

**Intégration et optimisation
de systèmes solaires actifs**

Etude du Centre Industriel et Artisanal

Marcinhès à Meyrin (GE)

Rapport partiel, Septembre 1991

Analyse détaillée des capteurs solaires

Etude préliminaire de la PAC et du stockage souterrain

**A. Mermoud
D. Pahud
O. Guisan
B. Lachal**

**Groupe de Physique Appliquée
et Centre Universitaire d'Etude des Problèmes de L'Energie
de l'Université de Genève**

**4, chemin de Conches
CH 1231 Conches, Genève**

Résumé et principaux résultats

Le Centre Industriel et Artisanal Marcinhès, à Meyrin (GE), est un immeuble de conception énergétique originale, intégrant diverses technologies non conventionnelles, dont l'indice de dépense d'énergie prévu, avec courant (force et lumière), ne devrait pas excéder 350 MJ/m²an (dont 150 de combustibles achetés) [réf 1]. Selon les concepteurs, le chauffage devrait être assuré par:

- Le solaire passif, grâce à une enveloppe en "double peau" (24%),
- le solaire actif couplé à un stockage saisonnier (21%),
- les gains internes (19%),
- les déchets de bois (6%),
- le reste étant assuré par l'énergie fossile (fuel ou gaz, 29%).

Les performances de cette installation sont mesurées par une équipe du Groupe de Physique Appliquée de l'Université de Genève; la prise de mesures est opérationnelle depuis l'été 1989, soit dès la mise en services des principales installations techniques (capteurs solaires, stockage souterrain).

Ce document contient l'analyse détaillée (et définitive) du fonctionnement du système de captation solaire, enregistré de mi-juin 1989 à fin mai 1990, une étude préliminaire des performances de la pompe à chaleur, et le suivi de l'évolution du stockage souterrain. Les premiers résultats - encourageants - d'un modèle analytique décrivant les échanges dans le terrain et le comportement global du stock sont également proposés.

Le bâtiment n'étant pas encore opérationnel dans son ensemble, les études du bilan énergétique global, l'évaluation des gains solaires passifs par les façades et les études de confort prévues, ne sont pas encore abordés.

Le système de captation solaire actif est constitué de 936 m² de capteurs plans (équipés d'absorbeurs sélectifs de type "Energie Solaire SA"), dont la structure en chènes d'aluminium constitue la couverture de l'immeuble. Ils sont inclinés à 45° et orientés au sud-ouest. La plus grande partie est destinée à alimenter le stock saisonnier, une petite fraction de l'énergie devant servir à l'alimentation en eau chaude sanitaire; cependant, cette fonction n'est actuellement pas encore opérationnelle. Depuis leur mise en service, les capteurs ont parfaitement fonctionné, sans aucune panne. Mesurés avec soin du 20 juin 1989 au 31 mai 1990, ils ont présenté des caractéristiques stables, avec une efficacité optique de 0.72 et un facteur de pertes thermiques de 4.7 W/m²K. Ces paramètres, mesurés "in situ" durant toute l'année, sont compatibles avec des mesures ponctuelles nocturnes de pertes thermiques, et de "stagnation".

Les divers effets fins (perturbations optiques telles que ombrages, réflexions, ou effets d'incidence), ainsi que les pertes dues au système (capacité thermique du champ, perte de niveau de température dans les échangeurs, etc...) ont été analysés et quantifiés dans le détail. Durant la période de mesures, les capteurs ont fourni 6.1 MJ/m² · jour, (soit 618 KWh/m²an) avec un rendement global de 47%, pour une température moyenne

de fonctionnement de 40°C.

L'un des objectifs importants de notre mandat était la **vérification des prédictions du modèle G3**, établi pour des capteurs évacués. Les performances du champ sont fidèlement reproduites par ce modèle; son applicabilité a été étudiée pour différents stades de complexité, de la boucle solaire seule au système complet, intégrant une modélisation des échanges dans le stock. Les résultats fournis par le programme G3 pour PC ont également été testés. Globalement, le modèle "pur" fonctionne parfaitement, avec un biais annuel inférieur à 0.15 MJ/m²jr (environ 4%), et une dispersion quotidienne (sigma) de 0.5 MJ/m²jr. Avec l'adjonction de complications mentionnées ci-dessus, on reste dans les limites de 6 à 8% d'erreur annuelle.

Suite à des pannes répétitives dues à un défaut de conception (et une mauvaise prise en charge du service après-vente de la part du constructeur), la **pompe à chaleur** n'a pu fonctionner qu'épisodiquement durant la période de chauffe, soit environ 34 jours en automne 89 et 16 jours en février 90. Ses performances sont à peu près conformes aux données du constructeur, avec un COP (de l'énergie utile sur l'énergie primaire du gaz) de l'ordre de 1.7. Ce fonctionnement partiel a posé des problèmes pour assurer l'équilibre annuel de l'ensemble des systèmes énergétiques - par ailleurs bien dimensionné. En effet, le stockage n'a pu être déchargé normalement, et pour éviter une remontée trop important en température (l'injection étant limitée à 50°C à cause de la technologie des tubes plastique), une partie des capteurs a dû être couverte durant l'été 90.

Fonctionnant entre 5 et 35°C, le stockage a une capacité d'environ 420 MWh/an, soit l'équivalent de 42 tonnes de mazout. Durant la première année (du 20 juin 89 au 31 mai 90), il a absorbé 466 MWh et en a restitué 70 à la pompe à chaleur. Les caractéristiques d'échange lors de la charge ont été étudiées d'un point de vue phénoménologique, pour évaluer l'écart de température avec les capteurs.

Dès le début de la charge, le **comportement du stock** a été suivi par la mesure hebdomadaire d'une série de températures réparties le long d'un puits de 19m, situé à mi-rayon. A partir de l'automne, un autre puits central et trois à la périphérie (pour évaluer le gradient de pertes) étaient régulièrement enregistrés, totalisant 50 points de mesure. Outre quelques profils caractéristiques, mettant en évidence notamment la stratification latérale en température obtenue par inversion du flux entre la charge et la décharge, nous présentons l'évolution d'une température représentative de la charge globale.

Nous donnons les grandes lignes d'un modèle qui fournit, par la résolution analytique de l'équation de chaleur, la répartition des flux et températures dans un puits cylindrique infini. Nous montrons que l'extrapolation de ce modèle au stock entier, considéré comme un seul puits, permet de reproduire son comportement global sur 18 mois, avec une précision remarquable. Ceci constitue encore un premier essai, dont les développements devraient conduire à l'élaboration d'un outil pour le dimensionnement de l'échangeur, l'évaluation des pertes et les prévisions à long terme.

Abstract and main results

The Industrial and Artisanal Building Marcinhès, at Meyrin (Geneva, Switzerland), was built according to an original enegetical concept, integrating some non-conventional technologies. The previsions for its energy consumption should not exceed 350 MJ/m²year (from which 150 MJ/m²year of buyed energy) [ref 1]. Heating should be provided by:

- Passive solar, thanks to a "double-skin" envelope (24%),
- Active solar, coupled to a seasonal ground storage (21%)
- Internal gains (19%),
- Wood scraps (6%),
- The remaining been provided by fossil energy (fuel or gas, 29%).

The performances of this installation are measured by a team of the Group of Applied Physics, at the University of Geneva. Data taking is operational since summer 1989, i.e. immediately after the set-up of the main technical facilities (solar collectors, ground storage).

This report includes the detailed (and final) analysis of the running of solar collectors system, recorded from mid-june 1989 to end-of-may 1990, a preliminary study of the performance of the heat pump, and the recording of the evolution of the ground storage. The first results - very encouraging - of an analytical model describing the exchanges in the ground and the global behaviour of the storage are presented.

As the building is not quite operational up to now, energy balance studies, passive solar gains evaluation and planned comfort studies are not yet taken up.

The solar active system involves 936 m² of flat collectors (equipped with selective absorbers of "Energie Solaire SA", Switzerland). Their shed structure, of aluminium, is part of the waterproof cover of the building. They are tilted by 45°, and south-west oriented. The most part of their energy is devoted to the seasonal storage; a small fraction was planned to feed the domestic water tank, but this facility is not yet in use. Since the set-up of the system, collectors are perfectly working, without any failure. The measurements between 20 june 89 to 31 may 90 have given very stable characteristics, with an optical efficiency of 0.72 and a heat loss factor of 4.7 W/m²K. These parameters, determined "on-line" during the whole year, are compatible with measurements of a night experiment, or with instantaneous "stagnation" measurements.

Some optical effects (like mutual shading of sheds, reflexions, incidence modifiers), as well as losses due to the system (heat capacity of the field, loss of temperature level across exchangers, and so on...), have been analysed and quantified in detail. During the measurements period, the collectors provided 6.1 MJ/m²day (i.e. 618 kWh/m²year), with a global efficiency over 47%, for an average operating temperature of 40°C.

An important goal of the project was the check of the G3 model predictions.

The day-by-day G3 model was developed in our laboratory on the basis of evacuated tubular collectors experiments. With these flat plate collectors, we find that the model reflects quite well the field output; its applicability has been investigated for some complexity levels, from the only solar loop to the whole system including heat exchanges in the storage. The results given by the G3 PC-program were also checked. The "pure" G3 model is found to work very well, with an annual bias of 0.15 MJ/m²day (about 4%), and a daily dispersion (sigma) of 0.5 MJ/m²day. By including the above mentioned complications, the annual error stays in the limits of 6 to 8%.

Following repetitive failures, due to design defaults (and very unsatisfactory after-sales service from the manufacturer), the **heat pump** has worked only occasionally during the heating period, i.e. about 34 days in autumn 89 and 16 days in february 90. Its performances agree nearly with the manufacturer data, with a performance coefficient (useful energy over primary gas energy) of the order of 1.7. This episodic working affected the overall equilibrium of the other involved energetic systems: that is, as the storage was not quite unloaded, and for avoiding excess temperatures in the plastic tubes of the storage exchanger (limited to 50°C), a part of the collectors had to be covered during the summer 1990.

Working between 5 and 35°C, the storage has a capacity of about 420 MWh/year, i.e. the equivalent of 42 tons of fuel. During the first year, it absorbed 466 MWh and gave back 70 MWh only to the heat pump. The exchange characteristics while loading were studied from a phenomenological point of view, in order to evaluate the temperature gap with the operating collectors.

From the beginning of the loading, the storage was monitored by the weekly measurement of a serie of temperature sensors, distributed along a 19m deep borehole, located at the mid-radius. From autumn 89, one central and three pepheral wells (for evaluating the gradient at the border) are also measured, totalizing 50 sensors. Besides some characteristic profiles, illustrating the lateral stratification obtained by inverting the flux between loading and unloading, we present the evolution of an average temperature, representative of the global energy content.

Finally, we present a model which gives, by the analytic resolution of the heat transfer equations, the flux and temperature distribution in an infinite cylindrical well. Then we show that extrapolating this model to the whole storage, considered as a unique well, allows to reproduce its global behaviour over 18 months with a good precision. This is still a first attempt, whose developements should lead to the elaboration of a tool for exchanger design, losses evaluation and long term previsions.

Remerciements

Nous devons remercier tout particulièrement ici M. Rey (et l'entreprise Jean Sieber SA), pour le constant intérêt qu'il a porté à notre étude, la confiance qu'il nous a témoigné dès le début, son accord permanent à laisser notre équipe intervenir sur ses installations, et la mise à disposition d'un emplacement dans ses locaux.

Nous remercions également M. Vercauteren, ingénieur responsable des installations techniques de l'immeuble, pour sa disponibilité à résoudre les problèmes pratiques de notre installation.

Nous n'oublierons pas non plus M. B. Matthey, Ingénieur Conseil, concepteur des systèmes techniques de production de chaleur (capteurs, stockage, appoints), pour la fructueuse collaboration qu'il a su développer avec notre équipe, concernant notamment l'étude et le suivi du stockage souterrain; ainsi que M. Langel, ingénieur appartenant au même bureau d'étude, pour les conseils et renseignements qu'il a pu nous fournir lors de la mise en place du système de mesures.

Il nous faut mentionner aussi M. C.-A. Roulet, auteur du concept des façades, dont les avis et l'expérience nous aideront à mener à bien l'estimation des gains solaires passifs et l'étude de confort.

Le financement de cette campagne de mesures et de l'étude des performances de l'immeuble a été pris en charge, en grande partie, par l'Office Fédéral de l'Energie.

Table des matières

Résumé et principaux résultats.....	1
Abstract and main results.....	3
Remerciements.....	5
Liste des figures et tables.....	8
Bibliographie.....	10
1. - Introduction	
1.1.- Bases du projet.....	12
1.2.- Situation et caractéristiques du bâtiment.....	12
1.3.- Conception énergétique.....	13
2. - Objectifs de l'étude	
2.1.- Généralités.....	16
2.2.- Analyse énergétique.....	17
3. - Prise de mesures	
3.1.- Historique du projet.....	21
3.2.- Mesures monitorées: appareillage et logiciels.....	21
3.3.- Progression de la construction du bâtiment.....	21
3.4.- Mise en place de l'appareillage de mesures.....	22
3.5.- Prise de données.....	24
4. - Description et analyse du système solaire actif	
4.1.- Description des champs de capteurs.....	25
4.2.- Fonctionnement, régulation.....	28
4.3.- Détermination des paramètres des champs de capteurs.....	30
4.4.- Mesure du rayonnement incident.....	32
4.5.- Diagrammes d'efficacité horaire.....	37
4.6.- Expérience de nuit.....	41
4.7.- Mesures de stagnation.....	43
4.8.- Diagrammes d'entrée/sortie journaliers.....	45
4.9.- Résultats mensuels et par périodes.....	48
5.- Echanges circuit solaire - stock - PAC	
5.1.- Echangeur de chaleur solaire.....	51
5.2.- Echanges lors de la charge du stock.....	54
5.3.- Modélisation de la température des capteurs.....	58
5.4.- Caractéristiques de la pompe à chaleur à gaz.....	59
5.5.- Fonctionnement et régulation du noeud solaire - stock - PAC.....	60
5.6.- Mesure du noeud capteurs - stock - PAC.....	63
5.7.- Coefficient de performance PAC.....	64

6.- Validations du modèle et programme G3	
6.1.- Niveaux d'élaboration du modèle G3.....	68
6.2.- Détermination du rayonnement incident	69
6.3.- Quantification des effets angulaires journaliers	70
6.4.- Validations du modèle de base G3	73
6.5.- Modèle G3 d'après la température stock.....	77
6.6.- Le programme G3 pour PC.....	78
6.7.- Utilisation de G3: étude de sensibilité aux paramètres.....	79
7.- Etude du stockage saisonnier	
7.1.- Description technique du stock	81
7.2.- Dispositif de mesures statiques de températures	83
7.3.- Mesures dynamiques sur les échanges dans le stock	83
7.4.- Mesures de températures	84
7.5.- Estimation de l'état de charge	87
7.6.- Modélisation des phénomènes locaux: modèle simple puits.....	89
7.7.- Modèle du double puits.....	93
8.- Conclusions.....	95
Annexe - Nomenclature des variables et paramètres	97

Liste des figures

Fig.1.1.- Vue générale du bâtiment.....	14
Fig 1.2.- Plan d'étage typique	14
Fig 2.1.- Schéma-bloc des systèmes énergétiques	18
Fig 2.2.- Diagramme des flux énergétiques	19
Fig 4.1.- Coupe schématique des structures capteurs	27
Fig 4.2.- Organes de régulation du système solaire	29
Fig 4.3.- Système solaire et stock: position des points de mesure.....	31
Fig 4.4.- Angles d'incidence sur le plan des capteurs.....	33
Fig 4.5.- Facteur d'IAM (Incidence Angle Modifier) pour des capteurs simple vitrage	33
Fig 4.6.- Evolution de l'angle d'incidence transverse (Gamma).....	34
Fig 4.7.- Facteur d'ombrage mutuel des chènes sur les capteurs (pour le direct)	34
Fig 4.8.- Facteur de correction mesuré GCCE/GCC1 pour points à fort direct.....	36
Fig 4.9.- Facteur de correction mesuré GCCE/GCC1 pour diffus	36
Fig 4.10.- Diagramme d'efficacité horaire pour le champ CC (chauffage stock)	39
Fig 4.11.- Diagramme d'efficacité horaire champ CE, utilisé pour chauffage stock ...	39
Fig 4.12.- Diagramme d'efficacité horaire champ CC, toute la période de mesures ...	40
Fig 4.13.- Evolution annuelle de l'écart par rapport au fit linéaire	40
Fig 4.14.- Evolution des températures et modélisation de l'expérience de nuit	42
Fig 4.15.- Diagramme d'entrée/sortie (I/O) journalier, champ CC	47
Fig 4.16.- Diagramme d'entrée/sortie généralisé et modèle G3	47
Fig 4.17.- Bilans mensuels du fonctionnement de l'installation solaire.....	48
Fig 4.18.- Diagramme des flux d'énergie Capteurs - Stock - PAC	50
Fig 5.1.- "Efficacité" mesurée de l'échangeur solaire	53
Fig 5.2.- Facteur d'échange KS [W/K] de l'échangeur solaire	53
Fig 5.3.- "Efficacité" mesurée de l'échange dans le stock souterrain.....	55
Fig 5.4.- Facteur d'échange KS [W/K] de l'échange dans le stock	55
Fig 5.5.- Facteur KS échangeur stock selon l'énergie emmagasinée depuis le matin... 57	57
Fig 5.6.- Facteur KS global (capteurs => stock) selon l'énergie depuis le matin.....	57
Fig 5.7.- Comparaison de la température capteurs modélisée avec les mesures.....	58
Fig 5.8.- Position des organes de régulation noeud Solaire - Stock - PAC	61
Fig 5.9.- Régulation du noeud solaire - stock - PAC, description phénoménologique .	62
Fig 5.10.-Bilan énergétique de la PAC pour estimation du COP.....	64
Fig 5.11.- Mesure du COP dans le mode décharge.....	66
Fig 5.12.- Diagramme d'entrée/sortie de la PAC.....	66
Fig 5.13.- Comportement du COP en fonction de la température de sortie.....	67
Fig 6.1.- Comparaison de l'ensoleillement transposé avec la mesure plan capteurs	70
Fig 6.2.- Effet mensuel du facteur d'IAM calculé, pour le direct.....	71
Fig 6.3.- Effet mensuel du facteur d'ombrage calculé, et mesuré par les solar. GCCi	72
Fig 6.4.- Evolution du rapport transposé avec ombrages sur global capteurs mesuré ..	72
Fig 6.5.- Comparaison modèle G3 de base avec les données QCC	75
Fig 6.6.- Différences Modèle G3 - Données QCC selon température d'utilisation	75
Fig 6.7.- Différences Modèle G3 - Données QCC selon la saison	76

Fig 6.8.- Comparaison temps d'opération selon G3 avec la réalité MCC.....	76
Fig 6.9.- Température capteurs recalculée par itérations du modèle G3	77
Fig 7.1.- Géométrie du réseau de l'échangeur, et emplacement des puits de mesure ..	81
Fig 7.2.-Evolution du profil de températures le long du puits no 2.....	85
Fig 7.3.-Détail du profil du puits no 2 au cours du premier cycle	85
Fig 7.4.-Répartition des isothermes selon l'ordre des puits	86
Fig 7.5.-Profils de 5 puits de mesures, fin de la première charge/décharge.....	86
Fig 7.6.-Evolution de la tempér. représentative du stock, et modèle "double puits" ...	88
Fig 7.7.-Température représentative du stock en fonction du bilan de charge/décharge	88
Fig 7.8.-Distributions radiales de températures dans une cellule.....	92
Fig 7.9.-Evolution de la temp. moyenne du stock et modèle de base	92
Fig 7.10.-Schématisation du processus du modèle double puits	94

Liste des Tables

Table 1.1.- Dimension, surfaces et volumes du bâtiment	13
Table 3.1.- Déroulement effectif des travaux et des mesures	23
Table 4.1.- Caractéristiques des capteurs solaires à Marcinhès.....	26
Table 4.2.- Caractéristiques des champs de capteurs à Marcinhès	27
Table 4.3.- Récapitulation des diverses déterminations des paramètres des champs de capteurs	44
Table 4.4.- Ajustements linéaire et bilinéaire des données journalières I/O	46
Table 4.5.- Bilans partiels des périodes de charge, décharge et recharge stock	49
Table 5.1.- Résumé des facteurs d'échange mesurés dans le stock.....	56
Table 5.2.- Caractéristiques de la pompe à chaleur	59
Table 5.3.- Régulation du noeud Solaire - Stock - PAC	62
Table 5.4.- Critères de différenciation des modes pour les mesures.....	63
Table 6.1.- Résultats de l'application de G3 à divers stades	79
Table 6.2.- Elasticité des paramètres du champ de capteurs	80
Table 7.1.- Caractéristiques du stockage souterrain	82
Table A1.a.- Systématique des notations.....	98
Table A1.b.- Résumé des constantes et paramètres du système	99
Table A1.c.- Liste des capteurs de mesure, système solaire et stock	100
Table A1.d.- Liste des capteurs de mesure, distribution de chaleur bâtiment	101
Table A1.e.- Variables accumulées, système solaire	102
Table A1.f.- Variables accumulées, pompe à chaleur et autres énergies	103

Bibliographie

- [1] B. Matthey, C.-A. Roulet: A Passive Solar Industrial Building Combined With A 20'000 m³ Seasonal Storage At Meyrin (Geneva).
Third International Congress On Building Energy Management, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1987.
- [2] B. Matthey, C.-A. Roulet: Centre Industriel et Artisanal Marcinhès, Meyrin/Genève.
Revue de la SSES SonnenEnergie/Energie Solaire, février 1986.
- [3] B. Matthey: Accumulateur saisonnier de chaleur solaire de 20'000 m³ par sondes verticales sous un bâtiment industriel à Meyrin - Genève.
Jigastock 88, IVèmes Conférence Internationale sur le stockage de l'énergie pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments, octobre 88, Versailles.
- [4] O. Guisan, B. Lachal, A. Mermoud: Immeuble Industriel Marcinhès: proposition pour une étude thermique globale et définition d'un système de mesures. Groupe de Physique Appliquée de l'Université de Genève, novembre 1987.
- [5] A. Mermoud: Système d'acquisition de données pour des mesures énergétiques dans le bâtiment. Groupe de physique Appliquée, Document interne, Février 1990.
- [6] O. Guisan, A. Mermoud, B. Lachal, O. Rudaz: Characterization of Evacuated Collectors, Arrays, and Collection Subsystems. Report of the IEA Task VI, June 1986.
- [7] O. Guisan, A. Mermoud, B. Lachal, O. Rudaz: G3-Model. IEA Task VI - Group of Applied Physics, Univ. of Geneva, June 1986.
- [8] B. Lachal, O. Guisan, A. Mermoud, O. Rudaz, O. Kaelin: Le programme G3 pour PC, description, validations et mode d'emploi. GAP, Univ. de Genève, mai 1988.
- [9] A. Mermoud, O. Guisan, B. Lachal, O. Rudaz: Solarcad 1000 project, Final Report.
Centre Universitaire d'étude des problèmes de l'énergie et Groupe de Physique Appliquée de l'Université de Genève, Université de Genève, février 1988.
- [10] O. Guisan, B. Lachal, A. Mermoud: Universal Daily Input/Output Diagrams for Thermal Solar Collection Subsystems, parts I and II. International Journal of Solar Energy, Vol 8, 1990.
- [11] Daniel Pahud: Stockage souterrain de chaleur: calculs de diffusion, mesures et comparaisons. Travail de diplôme, GAP, Univ. de Genève, sept 1989.

- [12] O. Guisan, B. Lachal, B. Matthey, A. Mermoud, D. Pahud.: A 20'000 m³ Solar Seasonal Heat Store Under an Industrial Building at Meyrin-Geneva. Measurements and Calculations. Workshop on Seasonal Thermal Energy Storage in Duct System, Technische Universität München, June 1990.
- [13] O. Guisan, B. Lachal, B. Matthey, A. Mermoud, D. Pahud.: Stockage saisonnier de 20'000 m³ sous un immeuble industriel à Meyrin-Genève. Journées d'information de l'OFEN, 18-19 octobre 1990, Berne.
- [14] J.-F. Sacadura: Initiation aux transferts thermiques. C.A.S.T., INSA de Lyon. Ed. Technique et Documentation (Lavoisier), 1982.
- [15] J.-C. Hadorn: Guide du stockage saisonnier de la chaleur. Document SIA D028.
- [16] C.-A. Roulet: Energétique de bâtiment. Presses polytechniques romandes, 1987.

1.- Introduction

1.1.- Bases du projet

Le Centre Industriel et Artisanal Marcinhès, situé à Meyrin (Genève), est un immeuble de 18'000 m² de plancher, répartis sur 6 niveaux, destiné à être loué par lots à de petites ou moyennes entreprises pour un usage d'ateliers ou locaux de production.

Sous l'impulsion du maître de l'ouvrage, M. Rey, et l'entreprise Jean Sieber, cet immeuble en cours d'achèvement a été spécialement conçu pour offrir les prestations usuelles de confort à ses locataires, tout en consommant un minimum d'énergie. Cet objectif, non contradictoire d'ailleurs avec une rentabilité globale de l'immeuble, n'a pu être atteint qu'en exploitant au mieux les énergies renouvelables et en prenant en compte les apports gratuits. Dès la conception du bâtiment, les choix énergétiques ont été définis en collaboration avec M. C.-A. Roulet, (Laboratoire d'Energie Solaire, EPFL), et M. B. Matthey (hydrogéologue, bureau d'ingénieurs spécialisé dans le stockage annuel de l'énergie solaire).

L'originalité de cette entreprise et la nouveauté des technologies mises en jeu à grande échelle nous a semblé mériter une analyse détaillée du fonctionnement thermique global de l'ensemble du bâtiment, et une évaluation des apports réels des différents systèmes non conventionnels par rapport aux prévisions.

C'est pourquoi le Groupe de Physique Appliquée de l'Université de Genève a été mandaté par l'Office Fédéral de l'Energie pour engager une campagne de mesures et une étude des performances obtenues, qui devait initialement se dérouler sur 2 ans (1988-1989), et une année supplémentaire pour le suivi détaillé du stockage souterrain. Mais suite à des retards importants dans la construction et la mise en service de l'immeuble - qui ne sera pas totalement opérationnel avant fin 1991 - une prolongation de 2 ans (soit 1990-1991) a été accordée pour permettre de mener cette campagne à terme.

1.2.- Situation et caractéristiques du bâtiment

L'immeuble est situé dans la Zone Industrielle de Meyrin-Satigny, dans la banlieue de Genève. Sa situation géographique est caractérisée par:

Latitude : 46° 12' N

Longitude : 6° 9' E (méridien de Greenwich)

Altitude : 430 m.

Il se présente comme un bloc rectangulaire de six niveaux, plus un demi-niveau de parking souterrain (cf fig 1.1, 1.2 et Table 1.1). Les étages ont une hauteur de 3.6 m sous plafond. Les deux étages inférieurs, ainsi qu'un ascenseur desservant tous les étages, sont conçus pour recevoir des véhicules jusqu'à 3500 kg. Le dernier étage (attique), légèrement en retrait, est destiné à des bureaux; il laisse une coursive de 1m80

sur tout le pourtour du bâtiment. L'axe principal est orienté au sud-ouest.

Hormis des contrecœurs de béton faisant office d'accumulateurs de chaleur, la structure en béton armé, montée sur piliers, est exempte de murs en façades. Elle offre des surfaces libres organisées en 30 modules de 9x9 m², et 6 modules de 9x7.5 m² par étage. 4 modules supplémentaires de 9x7.5 m² sont occupés par 4 cages d'escaliers, ascenseurs et gaines techniques. Les volumes sont loués nus, cloisons et installations techniques étant du ressort des locataires.

