergies mises en jeu pour les ballons 1, 2, 3

ont alors été multipliées par respectivement 3, 2 et 3 de telle sorte à obtenir le puisage quotidien de 4000 l. La longueur de la boucle de distribution est inférieure à celle utilisée jusqu'à présent puisqu'elle alimente directement les ballons depuis les capteurs et ce jusqu'au rez de chaussée. La partie qui existait en chaufferie n'a plus lieu d'être dans ce type d'installation. Cette boucle de distribution a été conçue de telle sorte que les débits solaires alimentant chacun des ballons soient identiques. La totalité des pertes de distribution est donc beaucoup moins importante puisqu'elle est quasiment divisée par 10 par rapport au cas présenté à la Figure 129 (ISC à production solaire centralisée et appoint individuel, 4000 l/j).



**Figure 145 : Bilan énergétique annuel pour l'installation décentralisée composée de 8 ballons pour un volume de puisage de 4000 litres par jour.**

L'énergie solaire fournie aux ballons est supérieure de 20%, et malgré les pertes supplémentaires des ballons, l'énergie d'appoint est inférieure de 12%. Le taux de couverture solaire corrigé est donc meilleur que pour les installations précédentes et atteint une valeur de 35,8% pour une isolation de 2cm d'épaisseur. La productivité est cependant moins intéressante puisqu'elle diminue de 15% pour atteindre les 424 kWh/m<sup>2</sup>.

Il faut noter qu'aucune restriction n'est prise en compte pour l'énergie d'appoint. Ainsi le recours à l'énergie auxiliaire s'effectue quelle que soit l'heure.

Pour des raisons économiques, il est important de limiter le recours à l'appoint lors des heures creuses. Lorsque le volume chauffé par l'appoint ainsi que la température du thermostat restent identiques au cas simulé précédemment, la température d'ECS de consigne (55°C) n'est pas toujours respectée (voir la Figure 146).

Nous constatons avant 6h du matin que la température en sortie de ballon est supérieure à 60°C (température de consigne du thermostat situé à la moitié du ballon). Elle diminue ensuite progressivement en fonction des puisages. A 10h, la température de l'eau est de 43°C alors que des soutirages sont encore à prévoir. La température d'ECS ne sera donc plus respectée. A 12h, le recours à l'énergie d'appoint est autorisée, c'est pourquoi la puissance dissipée est à son maximum (3000 W). Malgré la mise sous tension de la résistance d'appoint, nous pouvons constater que la température en haut du ballon n'atteint pas la consigne de 60°C à 14h. Ceci est dû à l'inertie du volume d'eau à chauffer puisque la résistance se situe à la moitié du ballon.

Une solution permettrait de remédier à ce problème en travaillant sur la configuration des résistances des ballons. En effet, à l'heure actuelle, les ballons possèdent une seule résistance chauffante. Il faut donc la placer plus bas dans le stockage afin d'obtenir un volume chauffé assez important pour couvrir les besoins quotidiens. Toutefois, s'il était possible de travailler avec deux résistances, une au dessus du premier tiers du ballon et l'autre à la moitié environ, la moitié du ballon serait chauffée à la température fixée par le

thermostat durant la nuit et permettrait de couvrir les besoins du matin. La relance du midi concernerait seulement la résistance du haut du ballon qui assurerait la température de consigne puisque l'inertie du volume d'eau à chauffer serait beaucoup plus faible dans ce cas.

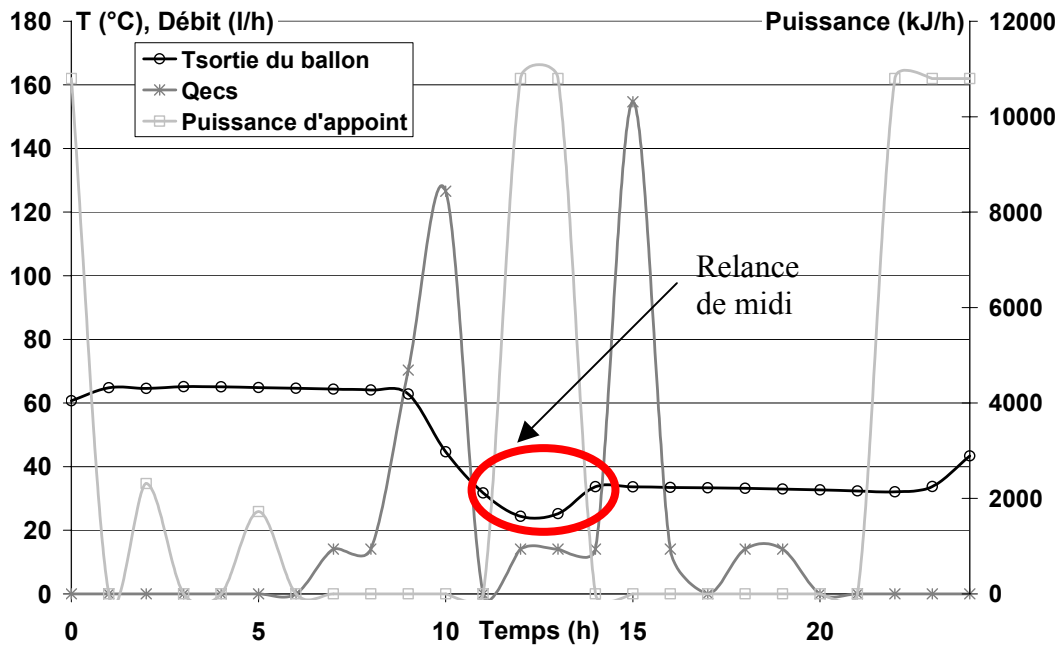


Figure 146 : Evolution de la température en sortie du ballon en fonction du débit de puisage et de la puissance d'appoint

Ainsi, pour assurer une température d'ECS de 55°C minimum, nous avons déplacé le thermostat à 40cm du bas du ballon, contre 75 cm auparavant, et modifié la température de consigne à 70°C.

Le volume disponible pour l'énergie solaire est, par conséquent, plus faible. La récupération de cette dernière devrait donc être moins importante que pour le cas traité précédemment. La Figure 147 présente les résultats obtenus pour un fonctionnement autorisé de l'appoint entre 22h et 6h ainsi qu'entre 12h et 14h avec le thermostat en partie inférieure du ballon.

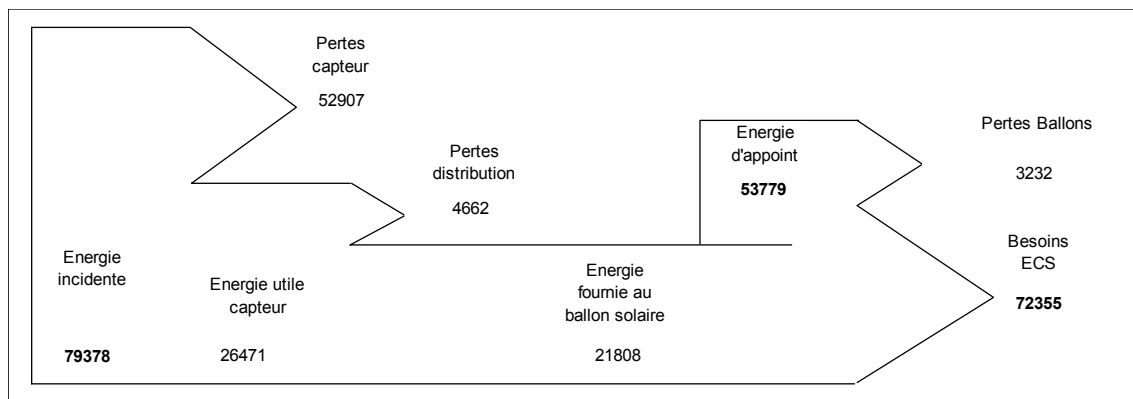


Figure 147 : Bilan énergétique annuel de l'installation pour un fonctionnement de l'appoint en heures creuses.

Nous constatons que l'énergie fournie au ballon solaire est inférieure au cas précédent (-17,5%). L'énergie d'appoint augmente car le volume chauffé est plus important, et donc les pertes de ballon croissent, de plus la température de consigne est supérieure au cas précédent. Le taux de couverture solaire corrigé obtenu dans cette configuration est de 28,6%, soit environ 7,2 points de moins que la solution précédente. Il reste tout de même supérieur aux solutions à appoint individualisé par chaudière. Le taux d'économie obtenu dans cette configuration, par rapport à l'installation de référence, est de 64%.

#### IV.1. Influence de l'isolation de la boucle solaire

L'épaisseur de l'isolation de la boucle solaire ne joue pas un rôle prépondérant sur les performances de l'installation. En effet, le gain obtenu entre une isolation de 2 et de 6 cm est de seulement 1,7 %, pour une installation dont le débit solaire constant est de 40 l/(h.m<sup>2</sup>).

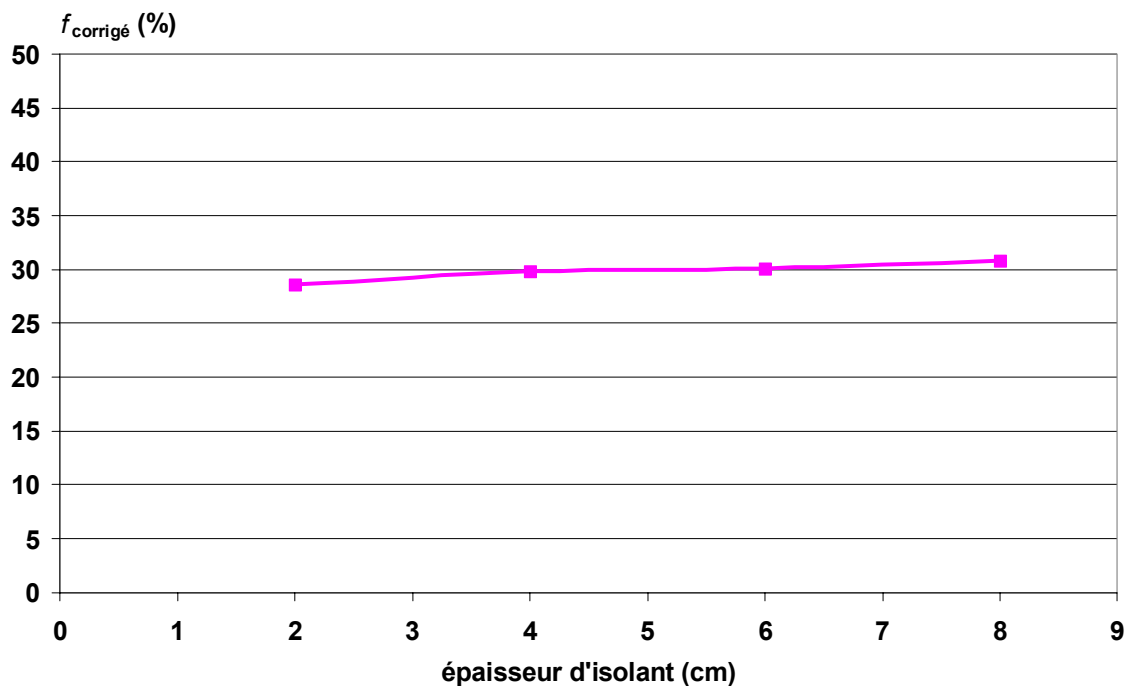


Figure 148 : Influence de l'isolation de la distribution sur les performances de l'installation décentralisée

Ceci est lié au fait que le fluide solaire qui circule dans cette boucle est à un niveau de température plus faible que la température du fluide d'une boucle de recyclage maintenue à 55°C .

#### IV.2. Influence du débit dans la boucle solaire, de la stratification et du volume de stockage

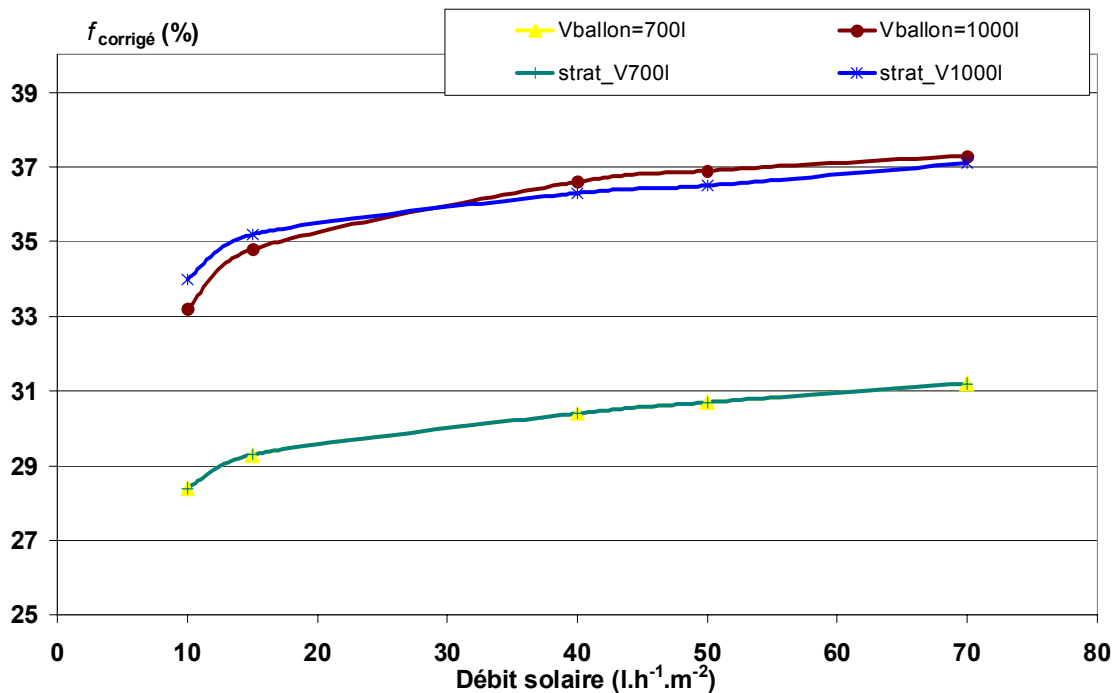


Figure 149 : Influence du débit dans la boucle solaire

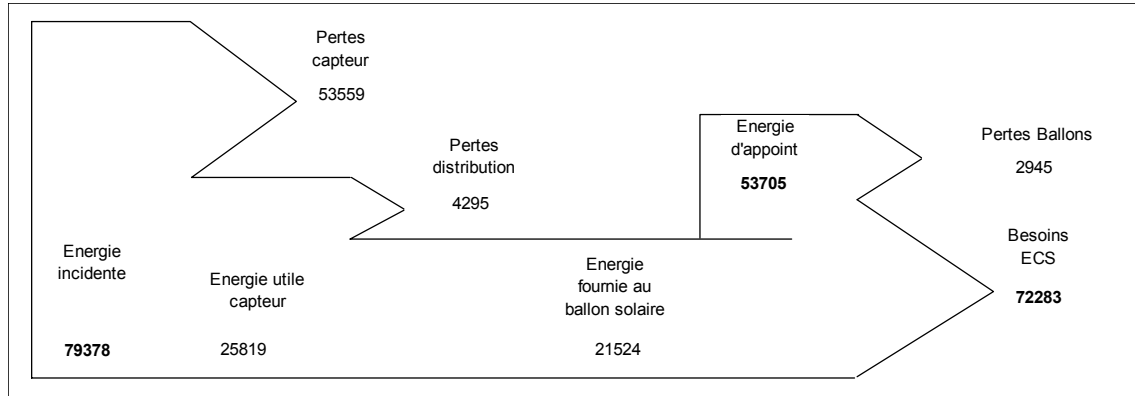
Nous constatons, quel que soit le volume du ballon considéré, que les écarts entre les taux de couverture solaires corrigés sont d'environ 2 points entre 15 l/(h.m<sup>2</sup>) et 50 l/(h.m<sup>2</sup>). L'influence de la stratification se recent principalement sur le ballon de volume important et permet de gagner environ 0,5 points. L'influence du débit étant relativement faible, le choix de l'installation à faible débit couplée à l'usage d'un ballon à stratification sera principalement basé sur le critère économique. Le volume du ballon joue quant à lui un rôle important puisqu'il permet d'augmenter considérablement le facteur  $f_{\text{corrige}}$ . Pour un débit de 50 l/(h.m<sup>2</sup>), le taux de couverture solaire est de 30,7 % pour un volume de ballon de 700 litres contre 37,2 % pour un ballon de 1000 litres. Cependant, l'augmentation du volume implique automatiquement un surcoût à l'investissement et donc un temps de retour supérieur à celui d'une installation dont le volume des ballons est plus faible.

#### IV.3. Etude d'une installation à débit variable

Toujours dans le cadre des installations solaires décentralisées, nous avons mené des simulations concernant leur fonctionnement en débit variable. Cette solution permet ainsi de limiter la consommation des pompes, voire de la supprimer dans la cas d'installations alimentées par cellules photovoltaïques. Afin d'irriguer les capteurs à débit variable, nous choisissons d'imposer une différence de température constante aux bornes du capteur. Il est calculé afin d'obtenir une différence de températures entre l'entrée et la sortie du capteur constante et égale à 5°C, lorsque l'ensoleillement le permet.

Le calcul du débit est réalisé par l'intermédiaire du flux utile aux bornes du capteur au pas de temps précédent ( $t-1$ ) et il est fonction de la différence désirée  $\Delta T$  :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } E_n < 150 \text{ W/m}^2 : \dot{m}_t = 0 \\ \text{Si } E_n > 150 \text{ W/m}^2 : 10 \text{ L/h.m}^2 \cdot \text{S} < \dot{m}_t = \frac{(\phi_{\text{utile capteur}})_{t-1}}{c_p \cdot \Delta T} < 50 \text{ L/h.m}^2 \cdot \text{S} \end{array} \right. \quad (4.3)$$



**Figure 150 : Bilan énergétique annuel de l'installation pour un fonctionnement en débit variable du débit de la boucle solaire.**

Le résultat obtenu est de très bon augure. L'alimentation des pompes par cellules photovoltaïques permet d'atteindre un taux de couverture solaire corrigé de 28,5%, soit légèrement inférieur au cas précédent (-0.1%). Ces résultats rejoignent ainsi ceux émis à la Figure 16, au chapitre 1. La diminution du débit moyen tout au long de l'année entraîne une baisse du taux de couverture solaire, mais elle est compensée par la réduction de la consommation des pompes. En effet, lorsque l'installation fonctionne à débit variable, le coefficient présenté à l'équation (4.4) suivante est appliqué au calcul de l'énergie consommée par les circulateurs.

$$C_{\text{débit variable}} = \frac{\text{Débit solaire}}{\text{Débit solaire maximum autorisé}} \quad (4.4)$$

#### IV.4. Influence de la différence de températures désirée aux bornes du capteur

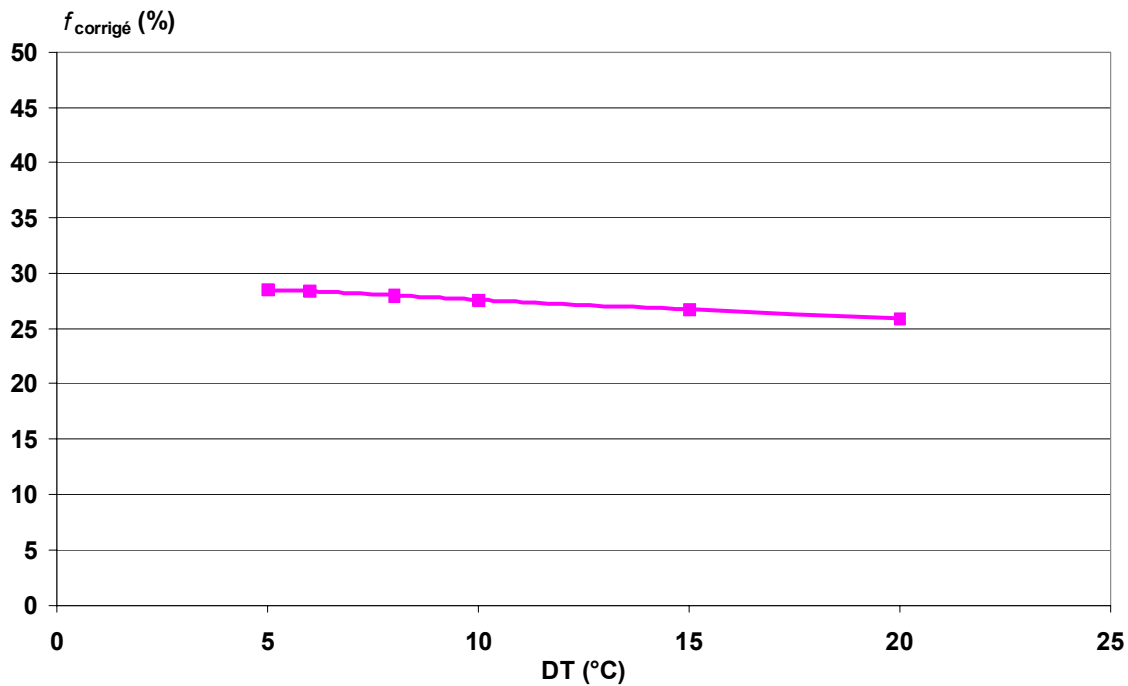


Figure 151 : Influence de la différence de températures aux bornes du capteur sur le taux de couverture solaire corrigé.

Nous constatons une décroissance des performances lorsque la différence de température aux bornes des capteurs augmente. Ceci est lié au débit d'irrigation des capteurs. En effet, pour obtenir une différence de 20°C, le débit est plus faible que pour une différence de 5°C. Or nous avons montré auparavant que les performances diminuaient lorsque le débit était plus faible. La meilleure solution est obtenue pour une différence de température de 5°C (Figure 151).