Affectation	Dim. brutes (sans façades double peau)	Surf. brute [m ²]	Surf. louable [m ²]	Hauteur sous- plafond	Epaiss. Dalle [m]	Volume intér. [m ³]
Attique	65.4 x 41.4	2707	2563	3.00	0.50	8121
3ème étage	69 x 45 m ²	3105	2967	3.60	0.50	11178
2ème étage	69 x 45 m ²	3105	2967	3.60	0.50	11178
1er étage	69 x 45 m ²	3105	2967	3.78	0.52	11738
Rez supérieur	69 x 45 m ²	3105	1216	3.76	0.56	11675
Rez inférieur	69 x 45 m ²	3105	1600	4.10	--	12730
Total hors sol		18232	14280	21.84	2.58	66620
Parking	34.5 x 45 m ²	1552		2.10		3260
Stock souterrain	33 x 46 m ²	1518		14.5 m		22011
Façades double peau			Ouverture effective	Surface		
N-E et S-O	45 x 16.7 m ²	752 x 2	45 x 10.8 m ²	486 m ²		
N-O et S-E	69 x 16.7 m ²	1152 x 2	69 x 10.8 m ²	745 m ²		
Attique						
N-E et S-O	41.4 x 3.0	124 x 2	41.4 x 2.0 m ²	83 m ²		
N-O et S-E	65.4 x 3.0	196 x 2	65.4 x 2.0 m ²	131 m ²		

Table 1.1.- Dimensions, surfaces et volumes du bâtiment

1.3.- Conception énergétique

La stratégie globale, exposée en détails dans la réf [1], est de réduire au maximum la demande en énergie de chauffage par une bonne isolation. Il est prévu de couvrir les besoins de chauffage par:

- Le solaire passif, grâce à une enveloppe en "double peau" (24%),
- le solaire actif couplé à un stockage saisonnier (21%),
- les gains internes (19%),
- les déchets de bois (6%),
- le reste étant assuré par l'énergie fossile (fuel ou gaz, 29%).

Avec ces installations, la demande de chaleur prévisible devrait être de 350 MJ/m²an, contre 800 pour la moyenne des bâtiments en Suisse. Mais l'énergie achetée (fossile et électricité) serait alors limitée à 150 MJ/m²an [réf 1], portant l'indice énergétique, avec le bois, à environ 180 MJ/m²an. Rappelons que selon les recommandations SIA (380/1), l'indice énergétique ne devrait pas dépasser 240 MJ/m²an pour des ateliers, et 270 MJ/m²an pour des locaux administratifs.

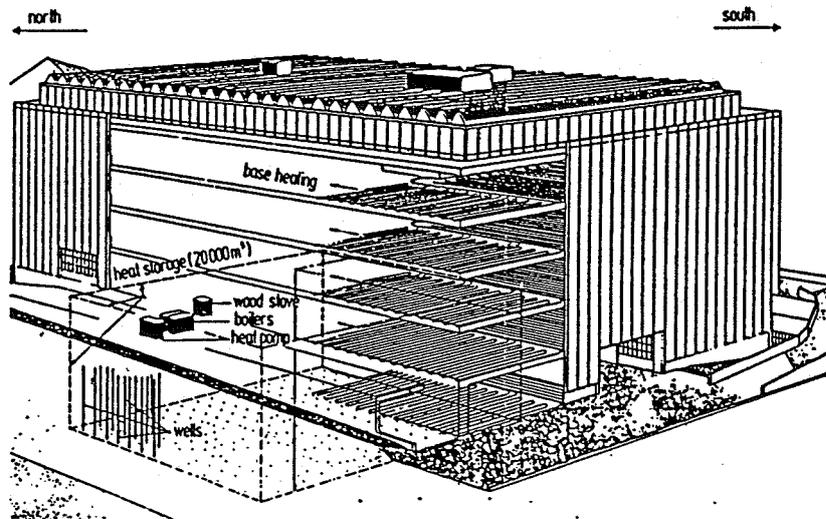


Fig 1.1.- Vue générale du bâtiment

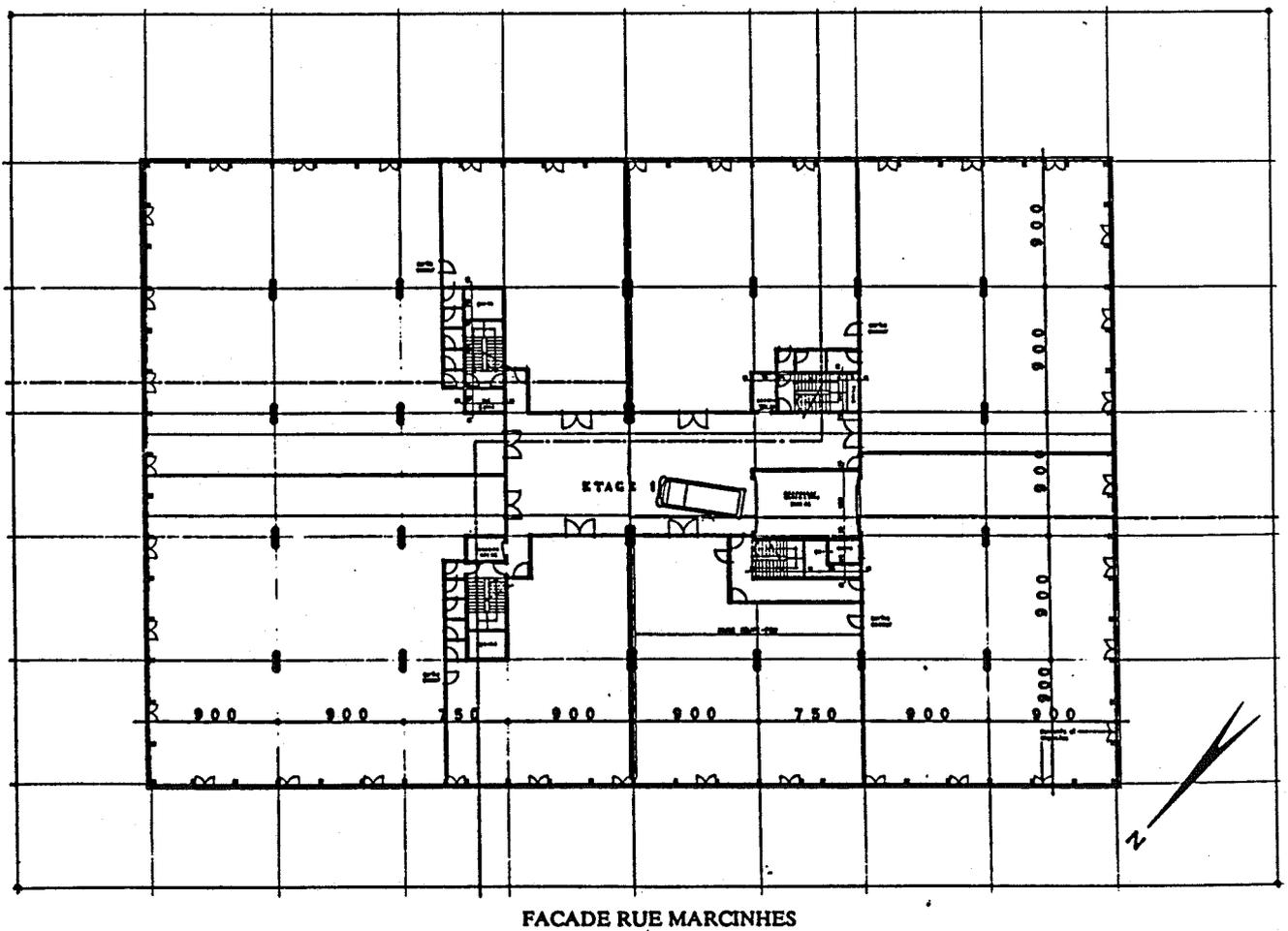


Fig 1.2.- Plan d'étage typique

Bien que l'orientation de l'immeuble ne soit pas optimale, des gains solaires appréciables sont attendus grâce à la conception en "double peau" de toutes les façades: un double vitrage, fixé sur la structure interne, constitue la "peau" interne; une seconde "peau" de double vitrages est placée à 25 cm de la première. Entre les deux, un rideau commandé de manière centralisée par la régulation peut prendre place pour assurer soit une protection solaire estivale, soit une isolation thermique nocturne supplémentaire.

Les performances thermiques et de confort d'une telle structure ont été étudiées par une simulation dynamique (cf réf [1]), et semblent satisfaisantes. Une telle façade offre un facteur de transmission thermique $K = 1.5 \text{ W/m}^2\text{K}$, avec d'importants gains solaires, et tombant à $0.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ la nuit avec le rideau de protection.

La couverture (toiture) de l'immeuble est assurée par une structure aluminium en chènes, comportant environ 1000 m^2 de capteurs solaires plans sur leur face sud-ouest. Outre la préparation de l'eau chaude sanitaire, marginale, ces capteurs alimentent un stockage souterrain saisonnier de $22'000 \text{ m}^3$ (cf table 1.1), constitué d'un volume de terrain (moraine sèche) situé sous le bâtiment, non isolé sur son pourtour, mais seulement sur sa face supérieure. L'échangeur de chaleur est constitué de 258 puits de 14.5 m, forés dans le sol avec une maille de 2.3 m. Chacun des puits est parcouru par 4 tubes de polyéthylène Somo 32 mm (2 aller-retours en parallèle pour améliorer la géométrie d'échange) assurant l'injection aussi bien que le soutirage de chaleur. Ce stockage devrait fonctionner entre 5 et environ $35 \text{ }^\circ\text{C}$, représentant une énergie d'environ 1500 GJ (équivalent à environ 42 tonnes de mazout).

L'énergie doit être soutirée en hiver par une pompe à chaleur à gaz de 215 kW, alimentant à basse température les planchers chauffants de l'immeuble pour assurer un chauffage de base de 15°C , faisant partie des prestations générales offertes aux locataires.

Des gains internes importants sont attendus, principalement dus aux activités industrielles (électricité pour machines, gaz pour fours, etc...). D'autre part, l'une des activités de l'entreprise maître d'ouvrage étant la menuiserie, une chaudière à déchets de bois de 180 kW a été installée.

Le solde de la demande de chaleur est assuré par 2 chaudières à gaz/fuel de 230 kW chacune. Cette chaleur est distribuée par l'intermédiaire d'un réseau "haute température" (70°C), destiné soit à un appoint de chauffage par radiateurs ou ventilo-convecteurs, soit à un usage industriel. Cette chaleur est facturée aux utilisateurs.

2.- OBJECTIFS DE L'ETUDE

2.1.- Généralités

L'objectif principal doit consister en un bilan thermique global du bâtiment, soit une évaluation quantitative des apports de chaque source, l'analyse de la stratégie de gestion de ces diverses sources, et une estimation des pertes réelles.

Ce bilan devrait permettre ensuite une évaluation des performances effectivement obtenues en fonction des choix technologiques effectués, ainsi que leurs conséquences énergétiques et économiques. Il permettra également l'optimisation éventuelle de certains aspects du système et de ses régulations.

Il sera également intéressant de confronter les résultats aux prévisions effectuées lors de la conception, et de chercher à comprendre dans le détail les divergences éventuelles.

En tout état de cause, une telle analyse doit nous permettre de tirer un maximum d'enseignements de cette réalisation, dans l'optique d'une généralisation des applications des technologies nouvelles mises en jeu.

En particulier, la conception originale de l'aspect "solaire passif" (équipement de toutes les façades avec une double-peau constituée de deux doubles vitrages distants de 25 cm), sans système annexe de climatisation, n'a actuellement aucun équivalent connu à cette échelle et au stade de l'exploitation. Une étude approfondie doit nous permettre d'en estimer les limites de confort, de tester et éventuellement améliorer la stratégie concernant les protections solaires indispensables, de mesurer les surchauffes, et de tirer un bilan thermique, en insistant sur ses interactions avec les autres systèmes énergétiques actifs dans le bâtiment.

En outre, la présence d'un stockage souterrain saisonnier et sa technologie particulière devraient nous amener, grâce à des mesures sur de longues périodes, à comprendre et quantifier certains aspects concernant les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et le terrain, la répartition spatiale et temporelle de la chaleur introduite dans le volume, ainsi que l'évolution des pertes annuelles au cours de plusieurs années d'utilisation. Ces études devraient déboucher sur des confirmations et améliorations des modèles existants, l'élaboration de modèles simplifiés, et par la suite leur mise en oeuvre dans des programmes d'application et d'optimisation simples d'emploi, destinés aux ingénieurs.

L'analyse détaillée du système solaire doit nous fournir une nouvelle validation de notre modèle G3 - et du programme qui y fait référence - pour des capteurs plans. En effet, développé à partir d'installations dotées de capteurs tubulaires évacués, le modèle n'a encore pu être testé pour des capteurs plans que grâce à des simulations détaillées, ou la confrontation avec des mesures de moindre qualité.

2.2.- Analyse énergétique

L'établissement d'un bilan énergétique global nécessite des mesures précises, enregistrées régulièrement sur une longue période (au moins un an d'utilisation stable du bâtiment, 2 à 3 ans pour une étude détaillée du stockage souterrain). L'ensemble des flux énergétiques significatifs concernant l'immeuble de Marcinhès a été défini sur la figure 2.2. Tous les flux apparaissant sur ce diagramme ne peuvent malheureusement être mesurés directement et continûment. Certains doivent être estimés (à partir de modèles ou de mesures ponctuelles), d'autres sont déduits par d'autres moyens (bilans partiels).

Sur la figure 2.1 nous avons schématisé les différents systèmes ou éléments impliqués dans la production et les transformations de ces flux. Dans l'ensemble du bâtiment, nous distinguerons quatre objets d'étude relativement distincts:

- l'ensemble des installations techniques de transformation et distribution d'énergie thermique (capteurs solaires, pompe à chaleur, chaudières d'appoint, distribution de chaleur de chauffage de base basse température, et d'appoint haute température, eau chaude sanitaire).
- le stockage saisonnier souterrain nous apparaît comme un sujet complexe, nécessitant une étude approfondie plus ou moins indépendante, et qui devrait se prolonger plus loin dans le temps.
- le bilan global du bâtiment et les gains passifs, dépendant naturellement des données des installations techniques, mais incluant des mesures de températures (4 échantillons par étage), est étroitement lié aux paramètres météorologiques (ensoleillements, température extérieure, vent, température de rayonnement infra-rouge du ciel). Les apports solaires pourront être évalués notamment par l'analyse du diagramme H-M.
- en complément d'une analyse purement énergétique, il est indispensable d'évaluer en détail le confort offert aux résidents, notamment les problèmes de surchauffe (sitôt que les protections solaires seront en place), d'éblouissement, de ventilation, etc...

Le diagramme énergétique présenté sur la figure 2.2 donne une idée plus précise des flux à mesurer. Les installations techniques et le stockage souterrain apparaissent dans la partie supérieure (fourniture d'énergie utile) alors que la partie inférieure concerne le bilan global du bâtiment. Quatre sources contribuent à la fourniture de chaleur utile: solaire actif, gaz pour PAC et chaudières d'appoint, fuel et récupération de déchets de bois; la chaleur résultante est distribuée sous forme de chauffage de base par les sols (basse température, fourniture à 40°C), chauffage d'appoint haute température (pour radiateurs et ventilo-convecteurs), chaleur industrielle et eau chaude sanitaire. Certaines pertes de ces systèmes contribuent au chauffage du bâtiment, d'autres sont perdues dans l'environnement. Le bilan global du bâtiment tient compte de ces apports, des gains solaires passifs, de l'électricité à usage général consommée et de la production métabolique des occupants (gains internes).

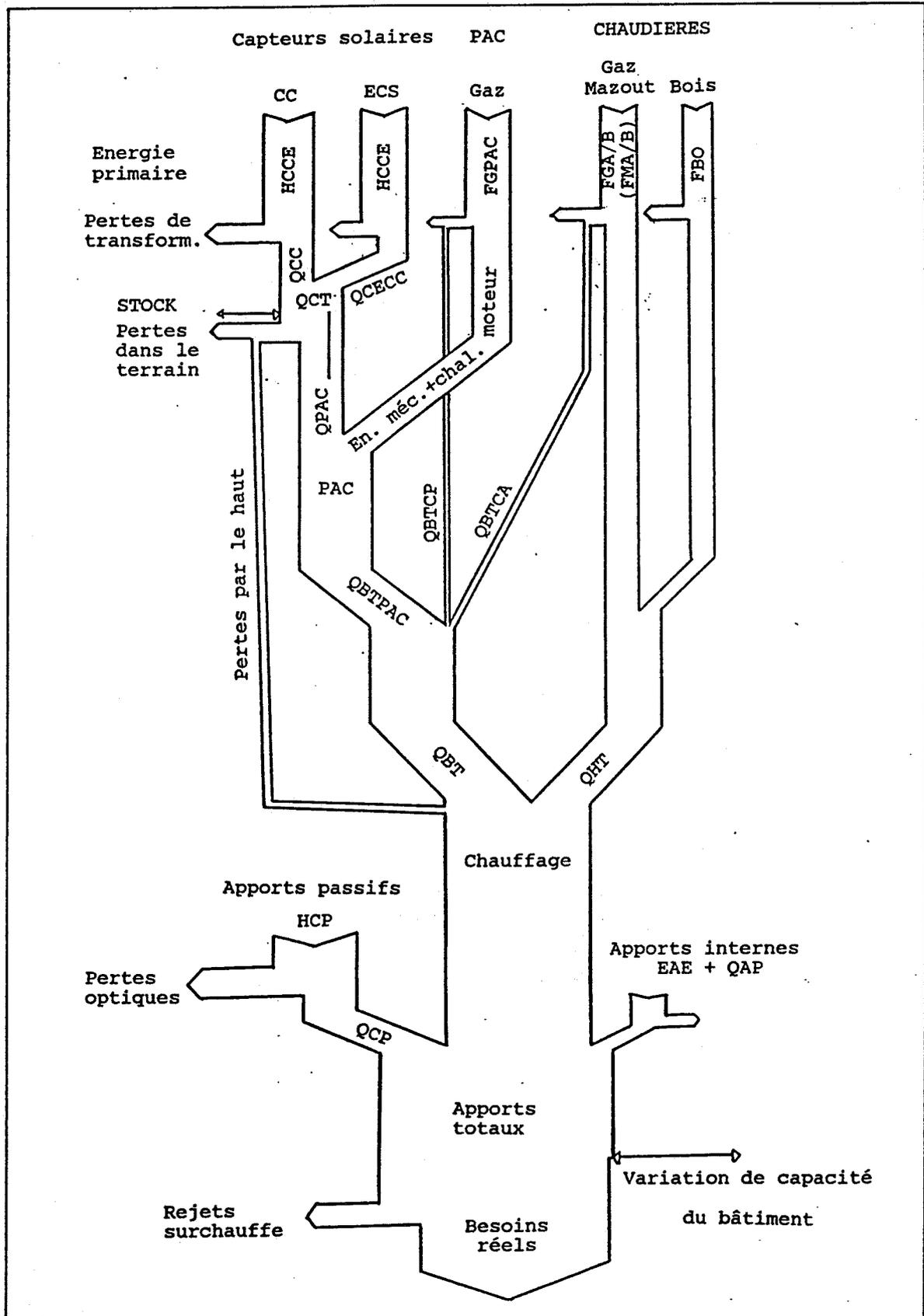


Fig 2.2.- Diagramme des flux énergétiques
(la partie étudiée dans ce rapport englobe les trois branches de gauche jusqu'à QBT).

3.- Prise de mesures

3.1.- Historique du projet

Evidemment, un ensemble de mesures aussi complexe peut difficilement se concevoir sans une acquisition de données informatisée, utilisant un microordinateur muni de multiples entrées permettant la lecture continue de différentes sondes ou capteurs. Par opposition à d'autres mesures dont nous parlerons ci-dessous, ces données enregistrées continûment seront appelées "données monitorées". Celles-ci concerneront essentiellement les systèmes à variation rapide, soit l'environnement météorologique et les systèmes techniques; dans cette catégorie, nous avons à enregistrer:

- 10 solarimètres.
- environ 60 sondes de températures de précision.
- 11 débitmètres pour les mesures de flux de fluides caloporteurs.
- 16 comptages de chaleurs faisant intervenir les débitmètres et thermomètres ci-dessus.
- 2 compteurs de gaz, comptabilisant le gaz consommé par les chaudières et par la pompe à chaleur, et 2 compteurs de mazout.
- une vingtaine d'états de pompes ou vannes.
- les états d'ouverture des rideaux de façades.

Ces données sont mesurées chaque minute, mais stockées sous forme d'accumulations ou valeurs moyennes toutes les heures seulement. On trouvera la liste exhaustive des quantités mesurées en annexe, sur les tables A1.c et A1.d.

D'autres paramètres doivent être mesurés par d'autres moyens, et sur une base de temps différente. En particulier:

- La distribution des températures dans le stockage souterrain, présentant des constantes de temps de l'ordre de plusieurs jours entre l'injection/extraction de la chaleur et les variations de température mesurée au centre des mailles, pourra être relevée manuellement sur une base hebdomadaire. Elle est mesurée par une série de 50 sondes de températures, réparties dans 5 puits de 20m de profondeur creusés à cet effet, à l'aide d'un appareillage portable connecté alternativement sur chacune des têtes de puits.
- Puisqu'on ne s'intéresse pas au profil journalier de la consommation d'électricité, mais seulement aux quantités globales intervenant (d'ailleurs faiblement) dans les bilans énergétiques généraux, nous pouvons relever les compteurs de l'immeuble également chaque semaine (avec l'accord des locataires).
- Le système central de régulation et de gestion du bâtiment - équipé d'un microordinateur - effectue déjà pour ses besoins propres les mesures de températures ambiantes, toutes les heures, en 4 points par étage. Ces données pourront être utilisées telles quelles pour nos études du bâtiment.

- Enfin, le propriétaire étant intéressé, après notre campagne de mesures, à vérifier la stabilité de quelques éléments du bilan de ses installations, nous avons couplé 4 compteurs de chaleur standards aux débitmètres déjà en place pour nos mesures, directement reliés à l'ordinateur de contrôle.

3.2.- Mesures monitorées: appareillage et logiciels

Le système d'acquisition de données et les logiciels de traitement mis en oeuvre pour ces mesures, développés dans notre laboratoire, sont décrits en détail dans la réf. [5]. L'acquisition est assumée par un PC, gérant une unité d'entrée/sortie modulaire. Cette unité est équipée d'un ADC de précision (15 bits), pour la lecture de signaux analogiques.

Moyennant un étalonnage individuel de chaque sonde, le système de lecture - commuté à l'aide de relais mouillés au mercure, et autocalibré en permanence - permet d'atteindre une précision globale de $\pm 0.03^{\circ}\text{C}$ entre 0 et 100 degrés, même sur de longues périodes. Ceci nous garantit des mesures de flux de chaleurs de très bonne qualité, même sous très petites différences de température.

Les rayonnements incidents sont mesurés dans différents plans (horizontal, capteurs, façades) avec des pyranomètres Kipp et Zonen, type CM10, calibrés dans notre laboratoire à partir d'un instrument de référence contrôlé périodiquement par un service de l'Office Mondial de Météorologie. On peut attendre de tels instruments une précision de l'ordre de 1 à 2%. Le rayonnement diffus horizontal est obtenu grâce à un cache mobile de 8 cm de diamètre poursuivant le soleil et distant de 30 cm du solarimètre, minimisant ainsi la correction correspondante.

L'unité d'entrées/sorties enregistre également des impulsions et des états logiques de divers standards. Le nombre de canaux n'est virtuellement pas limité.

Gage de sécurité de la prise des mesures, toutes les fonctions du système d'acquisition sont accessibles par modem depuis le laboratoire. De plus, l'ordinateur est doté d'un système hardware de réinitialisation dès qu'une mesure n'a pas été tentée pendant plus de 2 minutes (en cas de coupure de courant, ou autre interruption inopinée du programme).

3.3.- Progression de la construction du bâtiment

Lors de l'établissement de notre projet de mesures, fin 87 (ref [4]), l'immeuble était en construction: le gros oeuvre était terminé, la première partie des façades (doubles vitrages intérieurs) était pratiquement posée; on commençait à mettre en place les capteurs solaires, partie intégrante de la couverture.

Il était prévu à cette époque que l'achèvement de l'ensemble devait intervenir fin 1988, et que les mesures pourraient donc s'étendre sur l'année 1989. Mais suite à d'importants retards pris par les travaux, notre programme de mesures n'a pu être

développé selon ce planning; en effet:

- La pose des capteurs solaires (couverture) n'a été achevée qu'au printemps 1989.
- Les installations techniques (système solaire, raccordement au stockage souterrain, PAC et fourniture de chaleur) furent montés au cours de l'hiver 88-89, et ne sont pas encore complètement terminés (le système d'eau chaude sanitaire et la chaudière bois ne sont pas raccordés).
- Le premier champ de capteurs, ainsi que la charge du stockage souterrain, furent mis en service mi-mai 1989; le second champ de capteurs, destiné à la production d'eau chaude sanitaire, a été branché sur le stockage à partir d'août 1989.
- La distribution de chaleur était assurée dès fin 88 par l'une des chaudières à gaz, pour fournir un chauffage provisoire aux quelques locataires déjà installés.
- Le montage de la seconde "peau" (vitrage extérieur) - sans laquelle les mesures de bilan thermique n'ont aucun sens - n'a pu être achevée qu'au printemps 1990. Mais les rideaux de protection solaire - et d'isolation nocturne - devant prendre place entre les deux "peaux", ne sont pas encore posés. De plus, les événements d'admission d'air pour la ventilation entre les deux peaux sont encore provisoirement obstrués, pour des raisons d'étanchéité et de propreté.

Actuellement (mi-1991), la moitié environ de l'immeuble est loué. Deux étages restent inoccupés, vides de tout aménagement intérieur et cloisonnement (du ressort des locataires). Le planning du déroulement effectif des travaux se trouve résumé sur la fig. 3.1.

3.4.- Mise en place de l'appareillage de mesures

Il faut souligner la difficulté, pour un agent extérieur tel que l'Université, d'intervenir sur un chantier privé, aussi complexe que celui-ci. L'installation des instruments de mesure et des nombreux câbles associés, par diverses entreprises intervenantes, a duré plus longtemps et coûté plus cher que prévu.

Cependant, grâce aux très bonnes relations établies avec le maître de l'ouvrage et le bureau d'ingénieurs responsable, l'insertion des appareillages de mesure dans les installations hydrauliques (sondes de température, débitmètres, connexions de signaux de marche), programmés avant la construction, s'est déroulé sans incidents.

Seul le forage des cinq puits de mesure de 19 m, pratiqué au centre de mailles (2m30) de puits d'injection, a pu donner quelques émotions au maître de l'ouvrage lorsque l'eau a jailli... Mais les spécialistes du forage nous avaient assuré qu'il n'y avait aucun risque de toucher l'un des puits adjacents, et effectivement, arrivant dans la nappe phréatique, nous avons dû limiter la profondeur de ce puits particulier à 16 m !

Système:	1988	1989	1990	1991
Solaire passif	J A S O N D 	J F M A M J J A S O N D 	J F M A M J J A S O N D 	J F M A M J
	Bât. Mes			
Solaire actif				
	Bât. Mes.			
Stock souterrain				
	Bât. Mes.			
P.A.C.				
	Bât. Mes.			
Chauffage de base (BT)				
	Bât. Mes.			
Chauffage d'appoint (HT)				
	Bât. Mes.			
Eau chaude sanitaire				
	Bât. Mes.			

Table 3.1.- Déroulement effectif des travaux et des mesures

3.5.- Prise de données

La prise de mesures par notre groupe a suivi de près la mise en service de chacun des sous-systèmes concernés.

Le premier système technique à être opérationnel fut le couple capteurs solaires - stockage souterrain. Les mesures détaillées concernant ces deux systèmes débutèrent de manière fiable le 18 juin 1989. Les mesures de température du stock, quant à elles, purent être relevées (du moins dans le puits central, n° 2) dès le démarrage de la charge, fournissant les caractéristiques du terrain non perturbé.

Plus tard, au cours de l'automne, la pompe à chaleur fut mise en fonction pour soutirer la chaleur du stock. A cause d'incidents techniques relativement mineurs - mais très mal pris en charge par le fournisseur - elle ne fonctionna que quelques semaines au cours de l'hiver 89-90 (trois jours en octobre, un mois en novembre-décembre, et deux semaines en février). C'est ainsi qu'on se trouvait dans la situation paradoxale, en ce début d'été 90, où le stock était déjà pratiquement plein (la température d'entrée de l'échangeur est limitée à 50°C par la technologie des tubes plastiques de l'échangeur dans le terrain) et qu'on ne savait que faire de la chaleur produite par les capteurs. Ceux-ci ont dû être partiellement recouverts à partir de juin 90.