Les points débit – ensoleillement obtenus au cours de l'année avec un débit variable et un écart de 5°C sont représentés sur la **Figure 152**. Nous supposons qu'il existe un couple circulateur-PV dont le profil de fonctionnement est la courbe de tendance du nuage de points. Ainsi, le modèle peut être utilisé pour dimensionner les composants. Dans notre cas, la courbe utilisée est un polynôme d'ordre 2 dont l'équation est :

$$\dot{m} = -0.0045.E_n^2 + 8.95E_n - 1157.5$$

Avec :

$\dot{m}$  le débit [l/h] et  $E_n$  l'éclairement normal [ $W/m^2$ ]

Les débits minimaux et maximaux autorisés sont respectivement de 10 et 50  $l.h^{-1}.m^{-2}$  et un éclairement seuil de 150  $W/m^2$  autorise la mise en circulation de la pompe. L'équation déduite des résultats de simulation est ensuite introduite dans le modèle afin d'évaluer les performances obtenues. L'équation ne respecte pas automatiquement les débits limites imposés, cependant le seuil doit être respecté.

Le taux de couverture solaire corrigé est de 28,1% soit seulement 0,4% de moins que la solution à débit variable précédente.

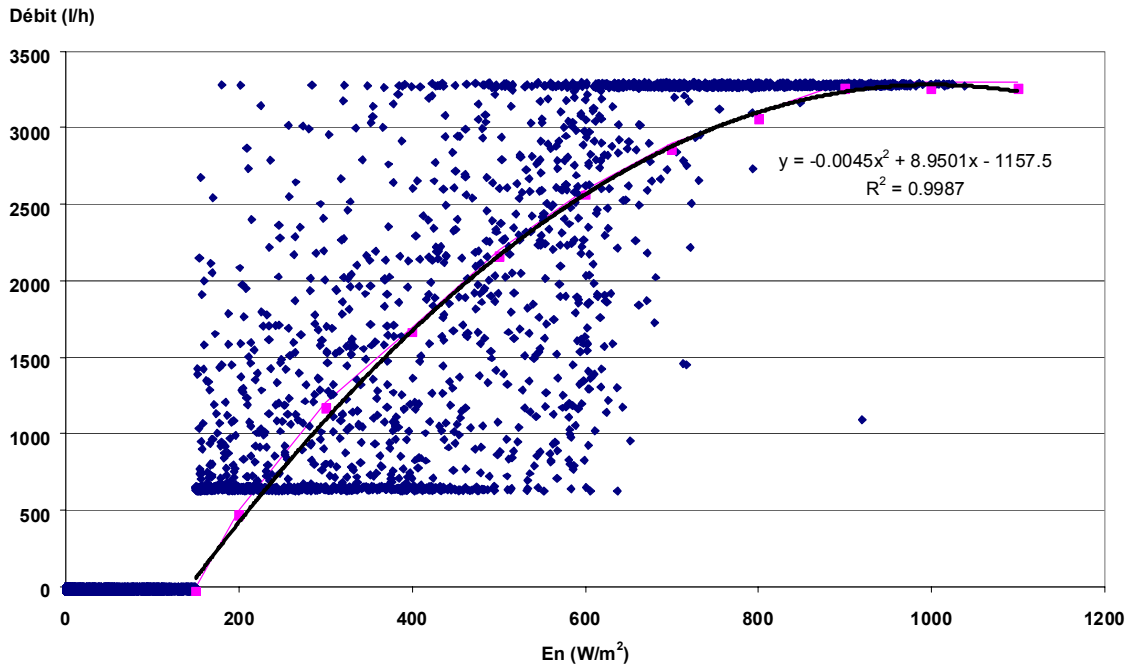


Figure 152 : Evolution du débit solaire en fonction de l'éclairement pour un fonctionnement du circulateur à débit variable et pour une différence de températures aux bornes du capteur de 5°C.

Différentes solutions ont été proposées ci-dessus. Nous avons présenté les cas de base puis nous avons réalisé pour la plupart d'entre eux une étude paramétrique. Afin de faciliter la comparaison, un récapitulatif est proposé ci-dessous.

## V. RECAPITULATIF DES SOLUTIONS PROPOSEES POUR UN VOLUME DE PUISAGE QUOTIDIEN DE 4000 LITRES

Nous présentons dans ce paragraphe un récapitulatif des solutions étudiées au cours de ce chapitre afin de faciliter la comparaison des résultats obtenus. Ainsi, nous confrontons dans un premier temps les taux de couverture solaire corrigés et GRS ainsi que le taux d'économie obtenus lors des différents cas traités. Nous étudions également pour chaque simulation menée dans cette partie l'aspect environnemental en analysant les rejets de CO<sub>2</sub>. Afin de simplifier les graphiques récapitulatif, le tableau suivant précise les termes employés pour qualifier les installations solaires collectives étudiées au cours des deux précédents chapitres.

BDH optimisé	Installation expérimentale optimisée
Chauffage instantané	Installation collective centralisée à production d'ECS instantanée § II du chapitre 4
Sans bouclage	Il n'y a circulation du fluide dans la boucle de distribution que lorsque il y a un puisage
Bouclage	Un bouclage non maintenu en température a été mis en place
Strat	Utilisation d'un ballon à stratification active
LF	Low Flow – Irrigation des capteurs en faible débit
Q=40l/(h.m <sup>2</sup> )	Irrigation des capteurs par un débit de 40l/(h.m <sup>2</sup> )
Qvar	Le débit dans les capteurs solaires est variable
DT	Différence de température désirée aux bornes du capteur



PV	Alimentation des circulateurs par cellules photovoltaïques
RegulC1	Le débit dans le capteur est variable de telle sorte que la différence de température aux bornes du capteur soit de 5°C, la mise en route du circulateur C1 est réglée par un différentiel de 5°C et non plus par un éclairement seuil.

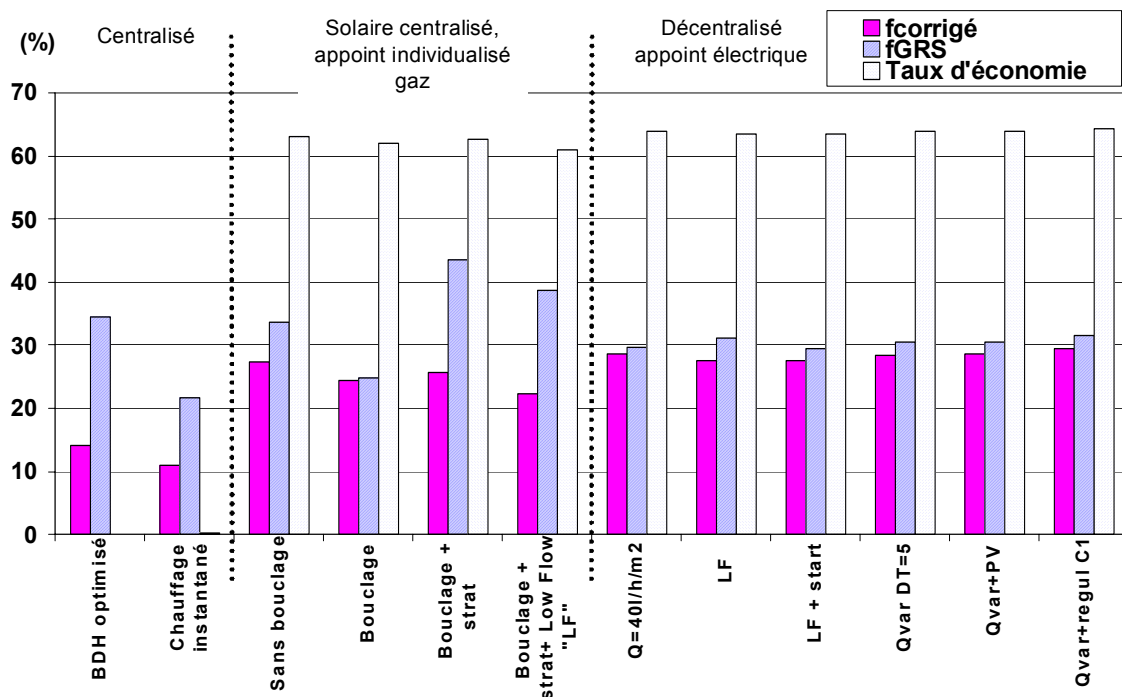


Figure 153 : Comparaison des indices de performances

La Figure 153 présente un récapitulatif des solutions étudiées. Si l'on considère le taux de couverture solaire GRS, cela revient à privilégier les solutions présentant l'énergie solaire utile la plus importante. C'est le cas des trois premières installations à production solaire centralisée et appoint individualisé qui valorisent bien l'énergie solaire grâce à un débit "élevé". C'est le cas également de la référence puisque les pertes de bouclage ne sont pas prises en compte. Néanmoins, le facteur  $f_{GRS}$  n'est pas très judicieux car il ne prend pas en compte l'appoint. En revanche, le taux de couverture solaire corrigé tend à favoriser les solutions réellement performantes ; c'est à dire combinant de faibles besoins en appoint de chauffage et pour les auxiliaires. Ainsi, on constate que les solutions décentralisées sont globalement plus performantes. Le taux d'économie permet de rendre compte des économies d'appoint réalisées par rapport à l'installation des Berges de l'Hyères optimisée. L'écart important constaté vient essentiellement du fait que le bouclage qui était maintenu en température dans les solutions centralisées n'existe plus dans les solutions décentralisées. Nous constatons également que l'usage de ballons à stratification améliore les performances énergétique et on voit ainsi l'intérêt du travail réalisé dans le chapitre 2. Cependant, l'usage du faible débit tend à diminuer légèrement les performances et ce malgré l'usage du ballon à stratification.

D'un point de vue environnemental, on comprend l'importance de combiner l'énergie solaire aux installations de production d'eau chaude sanitaire. Ainsi, d'après la Figure 154, nous constatons que les ISC SCAI et décentralisées rejettent beaucoup moins de CO<sub>2</sub> que les ISC centralisées. Les installations décentralisées électro-solaire rejettent beaucoup

moins de CO<sub>2</sub> – 6 tonnes par an – que les solutions dont l'énergie d'appoint est le gaz. Ceci est principalement dû au coefficient de conversion de l'électricité qui est plus faible : 0,12 contre 0,28 [8]. Il est important de noter que le coefficient d'électricité français ne prend pas en compte les déchets radioactifs et que la plupart des pays européens utilise une valeur quasiment deux fois plus importante

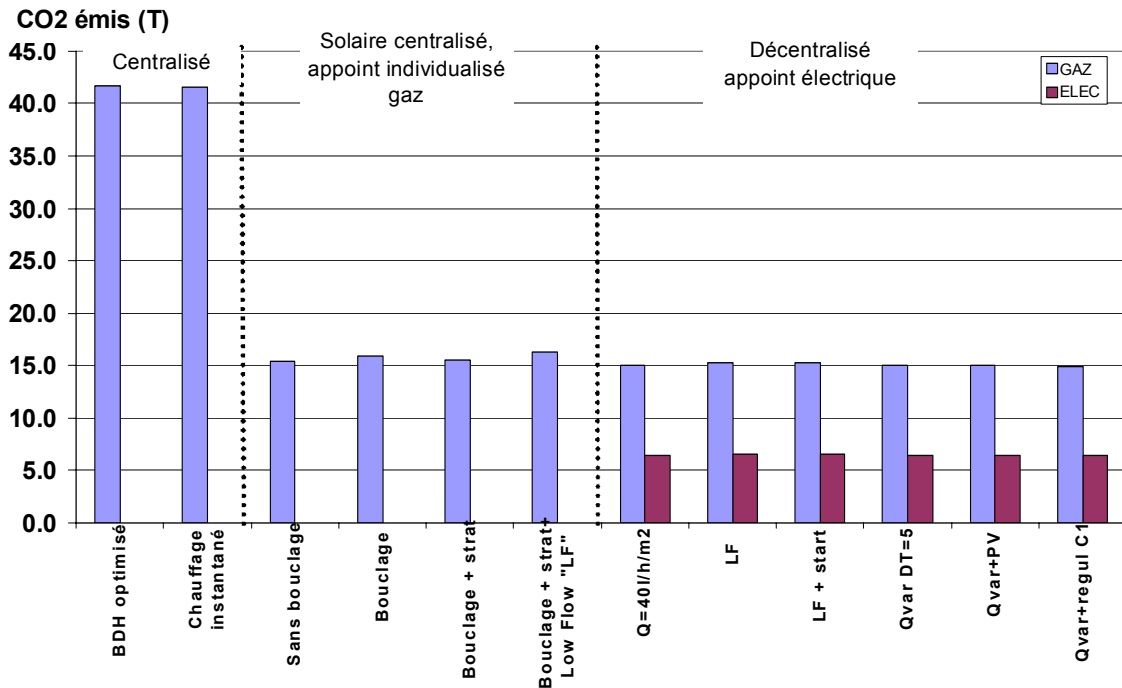


Figure 154 : Quantité de CO<sub>2</sub> que les installations évitent de rejeter dans l'atmosphère

D'un point de vue énergétique, l'apport obtenu lors de l'irrigation des capteurs en faible débit est comparable à celui des installations traditionnelles. Cependant, nous avons mis en évidence que l'intérêt de cette technique était lié au coût d'investissement. La réduction de la taille des tuyauteries, des pompes, peut compenser les pertes constatées. Il semble donc important d'étudier d'un point de vue économique ces installations, même si cela n'est pas évident étant donné le peu d'informations dans ce domaine et la difficulté des estimations à réaliser.

## VI. ANALYSE ECONOMIQUE

### VI.1. Investissement

Une analyse économique sur l'investissement permet de comparer les installations étudiées et de dissocier les postes les plus coûteux (Tableau 13).

Les quatre premiers estimatifs évaluent le coût des installations simulées dans ce chapitre. Nous constatons des écarts importants entre les différents types d'installations. En effet, le prix d'une installation décentralisée est divisé par deux comparé à une installation centralisée. Ceci est principalement dû au poste bouclage qui représente 60% du coût de l'installation. Le prix des ballons et des appoints chaudière est donc compensé dans le cas de nos simulations.

Cependant, les cas simulés pour les installations décentralisées sont favorables puisqu'il existe très peu de point de puisage, la longueur de la boucle de recyclage de l'installation

centralisée est très importante et donc défavorable. Dans le cadre de logements collectifs, le nombre de logement aurait été de 44, soit 44 ballons à installer. C'est pourquoi nous avons recalculé le coût des installations décentralisées dans cette situation. La longueur de la boucle de recyclage a été estimée à 200 mètres aller-retour, sur l'installation centralisée, pour un immeuble de 5 étages comportant 4 colonnes de distribution. Nous pouvons alors constater que les installations solaires décentralisées sont plus coûteuses à l'investissement. Le système d'appoint choisi est très important pour les installations solaires décentralisées. Le coût de l'appoint chaudière gaz peut par exemple modifier la tendance observée. Les installations solaires décentralisées avec 44 ballons pourraient atteindre les 187 000 € dans le cadre d'un appoint chaudière à gaz au lieu de 77480 € dans le cadre de ballons électro-solaires. Le coût d'investissement de l'installation centralisée à production d'ECS instantannée est semblable à celui des Berges de l'Hyères. Dans le cadre d'installation à faible débit « LF », le prix du mètre linéaire de canalisation passe à 45 € au lieu de 75, et le prix du ballon à stratification vaudrait environ 1300 €, soit un surcoût de 400 €. Le coût total dans cette configuration serait alors de 89080 €, soit 15% de plus que pour l'installation irriguée à débit classique ( $50\text{l/h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$ ). Une analyse économique, présentée en annexe 4, concerne un immeuble de 18 logements alimentés par 3 colonnes montantes.

En résumé, il est difficile de porter un jugement clair et définitif sur le coût d'investissement des installations. Cependant, nous avons constaté que des paramètres, tels que le bouclage, et le système d'appoint ont beaucoup d'influence. Il est par conséquent indispensable d'évaluer le temps de retour d'une telle installation, mais il est avant tout nécessaire de connaître les économies réalisées, c'est pourquoi nous présentons dans le paragraphe suivant une analyse du coût de fonctionnement des installations solaires collectives d'ECS.

## VI.2. Fonctionnement

L'actualisation des prix des énergies [58] pour 2005, nous a permis de calculer les économies réalisées pour fournir l'énergie d'appoint. Le prix des abonnements n'a pas été pris en considération. Les prix utilisés pour élaborer cette estimation sont les suivants :

- L'électricité (100 kWh) : 10,57 € TTC en heures pleines, 6,44 € TTC en heures creuses
- Le gaz naturel (100 kWh) : 3,11 € TTC

Nous constatons d'après la Figure 155 que les ISC décentralisées sont les plus économiques, puisqu'elles atteignent les 4000 € TTC d'économie par an. Les installations SCAI permettent également de réaliser des économies importantes puisqu'elles sont de l'ordre de 3600 € par an TTC. En modifiant le type d'appoint dans les ISC décentralisées, nous pouvons constater que les économies sont plus faibles et de l'ordre de 2000 € TTC. Avec l'appoint électrique, ces installations permettent un gain de 50% environ par rapport aux installations centralisées. En effet, le coût de l'appoint dans les installations centralisées est estimé à 6000 € TTC. Cet écart provient de l'absence de bouclage maintenu en température dans les installations autres que centralisées.

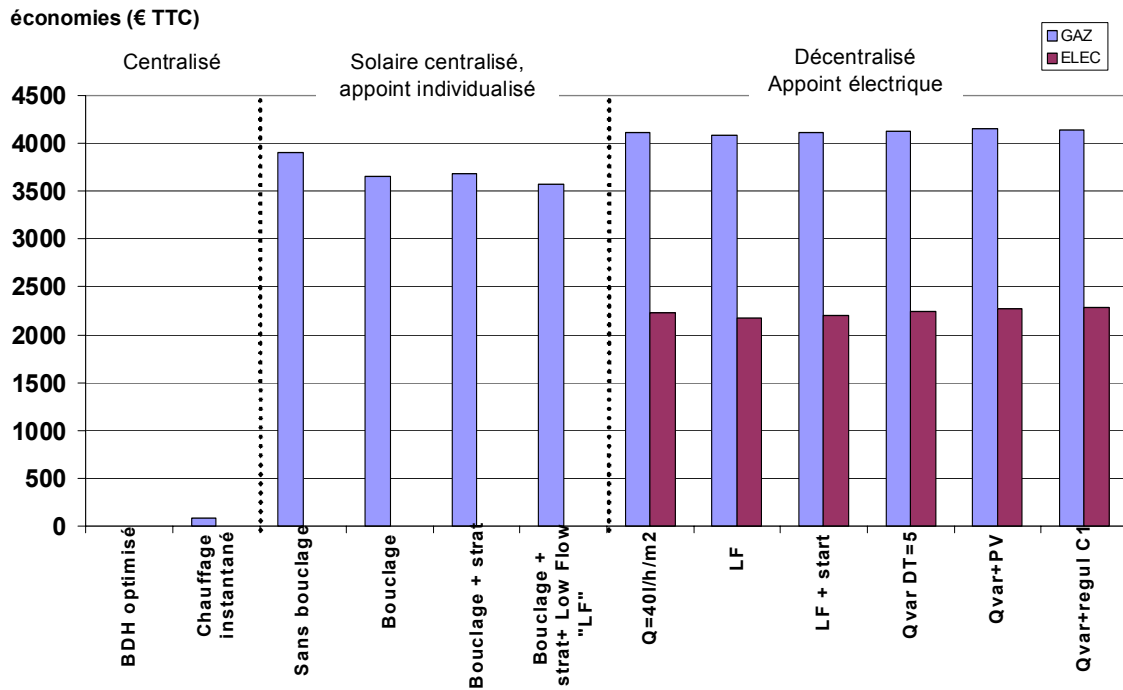


Figure 155 : Economies financières réalisées par rapport à la référence (BDH optimisé) sur l'énergie d'appoint et l'énergie des circulateurs

### VI.3. Estimation des temps de retour

La figure ci-dessous permet d'évaluer les temps de retour pour différentes configurations testées. Nous constatons que le temps de retour par rapport aux installations centralisées est d'une dizaine d'années pour les installations décentralisées fonctionnant à débit traditionnel (HF sans strat) ainsi que celles fonctionnant à débit variable.

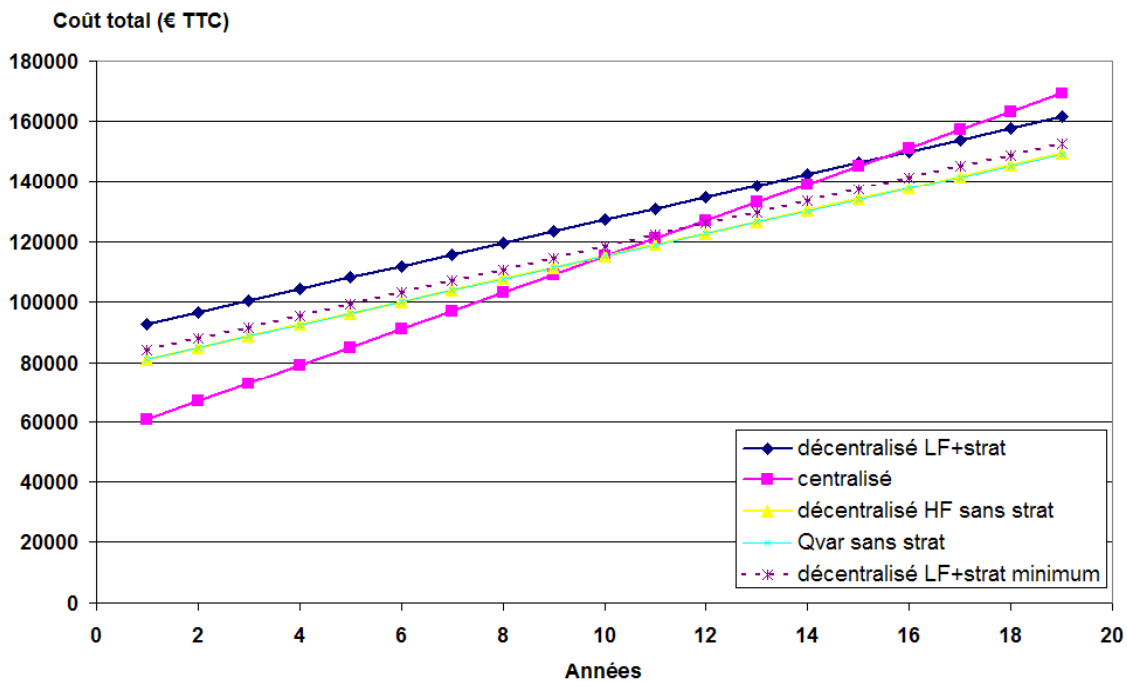


Figure 156: Evaluation des temps de retour – le prix de l'énergie est supposé constant

En revanche le temps de retour pour les installations décentralisées à faible débit (LF+strat) est de 16 ans dans le cas le plus pessimiste, alors qu'il peut être réduit à une dizaine d'années également (LF+strat minimum), en optimisant le ballon solaire à stratification active : suppression d'une injection solaire donc d'une vanne 3 voies. Cette durée pourrait également être réduite dans le cas où la surface serait réduite. Le taux de couverture solaire serait par conséquent inférieur.