Les installations techniques ne sont toujours pas opérationnelles dans leur ensemble (particulièrement les rideaux de protection), l'immeuble ne peut encore être considéré comme en exploitation stable. Ainsi, toute tentative de bilan énergétique global, ainsi que les études de confort, sont encore sans signification.

C'est pourquoi les résultats présentés dans ce rapport intermédiaire se limiteront à:

- L'analyse détaillée du fonctionnement et des paramètres des capteurs solaires, et leur confrontation au modèle et au programme G3.
- La mesure de la charge (et décharge partielle) du stock et les premières tentatives de modélisation.
- Les performances de la pompe à chaleur, dont le fonctionnement épisodique ne nous autorise toutefois pas à tirer une étude détaillée.

4.- Description et analyse du système solaire actif

4.1.- Description des champs de capteurs

Les capteurs solaires font partie intégrante de la couverture: à l'exception des 4 gaines techniques, ils occupent toute la surface de la partie "attique" (4ème étage), soit celle de l'immeuble diminuée d'un couloir périphérique de 1m80. Une structure aluminium en chènes (symétriques à 45°), au pas de 2.25 m, assure l'étanchéité et reçoit sur sa face sud-ouest - formant caisson - un absorbeur sélectif recouvert d'un simple vitrage de 4 mm (cf fig. 4.1 et table 4.1). La largeur de chaque absorbeur est de 85 cm, l'angle limite d'ombrage d'un chène sur l'absorbeur postérieur est de 23° sur l'horizontale. L'ombrage porté par les gaines techniques (hauteur 2m40, largeur cumulée env. 20 m) concerne moins de 1.5% de la surface totale en été, et sera négligé dans l'analyse.

Les capteurs sont groupés en 2 champs distincts: l'un pour assurer le chauffage (ou stockage estival); l'autre, destiné à la préparation de l'eau chaude sanitaire distribuée dans l'immeuble (ballon de 5m³), est dévié sur le stock lorsque les besoins d'ECS sont satisfaits. Précisons que ce second champ est largement surdimensionné, les besoins d'ECS étant couverts en moins de 2 heures de soleil. La commutation sur le stock fournit une chaleur supplémentaire non prévue dans le dimensionnement initial; mais c'est pour avoir une construction de toiture uniforme que le maître de l'ouvrage a préféré étendre le système de captation à toute la surface disponible.

Par la suite, nous désignerons par le suffixe CC le champ de chauffage stock, et par CE celui de l'eau chaude sanitaire; lorsque ce second champ sera utilisé pour le stockage saisonnier, soit dans toute l'analyse qui suit, ses variables porteront le suffixe CECC.

Lors de l'évaluation des paramètres d'un champ de capteurs, il faut prendre garde à la définition des surfaces auxquelles on fait référence; celles-ci peuvent être définies de plusieurs manières, affectant sensiblement les valeurs des paramètres. On peut par exemple définir:

- la surface active des absorbeurs, la plus faible
- la surface d'ouverture, c'est-à-dire les dimensions intérieures par lesquelles la lumière pénètre dans le caisson
- la surface brute (hors-tout) du capteur.

Dans la cas présent, les absorbeurs sont intégrés dans des caissons de fabrication semi-artisanale, destinés également à l'étanchéité de toiture, et ne remplissent pas régulièrement la surface disponible. La surface d'ouverture est donc mal définie, et c'est pourquoi nous référerons toutes nos données à la surface d'absorbeur.

La table 4.2. donne les caractéristiques de chaque champ. La capacité calorifique d'un capteur seul, ainsi que de la tuyauterie de raccordement, peut être calculée aisément en fonction des matériaux utilisés et du fluide caloporteur. Mais on doit également y inclure une contribution due à l'échauffement du vitrage, dont la température d'équilibre en cours de fonctionnement se situera à une valeur intermédiaire entre celle des absorbeurs et l'ambient, dans le rapport des facteurs de perte respectifs (réf [6]); cette contribution est plus difficile à évaluer du fait de la grande variabilité du facteur d'échange avec l'ambient. Néanmoins, nous estimons obtenir, par ce calcul, une bonne précision (de l'ordre de 5-10%), qui sera confirmée par la mesure au paragraphe 4.6.

Par contre, les facteurs de perte de la tuyauterie sont beaucoup plus difficiles à estimer: les tuyaux de raccordement, confinés sous les capteurs (une face de chède isolée, l'autre non) et au-dessus de l'isolation du plafond, se trouvent dans une atmosphère à température mal définie, certainement supérieure à l'ambient extérieur, ce qui diminue d'autant les pertes réelles; d'autre part, les coefficients de déperdition pour des tuyaux non isolés sont peu fiables, et dépendent fortement des conditions (circulation d'air, orientation, etc...). Nous pensons cependant que les valeurs données ici représentent une limite supérieure.

Absorbeur: matériau	Acier INOX	
Surface sélective	Noir de Chrome	
Construction	2 tôles 6/10ème embouties (formes de carrés décalés d'une demi-dimension pour le passage du fluide), soudées par points.	
Entrées/sorties	Par le haut (pas en Tickelman)	
Dimension, 2 types: A:	170 x 85 cm ² , surface = 1.44 m ²	
B:	235 x 85 cm ² , surface = 2.00 m ²	
Couverture	Verre trempé 4 mm	
Etanchéité	Joint mastic silicone	
Isolation arrière	Feuille alu + laine de verre 7.5 cm	
Fixation latérales absorbeur	Taquets de bois (isolants)	
Contenance en eau	2.5 l / m ²	
Capacité calorifique	Eau + 47% antigel	9.4 kJ/m ² K
	(eau pure:	10.4 kJ/m ² K)
	acier inox	3.7 kJ/m ² K
	Contrib. vitrage [6]	4.0 kJ/m ² K
	Total avec 47% antigel	17.1 kJ/m ² K
Pression d'essai (effectué en usine)	6 bars	
de service	4 bars	
Performances annoncées (réf. [1]):		
Coefficient d'absorption	> 0.90	
Coefficient d'émission IR	< 0.15	
Efficacité optique (capteur monobloc)	0.8	
Facteur de pertes thermiques	2.4 W/m ² K	

Table 4.1.- Caractéristiques des capteurs solaires à Marcinhès

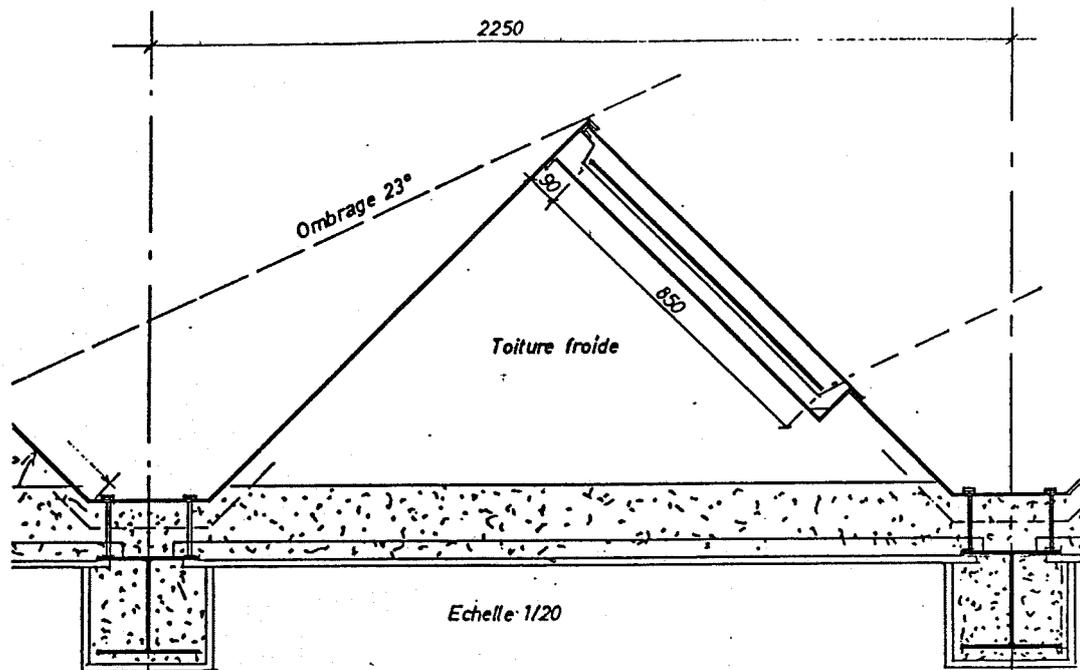


Fig 4.1.- Coupe schématique des structures capteurs

2 champs connectés séparément:	Chauffage/stockage CC	Eau chaude sanitaire CE
Surface d'ouverture	600 m ²	463 m ²
Surface d'absorbeurs - Hors service (couverts)	528 m ² - 19 m ² (3.2%)	408 m ² - 7 m ² (1.8%)
Surface d'absorbeurs active pour mesures	509 m ²	401 m ²
Nombre de chèdes	32	
Espacement entre chèdes	225 cm	
Longueur d'un chède normal	env 39 m	
Surface brute du toit (y.c. gaines)	2707 m ²	
Inclinaison des capteurs / Orientation	45° / 46° à l'ouest	
Angle limite d'ombrage d'un chède s/abs.	23°	
Fluide caloporteur + antigel	Eau de source sans Chlore Ethylène glycol, "Thommen Chemie"	
Concentration	47 % (à partir du 14 octobre 1989)	
Débit de fluide en fonctionnement	23 l/h m ²	24.5 l/h m ²
Longueur de tuyaux (tous diamètres)	456 ml	358 ml
Contenu en eau du champ	CC	CE
Capteurs seuls	1320 l	1020 l
Tuyauterie de raccordement	1120 l	720 l
Total	2440 l (4.6 l/m ²)	1740 l (4.3 l/m ²)
Masse d'acier tuyauteries	2380 kg	1710 kg
Chaleur spécifique du champ à 40°C	CC	CE
fluide sans antigel (eau pure)	29.0 kJ/Km ²	27.3 kJ/m ² K
avec mélange antigel 47%	27.1 kJ/Km ²	25.6 kJ/m ² K
Facteur de pertes thermiques estimation pour tuyauterie totale.	1.5 W/m ² K	1.4 W/m ² K

Table 4.2.- Caractéristiques des champs de capteurs à Marcinhès

4.2.- Fonctionnement, régulation

Les éléments principaux de décision pour l'enclenchement des capteurs solaires sont constitués de 4 senseurs de température, placés au haut des absorbeurs à la sortie de chaque boucle, à comparer avec des températures au niveau de l'utilisation (cf fig 4.2).

L'activation de la boucle de chauffage CC dépend du fonctionnement de la pompe à chaleur:

- si la PAC est hors service (mode charge du stock), l'activation doit fonctionner selon la température du stock; mais jusqu'à présent, la sonde prévue dans un puits n'étant pas encore installée, c'est T8 qui a fait office de référence ("sortie" du stock en mode charge); or, en l'absence de circulation du fluide, cette sonde ne mesure que la température du fluide en équilibre avec l'ambiante dans la chaufferie ! Fort heureusement, lorsqu'on est proche de l'optimum, le critère d'enclenchement n'influence que très peu les performances du système solaire. La pompe P1 fonctionne donc, avec une hystérèse de 6°C, selon la condition :

$$P1 \text{ (ON/OFF) si } (T1+T2)/2 > T8 + 10 / 4^{\circ}\text{C.}$$

- Si la PAC est en fonctionnement, alors on demande simplement $(T1+T2)/2 > 30^{\circ}\text{C}$ pour l'enclenchement, et le déclenchement a lieu lorsque $(T1+T2)/2$ et T5 sont inférieurs à $T10 + 5^{\circ}\text{C}$.

La boucle du second champ est commutée grâce à la vanne V2:

- soit sur la préparation d'ECS si $T14 < 55^{\circ}\text{C}$ (température au bas du ballon), et si l'ensoleillement est suffisant ($> 450 \text{ W/m}^2$). Dans ce cas, la pompe P2 sera actionnée sur le critère (avec hystérèse) : $(T3+T4)/2 > T14 + 10 / 4^{\circ}\text{C}$. Ce mode n'a pas été mis en service jusqu'à maintenant, puisque la distribution d'ECS n'est pas encore opérationnelle.
- soit sur le stock saisonnier dès que $T14 > 60^{\circ}\text{C}$, ou si l'ensoleillement tombe au-dessous de 380 W/m^2 . Le fonctionnement de P2 suit alors celui de P1.

Enfin, une sécurité enclenche la pompe correspondante si l'une ou l'autre des températures de sortie capteurs dépasse 90°C , ou est inférieure à -20°C .

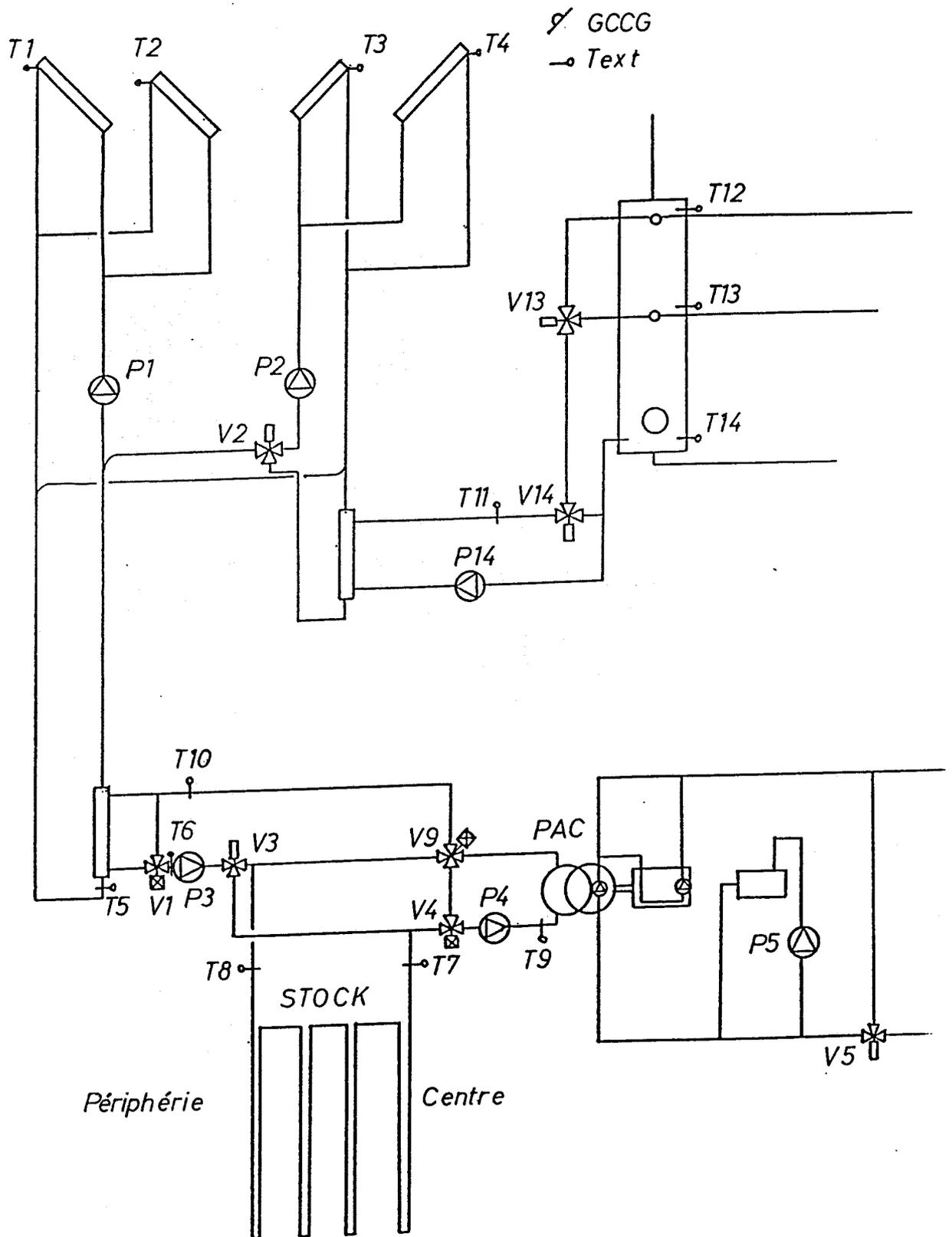


Fig. 4.2.- Organes de régulation du système solaire

4.3.- Détermination des paramètres des champs de capteurs

Pour prédire les performances d'un champ de capteurs solaires à partir d'un modèle, il est nécessaire de déterminer avec précision divers paramètres fondamentaux de ce système [6,7] (orientation, efficacité optique - avec corrections angulaires éventuelles -, facteur de pertes et capacité thermique). Pour les capteurs eux-mêmes, ces paramètres sont en général disponibles dans la documentation fournie par le fabricant. Mais pour un champ complet, les caractéristiques des interconnexions entre modules, ainsi que la boucle de transport jusqu'à l'utilisation, doivent être prises en compte.

En fait, lorsqu'on effectue la mesure d'un système solaire complet, seuls les paramètres globaux du champ de capteurs sont accessibles. L'outil fondamental pour la mesure des paramètres principaux (efficacité optique et facteur de pertes) est le diagramme d'efficacité horaires, dit de HWB. Du bilan thermique global, on tire immédiatement l'expression suivante pour exprimer l'efficacité du champ (notations pour le champ CC, cf Annexe A1):

$$\frac{(QCC + QCC_{Cap})}{(ACC * HCCE)} = \eta_{0CC} - KCC \frac{(TM_{CCM} - TM_{Ext})}{GCCE}$$

Le premier membre représente l'efficacité du champ (soit la quantité de chaleur extraite par m², normalisée à l'énergie solaire incidente dans le plan des capteurs). Le second membre est linéaire en fonction d'une variable météo représentant la différence de température entre absorbeurs (moyenne entrée-sortie du fluide) et ambiant, divisée par l'irradiation moyenne dans le plan des capteurs. Ces mesures s'effectuent en général sur des intervalles d'une heure de fonctionnement. La chaleur extraite QCC est évaluée à chaque minute grâce au débit et la différence de température entre entrée et sortie, mais doit être corrigée par la chaleur absorbée dans le champ (faisant intervenir sa capacité thermique) si la température moyenne de celui-ci n'est pas identique entre le début et la fin de l'intervalle. Dans cette expression, l'énergie incidente doit être le rayonnement atteignant effectivement le vitrage des capteurs, en tenant compte de tous les effets angulaires; pour éviter les corrections de transmissivité selon l'angle d'incidence, nous choisissons des heures de fonctionnement où les rayons du soleil sont proches de la normale. Les effets d'incidence (IAM) doivent être examinés ensuite indépendamment.

Par une analyse statistique de multiples points de fonctionnement (régression linéaire), ce diagramme fournit la valeur de l'efficacité optique dans les conditions choisies, ainsi que le facteur de pertes du champ global (capteurs+plomberie).

Dans la réalité, le facteur de pertes peut dépendre lui-même de la température. En postulant une dépendance linéaire en fonction de la différence de température:

$$K_{CCT} = + K_{CC1} + K_{CC2} * (T_{CCM} - T_{MExt})$$

alors l'expression devient bilinéaire dans les variables $\Delta T/G$ et $(\Delta T)^2/G$, et ces deux coefficients peuvent également être déterminés par régression.

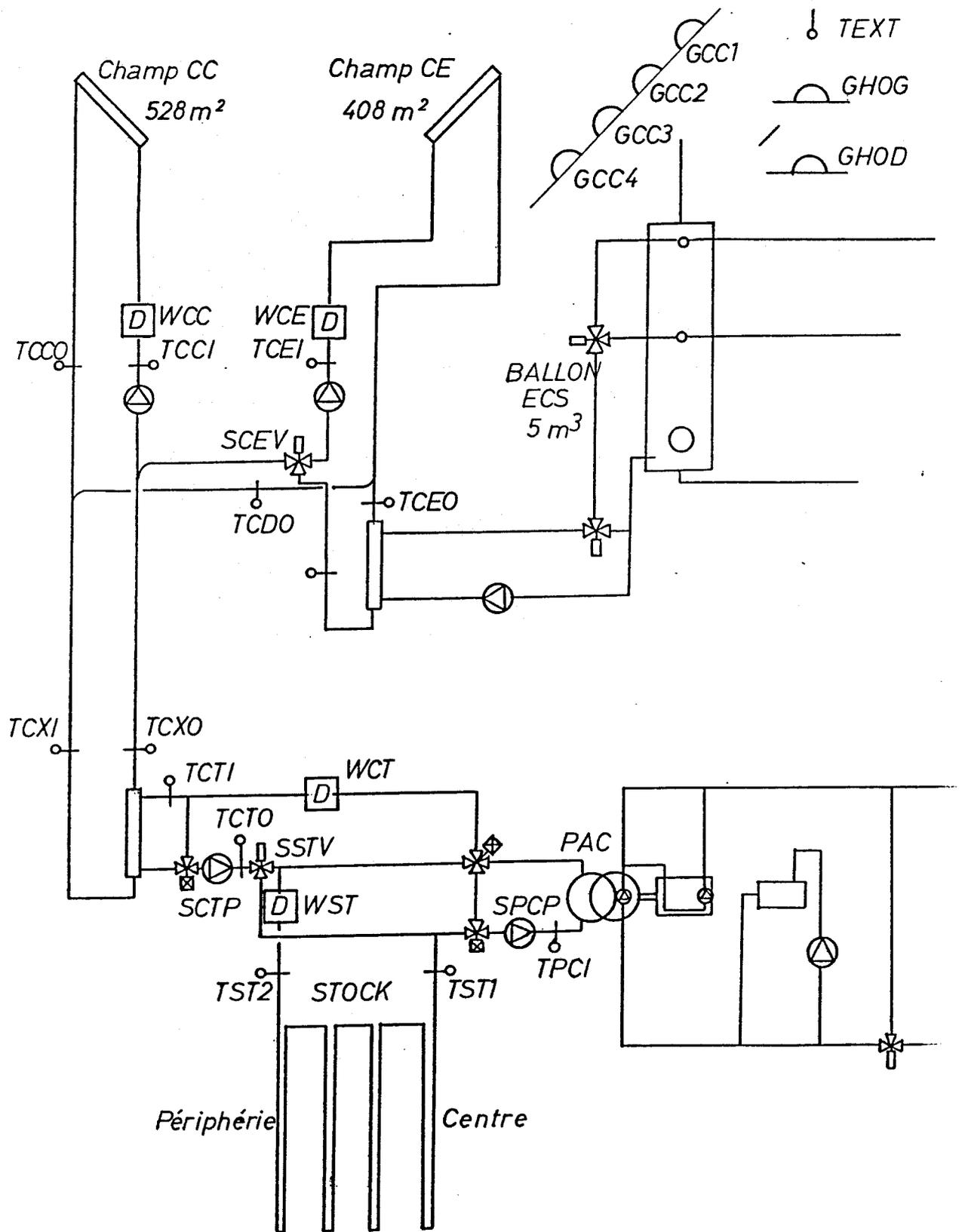


Fig. 4.3.- Système solaire et stock: position des points de mesure

D'autres expériences particulières permettent une approche différente - et complémentaire - de ces paramètres:

- En faisant fonctionner la boucle solaire **de nuit**, donc sans apport de rayonnement, et en réchauffant les capteurs à l'aide du stock, on obtient une mesure directe du facteur de pertes $Q/\Delta T$. Puis, en coupant l'apport de chaleur et en laissant tourner la boucle sur elle-même jusqu'au matin, le refroidissement exponentiel fournit le temps de relaxation C/K , soit une mesure de la capacité thermique de la boucle globale. Avec des mesures extrêmement soignées - et notamment la prise en compte de l'énergie des pompes de circulation -, on peut même en extraire l'évolution du facteur de pertes en fonction de la température.
- La mesure de la température de "stagnation", c'est-à-dire capteur exposé au soleil à l'équilibre thermique sans soutirage de chaleur, fournit quant à elle le rapport E_{ta}/K . Connaissant le facteur optique avec une bonne précision, on en déduit une nouvelle détermination du facteur de pertes dans le domaine des hautes températures.

Enfin, une fois les paramètres ci-dessus bien déterminés, il reste encore à tenir compte des divers effets angulaires affectant le rayonnement incident: variations de transmissivité de la couverture de verre en fonction de l'angle d'incidence, ombrage d'un chède sur l'autre, et - particularité de la construction de Marcinhès - réflexions sur la face arrière de chaque chède. L'analyse détaillée de ces effets optiques fait l'objet du paragraphe suivant.

4.4.- Mesure du rayonnement incident

La géométrie des capteurs de Marcinhès présente plusieurs particularités touchant à l'énergie incidente sur les absorbeurs:

- En premier lieu, l'orientation sud-ouest (46°) maximise la captation vers 14H (solaire), en pénalisant fortement les heures matinales; la figure 4.4 trace l'angle d'incidence α sur le plan, selon l'heure de la journée et pour chaque mois de l'année. Introduisant une modélisation simple - mais relativement correcte - des lois de Fresnel pour la transmission d'un vitrage plan, on exprime l'IAM (Incidence Angle Modifier) selon l'expression suivante (cf réf. [6], p.21 ou [7], p.48):

$$\text{IAM}(\alpha) = 1 - b_0 (1/\cos(\alpha) - 1)$$

avec un paramètre $b_0 = 0.1$. Sur la figure 4.5, on observe que quelle que soit la saison, le rayonnement atteignant l'absorbeur devient raisonnable à partir de 9-10H (solaire) le matin.

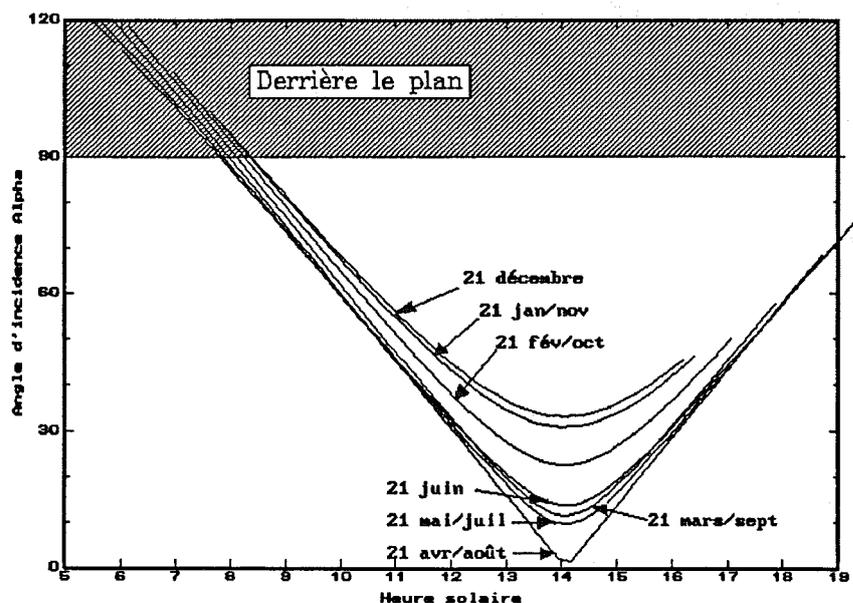


Fig 4.4.- Angles d'incidence sur le plan des capteurs Marcinhès

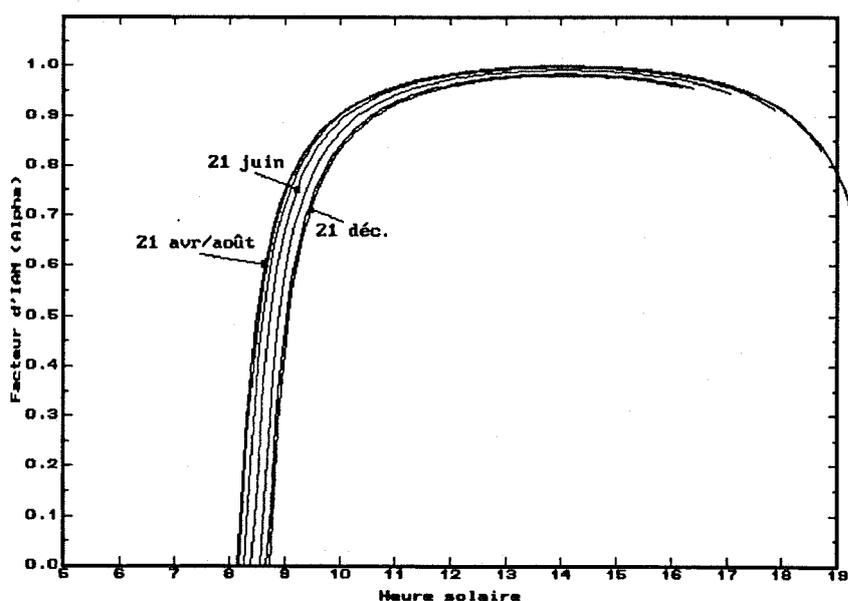


Fig 4.5.- Facteur d'IAM (Incidence Angle Modifier) pour des capteurs simple vitrage (modèle avec paramètre $b_0 = 0.1$).