Nous constatons ainsi l'importance du modèle numérique développé, sans lequel l'étude n'aurait pu être menée. Etant donné les différences de performances constatées et le coût calculé pour 44 logements, la technique décentralisée est malgré tout très intéressante, car d'un point de vue environnemental, les ISC décentralisées rejettent beaucoup moins de CO<sub>2</sub> que les ISC centralisées. Cependant, une étude comparative sur une installation destinée à des logements collectifs permettrait d'affiner cette estimation. Globalement, les installations décentralisées sont très intéressantes puisqu'elles facilitent la répartition des charges liées à l'eau chaude sanitaire, la réduction des volumes limite les risques de légionellose et leur impacte sur l'environnement est beaucoup plus faible que les ISC centralisées. Il sera alors intéressant de développer à l'avenir ce type d'installation afin de confirmer les résultats présentés ci-dessus même si a priori les temps de retour sont plus importants que pour les installations traditionnelles.

Tableau 13 : Estimation du coût des installations solaires d'ECS

	PU	Centralisée BDH			Décentralisée 8 ballons			Centralisée instantanée			SCAI*		
		Qté	PT	%	Qté	PT	%	Qté	PT	%	Qté	PT	%
<b>Primaire</b>													
Capteur 66 m²	280	66	18480	18	66	18480	31	66	18480	18	66	18480	39
Canalisation 100 m AR 40x42	75	100	7500	7	100	7500	13	100	7500	7	100	7500	16
Echangeur primaire	1500	1	1500	1		0	0	1	1500	1	1	1500	3
<b>Secondaire</b>													
Canalisation 20 m 40x42	75	20	1500	1		0	0	20	1500	1	20	1500	3
Ballon 2000 l tampon chauffage	2476	1	2476	2		0	0	2	4952	5	1	2476	5
Echangeur production ECS uniquement solaire*	3000	1	3000	3		0	0	0	0	0	1	3000	6
Echangeur production ECS solaire et appoint	4500	0	0	0		0	0	1	4500	4		0	0
<b>Appoint</b>													
Ballon 500 l biénergie	1500		0	0	8	12000	20		0	0		0	0
Chaudière gaz appoint	2500		0	0	8	20000	34		0	0	5	12500	27
Ballon 2000 l tampon ECS	3074	1	3074	3		0	0		0	0		0	0
Ballon 300 l électrique	1300		0	0		0	0		0	0		0	0
Echangeur	1500	1	1500	1		0	0		0	0		0	0
<b>Distribution</b>													
Mitigeur Individuel	100		0	0	8	800	1		0	0		0	0
Mitigeur Collectif	500	1	500	0		0	0		0	0		0	0
Canalisation 400 m 50x52	80	400	32000	32		0	0	400	32000	32	0	0	0
Canalisation 400 m 40x42	75	400	30000	30		0	0	400	30000	30	0	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>101530</b>			<b>58780</b>			<b>100432</b>			<b>46956</b>	
Prix /m²			1538			891			1522			711	
	PU	Centralisée 44 ballons			Décentralisée 44 ballons HF			Décentralisée 44 ballons LF			SCAI 44 chaudières		
		Qté	PT	%	Qté	PT	%	Qté	PT	%	Qté	PT	%
<b>Primaire</b>													
Capteur 66 m²	280	66	18480	34	66	18480	24	66	18480	21	66	18480	13
Canalisation 100 m AR 40x42	75	100	7500	14	200	15000	19	200	9000	10	200	15000	10
Echangeur primaire	1500	1	1500	3		0	0		0	0		0	0
<b>Secondaire</b>													
Canalisation 20 m 40x42	75	20	1500	3		0	0		0	0		0	0
Ballon 2000 l tampon chauffage	2476	1	2476	4		0	0		0	0		0	0
Echangeur production ECS uniquement solaire*	3000	1	3000	5		0	0		0	0		0	0
Echangeur production ECS solaire et appoint	4500	0	0	0		0	0		0	0		0	0
<b>Appoint</b>													
Ballon 500 l biénergie	1500		0	0		0	0		0	0		0	0
Chaudière gaz appoint	2500		0	0		0	0		0	0	44	110000	77
Ballon 2000 l tampon ECS	3074	1	3074	6		0	0		0	0		0	0
Ballon 300 l électrique	900		0	0	44	39600	51	44	57200	64		0	0
Echangeur	1500	1	1500	3		0	0		0	0		0	0
<b>Distribution</b>													
Mitigeur Individuel	100		0	0	44	4400	6	44	4400	5		0	0
Mitigeur Collectif	500	1	500	1		0	0		0	0		0	0
Canalisation 400 m 50x52	80	100	8000	15		0	0		0	0		0	0
Canalisation 400 m 40x42	75	100	7500	14		0	0		0	0		0	0
<b>TOTAL</b>			<b>55030</b>			<b>77480</b>			<b>89080</b>			<b>143480</b>	
Prix /m²			834			1174			1350			2174	

\*Installation à production solaire centralisée et à appoint individualisé

## **VII. CONCLUSIONS**

Nous avons constaté au cours de ce chapitre, qu'il était possible d'améliorer les performances des installations solaires collectives, et de limiter le risque de développement des légionelles. La production instantanée dans le cadre des installations à appoints individualisés et la réduction des volumes dans le cadre des ISC décentralisées vont dans ce sens.

Nous avons caractérisé l'évolution des performances des installations en fonction des différents paramètres. Ainsi, nous avons constaté que le débit de puisage avait un impact non négligeable sur le taux de couverture solaire corrigé. L'épaisseur d'isolant joue également un rôle important, il est donc nécessaire de porter la plus grande attention sur ce point.

En général, nous avons constaté que les installations solaires décentralisées fournissaient les meilleures performances. Le taux de couverture pourrait encore être augmenté dans ce type d'installation, si le système d'appoint électrique évolue (deux résistances) et si les volumes chauffés diminuent. Une étude sur l'optimisation des résistances chauffantes et des volumes de ballon mériterait d'être menée.

D'autre part, les installations à production solaire centralisée et à appoint individualisé sont elles aussi performantes, malgré encore une fois le système d'appoint qui s'avère plus coûteux. L'étude de la variante « faible débit » montre que cette solution est envisageable puisque les performances énergétiques des installations sont similaires. Cependant, le coût d'investissement est plus élevé et le temps de retour l'est donc également. Néanmoins cette solution devrait être compétitive si l'analyse intègre également le coût d'investissement du poste chauffage, car la chaudière gaz pourrait alors être utilisée.

Les installations solaires centralisées sont pénalisées par le bouclage maintenu en température. Néanmoins les performances sont satisfaisantes. Il faut toutefois veiller à ce qu'il n'existe aucune zone morte dans le ballon.

L'étude économique donne des tendances sur le coût d'investissement. Elle montre que certains critères tels que le choix de l'appoint, la longueur de bouclage ont beaucoup d'influence. Les conclusions sont donc difficiles à établir et dépendent en fait de chaque installation d'où l'intérêt d'un outil logiciel de dimensionnement tel que celui que nous avons élaboré. Une étude sur des logements d'habitation collectifs permettrait de mieux renseigner ce point.

# CONCLUSION GENERALE

Cette thèse traite des performances énergétiques relatives aux installations solaires collectives de production d'eau chaude sanitaire, en introduisant les concepts de faible débit, de stratification active et de stockage divisé. La bibliographie montre que le concept de faible débit permet de réduire le recours à l'appoint lorsqu'il est couplé à l'utilisation d'un stockage à stratification active. Il favorise également le rendement du capteur solaire grâce à une température d'entrée plus basse. De plus, le coût d'investissement diminue. La décentralisation des stockages limite les risques de légionellose, évite le maintien en température de la boucle de distribution qui est consommateur d'énergie, et facilite la répartition des charges liées à la distribution de l'eau chaude.

Nous avons étudié le Type 140 de TRNSYS en régime dynamique, et nous avons pour cela mené une étude expérimentale sur un ballon solaire traditionnel CLIPSOL. La comparaison des résultats expérimentaux et numériques nous a permis de valider le Type 140 d'un point de vue global, en terme de bilan énergétique. En revanche, la répartition de la température dans le ballon n'a pu être validée puisque nous avons observé des différences importantes entre les résultats numériques et expérimentaux. Le modèle CFD développé en parallèle sous Fluent nous a permis d'étudier le comportement du fluide dans ce ballon lorsqu'il est soumis à des injections. Nous avons mis en évidence la multi directionnalité des transferts de masse dans l'enceinte, et donc les limites des modèles unidimensionnels utilisés dans TRNSYS. L'importance du dispositif d'injection et de son emplacement a également été souligné, puisque le modèle CFD a montré que le coude d'injection solaire situé en partie supérieure du ballon solaire pouvait contribuer à la destratification thermique du ballon.

Le modèle CFD a permis par la suite d'étudier plus précisément le comportement thermique et dynamique du fluide lorsque les injections sont réalisées avec des dispositifs préservant la stratification. Nous avons modélisé un système de canne à stratification sans clapet puis un système d'injection à plaques parallèles.

Les résultats numériques obtenus pour la canne à stratification n'ont pas été satisfaisant puisque le modèle réalisé avait plutôt tendance à homogénéiser le ballon en température. Les autres configurations étudiées numériquement (plaques parallèles identiques, plaques parallèles de dimensions différentes, injection solaire ou puisage d'ecs, ballon domestique ou collectif) ont mis en évidence la préservation de la stratification.

La suite de ce travail a donc consisté à développer le banc expérimental d'un Chauffe-Eau Solaire Individuel à stratification active à partir des résultats obtenus lors des simulations CFD. D'une part ce type de ballon peut être utilisé dans les ISC à stockage divisé et, d'autre part, il nous a permis d'étudier à moindre coût – comparativement à un ballon collectif – les injecteurs destinés à améliorer la stratification. Un ballon de 350 litres équipé d'injecteurs à plaques parallèles a été élaboré, et a été couplé provisoirement à une chaudière électrique en attendant l'installation d'un champ de capteurs solaires. Les résultats expérimentaux obtenus à partir des différentes injections réalisées ont permis de valider l'intérêt du système de stratification par plaques parallèles.

Des injections de colorant ont également mis en évidence la stratification dans le ballon. Nous avons constaté que la strate colorée venait se placer à l'endroit le plus proche de sa température sans se mélanger avec le reste du ballon. Nous avons ainsi validé le modèle CFD utilisé et le procédé de stratification à usage domestique ou collectif. Ce type de



ballon pourra alors être indiqué pour des installations collectives centralisées ou décentralisées.

Afin d'optimiser les installations solaires collectives de production d'eau chaude sanitaire, nous avons instrumenté une installation collective « Les Berges de l'Hyères » à Chambéry. Elle est destinée à fournir des résultats expérimentaux servant de référence d'une part pour les différentes variantes envisagées et, d'autre part, pour la validation du modèle global TRNSYS.

L'analyse des données expérimentales a montré que le pas d'acquisition de 12 minutes que nous avons choisi n'est pas bien adapté. En effet, les débits n'étant pas constants durant ce pas de temps, nous avons dû considérer un débit moyen lors des simulations et, par conséquent, nous avons introduit des erreurs. Il est donc important de choisir un pas d'acquisition suffisamment faible – de l'ordre de la minute- afin d'éviter ce genre de problèmes. Nous avons également mis en évidence sur l'installation initiale des Berges de l'Hyères un certain nombre de dysfonctionnements tels que le surdimensionnement des compteurs à impulsions et du mitigeur thermostatique, mais aussi les faibles transferts thermiques au niveau de l'échangeur d'ECS. Ces problèmes sont principalement liés à la sur-évaluation des consommations. En effet, les compteurs à impulsions censés mettre en circulation la pompe à la sortie de l'échangeur ne délivrent pas de signal puisque les débits sont trop faibles. La récupération de l'énergie solaire est donc quasiment nulle d'où un taux de couverture solaire GRS très faible de 0.7%. Il est donc très important de bien évaluer les besoins d'ECS lors du dimensionnement d'une installation et le personnel affecté au bâtiment car les conséquences sur les performances de l'installation sont très importantes. La productivité solaire peut alors être quasiment nulle. D'autre part, nous avons constaté que les pertes de bouclage étaient très importantes (90 % de l'énergie d'appoint). Il est donc impératif de porter une attention particulière aux calorifugeage de l'installation (ballons, échangeurs et tuyaux) afin de limiter au maximum ces pertes.

Un modèle TRNSYS de l'installation des Berges de l'Hyères a été développé et validé grâce aux résultats expérimentaux. Il est destiné à proposer des évolutions de l'installation expérimentale afin d'améliorer ses performances énergétiques. Ainsi, avons-nous, suite à différentes études numériques, proposé de remplacer le compteur de 5 litres par impulsion situé sur l'eau froide par un compteur de 1 litre par impulsion. Nous avons également mis en évidence l'influence positive du débit variable au niveau de l'échangeur d'ECS. La gestion du circulateur à la sortie du ballon a été modifiée afin que le débit primaire soit identique au débit secondaire dans l'échangeur d'ECS. Enfin, nous avons suggéré de faire circuler le retour du bouclage dans l'échangeur d'ECS lorsque la température du ballon est supérieure à 60°C. Le taux de couverture solaire corrigé devrait ainsi augmenter de 11.4%. Ce taux a été utilisé afin de comparer l'ensemble des installations solaires collectives. Contrairement au taux de couverture solaire défini dans la GRS, ce facteur prend en compte l'énergie d'appoint et l'énergie des auxiliaires. Il permet alors de comptabiliser l'énergie perdue dans la boucle de distribution, qui représente généralement une partie importante de l'énergie d'appoint comme nous avons pu le constater sur le support expérimental. Une installation solaire qui est considérée comme performante d'un point de vue de la captation de l'énergie solaire n'est pas nécessairement performante sur le plan énergétique. Ce taux de couverture solaire corrigé permet par conséquent une évaluation plus réaliste des performances énergétiques.

Nous avons également insisté sur le fait que le ballon d'appoint doit présenter une entrée d'eau froide à la base du ballon et une sortie d'eau chaude au sommet du ballon, afin d'éviter toute zone de stagnation et donc tout problème lié à la légionellose.

L'étude des installations solaires collectives innovantes a ensuite été menée à partir du modèle de l'installation des Berges de l'Hyères qui a été validé. Trois types d'installations ont été considérés : les installations centralisées, les installations à production solaire centralisée et à appoint individualisé, et les installations décentralisées.

L'installation solaire centralisée étudiée permet de s'affranchir des problèmes de légionellose puisque la production d'eau chaude est instantanée, et non plus semi-instantanée (l'eau ne séjourne plus dans le ballon). Bien que ce point soit important, ce type d'installation ne présente guère plus d'avantages que l'installation des Berges de l'Hyères puisque le taux de couverture solaire corrigé est quasiment identique.

Les installations à production solaire centralisée et appoint individualisé sont prometteuses. La boucle de maintien en température n'existe plus, les pertes de distribution sont donc moindres car le niveau de température moyen de l'eau préchauffée est inférieur à 55°C, et l'appoint instantané est réalisé au point de puisage, par chaudière individuelle ou autre système de production instantanée. Cependant, l'étude économique révèle un coût prohibitif des systèmes d'appoint utilisant des chaudières gaz. Le temps de retour par rapport à l'installation de référence est alors de 17 ans !

Concernant les installations décentralisées, nous avons mis en évidence l'intérêt de cette technique puisqu'elle permet de doubler le taux de couverture solaire par rapport au cas expérimental. L'étude économique réalisée montre que ce type d'installation est plus coûteux que les installations centralisées dans le cas de logements collectifs, entraînant un temps de retour d'une dizaine d'années.

Le modèle développé nous a permis d'étudier les installations solaires collectives de production d'ECS. Nous avons, grâce à lui, optimisé le fonctionnement des Berges de l'Hyères et proposé des solutions innovantes performantes, en utilisant différentes méthodes telles que la stratification active associée au faible débit et le stockage divisé. Le ballon à stratification développé dans ces travaux permet d'améliorer légèrement les performances des installations. Cependant, lorsqu'il est couplé au faible débit, les performances sont plus faibles. Ainsi, avons-nous montré l'importance que peuvent avoir certains couplages et, par conséquent, l'importance de la modélisation. Coupler différentes solutions entre elles sans une étude préalable peut ainsi conduire à la dégradation des performances énergétiques et non à l'amélioration.

En perspective, il serait intéressant afin de réduire les coûts d'investissement de travailler sur l'optimisation propre du CESI (nombre de plaques, emplacement), de mener une étude sur l'appoint avec deux zones de chauffage. Le volume du ballon pourrait alors être plus faible et, par conséquent, le coût aussi. Une autre piste consisterait à réduire la surface de capteurs des ISC décentralisées afin d'obtenir un taux de couverture solaire corrigé similaire à celui obtenu dans les ISC SCAI. La productivité des capteurs serait meilleure et cela permettrait de rentabiliser plus rapidement la technique des faibles débit. Il serait également important de tester le CESI en conditions réelles avec le champ de capteurs solaires, voire de le tester selon une méthode normalisée pour comparer ce système à ceux présents sur le marché.

Il serait intéressant de comparer deux installations réelles de type décentralisée et centralisée afin de confirmer les résultats obtenus et d'avoir plus de précisions sur le critère économique. Le surcoût des installations avec appoint individuel étant important, il semblerait nécessaire de considérer également le chauffage dans le cas de systèmes combinés car ceux-ci pourraient être plus compétitifs.

Enfin, d'un point de vue numérique, il faudrait intégrer dans un modèle de ballon la prise en compte de la convection entre les couches.



## **ANNEXE 1 : LES TRAITEMENTS DE DESINFECTION DES RESEAUX SANITAIRES**



Deux grands types de traitements sont à l'heure actuelle disponibles « sur le marché ». Les traitements thermiques et les traitements chimiques [14].

- *Les traitements thermiques*

- Le choc thermique :

La méthode de désinfection par choc thermique consiste à maintenir pendant une durée déterminée une température d'eau dans les réseaux suffisamment élevée pour tuer la totalité des bactéries. Vers des températures avoisinant les 50°C, une destruction survient en quelques heures. Vers 60°C, le temps de destruction devient très court, de l'ordre de la minute. Les durées nécessaires pour diviser par 10 la concentration de légionelles sont respectivement de l'ordre de 20 minutes à 55°C, 6 minutes à 57.5°C et de 2 minutes à 60°C. Le traitement thermique dit « curatif » consiste à faire circuler de l'eau à une température de 70°C environ pendant 30 minutes et doit être suivi d'un rinçage soigneux de l'installation.

INCONVENIENTS	AVANTAGES
- Dégradation de la galvanisation des réseaux	- Efficace contre les Legionnelles en circulation
- Tenue des matériaux (joints et raccords)	- Faible coût du traitement
- Difficulté de tenir la température sur l'ensemble des points de puisage	- Rapide à mettre en oeuvre
- Entraîne la formation de tartre	
- Dégazage de l'oxygène	
- Pas de rémanence	
- Risque de brûlures pour les usagers	

Le choc thermique est donc efficace pour des températures supérieures à 60°C. Cependant, de telles températures entraînent une corrosion prématurée des tuyaux en acier galvanisé, et donc l'entartrage des organes d'isolement et de réglage. Le moyen à utiliser est alors d'inverser le sens de circulation dans les canalisations contaminées.

- *Les traitements chimiques:*

- Utilisation de chlore sous forme de Javel :

En règle général, l'utilisation de ce traitement est dite en « surchloration » pour laquelle on dose 50 mg/L de chlore libre avec un temps de contact de 30min. sur l'ensemble du réseaux et des points de puisages.