- Le soir, la géométrie en chèdes provoque un ombrage d'un capteur sur l'autre. Dans ce cas, le paramètre intéressant est l'angle d'incidence transverse (Γ), c'est-à-dire l'angle que fait le plan soleil-axe des chèdes avec la normale aux capteurs. L'évolution de cet angle est montrée sur la figure 4.6; à partir d'un angle limite de 23° , l'ombre d'un chède est portée sur le capteur suivant; la fig 4.7 indique la fraction du champ ombrée selon l'heure et la saison (résultant d'un calcul géométrique simple, cf [6], par. 2.10).

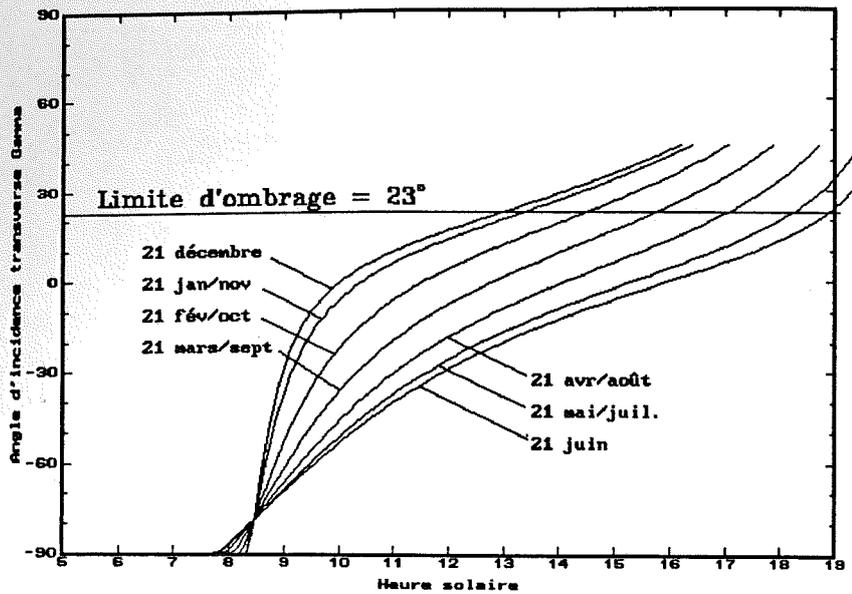


Fig 4.6.- Evolution de l'angle d'incidence transverse (Gamma)

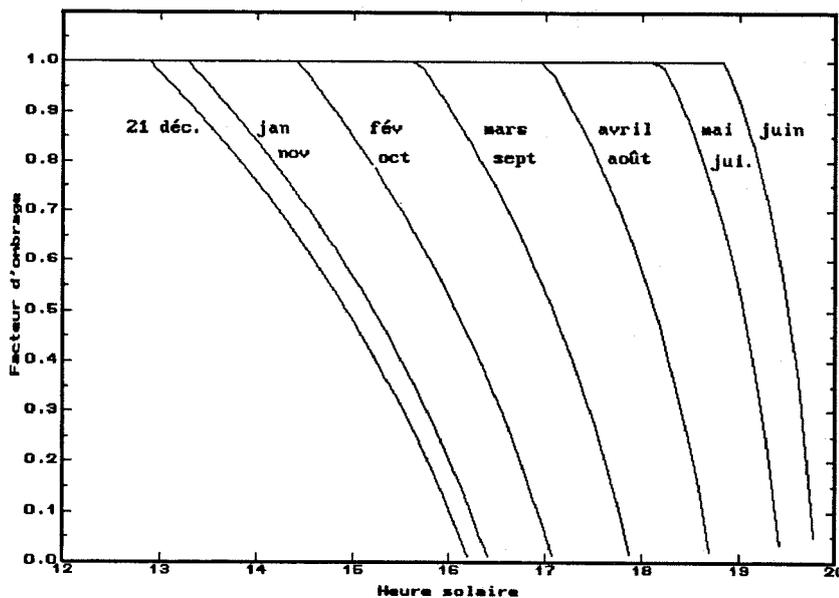


Fig. 4.7.- Facteur d'ombrage des chêdes sur les capteurs (pour le direct)

- Enfin, pour des valeurs de Gamma comprises entre -40° et -20° environ, les panneaux arrière en aluminium réfléchissent une part du rayonnement direct sur le bas des capteurs postérieurs. Cet effet n'était pas prévu, et contrairement aux deux précédents, qui se calculent géométriquement, il était difficilement quantifiable a priori. C'est pourquoi nous avons dû installer une batterie de solarimètres pour tenter de mesurer l'énergie effectivement reçue. Ces solarimètres sont situés dans le plan des capteurs, respectivement en haut, au centre, au quart-bas et au bas de l'absorbeur. L'ensoleillement moyen atteignant réellement les capteurs est alors estimé selon les surfaces représentatives:

$$GCCE = 3/8 GCC1 + 1/4 GCC2 + 1/4 GCC3 + 1/8 GCC4$$

La figure 4.8 donne une idée du comportement de l'ensoleillement en fonction de l'angle Gamma, pour des points horaires présentant au moins 75% de direct. Les points à Gamma=-75° correspondent à la première mesure de la journée (8-9 heure), au moment où, quelle que soit la saison, l'incidence est rasante sur les capteurs (cf fig 4.6). Entre -40° et -20°, les réflexions peuvent atteindre 200 à 300 W/m² sur le solarimètre du bas, représentant jusqu'à 10-12% du global pondéré. La fig. 4.9 atteste qu'il n'y a aucun effet de réflexions sur la composante diffuse.

L'ombrage se manifeste déjà, pour le direct, en deçà de l'angle limite de 23°, à cause de la quantification des points de mesures en tranches horaires. Par contre, l'occultation du diffus est plus tardive, et surtout beaucoup moins prononcée: seuls quelques points atteignent des affaiblissements de 40 ou 50%, la majorité restant peu affectée. Le léger déficit apparaissant sur le plateau intermédiaire est propre aux heures à fort direct, et reste inexpliqué (peut-être l'ombrage de la bande horizon, particulièrement intense par ciel clair?).

Il est également possible de calculer l'ensoleillement atteignant les capteurs à partir de la mesure du global et du diffus dans le plan horizontal. La transposition dans le plan des capteurs est purement géométrique pour le direct, et on utilise le modèle de Hay [7] pour transformer la composante diffuse. Il reste ensuite à appliquer la correction d'ombrage d'un chède sur l'autre, en principe à la seule composante directe.

La validation des transpositions avec ombrage, et les conséquences de ces inhomogénéités angulaires sur les accumulations journalières, nécessaires à l'application rigoureuse du modèle G3, seront étudiées plus en détail au paragraphe 6.3.

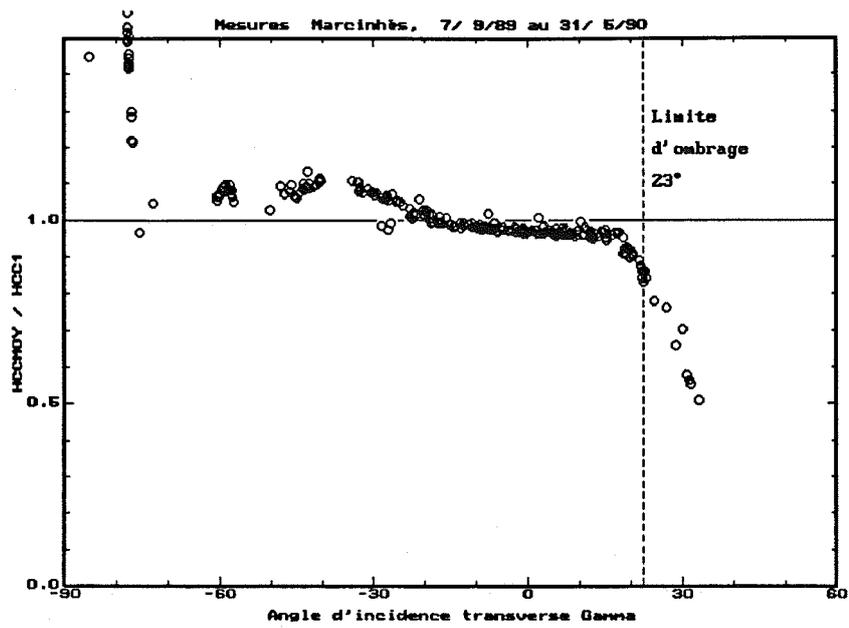


Fig.4.8.- Facteur de correction mesuré GCCE/GCC1 pour points à fort direct (Diffus/Global < 25%)

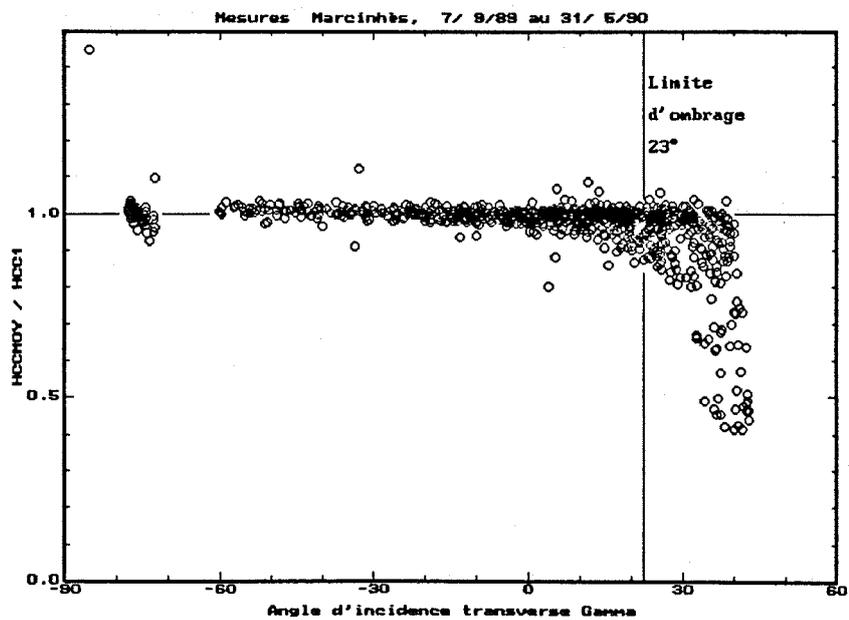


Fig.4.9.- Facteur de correction mesuré GCCE/GCC1 pour diffus (D/G > 80%)

4.5.- Diagrammes d'efficacités horaires

Pour tracer le diagramme des efficacités horaires, nous devons choisir des conditions de fonctionnement stables, pendant lesquelles le système n'est perturbé par aucun phénomène parasite.

Nous commencerons par nous limiter à la tranche horaire 12 - 16H solaire, pour laquelle l'angle d'incidence reste inférieur à 40° en toute saison. Ceci a l'avantage de minimiser non seulement les effets d'incidence, mais également la variation d'énergie interne de la boucle solaire, de manière à rendre la paramétrisation moins dépendante de l'estimation de la capacité thermique. En fait, pour 72% des points, cette variation reste dans la limite de $\pm 10\%$ de l'énergie fournie par les capteurs. Les points supérieurs à 30% de correction sont éliminés.

Nous choisirons ensuite une période pour laquelle l'énergie incidente effective est bien mesurée dans le plan des capteurs, incluant les effets éventuels d'ombrage et réflexions: soit à partir du 7 septembre 1989, date de mise en service des 4 solarimètres GCCi.

Sur les diagrammes 4.10 et 4.11, nous observons que la majorité des points sont regroupés dans une région restreinte en $\Delta T/G$. Dans ces conditions, la détermination des paramètres perd un peu de précision: en effet, de légères rotations de la droite affectent peu la qualité de l'ajustement, et le facteur de pertes devient très corrélé à l'efficacité optique; une variation de 0.01 de cette dernière se traduira par une augmentation de $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour la pente KCC!

Ainsi, nous devons interpréter ces résultats avec prudence. Pour des tranches horaires différentes, le même diagramme peut aboutir à des couples de paramètres assez différents (cf Table 4.3, p.40). Nous devons donc nous appuyer sur d'autres tests (expérience nocturne décrite au paragraphe suivant) pour affiner la détermination du facteur de pertes, et par contre-coup de l'efficacité optique.

Concernant la période d'été 89, où seul le global horizontal est disponible de manière fiable, nous avons enchaîné deux modèles pour retrouver le rayonnement dans le plan des capteurs: tout d'abord, le diffus est estimé à partir du global par une corrélation dite de Liu-Jordan (utilisant en paramètre l'indice de clarté K_t), puis une transposition appliquée sur le direct et le diffus nous amène dans le plan des capteurs. La validité de ce dernier modèle est excellente, puisque la comparaison entre GCCTr et GCC1 (mesuré), durant le reste de la période de mesures, donne une erreur moyenne (biais) de -0.4% , avec un écart standard journalier de 5%. Mais la valeur obtenue n'inclut pas les réflexions éventuelles, pouvant intervenir jusqu'à 13-14H en été!

En réalité, le système a travaillé à très basse température durant cette période d'été (début de la charge du stock, et un seul champ actif diminuant le saut de température à l'échangeur), ce qui logiquement devrait nous fournir une amélioration de la détermination des paramètres lors du fit. Malheureusement, certaines interventions sur le système, l'absence de mesures de rayonnement directement dans le plan capteurs (et donc la non prise en compte des réflexions), ainsi que d'autres raisons qui nous

échappent, conduisent à des valeurs d'efficacités trop élevées, peu compatibles avec les données ultérieures. Cette accumulation de points à faibles $\Delta T/G$ augmente fortement l'efficacité optique et le facteur de pertes (fig 4.12), et nous ne retiendrons pas ces valeurs comme représentatives du système dans la suite de l'analyse.

La fig 4.13 retrace l'écart, en moyennes hebdomadaires, par rapport à l'ajustement de la fig 4.10. On y voit l'évolution des performances du système au cours de toute la période de mesures, surestimées par l'évaluation de l'ensoleillement avant septembre (cf. ci-dessus), puis, hormis quelques points hivernaux peu significatifs, remarquablement stable jusqu'à la fin.

Nous avons également tenté de déceler une dépendance du facteur de pertes en température; la régression bilinéaire fournit bien, formellement, un facteur quadratique KCC2 raisonnable (Table 4.3), mais vu la faible plage de températures disponible, cette valeur n'a pas une signification indiscutable; l'introduction de ce paramètre supplémentaire n'améliore d'ailleurs pas sensiblement la qualité (sigma) du fit.

Enfin, on peut comparer les valeurs obtenues à celles du fabricant (réf [1], pour les capteurs seuls).

Concernant l'efficacité optique, les mesures sont légèrement pénalisées, d'une part par la surface active (compte tenu des 19m² (3.2%) de capteurs couverts), et d'autre part par l'ombrage porté par les gaines techniques et cages d'escaliers (de l'ordre de 1.5%). Avec ces corrections, l'efficacité optique réellement mesurée est inférieure de 3 à 4 % aux performances annoncées.

Par contre le facteur de pertes, lui, même avec une estimation pessimiste de la contribution de la plomberie, reste supérieur de 1 W/m²K aux données du fabricant. Ceci peut être partiellement expliqué par le fait que ces performances ont été extrapolées à partir de test effectués par l'EIR sur des capteurs AGENA, équipés d'absorbeurs de même fabrication, mais dont la construction mécanique et l'isolation ont été tout particulièrement soignés pour une production industrialisée.

Quoi qu'il en soit, le facteur de pertes du champ aurait pu être considérablement amélioré par l'isolation - même modeste - des tuyaux: une isolation de 20 ou 30 mm aurait diminué d'un facteur 5 à 8 leur contribution de 1.5 W/m²K. Toutefois, vu le surdimensionnement de la surface de capteurs, ainsi que le fait qu'on ne travaille pas à haute température, un tel investissement ne se justifiait pas forcément dans ce cas précis.

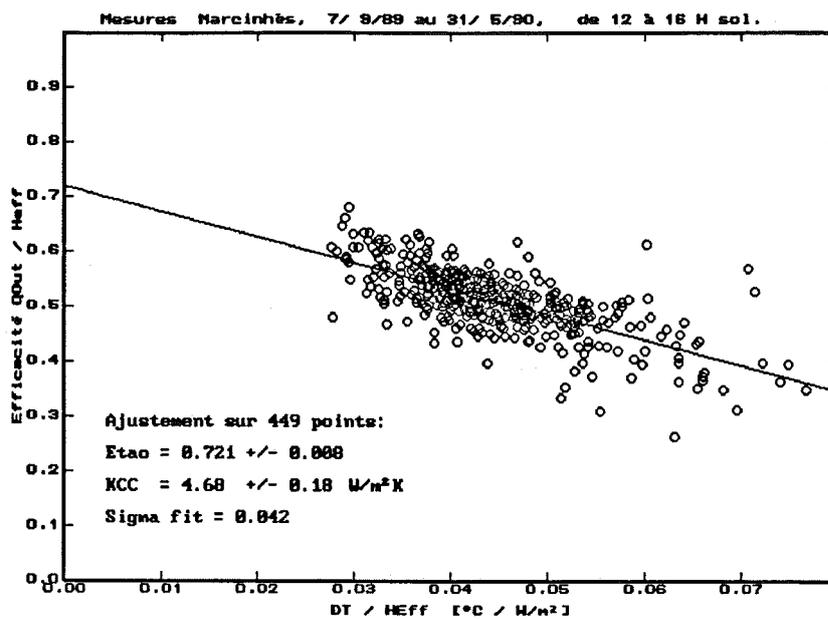


Fig.4.10.- Diagramme d'efficacités horaires pour le champ CC (chauffage stock).

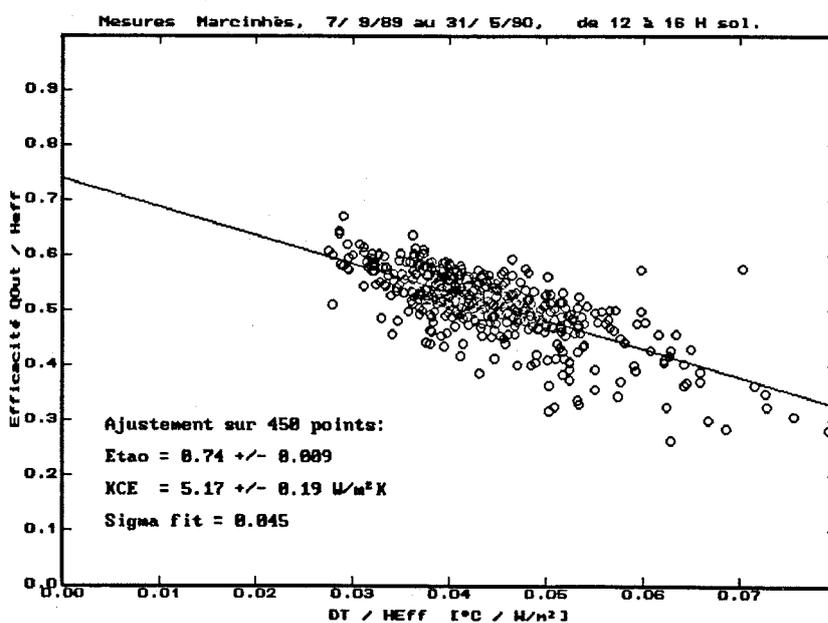


Fig.4.11.- Diagramme d'efficacités horaires pour le champ CE, utilisé pour chauffage stock.

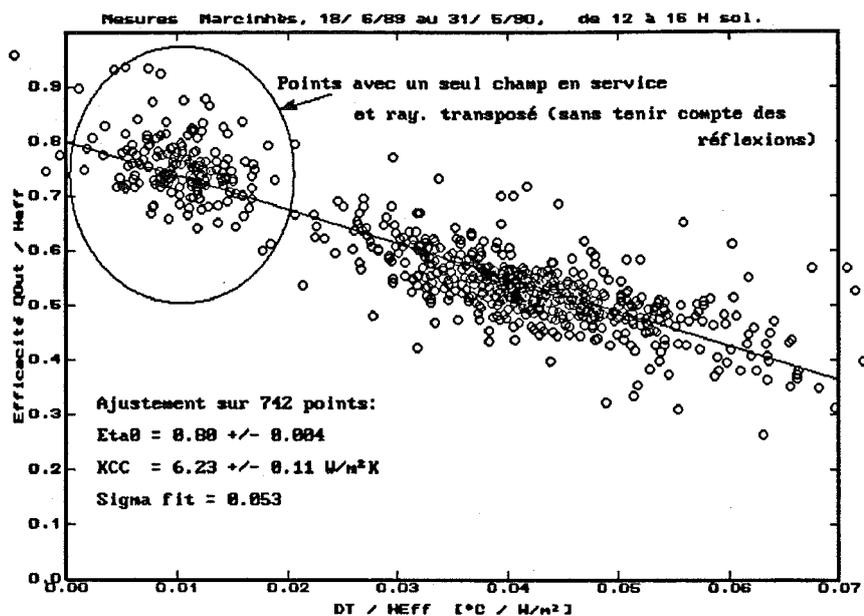


Fig.4.12.- Diagramme d'efficacités horaires pour le champ de chauffage stock, toute la période de mesures

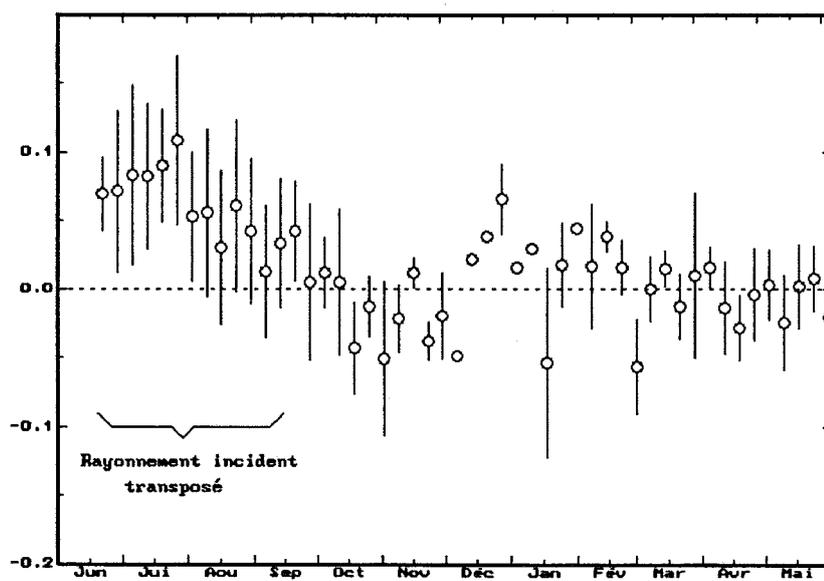


Fig 4.13.- Evolution annuelle de l'écart par rapport au fit linéaire
 $\text{Eta}_0 = 0.72$, $\text{KCC} = 4.68 \text{ W/m}^2\text{K}$
 Regroupement en points hebdomadaires.

4.6.- Expérience de nuit

Pour obtenir des résultats précis sur une expérience nocturne, il faudra disposer d'une source de chaleur capable de réchauffer la boucle solaire pendant un temps suffisant pour obtenir des conditions stationnaires, et de manière relativement stable pour s'affranchir des effets capacitifs. Dans le cas de Marcinhès, le stock souterrain peut faire l'affaire, à condition de bien choisir la période pour avoir un écart de température significatif entre la boucle (donc en automne, au moment où le stock est plein) et l'ambient (attendre les premiers frimas...!).

Nous avons réalisé notre expérience le 25 octobre 1989, alors que la température au centre du stock atteignait 29°C. Compte tenu des échanges, cela nous laissait une différence entre la température moyenne des capteurs et l'ambient de l'ordre de 13°C. Si cela est satisfaisant pour une détermination correcte du facteur de pertes, cela reste tout à fait insuffisant pour tenter d'en estimer une dépendance en température. L'expérience a été menée sur le champ de capteurs de chauffage uniquement.

En principe, le facteur de pertes se déduit immédiatement de la période de chauffe (jusqu'à minuit environ), en divisant la quantité de chaleur fournie à la boucle (ou dissipée par celle-ci) par la différence de température; dans l'expérience présente, la légère pente observée sur le plateau nécessite une petite correction de chaleur capacitive, exécutée par itérations avec l'expérience suivante (décroissance). On obtient alors une valeur:

$$KCC = 4.9 \pm 0.2 \text{ W/m}^2\text{K}.$$

Par opposition à la détermination par efficacités horaires, résultant d'une moyenne sur de multiples conditions extérieures, cette valeur est obtenue dans des conditions d'environnement bien précises:

- La température de la boucle est de 25°C , l'ambiante autour de 12-13°C.
- Le ciel était parfaitement dégagé; l'influence de la température de rayonnement, non mesurée par notre thermomètre d'ambience sous abri, peut diminuer sensiblement la température ambiante réellement perçue par le champ de capteurs, résultant en une surestimation du facteur de pertes calculé. Cet effet est d'autant plus important que la différence de température de la mesure est faible. Il faut noter que les efficacités horaires sont également entachées du même type d'erreur (surtout par beau temps!), mais à plus haute température de fonctionnement.
- Le vent était quasi nul (<1 à 2 m/s); de ce fait, et contrairement à l'effet précédent, le facteur ainsi déterminé peut être inférieur à celui des efficacités horaires.

Il faudra donc se garder d'attacher une confiance exagérée dans la comparaison des ces mesures indépendantes: le facteur de pertes est un paramètre qui peut dépendre de multiples facteurs, et sa détermination précise reste toujours délicate.

La seconde partie de l'expérience nocturne vise à déterminer la capacité thermique globale de la boucle solaire. L'alimentation en chaleur coupée, on laisse tourner le circuit sur lui-même. Tenant compte de l'apport thermique de la pompe, la résolution de l'équation de la conservation d'énergie conduit à une décroissance exponentielle de la différence de température avec l'ambient, de constante de temps $T = C/K$. On constate sur la figure 4.14 que le comportement de la température capteurs suit une loi exponentielle de manière remarquable, et donc que cette constante est déterminée avec une excellente précision: elle vaut 100 ± 0.4 minutes. On obtient ainsi une capacité thermique:

$$\text{CapCC} = 29 \pm 1.5 \text{ kJ/Km}^2.$$

Cette valeur est légèrement supérieure (6 à 7%), mais tout à fait comparable à celle calculée à partir des données du fabricant de capteurs, et les caractéristiques de la plomberie de la boucle.