INCONVENIENTS	AVANTAGES
- Dégradation à chaud pour une température supérieure à 30°C si pH>7,8	- Efficace contre les Legionnelles en circulation
- Ne supprime que partiellement le « biofilm »	- Faible coût du traitement
- Corrosif pour l'acier galvanisé, le cuivre, le laiton et les réservoirs (sauf si protection cathodique ou revêtement Ebonite)	- Désinfection rémanente
- Formation des chloramines toxiques et odorantes ainsi que des dérivés formolés en présence de matière organique	- Traitement en continu autorisé par les textes réglementaires, temps de contact court

- Utilisation de Peroxyde Hydrogène (eau oxygénée) :

INCONVENIENTS	AVANTAGES
- Hydrolyse rapide à température élevée	- Pas d'odeurs ni de produits de dégradation toxiques
- Peu de rémanence	- Détruit le «biofilm » en totalité
- Durée de conservation limitée pour les produits stockés	- Efficace contre les Legionnelles en circulation
- Prix plus élevé comparé au chlore	- Temps de contact très court
- Corrosif en concentration élevée pour un traitement choc	
- Procédé autorisé dont les dosages n'ont pas encore été précisés de façon réglementaire	

- Utilisation du BIOGUL E100 (Péroxyde Hydrogène + Argent) :

INCONVENIENTS	AVANTAGES
- Prix plus important qu'un traitement chloré	- Pas d'odeurs ni de produits de dégradation toxiques (H <sub>2</sub> O et O <sub>2</sub> )
- Corrosif en dosage choc, c'est-à-dire pour une concentration supérieure à 350 kg/m <sup>3</sup>	- Détruit le «biofilm » en totalité
- Procédé nouveau et qui ne fait l'objet d'aucuns textes précis	- Efficace contre les Legionnelles et les protozoaires qui les abritent
	- Temps de contact très court
	- Rémanence importante
	- Résiste à la température de 40°C à 80°C
	- Agréé en choc n°91-105 et n°980117
	- L'eau traitée reste conforme au décret 89-3 avec un dosage < 350 mg/L pendant une période à définir en fonction de chaque cas avec les autorités médicales et sanitaires responsables du site



- Utilisation du Permanganate de Potassium

INCONVENIENTS	AVANTAGES
- Usage en continu impossible	- Prix
- Corrosif en dosage choc	- Coloration violette (traceur)
- Temps de contact important pour être efficace	- Efficace contre les Legionnelles en circulation
- Peu efficace contre le « biofilm »	- Rémanence
	- Stabilité pour des températures supérieures à 40°C

- *Les traitements « alternatifs »*

- Traitement par UV (Rayonnement Ultra-Violet)

INCONVENIENTS	AVANTAGES
- Pas de rémanence	- Traitement en continu de l'eau utilisée
- Investissement important	- Faible coût d'entretien
- Ne détruit pas du tout le « biofilm »	- Couplage possible avec les traitements chocs afin d'en limiter le nombre
	- Efficace contre les Légionelles en circulation
	- Ne modifie pas les caractéristiques chimiques de l'eau
	- Non corrosif vis-à-vis de l'installation

- Traitement par Induction

Un bureau d'études Génie-Climatique a récemment breveté deux systèmes baptisés TTI (Traitement Thermique par Induction) et MTI (Maintien en Température par Induction) dont le principe repose sur la destruction des micro-organismes présents dans les réseaux en augmentant la température d'eau par induction.



**ANNEXE 2 : PARAMETRES DE SIMULATION  
DU MODELE DES « BERGES DE L'HYERES »**



Les paramètres des divers composants utilisés dans le modèle de l'installation des Berges de l'Hyères sont ici résumés, tels qu'ils doivent être insérés dans le Type.

<b>Capteur solaire TYPE 102</b>		
Surface du capteur	66	m <sup>2</sup>
Inclinaison du capteur $\beta$	45	°
Azimuth du capteur	0	°
Epaisseur de la couverture	0.003	m
Masse volumique de la couverture $\rho$	2500	kg/m <sup>3</sup>
Chaleur massique de la couverture $C_p$	790	J/(kg.K)
Emissivité GLO du capteur $\varepsilon$	0.95	-
Coefficient de transmission du rayonnement CLO à incidence nulle de la couverture $\tau_{c0}$	0.86	-
Coefficient d'absorption du rayonnement CLO à incidence nulle de la couverture $\alpha_{c0}$	0.06	-
Epaisseur de l'absorbeur	0.02	m
Masse volumique de l'absorbeur $\rho_A$	2500	kg/m <sup>3</sup>
Chaleur massique de l'absorbeur $C_{pA}$	430	J/(kg.K)
Emissivité de l'absorbeur $\varepsilon_A$	0.15	-
Coefficient d'absorption du rayonnement CLO de l'absorbeur $\alpha_A$	0.95	-
Epaisseur des tuyaux de fluide caloporteur	0.0005	m
Masse volumique des tuyaux $\rho_T$	8900	kg/m <sup>3</sup>
Chaleur massique des tuyaux $C_{pT}$	430	J/(kg.K)
Diamètre intérieur des tuyaux	0.007	m
Longeur d'un tuyaux	6	m
Nombre de tuyaux identiques	88	-
Teneur en propylène glycol	0.3	-
Epaisseur de l'isolant	0.06	m
Conductivité thermique de l'isolant $\lambda_{iso}$	0.032	W/(m.K)
Coefficient d'échange global à l'arrière du capteur	10	W/(m <sup>2</sup> .K)
Température initiale de la couverture	10	°C
Température initiale de l'absorbeur	10	°C
Température initiale du fluide	10	°C
<b>Conduite de la boucle solaire primaire</b>		
Diamètre intérieur	0.04	m
Coefficient des pertes thermiques	3.3	W/(m <sup>2</sup> .K)
Longueur allé = retour		
Extérieur	15	m
Intérieur	80	m
<b>Echangeur solaire</b>		
Efficacité	0.7	-
Chaleur spécifique du fluide primaire	3.8	kJ/(kg.K)
Chaleur spécifique du fluide secondaire	4.19	kJ/(kg.K)
<b>Conduite de la boucle solaire secondaire</b>		
Diamètre intérieur	0.04	m
Coefficient des pertes thermiques	3.3	W/(m <sup>2</sup> .K)

Longueur allé = retour	3.5	m
<b>Ballon solaire TYPE 140</b>		
Hauteur	1.70	m
Volume	2	m <sup>3</sup>
Conductivité thermique effective	3.96	kJ/(hr.m.K)
Coefficient d'échange du ballon	90	kJ/(hr.K)
Hauteur relative entrée dp1 – retour Hx_ ecs	0.2353	-
Hauteur relative de sortie dp1 – entrée Hx_ ecs	1	-
Hauteur relative d'entrée dp2 – sortie Hx_ solaire	0.47	-
Hauteur relative de sortie dp2 – entrée Hx_ solaire	0	-
Précision du processus de mixage dans le ballon	100	-
Nombre de noeuds	17	-
<b>Conduite de la boucle ecs primaire</b>		
Diamètre intérieur	0.05	m
Coefficient des pertes thermiques	3	W/(m <sup>2</sup> .K)
Longueur allé = retour	2.5	m
<b>Echangeur ECS</b>		
Efficacité	0.7	-
Chaleur spécifique du fluide primaire	4.19	kJ/(kg.K)
Chaleur spécifique du fluide secondaire	4.19	kJ/(kg.K)
<b>Ballon d'appoint TYPE 140</b>		
Hauteur	1.70	m
Volume	2	m <sup>3</sup>
Conductivité thermique effective	3.96	kJ/(hr.m.K)
Coefficient d'échange du ballon	90	kJ/(hr.K)
Hauteur relative entrée dp1 – entrée_ef	0.2353	-
Hauteur relative de sortie dp1 – départ_ ecs	1	-
Hauteur relative d'entrée dp2 – retour bouclage	0.7059	-
Hauteur relative entrée dp3 – sortie appoint	0.7353	-
Hauteur relative de sortie dp3 – retour appoint	0.2353	-
Précision du processus de mixage dans le ballon	100	-
Nombre de noeuds	17	-
<b>Bouclage maintenu en température</b>		
Diamètre allé	0.05	m
Longueur allée	400	m
Diamètre retour	0.04	m
Longueur retour	400	m

En supprimant le ballon d'appoint, le tableau indique les paramètres de simulation utilisés pour les installations à production solaire centralisée et à appoint individualisé. Le bouclage n'est alors plus maintenu en température.

**ANNEXE 3 : PARAMETRES DE SIMULATION  
DU MODELE DES INSTALLATIONS  
DECENTRALISEES**





<b>Capteur solaire</b>		
Idem annexe 2		
<b>Conduite de la boucle solaire</b>		
Diamètre intérieur	0.04	m
Coefficient des pertes thermiques	3.3	W/(m <sup>2</sup> .K)
Longueur allé = retour		
Extérieur	15	m
Intérieur	36	m
<b>Echangeur solaire</b>		
Efficacité	0.7	-
Chaleur spécifique du fluide primaire	3.8	kJ/(kg.K)
Chaleur spécifique du fluide secondaire	4.19	kJ/(kg.K)
<b>Ballon solaire</b>		
Hauteur	1.50	m
Volume	0.5	m <sup>3</sup>
Conductivité thermique effective	4.5	kJ/(hr.m.K)
Coefficient d'échange du ballon	10.65	kJ/(hr.K)
Hauteur relative entrée dp1 – entrée_ ef	0	-
Hauteur relative de sortie dp1 – sortie_ ecs	1	-
Hauteur relative d'entrée dp2 – sortie Hx_ solaire	0.75	-
Hauteur relative de sortie dp2 – entrée Hx_ solaire	0	-
Hauteur relative d'entrée dp3 – sortie Hx_ solaire	0.5	-
Hauteur relative de sortie dp3 – entrée Hx_ solaire	0	-
Hauteur relative d'entrée dp4 – sortie Hx_ solaire	0.25	-
Hauteur relative de sortie dp4 – entrée Hx_ solaire	0	-
Position relative de l'appoint	0.26	-
Hauteur relative du thermostat	0.26	-
Température du thermostat	70	°C
Différentiel du thermostat	5	°C
Précision du processus de mixage dans le ballon	100	-
Nombre de noeuds	20	-



**ANNEXE 4 : ANALYSE DU COUT  
D'INVESTISSEMENT DES DIFFERENTES  
SOLUTIONS DANS LE CAS DE L'IMMEUBLE  
« SOCADAL » A MONTPELLIER**



PU	Centralisée BDH			Décentralisée 18 ballons			SCAI*			Décentralisée 18 ballons LF		
	Qté	PT	%	Qté	PT	%	Qté	PT	%	Qté	PT	%
<b>Primaire</b>												
Capteur 66 m <sup>2</sup>	280	27	7560	27	24	7560	27	10	7560	27	21	7560
Canalisation 100 m AR 40x42	75	62	4650	17	81	6075	19	62	4650	6	81	3645
Echangeur primaire	1500	1	1500	5		0	0	1	1500	2		0
<b>Secondaire</b>												
Canalisation 20 m 40x42	75	10	750	3		0	0	10	750	1		0
Ballon 2000 l tampon chauffage	2476	0	0	0		0	0	1	2476	3		0
Echangeur production ECS uniquement solaire*	3000	1	3000	11		0	0	1	3000	4		0
Echangeur production ECS solaire et appoint	4500	0	0	0		0	0	1	4500	6		0
<b>Appoint</b>												
Ballon 500 l biénergie	1500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaudière gaz appoint	2500		0	0	0	0	18	45000	62	0	0	0
Ballon 2000 l tampon ECS	3074	1	3074	11		0	0	0	0	0		0
Ballon 300 l électrique	900		0	0	18	16200	51		0	0	18	23400
Echangeur	1500	1	1500	5		0	0	0	0	0		0
<b>Distribution</b>												
Mitigeur Individuel	100		0	0	18	1800	6		0	0	18	1800
Mitigeur Collectif	500	1	500	2		0	0	0	0	0		0
Canalisation 400 m 50x52	80	33	2640	10		0	0	33	2640	4		0
Canalisation 400 m 40x42	75	33	2475	9		0	0	0	0	0		0
<b>TOTAL</b>			<b>27649</b>			<b>31635</b>			<b>72076</b>			<b>36405</b>
Prix /m <sup>2</sup>			419			479			1092			552