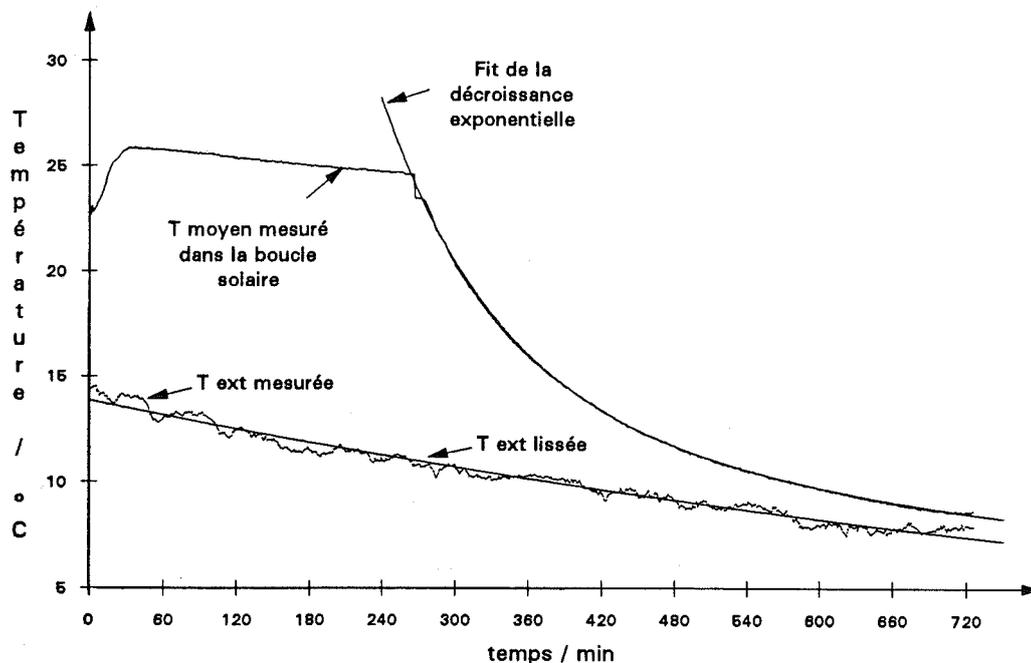


Fig. 4.14.- Evolution des températures et modélisation de l'expérience de nuit

4.7.- Mesures de stagnation

Lorsqu'on expose un capteur au soleil sans soutirer de chaleur, l'absorbeur va s'échauffer jusqu'à atteindre l'équilibre thermique entre l'énergie incidente et les pertes, soit à la température de stagnation. Reprenant l'expression du paragraphe 4.3 pour l'efficacité (bilan thermique), on posera simplement que la sortie QCC du capteur est nulle; si on attend suffisamment pour que la température de l'absorbeur se stabilise, QCCap s'annule également et on obtient une mesure directe, pour le capteur seul, du rapport:

$$KC / \text{Eta}0 = GCCE / (\text{TMCCM} - \text{TEXT}).$$

Dans la pratique cependant, cette mesure simple à priori se complique par le fait de la capacité thermique, et donc de la constante de temps (environ une demi-heure pour le capteur vide), alors que l'ensoleillement varie au cours de la journée. Pour des mesures par jour clair, la résolution de l'équation différentielle correspondante est à la base du modèle G3; les corrections nécessaires peuvent être déterminées graphiquement à l'aide de la solution tracée dans la réf [7], p. 15.

L'expérience a été menée en juin 88 sur un capteur qui venait d'être posé. Entre 13H30 et 14H30, l'ensoleillement sur le capteur variait entre 900 et 960 W/m², et l'absorbeur atteignait 142°C par une température ambiante de 20°C. Après une analyse fine tenant compte de la correction de capacité, on estime le rapport $G/\Delta T = 7.6$ W/m²K.

Connaissant l'efficacité optique par ailleurs (en choisissant par exemple la valeur obtenue pour le champ complet par les efficacités horaires, corrigée pour les capteurs ombrés ou hors service), on obtient donc une mesure du facteur de pertes KC pour le capteur seul, à haute température ($\Delta T = 120^\circ\text{C}$), et pour la vitesse du vent régnant pendant l'expérience, soit environ 10 m/s:

$$KC = \text{Eta}0 * G / \Delta T = 0.76 * 7.6 [\text{W}/\text{m}^2\text{K}] = 5.8 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}.$$

Bien que ne correspondant pas aux mêmes conditions, on peut être tenté de comparer cette valeur à celle du champ complet à cette température, soit celle résultant du fit bilinéaire sur les efficacités horaires (cf table 4.3):

$$\text{KCC} (\text{champ à } \Delta T=100^\circ\text{C}) = \text{KCC1} + \Delta T * \text{KCC2} = 6.4 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}.$$

Compte tenu des pertes plomberie (environ 1.5 W/m²K), à ajouter au capteur seul, la mesure de stagnation surestime donc un peu la valeur trouvée par ajustement bilinéaire. Cependant, il faut rappeler que d'une part, le vent était fort durant cette mesure, et d'autre part, la détermination de la pente KCC2 n'est pas très fiable du fait de la faible plage de températures disponible.

Conditions de mesure	Nbre pts	Eta0	Pertes KCC [W/m²K]	Sigma fit	Autre param.
Efficacités horaires:					
Champ CC de chauffage stock:					
Tranche 11-12H	129	0.750 ± 0.014	5.70 ± 0.34	0.032	KCC2 0.017 ± 0.006 [W/m²K / K]
Tranche 12-13H	141	0.728 ± 0.016	4.85 ± 0.37	0.039	
Tranche 13-14H	127	0.725 ± 0.014	4.67 ± 0.31	0.036	
Tranche 14-15H	112	0.751 ± 0.018	5.54 ± 0.38	0.045	
Tranche 15-16H	82	0.717 ± 0.023	4.61 ± 0.41	0.054	
Tranche 12-16H	449	0.721 ± 0.008	4.68 ± 0.18	0.042	
Idem, fit bilinéaire	449	0.727 ± 0.009	KCC1 4.32 ± 0.21	0.042	
Tranche 12-16H, 18 juin 89-31 mai 90	742	0.800 ± 0.004	6.23 ± 0.11	0.051	
Champ ECS => stock:					
Tranche 11-12H	128	0.733 ± 0.020	5.01 ± 0.52	0.039	KCC2 0.021 ± 0.007 [W/m²K / K]
Tranche 12-13H	141	0.737 ± 0.015	4.94 ± 0.36	0.039	
Tranche 13-14H	128	0.748 ± 0.015	5.21 ± 0.32	0.040	
Tranche 14-15H	112	0.744 ± 0.021	5.50 ± 0.45	0.046	
Tranche 15-16H	82	0.710 ± 0.025	4.78 ± 0.46	0.057	
Tranche 12-16H1	450	0.740 ± 0.009	5.17 ± 0.19	0.045	
Idem, fit bilinéaire	450	0.748 ± 0.009	KCC1 4.71 ± 0.25	0.044	
Expérience nocturne					
Champ CC de chauffage stock: (mesure avec antigel, ciel clair, vent nul, TCCM = 25°C, TExt = 12°C)		----	4.9 ± 0.2		Cap. therm 29 ± 1 KJ/m²K
Calcul théorique					
Données fabricant, capteur seul [1]		0.8	2.4		Cap. therm calculée avec antigel 27.1 KJ/m²K
Tuyauteries boucle (calcul)			1.5		
Capt. hors service + ombrages		env. - 5%			
Total calculé champ CC		0.76	3.9 W/m²K		
Mesures de stagnation					
Capteur seul: Mesure à DT = 120°C vent = 10 m/s		Hypothèse: 0.76 =>	5.8 W/m²K	<=	Mesure corrigée KC/Eta0 = 7.6 W/m²K

Table 4.3.- Récapitulation des diverses déterminations des paramètres des champ de capteurs

4.8.- Diagrammes d'Entrée/Sortie journaliers

Dès le moment où on s'intéresse aux performances énergétiques d'un système solaire, on passe à l'intégration des données sur une période qui peut être la journée, le mois ou l'année. La description des caractéristiques journalières est en général présentée par le diagramme d'entrée/sortie (I/O), où l'on reporte l'énergie fournie par le système en fonction de l'énergie incidente. Empiriquement, les points expérimentaux s'alignent plus ou moins bien sur une droite pour une température d'utilisation donnée. La paramétrisation de cette droite pourrait alors offrir un moyen simple pour quantifier, sur la base de données météorologiques, l'énergie produite à long terme.

Toutefois, une première difficulté se pose ici quant au choix de l'énergie incidente. Les données couramment disponibles concernent le global horizontal quotidien. Mais tous les effets optiques - transposition dans le plan des capteurs, ombrages proches (chêdes) ou lointains, facteurs d'incidence (IAM) - qui viennent perturber cette valeur vont alors créer une dispersion dans la distribution des points expérimentaux, diminuant d'autant la qualité de la relation observée ci-dessus.

C'est pourquoi on choisira de tracer les diagrammes I/O en fonction de l'énergie atteignant réellement l'ouverture des capteurs. Cette énergie incidente effective HCCE doit être mesurée (ou transposée à partir de l'horizontal) dans le plan des capteurs; de plus, dans la mesure où on sait les quantifier, soit par le calcul, soit par la mesure directe, on inclura dans ce rayonnement tous les effets optiques connus (ombrages, réflexions, corrections IAM). Ainsi, hormis le facteur d'efficacité optique normal Eta_0 , le "contenu physique" du diagramme I/O sera purement thermique.

Le diagramme 4.15, reflétant les données du champ CC, montre une forte dépendance en température (soit la différence entre la température moyenne des capteurs durant le fonctionnement et l'ambient). Les valeurs journalières ont été séparées en classes de ΔT (moyennée sur le temps de fonctionnement); les résultats de l'ajustement linéaire de chaque classe, ainsi qu'un ajustement bilinéaire en HCCE et ΔT , font l'objet de la table 4.4.

Malheureusement, ces coefficients ajustés sur les données expérimentales n'ont pas de signification physique immédiate. Intuitivement, la pente est liée à l'efficacité optique, tandis que l'interception de l'abscisse représente une énergie de seuil (échauffement minimum du système avant de devenir opérationnel). Mais on travaille ici en intégrales journalières, la distribution dépend également d'autres paramètres comme la durée du jour, et toutes les tentatives de modèles visant à prédire ces coefficients directement à l'aide des paramètres physiques fondamentaux du champ sont restées vaines (cf travaux de l'AIE, Tâche VI, [6]).

Toutefois, le modèle G3 (réf [7]) est un modèle physique qui, moyennant quelques hypothèses et approximations raisonnables, décrit l'énergie produite quotidiennement par un champ de capteurs, sur la base de 6 paramètres seulement:

- Eta_0 = efficacité optique normale du champ de capteurs
- Ha = énergie journalière incidente effective sur l'absorbeur: $\text{HCCE} * \text{Eta}_0$

- L = longueur du jour sur le plan considéré
- ΔTL = différence de température entre les capteurs (L pour "Load") et l'ambient pendant le fonctionnement
- K,C = Facteur de pertes et capacité du champ.

Le modèle fait intervenir des variables réduites (sans dimension):

$$Har = HCCE \cdot \text{Eta}0 / (K \cdot \Delta TL \cdot L \cdot 2/\text{Pi})$$

$$Qr = QCC / (K \cdot \Delta TL \cdot L \cdot 2/\text{Pi})$$

où le dénominateur est lié aux pertes du système sur la journée.

Il est tout à fait remarquable que ce modèle permette alors d'exprimer Qr comme une fonction de Har et Tr seulement, où Tr est la constante de temps réduite du système (sans dimension):

$$Qr = Qr(Har, Tr) \quad \text{où} \quad Tr = C / (K \cdot L)$$

La dépendance en Tr est très peu marquée, si bien que les valeurs journalières, fournies par un système (C,K) donné (avec de faibles variations de Tr via la longueur du jour) et exprimées en variables réduites, doivent donc s'aligner sur une seule et unique ligne représentée par le modèle.

C'est ce que nous appellerons le diagramme I/O universel. Bien sûr, l'établissement d'un tel diagramme est plus complexe que le précédent. Il fait intervenir dans les données elles-mêmes, outre les paramètres du système ($\text{Eta}0$, C et K), la longueur du jour dont le calcul est assez complexe (cf chapitre 6). Mais le diagramme 4.16 montre que la dispersion des points expérimentaux est maintenant fortement réduite (elle dépend essentiellement des fluctuations météorologiques). Anticipant sur le chapitre 6, on observe également que le modèle G3 représente les données avec une excellente précision!

Classe TCapt-TExt	Nb jours mesure	Nb. jours fit	Pente	Seuil = X intercept	Sigma [MJ/m ²].
0 à 10 °C	61	0	----	----	----
10 à 20 °C	43	26	0.637	3.8 MJ/m ²	0.49
20 à 30 °C	136	127	0.588	4.6 MJ/m ²	0.59
30 à 40 °C	30	30	0.535	4.8 MJ/m ²	0.67
plus de 40 °C	1	0	----	----	----

Régression bilinéaire globale sur 183 jours:

$$Q_{\text{Capt}} [\text{MJ/Jour}] = 0.30 (\pm 0.24) + 0.588 (\pm 0.01) GCCT - 0.12 (\pm 0.01) \Delta T$$

(sigma fit 0.66 MJ/m²)

**Table 4.4.- Ajustement linéaire et régression bilinéaire
des données journalières du diagramme Input/Output (fig 4.15)
à partir du 7/9/89.**

Ajustements réalisés pour les seuls jours où le global plan capteurs > 5 MJ/m².

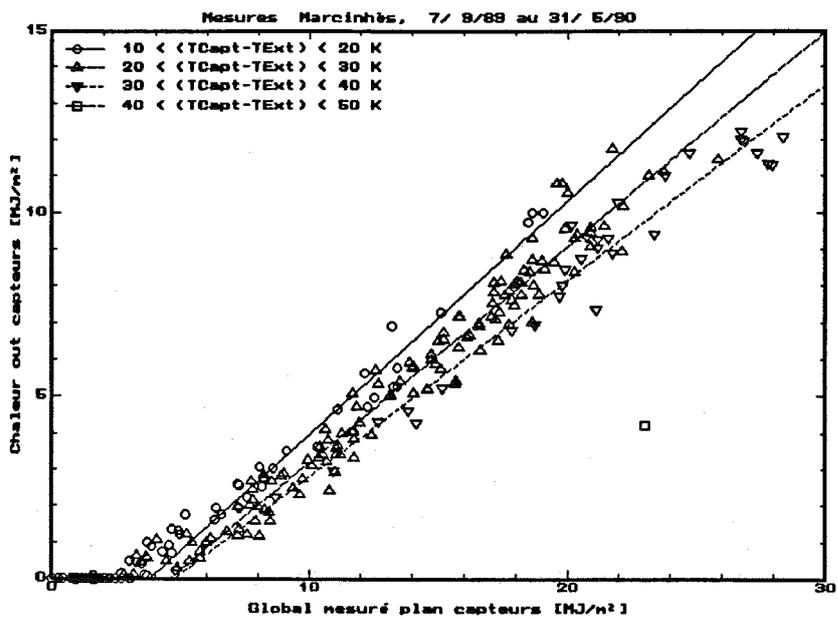


Fig 4.15.- Diagramme d'entrée/sortie (I/O) journalier, champ CC.

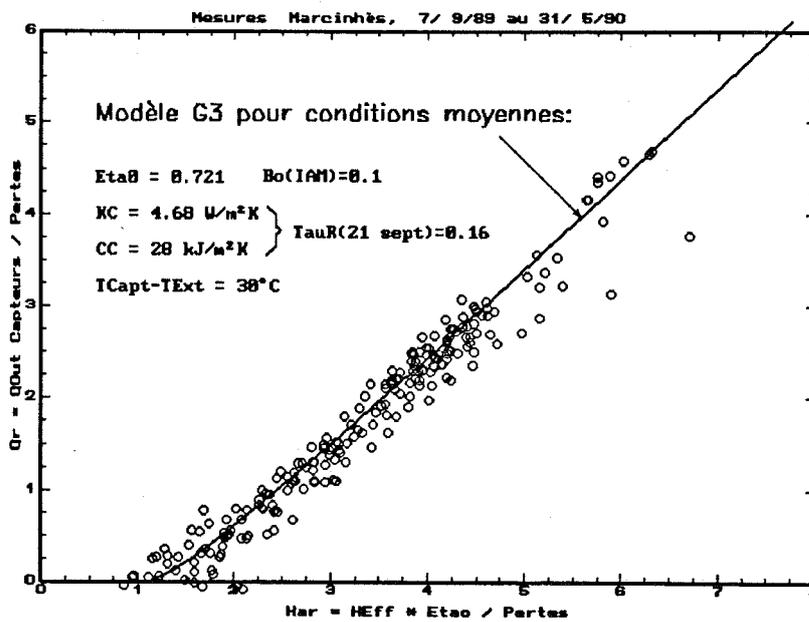


Fig. 4.16.- Diagramme I/O généralisé et modèle G3

4.9.- Résultats mensuels et par périodes

Enfin, la figure 4.17 montre les bilans mensuels bruts de l'installation solaire, enregistrés au cours de cette période de mesures d'environ une année, accompagnés des températures moyennes capteurs et ambiante durant le temps de collection. La température de la charge, soit le centre du stock, est également mentionnée.

Ces résultats ne peuvent être assimilés aux performances que l'on est en droit d'attendre d'une année-type, du fait que le mois de juin ne comporte que 13 jours de mesures, que jusqu'au 10 août, seul le champ CC était en fonctionnement, et que le champ CE n'a jamais eu à participer au chauffage de l'ECS. Néanmoins, on notera que le système capteurs a fonctionné sans défaillances, et que les mesures ont été enregistrées pratiquement sans accros: seules un ou deux demi-journées ont été perdues, remplacées par des périodes similaires pour préserver la validité des bilans.

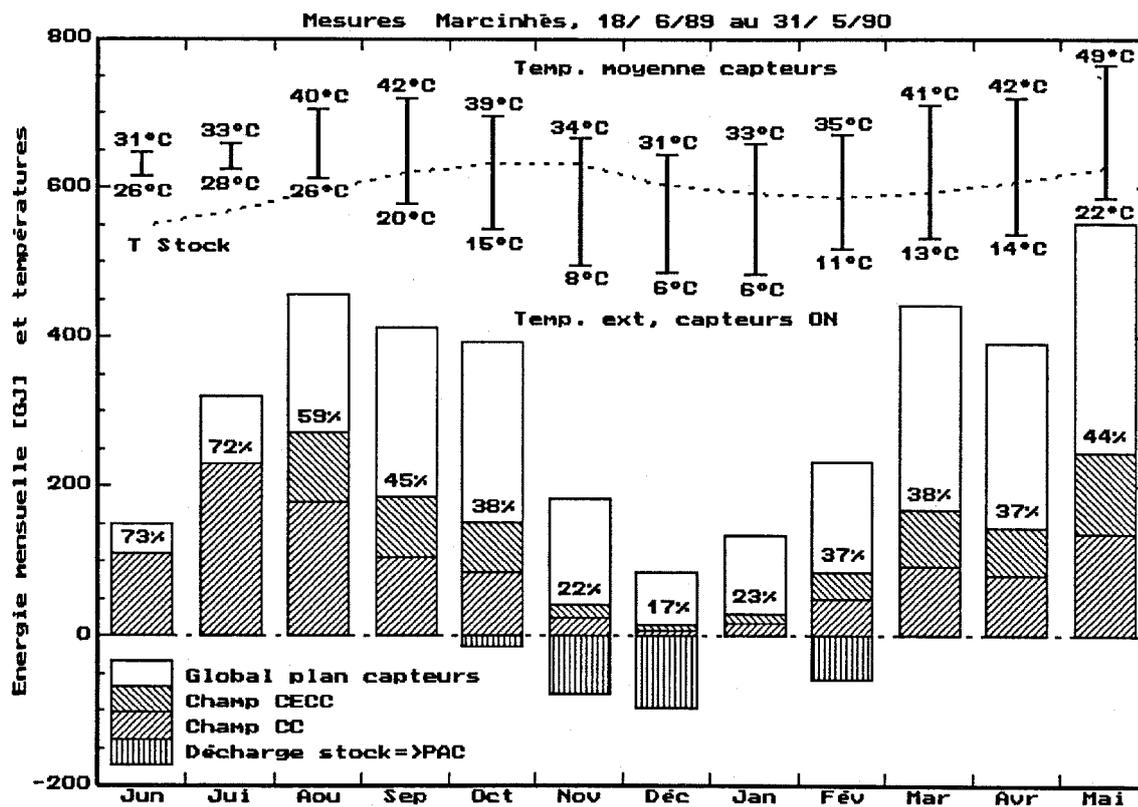


Fig 4.17.- Bilans mensuels du fonctionnement de l'installation solaire

La table 4.5 fournit également des valeurs chiffrées concernant les énergies mises en jeu, réparties en trois périodes - charge, décharge et recharge - définies par les instants où la température moyenne du stock a passé par un maximum et un minimum. Nous précisons au chapitre 7 le comportement et la définition de l'état de charge du stock, mais on peut d'ores et déjà indiquer que la pompe à chaleur n'a fonctionné que très partiellement durant cet hiver 89-90, et que le stock n'a par conséquent pas pu être déchargé normalement.

Les valeurs données dans la table ci-dessous résultent de mesures brutes, sans corrections: on remarquera l'excellente précision obtenue, par le bilan entre deux chaleurs mesurées complètement indépendamment, soit celles de la boucle solaire, et celle à la sortie de l'échangeur.

Période Dates	Unités	Charge 18/6/89- 31/10/89 136 jours	Décharge 1/11/89- 19/2/90 112 jours	Charge 20/2/90- 31/5/90 100 jours	Total 18/6/89- 31/5/90 348 jours
Conditions météo:					
Global horizontal	MJ/m ²	2335	444	1575	4354
Transposé plan capt.	MJ/m ²	2331	577	1611	4563
Temp. ext. moyenne	°C	18.6	4.2	11.6	12.0
Temp. ext. capteurs on	°C	23.6	7.9	17.0	19.9
Boucles capteurs:					
En. incidente, capt. CC	GJ	1220	309	842	2370
Sortie capteurs CC	GJ	706	77	335	1118
Rendement capteurs CC	%	57.9	24.9	39.8	47.2
Tempér. moyenne capteurs	°C	37.3	33.0	44.7	39.1
En. incidente, ch. CECC (1)	GJ	503	239	650	1392
Sortie capteurs CECC	GJ	233	61	266	560
Rendement capteurs CECC	%	46.3	25.5	40.9	40.2
Tempér. moyenne capteurs	°C	41.2	32.7	44.6	41.4
Utilisation chaleur solaire					
Charge stock	GJ	938	120	620	1678
Utilisation directe PAC	GJ	8	12	0	20
(Erreur de bilan échangeur)	GJ	7	-6	19	20
Décharge stock					
Nbre de jours PAC ON	Jours	4	46	2	52
Décharge => IN PAC	GJ	14	235	1	250
Sortie PAC => Utilisation	GJ	40	460	3	504
COP global (cf 5.7)		1.70	1.68	---	1.68
Température moyenne du stock (à la date donnée)					
		18/6/89 14.8 °C	1/11/89 29.4 °C (max)	20/2/90 21.2 °C (min)	31/5/90 30.0 °C

**Table 4.5.- Bilans partiels des périodes de charge - décharge et recharge stock
Bilan de toute la période de mesures.**

(1) Champ CECC à partir du 11/8/89

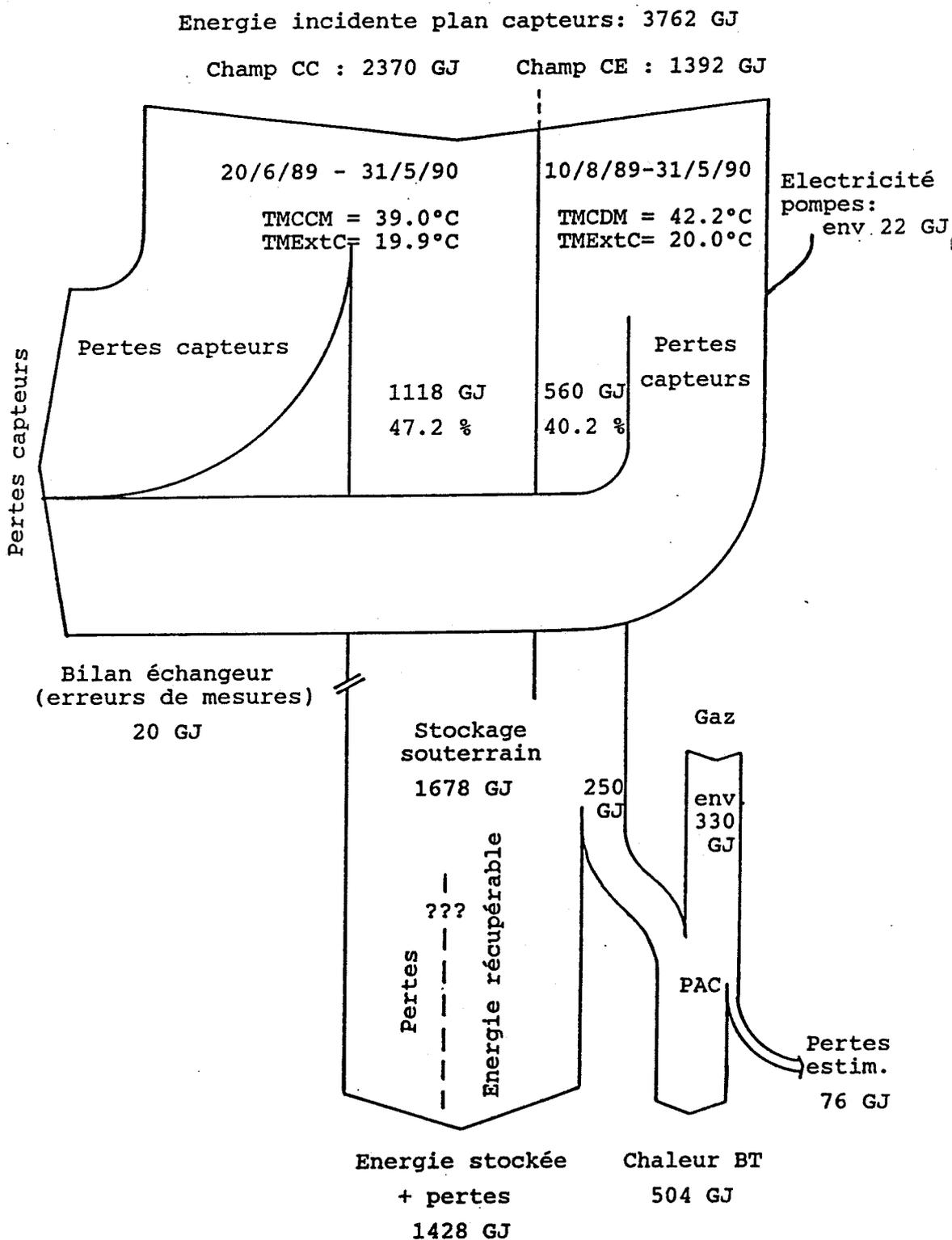


Fig 4.18.- Diagramme des flux d'énergie Capteurs - Stock - PAC sur la période de mesures (20/6/89 au 31/5/90)

5.- Echanges circuit solaire - stock - PAC

5.1.- Echangeur de chaleur solaire

Bien que ne faisant pas directement partie de la boucle solaire, l'échangeur de chaleur doit être pris en compte, dans la mesure où il introduit une "perte" de niveau de température entre les capteurs et l'utilisateur. Cette "perte" doit être quantifiée pour appliquer les simulations prévisionnelles, notamment le modèle G3.

On peut envisager deux types d'approche pour évaluer les performances d'un échangeur:

- soit par la méthode "NTU" (nombre d'unités de transfert), faisant intervenir la notion d'"efficacité" de l'échangeur,
- soit par la méthode "DTLM" (moyenne logarithmique de la différence de températures), conduisant à un paramètre représentant le facteur d'échange KS propre à l'échangeur [14].

Dans la méthode "NTU", l'"efficacité" de l'échangeur ne doit pas être confondue avec son bilan thermique entrée-sortie, qui est évidemment toujours nul (aux pertes par l'enveloppe près). On la définit comme le rapport de la chaleur réellement échangée, à la chaleur maximale que l'on pourrait échanger compte tenu des flux de transport énergétiques ($\dot{m} \cdot cp$) d'entrée et de sortie; elle peut s'exprimer à l'aide des niveaux de températures, soit, pour un flux énergétique d'entrée plus faible que celui de sortie:

$$Eff_x = (T_{pi} - T_{po}) / (T_{pi} - T_{si})$$

où les indices p et s se rapportent aux circuits primaire et secondaire, i et o à l'entrée et la sortie de fluide dans chacun de ces circuits. Cette efficacité peut être calculée - dans certaines configurations idéales d'échangeurs, par exemple à contre-courant pur - à l'aide des caractéristiques physiques de l'échangeur; mais elle présente l'inconvénient de dépendre des flux de transport d'énergie ($\dot{m} \cdot cp$). C'est évidemment un paramètre indépendant de la puissance transférée.

La figure 5.1 montre l'efficacité mesurée, en valeurs horaires. On peut y retracer avec précision l'histoire du fonctionnement hydraulique du système: après un excellent fonctionnement à plus de 85%, le saut, à mi-août, correspond à la mise en service du second champ de capteurs (avec augmentation de débit primaire); puis en septembre, un changement de pompe induit une amélioration du débit secondaire de 20%. Enfin, l'introduction de l'antigel en octobre provoque une variation de la chaleur spécifique, donc du flux de transport énergétique ($\dot{m} \cdot cp$), mais aussi de la viscosité, et donc du facteur d'échange sur les plaques, dépendant du nombre de Reynolds. Les points dispersés en mai 1990 proviennent de la protection surchauffe à 50°C des tubes de l'échangeur en somo du stock: la vanne 3-voies limite alors le débit dans l'échangeur, le secondaire s'échauffe, d'où baisse d'efficacité.

En intégrant les transferts thermiques sur la longueur d'un échangeur supposé linéaire, la seconde méthode permet de décrire directement la puissance transférée par la simple expression:

$$P = K \cdot S \cdot \text{DTLM}$$

où S [m^2] est la surface d'échange, K [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$] un facteur d'échange local, et DTLM est la différence de température logarithmique moyenne entre les deux fluides, soit, pour un contre-courant:

$$\text{DTLM} = \frac{(T_{pi} - T_{so}) - (T_{po} - T_{si})}{\ln [(T_{pi} - T_{so}) / (T_{po} - T_{si})]}$$

Moyennant des flux d'entrée et de sortie comparables (gage d'ailleurs d'un échange optimal), soit si les écarts de températures impliquées ci-dessus ne diffèrent pas de plus de 30%, on peut même remplacer la moyenne logarithmique par la moyenne arithmétique en ne commettant qu'une erreur inférieure à 1% ! C'est à dire que le flux échangé est simplement proportionnel à la différence des températures moyennes primaire et secondaire.

Le facteur $K \cdot S$ [kW/K] propre à l'échangeur peut être déterminé à l'aide des températures et chaleurs mesurées dans le système. Son évolution est tracée sur la figure 5.2. On remarque le même saut d'octobre dû à l'antigel, dont l'origine provient cette fois essentiellement de la différence de viscosité. Par contre, les variations de régime de flux sont beaucoup moins marquées que pour l'efficacité. On notera également que les 3 premiers mois de fonctionnement sont caractérisés par une diminution progressive du pouvoir d'échange, témoin d'un encrassement des surfaces. Ce phénomène semble disparaître avec l'antigel, peut-être parce qu'il contient des produits anticorrosion, mais plus vraisemblablement parce qu'on passe en régime laminaire au niveau de l'échange.

A l'utilisation, la méthode NTU est habituellement considérée comme plus pratique, car elle permet de calculer explicitement les températures d'entrée et de sortie. Cependant, dans l'analyse de nos données, nous préférons la seconde méthode, qui dépend moins des débits. Par ailleurs, c'est le facteur $K \cdot S$ et non l'efficacité qui figure dans les paramètres d'entrée du programme G3.

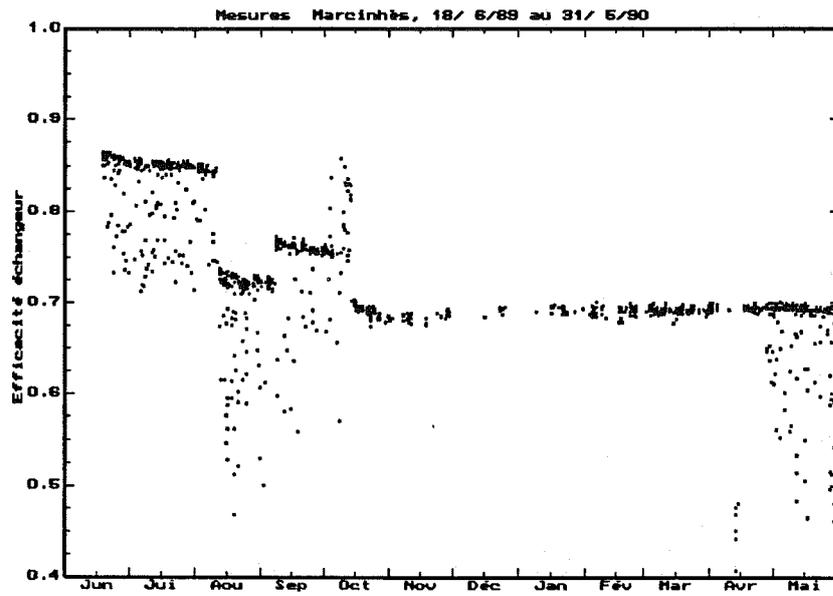


Fig 5.1.- Efficacité mesurée de l'échangeur solaire

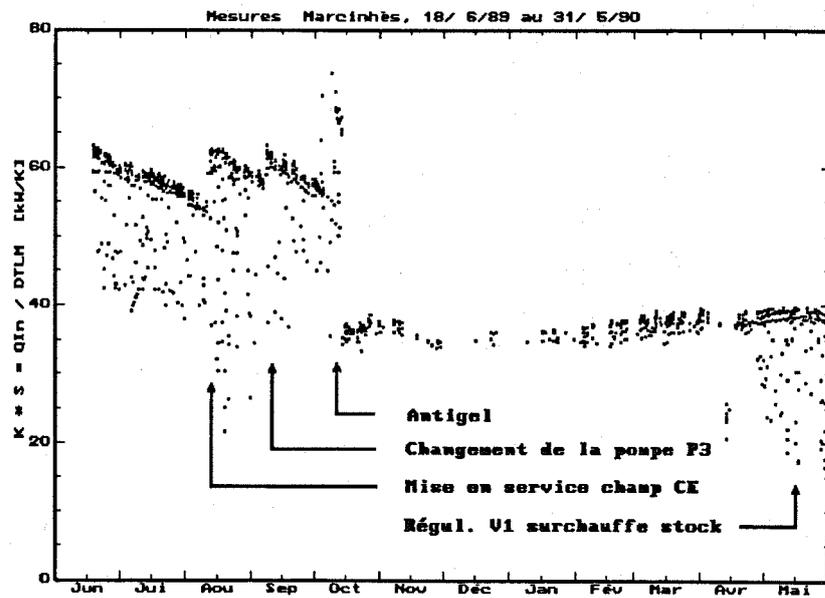


Fig 5.2.- Facteur d'échange $K \cdot S$ [KW/K] de l'échangeur solaire

5.2.- Echanges lors de la charge du stock

Comme base de simulations pour le système solaire, la seule température suffisamment bien définie (au niveau du jour) est celle du terrain au centre du stock. Cette température est bien connue d'une part par la mesure (disponible dès le début du fonctionnement), et d'autre part par un calcul global de l'échauffement du stock en fonction de l'énergie fournie, de sa capacité thermique et de ses pertes (cf chapitre 7).

Il s'agit maintenant de déterminer la température moyenne du champ de capteurs lors de la charge. Nous avons estimé, dans le paragraphe précédent, la chute dans l'échangeur solaire. Il nous reste à essayer de paramétrer la température aux bornes du stock lui-même, à partir des données.

Dans ce but, on peut considérer le réseau de tubes du stock comme un échangeur de chaleur. Le circuit primaire est parcouru par le fluide issu du circuit solaire, entrant par le centre et sortant par la périphérie. Le rôle de circuit secondaire sera tenu par le terrain, ou plus exactement une masse de terrain immédiatement en contact avec les tubes d'échange, qui va s'échauffer au cours de la journée. Nous verrons en effet au cours du chapitre 7, que le temps de diffusion d'un front de chaleur des puits d'injection jusqu'au centre de chaque maille est supérieur à la journée. On aura ainsi quotidiennement un échauffement local de tout l'"échangeur", suivi d'une relaxation nocturne, ce qui est évidemment très loin du comportement d'un simple échangeur à contre-courant !

Toutefois, si nous tentons d'appliquer les mêmes formalismes que précédemment, avec la température du centre du stock à la fois pour l'entrée et la sortie du secondaire, on obtient les diagrammes 5.3 et 5.4 sur la saison de mesures. Bien évidemment, la dispersion des points provient de l'échauffement diurne de l'environnement des tubes, soit une augmentation de la température réelle de tout le système d'échange. Mais la première mesure de chaque journée donne une idée assez juste de la qualité réelle de l'échange en milieu non encore perturbé.

On remarquera même les points d'efficacité supérieure à 1, dus à la stratification latérale: en fait, la température périphérique étant plus faible, la température réelle du milieu d'échange peut être inférieure à la température du centre, prise comme référence. La prise en compte de cet effet est extrêmement délicate, il faudrait en effet connaître la distribution réelle de températures le long de l'échangeur. Nous n'avons pas encore tenté une analyse aussi fine, car la mesure du profil de température périphérique, disponible depuis décembre 89, ne comporte que 3 points de mesure sur le rayon (cf chap 7).

Même si la justification d'un tel modèle peu paraître médiocre, il ne faut pas perdre de vue qu'on cherche une paramétrisation de la réalité, conduisant à la température des capteurs à partir de celle du stock, pour pouvoir appliquer le modèle G3. Dans cette optique, nous avons essayé de relier le "facteur d'échange" apparent à l'énergie déjà transférée au milieu depuis le début de la journée. La fig. 5.5 atteste que ce facteur suit un comportement pouvant être considéré comme linéaire, à la première heure du jour près (ignorée dans l'ajustement).

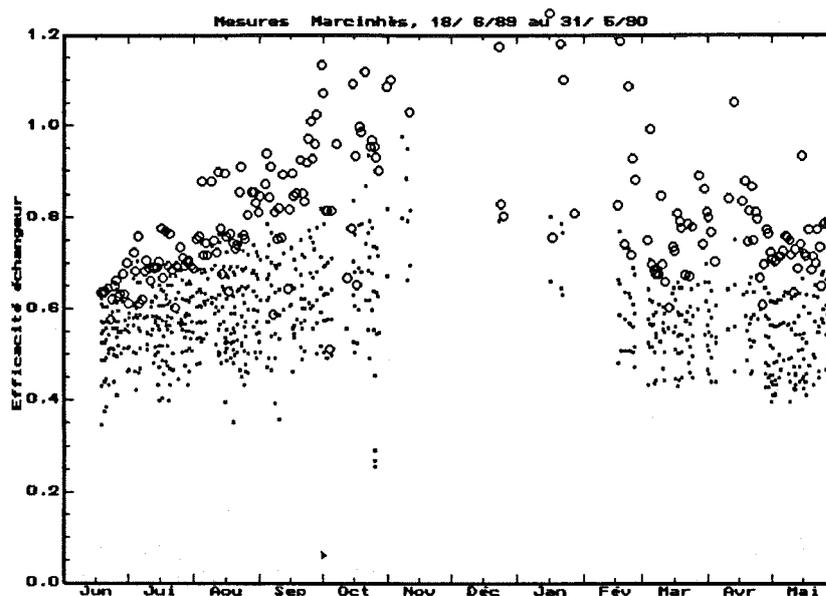


Fig 5.3.- Efficacité mesurée de l'échange dans le stock
Cercles = premiers points de la journée

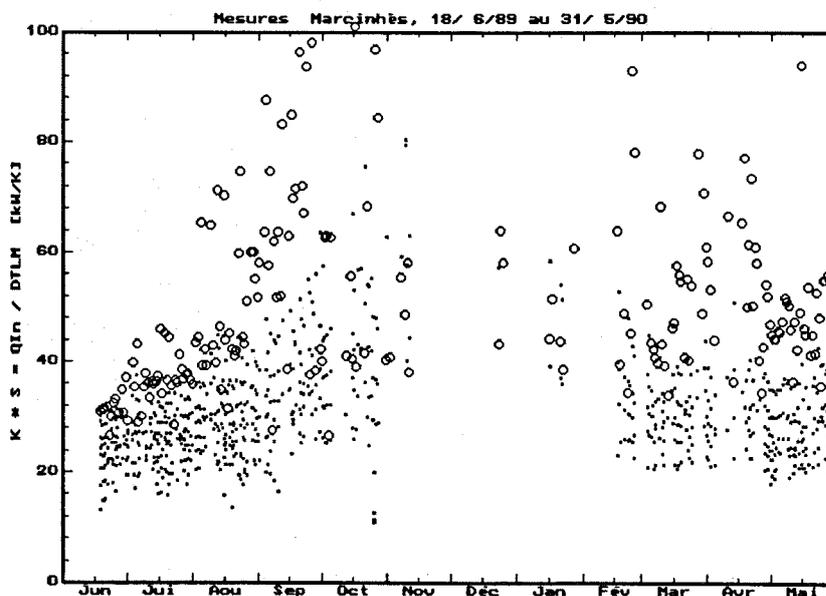


Fig 5.4.- Facteur $K \cdot S$ [KW/K] de l'échange dans le stock
Cercles = première heure de fonctionnement de la journée

Dans la pratique, il sera plus simple de considérer les deux échangeurs en série comme une seule boîte noire. Ce système montre un comportement tout à fait analogue au précédent (fig 5.6), et présente l'avantage de relier directement la température des capteurs à celle du stock. D'autre part, le programme G3 tient compte d'un échangeur caractérisé par son facteur $K \cdot S$, mais n'est pas prévu pour supporter deux échangeurs.

On peut noter que le facteur d'échange global équivaut à la mise en série de deux conductances:

$$1/K \cdot S \text{ global} \cong 1/K \cdot S(\text{capt}) + 1/K \cdot S(\text{stock}) \quad \text{soit: } 1/40 + 1/35 \cong 1/18.5.$$

Bien sûr, les caractéristiques de chaque circuit ayant évolué au cours de l'expérimentation, il nous faut distinguer plusieurs périodes, soit:

- du 18 juin au 10 août 89: boucle solaire avec un seul champ de capteurs.
- du 11 août au 6 septembre 89: deux champs de capteurs.
- du 7 septembre au 13 octobre 89: après changement de la pompe du stock, le débit secondaire augmente de 20%.
- à partir du 14 octobre, introduction de l'antigel dans la boucle solaire, l'échange diminue fortement dans l'échangeur. Du fait des mélanges de modes avec l'utilisation directe ou la pompe à chaleur, les valeurs hivernales ne sont pas fiables, c'est pourquoi les mesures pour cette période commencent au 1er mars 90.

	$K \cdot S$ échangeur solaire	$K \cdot S$ échangeur stock	$K \cdot S$ équivalent global capt => stock
Période I 18/6/89 - 10/8/90	59 kW/K Sigma = 5	37.5 - 2.14 · QJ sig = 2.7 kW/K	23.2 - 1.00 · QJ sig = 1.2 kW/K
Période II 11/8/89 - 6/9/89	60 kW/K Sigma = 4	43.3 - 1.95 · QJ sig = 3.9 kW/K	25.8 - 1.02 · QJ sig = 1.9 kW/K
Période III 7/9/89 - 13/10/89	60 kW/K Sigma = 4	57.6 - 3.75 · QJ Sig = 3.8 kW/K	30.0 - 1.36 · QJ Sig = 1.2 kW/K
Période IV 1/3/89 - 31/5/90	38 kW/K Sigma = 2	42.7 - 2.37 · QJ Sig = 2.8 kW/K	21.7 - 0.96 · QJ Sig = 1.4 kW/K
Période de mesures 18/6/89 - 31/5/90	48 kW/K (moyenne)	43.0 - 2.51 · QJ Sig = 8.5 kW/K	23.5 - 0.97 · QJ Sig = 2.6 kW/K

Table 5.1.- Résumé des facteurs d'échange mesurés (QJ en GJ)

Evidemment, une telle détermination purement empirique du facteur d'échange n'a aucune utilité prospective, tant qu'on ne sait pas le relier aux caractéristiques physiques du milieu. Avec la modélisation analytique d'un puits, nous disposons d'un outil puissant pour explorer cette relation. Cette analyse n'a pas encore pu être menée à bien, nous espérons qu'elle pourra prendre place dans le rapport final; intuitivement, on peut penser qu'il s'exprime essentiellement à partir des caractéristiques du terrain (capacité et conductivité thermique, ou la diffusivité), de la qualité du contact tubes-terrain et de la géométrie de l'échangeur.

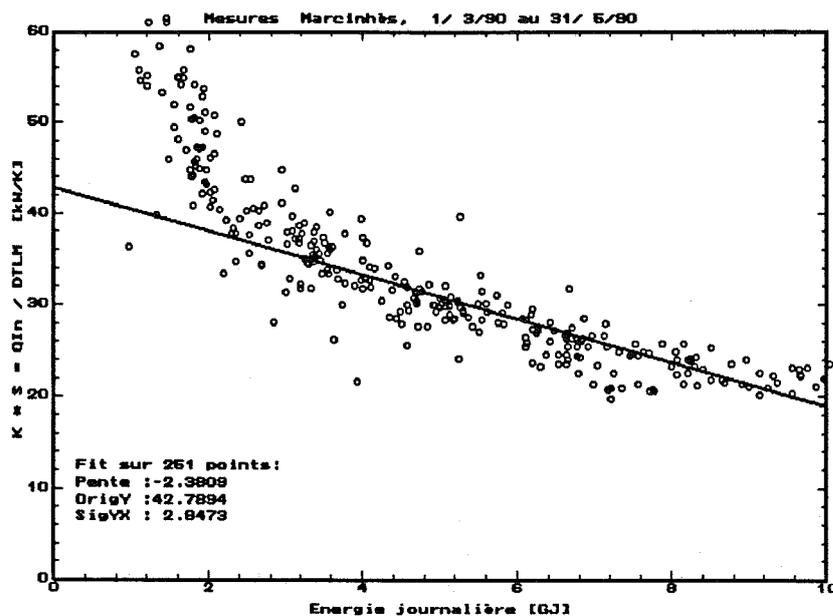


Fig 5.5.- Facteur $K \cdot S$ échangeur stock
selon l'énergie emmagasinée depuis le début du jour

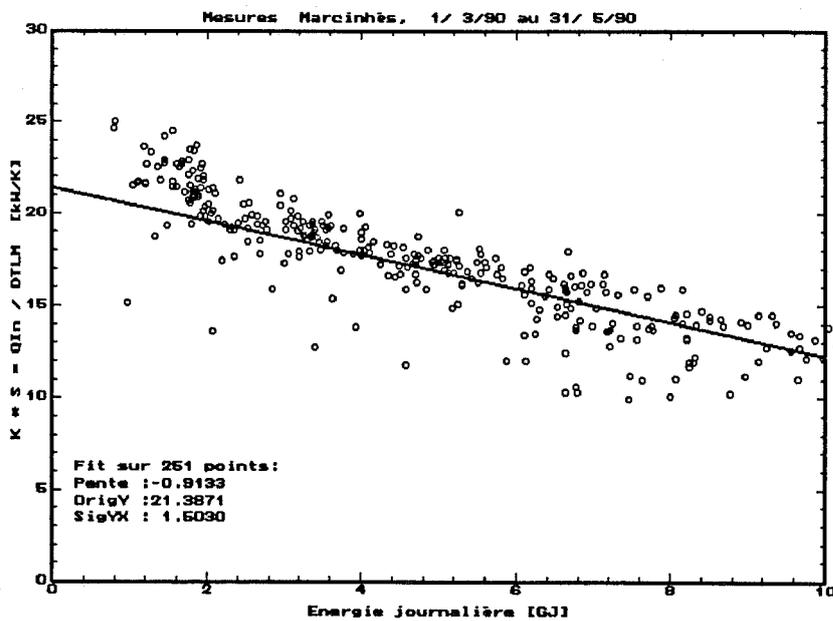


Fig 5.6.- Facteur $K \cdot S$ global (capteurs => stock)
selon l'énergie emmagasinée depuis le début du jour

5.3.- Modélisation de la température des capteurs

Supposer que la température du secondaire est uniforme (stock non stratifié latéralement, soit poser $T_{si}=T_{so}=TS$), permet de recalculer explicitement les températures d'entrée et de sortie du fluide aux bornes du stock. En appliquant la définition de DTLM, on obtient immédiatement :

$$T_{pi} = TS + Q / (\dot{m} \cdot c_p) \cdot E / (E-1) \quad \text{où} \quad E = \exp(K \cdot S / \dot{m} \cdot c_p)$$

$$T_{po} = T_{pi} - Q / (\dot{m} \cdot c_p).$$

Ainsi, à l'aide du paramètre $K \cdot S$, et pour une heure de fonctionnement donnée, seule la connaissance du flux énergétique dans la boucle primaire, et de la puissance transférée, sont nécessaires pour retrouver les différentes températures d'échange. La figure 5.7, construite sur la base des paramètres de la table 5.1, permet de juger de la précision d'un tel modèle.

De plus, si le facteur d'échange est linéaire selon l'énergie stockée dans la journée, le facteur $K \cdot S$ moyen est déterminé à l'aide de la demi-énergie quotidienne. Il faut alors connaître l'énergie totale stockée dans la journée, le temps de fonctionnement du système, et le flux moyen dans la boucle solaire pour évaluer la température moyenne quotidienne des capteurs pendant la collection.

Or l'énergie totale et le temps de fonctionnement sont justement les quantités fournies par le modèle de base G3: on pourra donc évaluer la température de fonctionnement, paramètre d'entrée de G3, par itérations successives !

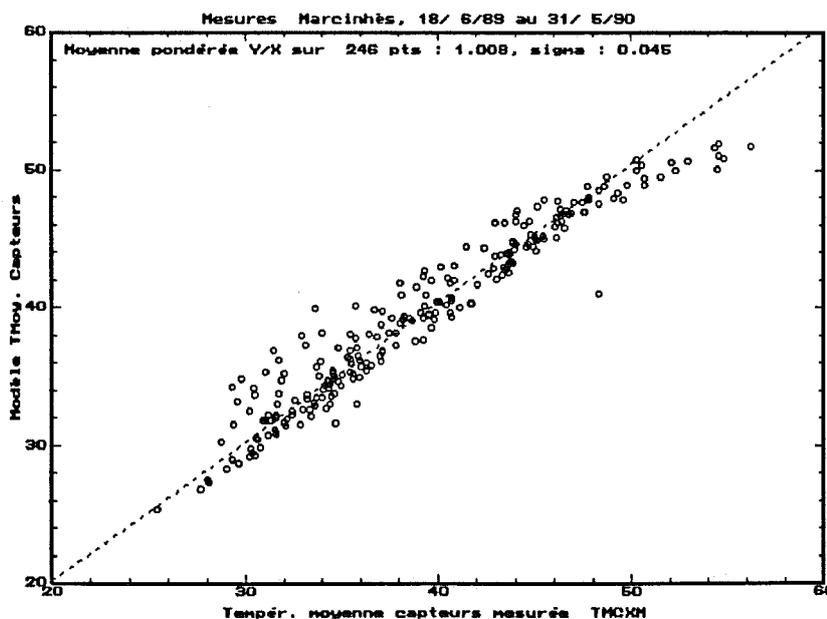


Fig 5.7.- Comparaison de la température capteurs (en moyennes journalières) modélisée avec les mesures

5.4.- Caractéristiques de la pompe à chaleur à gaz

Les principales caractéristiques de la pompe à chaleur font l'objet de la table 5.2. Malheureusement, la documentation disponible concernant ce modèle est lapidaire, et certaines données ci-dessous ont dû être glanées dans la documentation des données générales du fabricant pour l'ensemble de ses modèles. D'après ces sources, le coefficient de performance en puissance (rapporté à l'énergie mécanique) doit se situer entre 2.5 et 4.5, tandis que le coefficient de performances thermique global, rapporté à l'énergie primaire et compte tenu de toutes les récupérations, est compris entre 1.4 et 1.8.

Mentionnons au passage que la maison citée ci-dessous n'existe plus, ce qui a posé de gros problèmes de maintenance à l'exploitant, dont nous avons déjà parlé. En particulier, un relais défectueux (prévu pour 24V, mais alimenté en 220V !) a mis plusieurs mois pour être remplacé, bloquant le fonctionnement de tout le système PAC durant une grande partie de la période de chauffe.

Fabricant	BAUER, Wärmepumpe GMBH, Deutschland	
Type	GWW 220 (Gas/Water/Water/220 kw)	
Dimensions	L / H / P = 1100 / 2550 / 2950 mm	
Poids	2700 kg	
Moteur à gaz	Type MAN G 0224 E 6 cylindres / 3.8 litres Refroidi à l'eau Allumage transistorisé	
Compresseur à vis	Type GHH CF 75	
Récupérateurs	Echangeur sur circuit de refroidissement moteur et compresseur Echangeur sur gaz d'échappement (condensation)	
Circuit de froid	Pour liquide frigorigène R12, max 22 bars Evaporateur tubulaire, manteau tôle d'acier Thermostat de protection contre le gel Condenseur tubulaire, tubes cuivre à ailettes Isolations en matériau ArmaFlex	
Températures de service	Source de chaleur	10 / 6°C
	Evaporation	+ 2°C
	Circuit de chauffage	30/42°C
	Maximale au retour	55°C
Puissances	Absorbée	115 kW
	à l'évaporateur	150 kW
	thermique fournie	212 kW
Niveau de bruit	55 dB(A) à 1m	
Durées de vie annoncées	Moteur: 20'000 à 30'000 heures Service toutes les 1000 heures Compresseur: 40'000 heures (sans entretien)	

Table 5.2.- Caractéristiques de la pompe à chaleur

5.5.- Fonctionnement, régulation du noeud solaire-stock-PAC

La répartition des flux d'énergie entre le système de capteurs solaires, le stockage souterrain et la pompe à chaleur est basée sur les valeurs respectives de 3 températures, soit:

- T6 = température de la fourniture de chaleur solaire, à la sortie de l'échangeur.
- Ts = température mesurée au centre du stock (provisoirement, en l'absence de sonde dans le terrain, on prend T8, soit la température de l'eau à la sortie (périphérie) du stock. Cette température s'équilibre avec l'ambiante de la chaufferie lorsqu'il n'y a pas de circulation dans le stock.
- T9 = température à l'entrée de l'évaporateur de la PAC.

Ces 3 températures déterminent 6 modes de fonctionnement, que l'on peut caractériser en fonction de la saison. Schématiquement, et bien que plusieurs modes puissent être actifs dans une même journée, la figure 5.9 donne les grandes lignes de cette philosophie au cours de l'évolution annuelle. La table 5.3 précise les propriétés de chacun de ces modes.

On remarquera que pour simplifier les critères de régulation, le concepteur a imposé à la PAC de fonctionner avec une température d'entrée T9 fixée, proche de sa valeur "optimale", soit environ 15°C (nominal). Evidemment, ceci empêche de profiter à plein du niveau parfois élevé de la température de la source, et pénalise le COP potentiel. C'est pourquoi cette consigne a été réajustée selon les conditions saisonnières, fixée à 23°C jusqu'à fin décembre 1989, puis 17°C à partir de janvier.

La régulation agit sur 3 vannes fondamentales, et accessoirement 2 pompes et une vanne de sécurité (cf schéma, fig 5.8):

- La vanne 3-voies V3, en tout ou rien, commande le mode charge/décharge du stock. Elle dévie le flux soit vers le centre du stock soit sur sa périphérie, et peut le diriger, dans les 2 cas, sur l'entrée de la pompe à chaleur (via V9 ou V4). Elle dépend de T6 et Ts de la manière suivante:
 - T6 > Ts + 8°C : V3 ouverte, charge stock.
 - T6 < Ts + 4°C : V3 fermée, décharge et/ou utilisation directe.
- La vannes V4 et la vanne 4-voies V9 régulent la température à l'entrée de l'évaporateur. Elles fonctionnent en cascade: tout d'abord, V9 assure la régulation de T9 alors que V4 reste fermée (soit en passage direct V9 =>PAC); lorsque l'apport de chaleur venant des capteurs ne suffit plus, alors V4 commence à prélever une partie de flux du stock (centre) pour maintenir T9 à sa valeur de consigne (V9 restant ouverte).
- La pompe P3 marche dans tous les modes de fonctionnement cités, alors que P4 n'agit que lorsque la PAC est en service (enclenchement 5 minutes avant le démarrage).