\* Solaire Centralisé et Appoint Individualisé



# REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- 
- [1] ADEME (2000):  
Plan soleil 2000-2006, 14 p.  
Disponible en ligne <http://www.ademe.fr>
- [2] IEA, TASK 14 (1996) (Editor: Duff, W):  
Advanced solar domestic hot water systems. A report of the task 14 working group.  
IEA, Solar heating and cooling Programme, 207p.
- [3] CARLSSON P.F. (1993):  
Heat storage for large low flow solar heating systems. Proceedings of ISES Solar  
World Congress, Budapest, Hungary, 5p.
- [4] Site Internet de Tecsol <http://www.tecsol.fr/Socadal/Socadal.htm>
- [5] BAYETTI, V., JULIEN, J.P., (2004)  
Suivi de l'installation d'eau chaude sanitaire solaire de la résidence « Le jeu de  
mail » à Montpellier. Rapport final, 47 p.
- [6] KLEIN S. A. et al. (1996):  
TRNSYS, Version 14.2. User manual. Solar Energy Laboratory, University of  
Wisconsin.
- [7] FLUENT version 6.1.18. site en ligne <http://www.fluent.com>
- [8] ADEME (2002):  
Eau Chaude Solaire : manuel pour la conception, 110 p.
- [9] Norme internationale ISO/FDIS 9488, (1999):  
Energie solaire - vocabulaire, 47 p.
- [10] SOLO (2000):  
Méthode mensuelle d'évaluation des performances thermiques des installations  
solaires de production d'eau chaude sanitaire. <http://www.cstb.fr>
- [11] GUERGUEN, M. (2005):  
Autonomie des chauffe-eau solaires individuels grâce à l'alimentation  
photovoltaïque du circulateur. Mémoire du Master Ecothechniques - Université de  
Savoie. 2005. 108 p.
- [12] BAECKEROOT, G. (Janvier/Février 2003):  
Les pratiques contre la légionelle : Maîtriser le risque de légionelle, CVC N°821, p  
15-17.
- [13] BUSQUET, J.L. and JOFFRE, A. (2002):  
Le guide du chauffe-eau solaire. France édition multimédia. 36 p.  
<http://www.tecsol.fr/articles/articles.htm>

- 
- [14] Chaud Froid Plomberie – N°651 – Novembre 2002 –p 61-65.
- [15] SQUINAZI, F. and al. (Février 2004):  
Légionelles et ballons d'ECS : importance d'une température élevée et bien répartie.  
Chaud Froid Plomberie, N°665, p 85-90.
- [16] BAECKEROOT, G. (Janvier/Février 2003):  
Les pratiques contre la légionelle : Evolution des mesures de lutte. CVC N°821, p 19-21.
- [17] MESKEL, R. and CARLIER, J. (Décembre 2004):  
Prévention contre le développement des légionelles: et si on traitait l'eau froide ?  
Chaud Froid Plomberie N°674, p 49-51.
- [18] ENERTECH. (Avril 2004):  
Bâtiment de logements HQE économes en énergie et en eau. Programme ReStart  
Evaluation des performances suivi lourd. 88 p., <http://perso.club-internet.fr/sidler>
- [19] LETZ, T., (2004) :  
ECS collective. Support de cours, 100 p.
- [20] PAPILLON P. (2000):  
Eau chaude solaire pour les équipements collectifs, CLIPSOL, 66 p.
- [21] RAPHY, F. and PLANTIER, C. (2000):  
Eau chaude solaire : extension du concept de garantie de résultats solaires par la prise  
en compte de l'appoint, Rapport de DEA, 54 p.
- [22] COUSIN, J.F. (Novembre 2002):  
La lettre ADEME. N°88 Novembre 2002, 8 p. <http://www.ademe.fr>
- [23] FANNEY, A. H. and S. A. KLEIN (1988):  
"Thermal Performance Comparisons for Solar Hot Water Systems Subjected to  
Various Collector and Heat Exchanger Flow Rates." Solar Energy, Vol. 40 N°1, p 1-  
11.
- [24] KENJO, L. (2003):  
Etude du comportement thermique d'un chauffe eau solaire à faible débit. Thèse de  
doctorat, Université de Nice-Sophia Antipolis . 274 p.
- [25] DUFFIE, J.A., BECKMAN, W.A. (1991):  
Solar engineering thermal processes, Second edition. Wiley Interscience, 944p.  
ISBN : 0471510564
- [26] Site en ligne <http://www.solvis.de>
- [27] GARI, H.N. and LOEHRKE, R.I. (December 1982):  
A controlled buoyant jet for enhancing stratification in a liquid storage tank, Journal  
of fluid engineering, Vol.104, p 475-481.



- 
- [28] PFISTER, Y. and RENOULT, O. (Avril 1998):  
Analyses et améliorations des performances de chauffe-eau solaires commerciaux,  
Rapport final, 50 p.
- [29] ANDERSEN E., FURBO S. (1999):  
Thermal destratification in small standard solar tanks due to mixing during tapping.  
Proceedings of ISES Solar World Congress, Jerusalem, Israel, Volume III, p 11-119.
- [30] JORDAN U. and FURBO S. (2003):  
Thermal stratification in small solar domestic storage tanks caused by draw-offs.  
Proceedings of ISES Solar World Congress, Göteborg, Sweden, 8p.
- [31] SHAH, L. J (1999):  
Investigation and modelling of thermal conditions in low flow SDHW systems. Ph.  
D. Thesis. Department of buildings and energy technical university of Denmark,  
207p.
- [32] FURBO, S. ():  
Maximum temperatures during summer holidays in low flow solar heating systems.  
Theoretical investigations. Technical university of Denmark, Thermal insulation  
laboratory. Report 92-19.
- [33] EISENMANN, W. and Al. (2003):  
Theoretical comparison of the thermal power of flat-plate solar collectors with  
serpentine flow versus parallel flow. Proceedings of ISES Solar World Congress,  
Göteborg, Sweden, 8p.
- [34] ZHANG, H. and LAVAN, Z. (1985):  
Thermal performance of a serpentine Absorber plate. Solar Energy, Vol. 34 N°2, p  
175-177.
- [35] LUND, O'FERRALL. (1989):  
General thermal analysis of serpentine flow flat-plat solar collector absorbers. 34 (2),  
3p.
- [36] DAYAN Myrna (1997):  
High Performance In Low-Flow Solar Domestic Hot Water Systems. Master of  
Science. Thesis, University of Wisconsin-Madison, 224 p.  
Disponible sur Internet : <http://sel.me.wisc.edu/Publications/Theses/theses2.html>
- [37] AGENA énergies  
Site en ligne : <http://www.agena-energies.ch/intro.htm>
- [38] AL-IBRAHIM, A. M. (1997):  
Optimum selection of direct-coupled photovoltaic pumping system in solar domestic  
hot water systems. Thesis, University of Wisconsin-Madison, 192 p.  
Disponible sur Internet : <http://sel.me.wisc.edu/Publications/Theses/theses2.html>

- 
- [39] GRASSIE, T., and Al. (2002):  
Design of a PV driven low flow solar domestic hot water system and modeling of the system collector outlet temperature. *Energy Conversion & Management* 43, 15 p.
- [40] BUSCARLET, C. (2001):  
Chauffe-eau solaire à faible débit – état d l’art. Rapport final, 21 p.
- [41] FURBO, S. (1993):  
Optimum design of small SDHW low flow solar heating systems. Proceedings of ISES Solar World Congress, Budapest, Hungary.
- [42] BAUR J.M. and al. (1993):  
Simulation of water tanks with mantle heat exchangers. Proceedings of solar ’93, American solar energy society. P 286-291.
- [43] PLANTIER, C. (2005):  
Etude numérique et expérimentale d’un prototype de chauffe-eau solaire équipé d’un stockage à changement de phase. Thèse de doctorat, Université de Savoie. 210 p.
- [44] Avis technique 14+5/03-839, (2004):  
Capteur solaire: Clipsol TGD, CSTB, 24 p.
- [45] ISAKSON, P., ERIKSSON, L.O., (1994):  
MFC 1.0beta : Matched Flox collector Model for simulation and testing (user’s manual), kungl tekniska Högskolan, Stockholm, Sweden, 32 p.
- [46] PLANTIER, C. and al. (2003):  
Development and experimental validation of a detailed flat plate solar collector. Proceedings of ISES solar world congress, Göteborg, Sweden, 7 p.
- [47] MORRISON, G.L., (1998):  
TRNSYS extensions (TRNAUS). Report STEL/1. 43 p.
- [48] DRUECK H. (November 2000):  
MULTIPOINT Store-Model – Type 140 – Version 1.99B – Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart. 27p.
- [49] NEWTON.B.J. (1995):  
Modelling of solar storage tanks , M.S.thesis, Department of Mechanical engineering, University of WISCONSIN, MADISON, USA, 190p.  
Disponible sur internet : <http://sel.me.wisc.edu/Publications/Theses/theses2.html>
- [50] KENJO, L. and al. (2002):  
Etude du comportement thermique d’un chauffe-eau solaire a faible débit. FIER’2002. CSTB. P 102-107.
- [51] OLIVESKI R.D.C. and al. (2003):

---

Comparison between models for the simulation of hot water storage tanks. Solar Energy, Vol. 75, p 121-134.

[52] SHAH, L.J. (2002):

A solar combisystem based on a heat storage with three internal heat exchangers. IEA task 26, BYG DTU SR-02-19, 99 p. ISSN 1393-402x.

[53] IDELCIK, I. E. (1969)

Memento des pertes de charge. Eyrolles, Paris.

[54] François C., Ziegler B. (1999) :

Besoins en eau chaude sanitaire et évolutions.

Cahier du CSTB, cahier N°3134, livraison 400

[55] ALMEMO (Edition 2003/2004):

Des solutions pour vos applications, catalogue général, 284 p, <http://www.ahlborn.fr>

[56] FURBO, S., SHAH, L.J. (2004):

Solar heating systems in Aizkraukle, Latvia. Sagsrapport. BYG.DTU SR-04-15.

ISSN 1601-8605. 17 p.

[57] SIMSOL:

SimSol: outil de prédiction des performances thermiques des installations de production d'eau chaude solaire collective.

Disponible en ligne :

[http://software.cstb.fr/soft/logiciels.asp?page\\_id=fr!energie\\_solaire](http://software.cstb.fr/soft/logiciels.asp?page_id=fr!energie_solaire)

[58] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie(2005):

Energies et Matières premières. Prix des énergies. 8 p.

En ligne sur : <http://www.industrie.gouv.fr/energie>