- La vanne V1 supprime le passage dans l'échangeur lorsque la boucle solaire ne fonctionne pas (évite les pertes de charge inutiles, ainsi que les fuites de chaleur par thermosiphon dans la boucle capteurs). D'autre part, asservie à T6, elle assure la sécurité des circuits en plastique de l'échangeur du stock (somo), dont la température limite d'utilisation est de 50°C. Ce rôle devient très important à la fin de l'été, lorsque le stock est plein (plus de 30 °C), et que le flux solaire disponible induit encore une grande différence de température au niveau de l'échange tubes - terrain.

Bien entendu, la marche d'une pompe à chaleur à moteur thermique ne peut être réglée par tout ou rien, selon la demande de chaleur, comme un moteur électrique ou un brûleur; le nombre de démarrages doit être réduit au minimum. La régulation fine en puissance est ici assurée par la charge/décharge d'un ballon tampon de 1000 l. La PAC est également munie de 3 allures, permettant de moduler la puissance délivrée de manière plus grossière.

Mentionnons encore que le circuit de stock ne contient pas d'antigel. C'est pourquoi, pour éviter le gel de l'évaporateur, la PAC doit être mise hors service dès que la température du stock descend au-dessous de 5°C lorsqu'elle fonctionne en mode décharge.

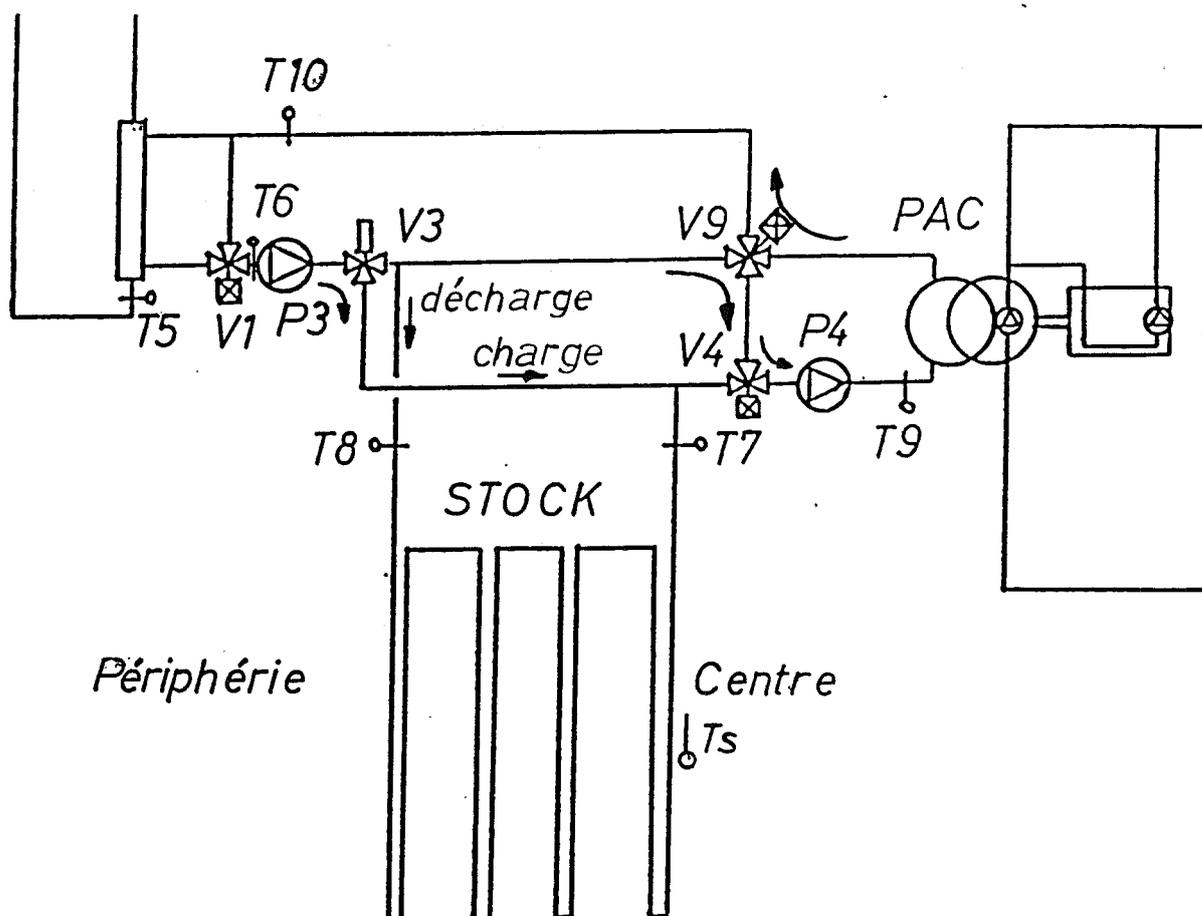


Fig 5.8.- Position des organes de régulation du noeud d'échanges
Solaire <=> Stock <=> PAC

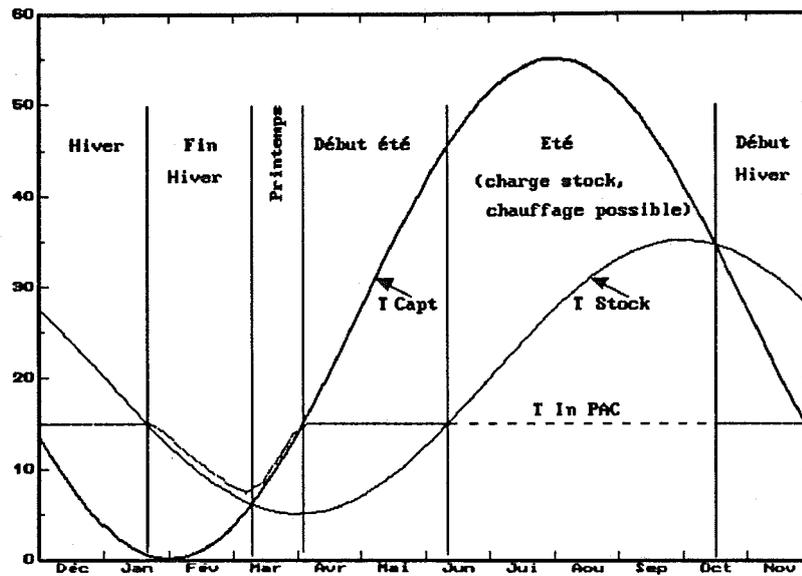


Fig. 5.9.- Régulation du noeud Solaire - Stock - PAC
Description phénoménologique des modes de fonctionnement

Mode de fonctionnement	Saison	Température	P3	V3	V4	V9	P4
Capteurs => Stock (charge)	Été, charge	$T_9 < T_s < T_6$	ON	ON	OFF	OFF	OFF
Capteurs => Stock+PAC (charge)	Été + chauff.	$T_9 < T_s < T_6$	ON	ON	OFF	Rég	ON
Capteurs => PAC	Début hiver	$T_9 < T_6 < T_s$	ON	OFF	OFF	Rég	ON
Capt + Stock => PAC (décharge)	Hiver	$T_6 < T_9 < T_s$	ON	OFF	Rég	ON	ON
Stock (+ Capt) => PAC (manque de puissance)	Fin hiver	$T_6 < T_s < T_9$	ON	OFF	ON	ON	ON
Capteurs => PAC (manque de puissance)	Printemps	$T_s < T_6 < T_9$	ON	ON	ON	ON	ON
Capteurs => PAC+Stock (charge)	Début été	$T_s < T_9 < T_6$	ON	ON	Rég	ON	ON
Sécurité surchauffe stock	Fin été	$T_6 > 50^\circ\text{C}$	V3 régule $T_s \leq 50^\circ\text{C}$				
Sécurité gel évaporateur	Fin hiver	$T_s < 5^\circ\text{C}$	PAC hors service				

Table 5.3.- Régulation du noeud Solaire - Stock - PAC
(Rég. = Régulation de l'entrée PAC pour T_9 =consigne)

5.6.- Mesure du noeud capteurs - Stock - PAC

La complexité du fonctionnement de ce circuit ne facilite évidemment pas la prise de mesures. Nous nous intéressons en premier lieu aux flux de chaleur, dont la répartition peut varier en permanence entre les 3 éléments. Il nous faut donc enregistrer au moins deux de ces flux avec précision, soit la sortie de l'échangeur solaire QCT, et les flux d'entrée ou sortie du stock QSTCH et QSTDEC. L'énergie QPAC fournie à la pompe à chaleur résultera du bilan énergétique, car son circuit d'entrée, faisant intervenir un mélange de fluides, n'a pas pu être instrumenté de manière simple.

Comme dans le circuit solaire, la mesure des débits est assurée par 2 compteurs électro-magnétiques (précision annoncée de l'ordre de 0.7%). Le flux dans le stock nécessite une mesure dans les deux sens, ce qui ne pose pas de problèmes pour ces compteurs, dont le principe repose sur une mesure de vitesse absolue. Les flux de charge et de décharge, ainsi que les chaleurs correspondantes, sont dirigés sur deux voies différentes WSTCH et WSTDEC dans le système d'acquisition.

Dans ce schéma, nous avons jusqu'à maintenant omis de mesurer la température d'entrée de l'évaporateur, paramètre important intervenant sur le COP. Dans tous les modes de mélange, cette température peut cependant être estimée grâce à la consigne T9 exigée par la régulation; en cas de manque de puissance, on prendra TST2 en mode décharge, ou TCTO avec les capteurs. Une sonde TPCI a été installée au printemps 91.

Etant donné qu'il est impossible d'obtenir électroniquement des informations précises sur l'état d'ouverture de vannes à réglage progressif, nous ne pouvons pas compter sur la mesure des états donnés dans la table 5.3 pour différencier les divers modes de fonctionnement dictés par la régulation. De fait, les seules informations utiles que nous pouvons enregistrer sont l'état - ou plus exactement le temps de fonctionnement - de P3, V3 et la PAC. Dans les mesures, MCT désigne le temps de fonctionnement de la pompe P3, et MCTCH ce même temps lorsque V3 est ouverte. La signature de la marche de la PAC, non disponible jusqu'à fin décembre 89, est obtenue en fixant un seuil sur la chaleur produite, soit $QBTPAC > 16 \text{ MJ/h}$.

Avec ces informations, on ne peut pas distinguer tous les modes détaillés sur la table 5.3. C'est pourquoi nous les avons regroupés en 5 modes "fonctionnels", dont la distinction est principalement fondée sur la comparaison des 3 flux QCT, QSTCH et QSTDEC (cf table 5.4).

Mode de fonctionnement	MCTCH	MPAC	QCT	QSTCH	QSTDEC
Capteurs => Stock (charge)	ON	OFF	>0	=QCT	0
Stock => PAC (décharge)	OFF	ON	0	0	>0
Capteurs => Stock+PAC(charge)	ON	ON	>0	<QCT	0
Stock+Capt => PAC (décharge)	OFF	ON	>0	0	>0
Capteurs => PAC (Util. directe)	ON/OFF	ON	>0	0	0

Table 5.4.- Critères de différenciation des modes pour les mesures

Lorsque la PAC fonctionne, le mode dominant est la décharge pure du stock (mode 2), qui concerne 89% de la chaleur consommée par la PAC. Viennent ensuite l'utilisation directe couplée à la charge (3ème mode, 7%), et l'utilisation directe déficitaire, couplée à la décharge (4ème mode, 2.3%). Le solde (moins de 2%) se répartit en divers mélanges sur une heure de fonctionnement.

5.7.- Coefficient de performance PAC

Le coefficient de performance d'une pompe à chaleur se définit habituellement comme le rapport de la chaleur utile à l'énergie "payante". Contrairement au cas d'une PAC électrique, l'énergie payante fait ici intervenir le rendement de conversion en énergie mécanique. Bien entendu, la chaleur résiduelle du moteur, ainsi que l'énergie de condensation des gaz d'échappement, sont récupérés et participent à la chaleur utile. La chaleur du moteur n'est pas mesurée indépendamment, mais la condensation QBTCP représente 3% de l'énergie utile.

En l'absence (provisoire...) d'une mesure fiable du gaz consommé, nous avons dû estimer l'énergie payante par un bilan des chaleurs mesurées. Appelant QPACI la chaleur fournie à l'évaporateur, et QPACO la chaleur utile (sortie condenseur, chaleur du moteur et condensation), on tire immédiatement:

$$\text{COP} = \text{QPACO} / (\text{QPACO} - \text{QPACI} + \text{Pertes})$$

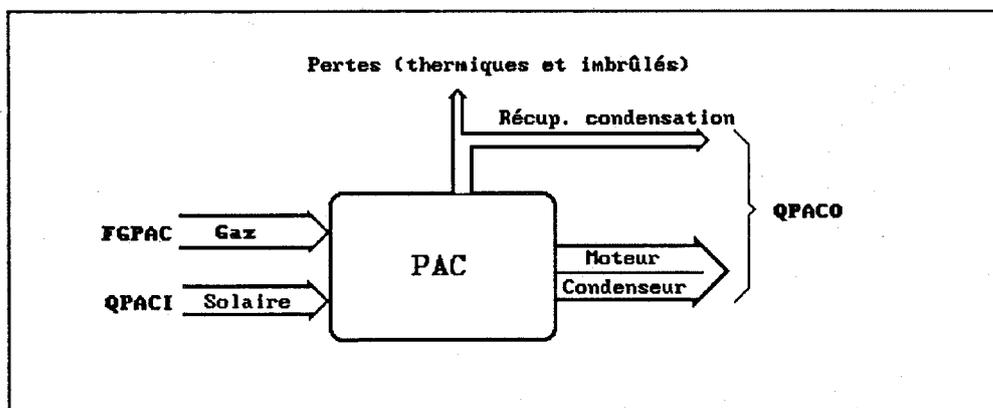


Fig 5.10.-Bilan énergétique de la PAC pour estimation du COP

Malheureusement, durant la campagne de mesures considérée ici (hiver 89-90), la mesure du volume de gaz alimentant la PAC n'a pas fonctionné correctement. De ce fait, la valeur exacte des pertes, résultant du bilan énergétique global $\text{FGPAC} + \text{QPACI} - \text{QPACO}$ n'est pas disponible. Pour esquisser une analyse provisoire du fonctionnement de la PAC, nous avons donc dû "emprunter" aux données de l'hiver 90-91 une estimation globale de ces pertes, qui s'élèvent en moyenne à environ 10% de QPACO (avec une dispersion horaire de 3%). La fig. 5.11. retrace le COP obtenu en tenant compte de ce facteur, dans le mode de décharge pure. Compte tenu des variations dues à

la régulation au cours de l'heure, on observe un fonctionnement relativement stable. Dans une fourchette d'hypothèses de 5 à 15% pour les pertes, le COP moyen est compris entre 2.06 et 1.7, correspondant bien aux données du fabricant et aux prévisions du concepteur.

Néanmoins, on peut se demander pourquoi on observe de telles pertes (60 à 150 MJ/h, soit 15 à 20% du contenu énergétique du gaz (PCI)). Des mesures directes de température de fumées, à l'entrée et la sortie du condenseur, confirment les mesures de QBTCP, et semblent indiquer qu'une récupération a déjà lieu dans la machine même. On peut encore suspecter une contribution des imbrûlés; d'après un spécialiste, ils devraient être négligeables pour ce type de moteur, et nous prévoyons d'effectuer une mesure de la composition chimique des gaz émis pour vérifier cette hypothèse. Enfin, nous envisageons également, après la période de chauffe, une mesure des pertes de maintien en laissant tourner la machine sans soutirer de chaleur. Nous espérons pouvoir éclaircir tous ces points dans un rapport définitif à venir concernant la marche de la pompe à chaleur durant la période 90-91.

Si l'on se réfère aux puissances nominales données par le constructeur (table 5.2), on s'aperçoit que le bilan fait état de 53 kW (190 MJ/h) de pertes, résultant en un COP "nominal" de 1.84. Mais il n'est pas précisé ce que recouvre le terme de "puissance absorbée".

La fig.5.12. donne une idée de la relation entrée-sortie de la machine, ainsi que des niveaux de puissance horaire enregistrés, à comparer avec la puissance nominale de 215 kW. On observe une distribution continue de puissances (ou plutôt énergies horaires), car en fonction de la demande de chaleur, la machine fonctionne durant une partie de l'heure ou à vitesse réduite.

Enfin, dans une PAC électrique, les niveaux de température d'entrée et de sortie devraient avoir une influence sur le COP, qui suit environ le comportement du rendement de Carnot, soit une diminution du COP d'environ -3% par degré d'écart entre évaporateur et condenseur. Dans notre cas, la dépendance est beaucoup plus faible car une grande part d'énergie thermique récupérée intervient au dénominateur. La fig 5.13, présente les données de fin 89 en fonction de la température de sortie TBT5, la température d'entrée n'étant pas directement mesurée, mais fixée à 17°C par la régulation. Ce graphique doit être interprété avec prudence, car sur des échantillons de mesures très homogènes comme par exemple en décembre 1989, cette pente peut même devenir nulle pour une plage s'étendant de 35 à 48 °C!

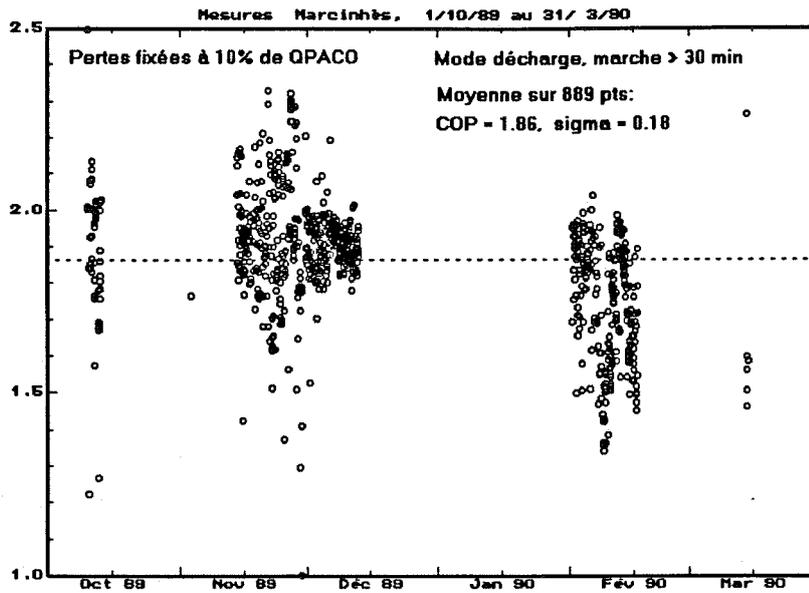


Fig 5.11.- Mesure du COP dans le mode décharge

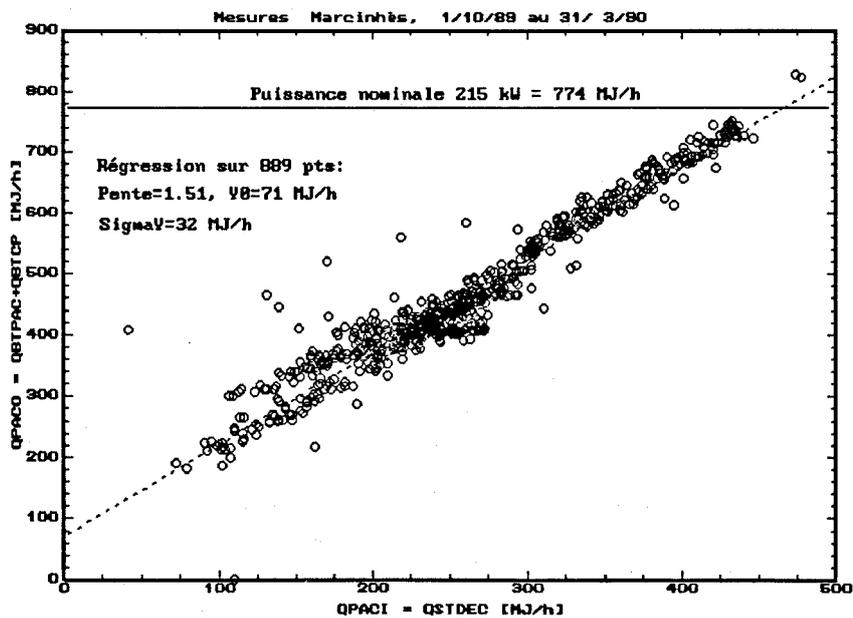


Fig 5.12.- Diagramme d'entrée/sortie de la PAC

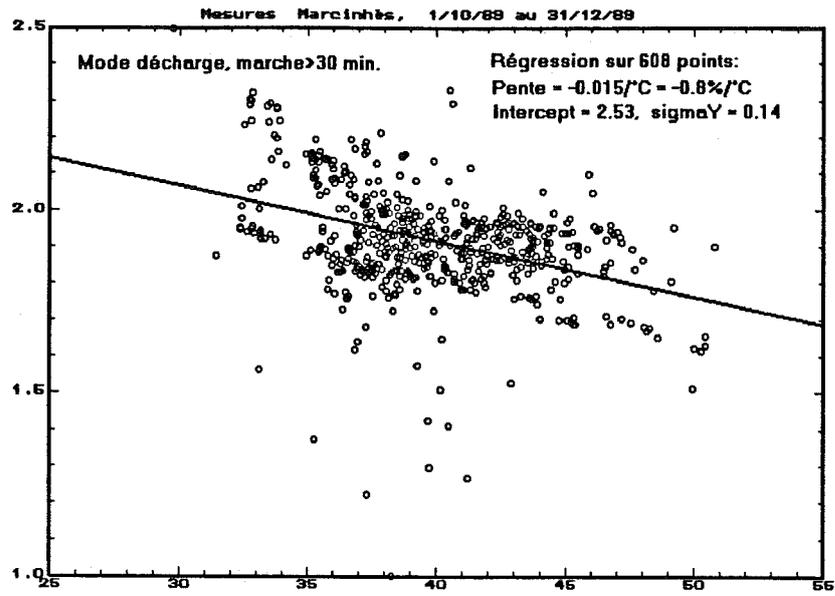


Fig 5.13.- Comportement du COP en fonction de la température de sortie
(Tempér. d'entrée: consigne = 17°C)

6.- Validations du modèle et programme G3

6.1.- Niveaux d'élaboration du modèle G3

Le modèle G3 pour l'évaluation de l'énergie fournie par un système solaire actif a été développé dans notre laboratoire, sur la base de plusieurs expérimentations à long terme (cf, par ex. [9]) utilisant des capteurs tubulaires sous vide. Ces recherches ont été effectuées en collaboration internationale, dans le cadre du programme "Chauffage et Refroidissement Solaires", Tâche VI, de l'AIE. L'un des objectifs de ce projet est d'en vérifier l'exactitude dans le cas de capteurs plans.

Nous distinguerons plusieurs niveaux d'élaboration du modèle, soit:

- Le **modèle G3 de base** (réf. [7],[10]) qui calcule l'énergie quotidienne fournie par un champ de capteurs - et le temps de fonctionnement pendant lequel les capteurs sont capables de fournir de la chaleur - en fonction des paramètres du champ (efficacité optique, capacité et facteur de pertes thermiques), pour une température de fonctionnement donnée des capteurs, supposée rester constante au cours de la journée.

Moyennant l'hypothèse que l'ensoleillement incident suit un comportement sinusoïdal (analogue à un beau jour) au cours de la journée, et que l'intégrale de ce rayonnement correspond à l'énergie incidente réelle dans le plan des capteurs, ce modèle résulte directement de la résolution de l'équation différentielle du bilan thermique du champ. Ce modèle (notamment après l'hypothèse sinusoïdale pour des jours quelconques) se trouve très bien vérifié par les données, mais se révèle inutilisable tel quel, car la température moyenne du champ dépend des conditions de fonctionnement, et n'est pas connue a priori.

- Dans le cas pratique où **on connaît la température TL requise par l'utilisateur** (supposée constante au cours de la journée), il faudra faire intervenir deux paramètres supplémentaires caractérisant la perte de niveau de température entre les capteurs et l'utilisateur, soit le débit dans la boucle et l'échangeur de chaleur. Ce dernier peut être paramétrisé soit sous forme du facteur d'échange "DTLM" KS (exprimé en W/K), soit éventuellement sous la forme d'"efficacité" de l'échangeur (cf 5.1). Le calcul de la chute de température dépend alors de la puissance délivrée, et varie donc au cours de la journée. Cependant, le modèle G3 est suffisamment peu sensible aux variations de température pour s'accomoder d'un calcul de $\Delta T_{\text{éch}}$ selon la puissance moyenne journalière; cela permet de l'appliquer par itérations successives, car la température de travail des capteurs dépendra donc de la chaleur et du temps de fonctionnement, eux-mêmes calculés par G3.
- L'**adjonction d'un stockage journalier** induit une variation de la température de charge, contraire à la première hypothèse de base du modèle. Cependant, l'effet de la transgression de cette hypothèse a été bien étudié sur divers systèmes, et comme le montrent également les études d'élasticité à la fin de ce chapitre, la température de fonctionnement n'a pas une influence trop marquée sur les résultats (-2%/°C).

Dans ce cas, on peut appliquer le modèle G3 en y introduisant la température moyenne du stock au cours de la journée; ce qui nécessite de nouveau un calcul par itérations, car l'évolution de la température du stock dépend de la chaleur captée. Dans le cas de Marcinhès, seul le ballon de préparation de l'eau chaude sanitaire - qui n'est pas encore en service - est directement concerné.

- Enfin, le **programme G3 pour PC** introduit tous ces concepts dans un environnement intégré, comprenant diverses situations, et incluant le comportement et les besoins de l'utilisateur. Ce programme offre 6 configurations-types de systèmes complets, allant de la fourniture à température constante (installations industrielles) aux chauffe-eau équipés de simples ou doubles ballons, stratifiés ou non. Outre le champ et l'échangeur, les principaux paramètres supplémentaires requis sont alors la dimension du stockage, ses pertes, le soutirage quotidien et les températures minimale et maximale. A partir de l'ensoleillement horizontal, il évalue l'énergie incidente effective, celle fournie par les capteurs, l'énergie d'appoint, l'efficacité, l'énergie rejetée par surchauffe, etc...
- Cependant ce programme, destiné à la conception et l'optimisation de systèmes, n'est pas adapté à la confrontation directe avec des données réelles. Bien que cela ait déjà été étudié dans le détail (réf [8]), nous vérifierons - une fois de plus - que ses résultats sont conformes à ceux obtenus avec le modèle G3 de base.

Dans les paragraphes suivants, nous nous proposons d'établir une estimation des erreurs introduites à chacun des stades de complexité.

6.2.- Détermination du rayonnement incident

Dans tous les cas ci-dessus, la détermination de l'énergie incidente est primordiale. Le modèle G3 décrit essentiellement le comportement thermique du système, à partir de la quantité de rayonnement réellement absorbé. Pour des raisons historiques, nous avons défini l'énergie absorbée comme le produit $\text{Heff} \cdot \text{Eta0}$, où:

- Eta0 est le facteur d'efficacité optique sous **incidence normale**, incluant la transmission à travers le vitrage, et l'absorbivité de la surface captante.
- Heff (ensoleillement "effectif") est le rayonnement incident dans le plan des capteurs, en tenant compte de tous les effets parasites tels que ombrages proches (chêdes) ou lointains, réflexions, etc... De plus, Heff doit inclure les effets angulaires liés à la transmission du vitrage sous incidences non normales (facteur IAM, pour "Incidence Angle Modifier"). Heff représente donc un rayonnement normal équivalent.

L'ensoleillement arrivant sur le plan des capteurs peut être soit directement mesuré, soit recalculé par un modèle de transposition à partir du rayonnement horizontal (nécessitant la connaissance du direct et du diffus en valeurs "instantanée"). Les effets d'ombrages et d'IAM peuvent être calculés géométriquement pour le direct, mais leur influence sur la composante diffuse est très difficiles à estimer.

Dans les validations qui suivent, nous utiliserons de préférence les quantités

directement mesurées (incluant une mesure de l'ombrage) en ce qui concerne le modèle G3 lui-même. Par contre, le programme G3, capable de calculer certaines corrections angulaires (IAM et ombrages lointains, mais pas les réflexions), ne peut travailler que sur la base du rayonnement horizontal.

L'ensoleillement horizontal requis par le programme peut être donné soit sous forme journalière, soit par valeurs mensuelles. Dans ce dernier cas, le programme recrée des séquences journalières fictives correspondant à des distributions effectivement observées; ainsi, seules les accumulations mensuelles pourront être comparées aux données.

6.3.- Quantification des effets angulaires journaliers

Dans le cas de Marcinhès, nous disposons de mesures du global et diffus horizontal, ainsi que du global dans le plan des capteurs, avec une tentative de déterminer les effets d'ombrages mutuels et réflexions parasites par une batterie de 4 solarimètres GCC1,2,3,4. Ces inhomogénéités angulaires ont déjà été étudiées au paragraphe 4.4 en valeurs instantanées. Nous nous proposons ici de quantifier leur impact intégré sur la journée ou le mois.

Comme les données mesurées dans le plan des capteurs ne sont disponibles que depuis le 7 septembre 1989, nous avons étendu l'étude du rayonnement incident au-delà de notre période de mesures sur le système solaire (31 mai 90), soit jusqu'au 30 septembre 90 pour couvrir la période estivale pendant laquelle les réflexions sont significatives.

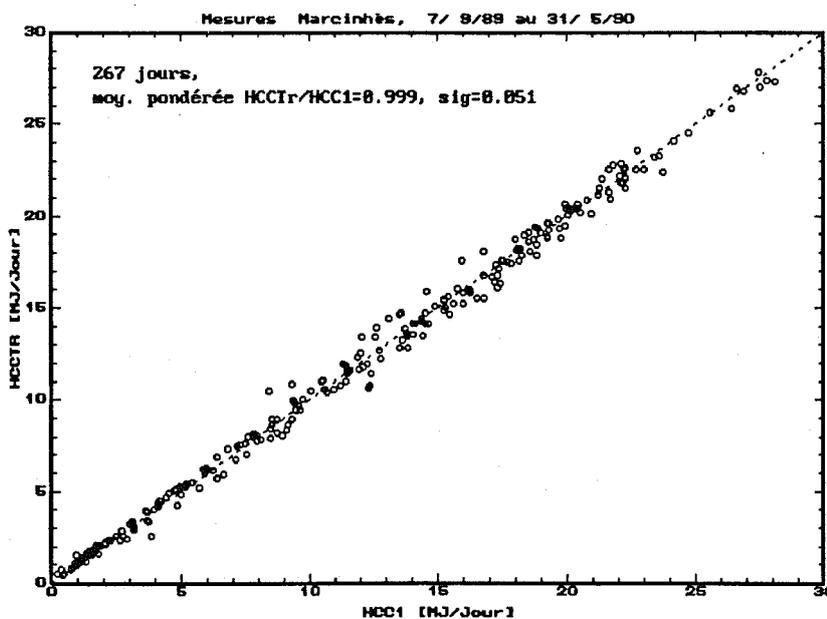


Fig 6.1.- Comparaison de l'ensoleillements transposé avec la mesure directe dans le plan capteurs

Nous commencerons par vérifier que le modèle de transposition utilisé pour passer des ensoleillements horizontaux au plan capteur donne de bons résultats. La fig. 6.1. compare les valeurs transposées avec celles enregistrées par le solarimètre GCC1, dans le plan des capteurs, mais non perturbé par les ombrages ou réflexions. L'écart est insignifiant en moyenne (0.1%), avec une dispersion quotidienne de 5%, soit 0.65 MJ/m²jour.

L'influence de l'angle d'incidence sur les capteurs est évaluée à l'aide de la paramétrisation ASHRAE (cf 4.4), valable pour des capteurs plans simples vitrage avec $b_0=0.1$. Cette correction est appliquée sur la composante directe uniquement. Elle ne dépasse pas 2 à 3% et bien que n'ayant aucune incidence sur les mauvais jours, elle ne présente pas de comportement saisonnier particulier.

On notera qu'en toute rigueur, la composante diffuse atteignant les capteurs est également affectée par la diminution de transmissivité aux incidences rasantes; le calcul exact de l'intégrale de notre paramétrisation sur une demi-sphère fournit un facteur d'affaiblissement global de $(1-b_0)$, mais cet affaiblissement est quelque peu surestimé par l'inexactitude du modèle aux incidences très rasantes, et surtout par le fait que la demi-sphère inférieure est masquée par les autres chènes; on peut estimer la correction à moins de 5% (du diffus). Du fait qu'elle n'a pas été prise en compte lors de l'établissement des paramètres de base du champ (par les diagrammes d'efficacité horaires), nous ne devons pas l'introduire non plus dans la définition de H_{eff} pour le modèle G3.

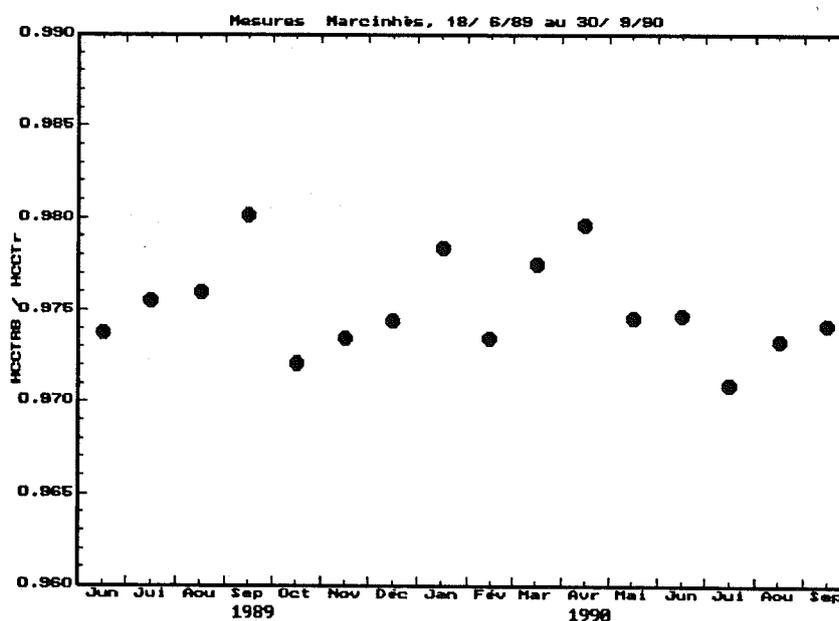


Fig 6.2.- Effet mensuel du facteur d'IAM calculé pour le direct

De la même façon, les ombrages mutuels se calculent géométriquement pour le direct, mais ne peuvent être estimés que par la mesure pour le diffus. La fig. 6.3. permet de comparer les corrections d'ombrage calculées et mesurées. Le calcul

géométrique doit normalement s'appliquer sur la composante directe. Cependant, on constate que l'ombrage est alors sous-estimé d'un facteur presque 2 par rapport à celui réellement mesuré, probablement à cause de la non-prise en compte de l'affaiblissement du diffus, et de l'occultation complète de l'albedo. C'est pourquoi, bien que ce ne soit pas très physique, nous appliquerons cette correction au global, ce qui donne de meilleurs résultats (cf carrés noirs).

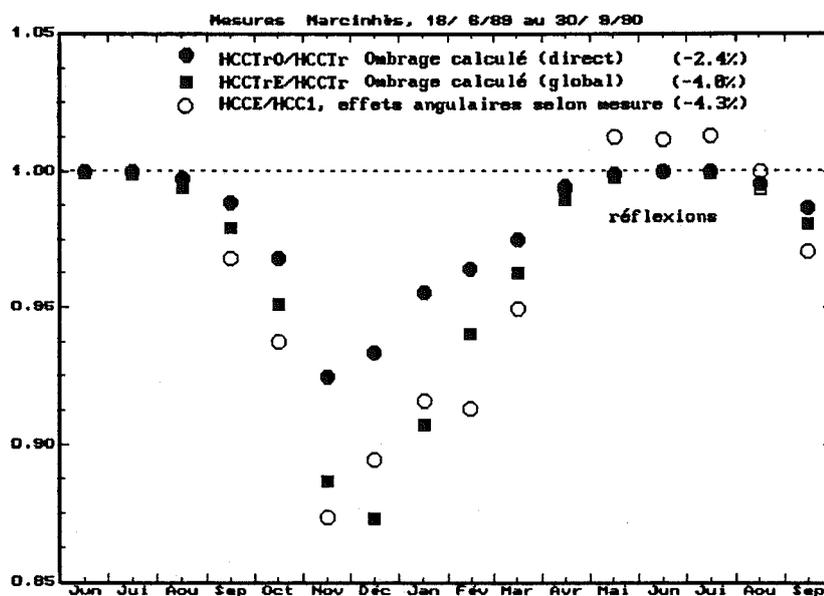


Fig 6.3.- Effet mensuel du facteur d'ombrage calculé, et mesuré par la batterie de solarimètres GCCi (avec indication de la pertes globale sur la période de référence, du 7/9/89 au 31/5/90)

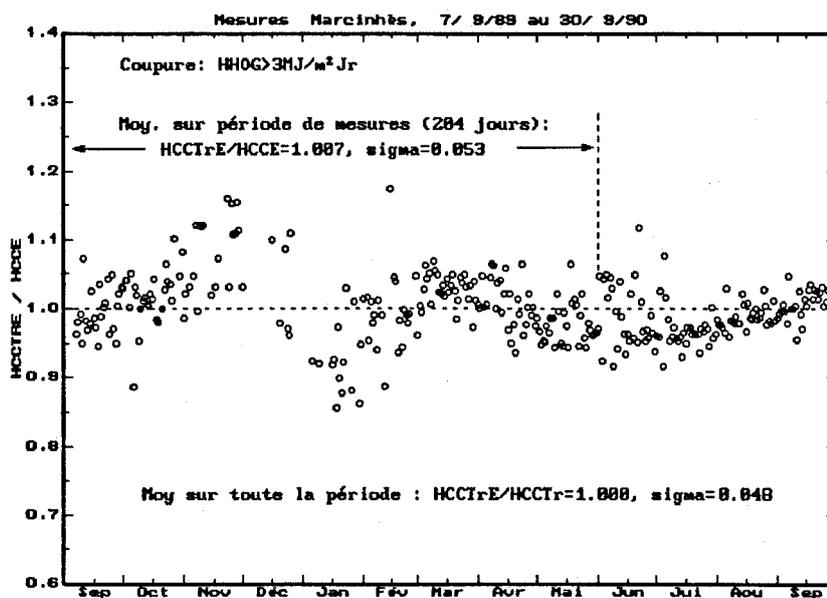


Fig 6.4.- Evolution du rapport Transposé avec ombrages (HCCTrE) sur global capteurs, mesuré avec effets angulaires (HCCE).

Quoi qu'il en soit, la fig 6.4. indique que l'effet final est relativement faible. Il est du même ordre de grandeur que les réflexions, qui renforcent les valeurs estivales. Sur notre période de mesures, la moyenne du rapport entre le transposé avec ombrages (sur le global) et le global capteurs mesuré, est très proche de l'unité. Ces effets angulaires font passer la dispersion (sigma) de 5.1% pour la transposition pure, à 5.3% seulement, ce qui représente statistiquement une contribution de 1 à 2%.

6.4.- Validations du modèle de base G3

Nous commencerons par tester le modèle G3 de base, pour obtenir une estimation quantitative de la validité des hypothèses fondamentales, à savoir:

- L'hypothèse ou l'approximation d'un profil journalier de l'ensoleillement sinusoïdal, d'intégrale équivalente à l'énergie mesurée dans le plan des capteurs.
- La stabilité de la température de fonctionnement.

L'inhomogénéité de l'insolation sur les capteurs, due à la géométrie en chères - particulièrement l'occultation partielle du diffus, l'ombrage d'un chère sur l'autre le soir, et les réflexions matinales en été - nous obligent à utiliser le rayonnement directement mesuré dans le plan des capteurs, ou du moins sa reconstitution à l'aide de 4 solarimètres.

C'est pourquoi les mesures présentées ne débutent que le 7 septembre 1989, date de la mise en service de ces solarimètres.

De plus, nous devons appliquer à ce rayonnement mesuré la correction d'IAM pour les grands angles d'incidence, avec le paramètres $b_0=0.1$.

La température de travail de référence sera celle mesurée aux bornes du champ (moyenne entrée-sortie), moyennée sur le temps de fonctionnement de la pompe capteurs. Evidemment, cette température n'est pas définie pour les jours où l'ensoleillement était trop faible pour échauffer le champ jusqu'à la température de travail; dans ce cas, le modèle G3 sera appliqué avec une température égale à celle du centre du stock. Sur la fig. 6.6, l'accumulation de jours pour lesquels la différence est nulle correspond aux mauvais jours, où ni le système ni le modèle ne fournissent de chaleur.

La fig 6.5 compare le modèle avec la réalité mesurée, pour le champ CC, en utilisant exactement les paramètres de la table 4.3, soit:

$$\text{Etao} = 0.721, \quad \text{KC} = 4.68 \text{ W/m}^2\text{K}, \quad \text{CC} = 27 \text{ KJ/m}^2\text{K}.$$

Le modèle surestime légèrement les données (0.15 MJ/m²jour en moyenne, soit 3.6% de la chaleur produite), avec une incertitude quotidienne (sigma) de 0.46 MJ/m²jour (11.5%). La fig 6.6 ne permet pas de déceler une dépendance de l'erreur selon la température de fonctionnement par rapport à l'ambient.

En fonction de la saison, sur la fig.6.7, nous avons adjoint les données de l'été 89 (avant le 7 septembre), pour lesquelles l'ensoleillement effectif est le transposé avec ombrages. On remarque que le modèle G3 sous-estime alors nettement les données estivales, en partie à cause des réflexions apportant une énergie supplémentaire sur les capteurs.

Pour être complets, nous avons également reporté, dans la table 6.1 à la fin de ce chapitre, les résultats G3 obtenus pour le second champ CECC, ainsi que la somme des deux champs. Cette table nous permettra de comparer les résultats G3 au cours de chaque pas de modélisation, pour situer l'origine des erreurs finales.

Un sous-produit du modèle G3, qui sera utile lors des phases suivantes d'application du modèle pour le calcul des chutes de températures, est le temps d'opération du système (fig 6.8). La détermination de ce temps n'est malheureusement pas aussi précise que l'énergie fournie, car elle n'intègre pas correctement les variations météorologiques sur la journée. Le temps d'opération G3 correspond à la durée pendant laquelle le système serait capable de fournir de l'énergie, dans l'hypothèse d'un ensoleillement sinusoïdal d'amplitude réduite (d'intégrale journalière équivalente au jour réel), alors que le système réel fonctionnera plutôt par à-coups en fonction des apparitions du soleil. C'est pourquoi le temps d'opération effectif est largement surestimé par le modèle pour les jours moyens, impliquant une sous-estimation de la puissance quotidienne transférée, et donc des chutes de températures au travers des échangeurs.

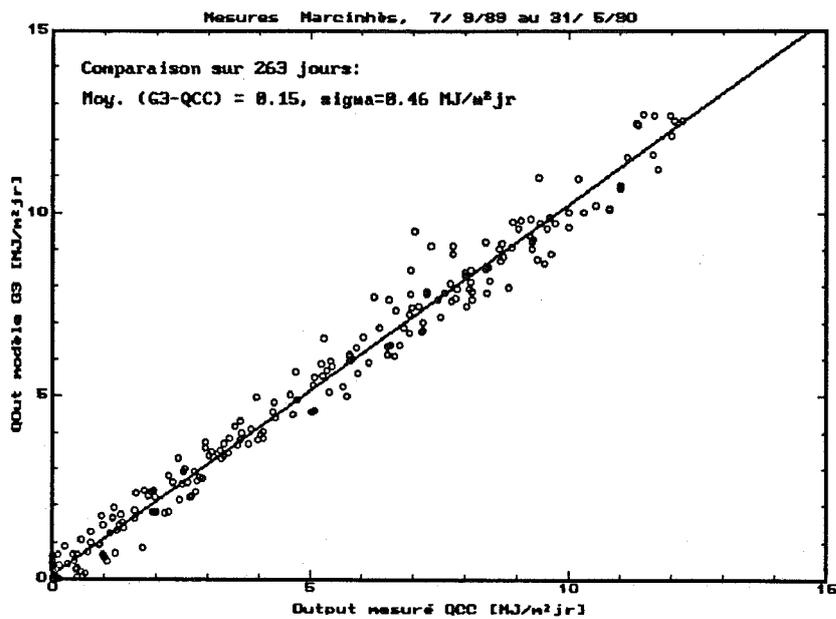


Fig 6.5.- Comparaison Modèle G3 de base avec les données QCC

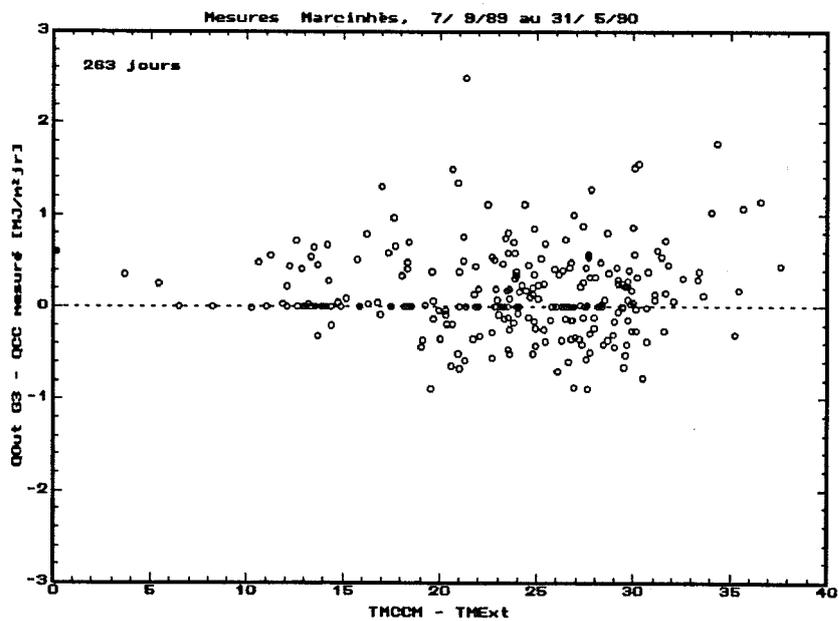


Fig 6.6.- Différences Modèle G3 - données QCC selon la température d'opération

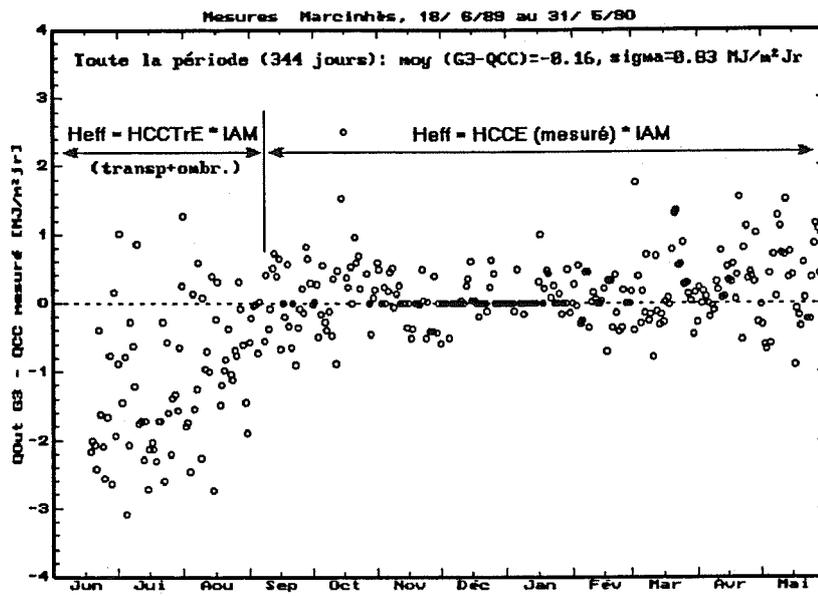


Fig 6.7.- Différences Modèle G3 - données QCC selon la saison

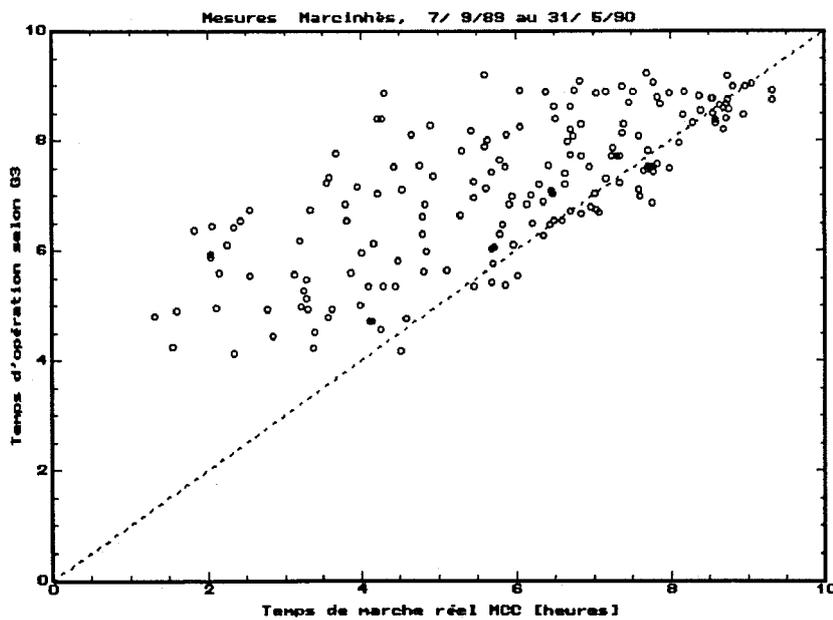


Fig 6.8.- Comparaison temps d'opération selon G3 avec la réalité MCC

6.5.- Modèle G3 d'après la température stock

Dans une installation solaire bien conçue, la chute de température à travers l'échangeur est relativement faible, si bien que la correction calculée selon le temps d'opération conduit habituellement à des erreurs négligeables. Ce n'est malheureusement pas le cas pour le stock souterrain de Marcinhès, dans lequel l'échange avec le terrain, outre qu'il n'est pas stable durant la journée, induit une élévation importante de la température capteurs par rapport à celle du centre du stock.

Nous avons donc commencé par déterminer la température des capteurs en fonctionnement - à l'aide du modèle du paragraphe 5.3 - par itérations du modèle G3, mais en estimant la puissance moyenne journalière sur la base du temps de marche MCC réel. La température moyenne des capteurs en fonctionnement est ainsi retrouvée avec une précision satisfaisante (moyenne des écarts -0.5°C , avec un sigma journalier de 1.6°C); la validation de G3 correspondante est très proche du cas de base (table 6.1), présentant même une dispersion légèrement meilleure.

Utilisant ensuite le temps d'opération G3, on aboutit comme prévu à une nette sous-estimation de la température des capteurs (-2.2°C en moyenne, cf fig 6.9), conduisant évidemment le modèle G3 à surestimer la chaleur produite (de 0.2 MJ/jour par rapport au cas de base, soit 5%). Toutefois nous avons vérifié qu'il suffit d'ajouter uniformément 2.2°C aux capteurs pour retrouver une estimation des erreurs G3 identique au cas de base!

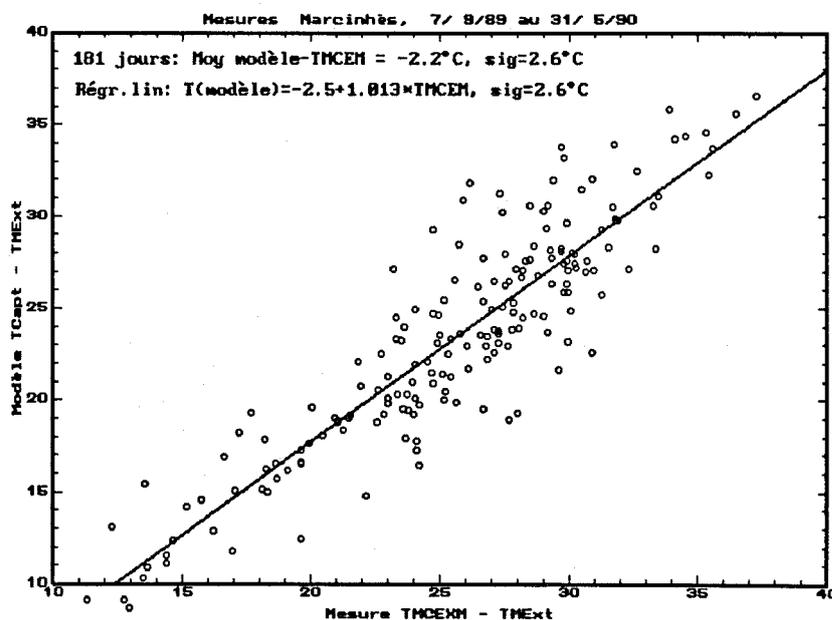


Fig 6.9.- Température capteurs recalculée, par itérations du modèle G3 en utilisant le temps d'opération déterminé par le modèle.

6.6.- Le programme G3 pour PC

L'implantation du modèle G3 dans un programme PC convivial a pour but d'offrir un outil de développement pour la conception et l'optimisation de systèmes, soit dans des conditions de fonctionnement prédéfinies et stables. Par nature, il est donc moins adapté à une confrontation directe et fine avec des données mesurées, du moins si l'on veut tenir compte des conditions réelles de fonctionnement. En l'état actuel, ni le traitement du rayonnement incident avec ombrages de chènes "infinis" et réflexions, ni l'évolution d'un stockage saisonnier ne font partie des options proposées. A terme, les résultats définitifs de la présente étude, notamment l'étude détaillée du stock, devraient nous permettre d'introduire ces concepts dans une nouvelle version...

Néanmoins, pour tenter d'évaluer les performances du programme dans des conditions approchées, nous commençons par lui fournir les valeurs quotidiennes d'ensoleillement global et diffus, mesurés dans le plan horizontal, ainsi que la température moyenne extérieure de jour, soit entre le lever et le coucher du soleil. L'ensoleillement effectif calculé par le programme, selon ses algorithmes propres fonctionnant sur des paramétrisations mensuelles d'effets instantanés (il calcule les effets géométriques pour 12 jours "moyens"), fournit alors l'énergie incidente, transposée dans le plan des capteurs, et corrigée des effets d'incidences (IAM). La différence annuelle entre ces valeurs et notre calcul détaillé HCCTrB s'élève à 1.3%, avec des surestimations (moy. mensuelles) des 3 à 4% en été, et des sous-estimations équivalentes en hiver. Ces différences saisonnières, dues à la paramétrisation en mois moyens, sont tout à fait semblables à celles décrites dans les validations précédentes du programme [8].

On introduit ensuite le "système", sous la forme approchée d'un utilisateur à température fixée, mensuellement, à la valeur moyenne des capteurs pendant la collection (TMCCM). C'est l'option "système industriel - Chauffage à distance" du programme, avec un échangeur parfait. Cette opération n'a aucune utilité prospective, elle sert uniquement à vérifier dans quelle mesure le programme restitue bien des valeurs conformes au modèle G3 de base. Le résultat est donné sur la table 6.1, pour la période de référence (sept 89 -mai 90): on observe une surestimation plus importante que pour le modèle de base, due en grande partie au fait que l'ensoleillement effectif ne tient pas compte des ombrages mutuels de chènes. En joignant les données de juillet-août, on retrouve la même sous-estimation des performances estivales que précédemment.

Nous avons aussi essayé de mettre en jeu l'échangeur de chaleur, programmé dans la même option du programme, en nous basant sur la température moyenne mensuelle du stock, et appliquant le facteur d'échange calculé chaque mois selon la paramétrisation empirique de la table 5.1, pour la demi-énergie quotidienne:

$$KS = 23.5 - 0.97 \cdot (QCapt/2) \quad [kW/K].$$

Les résultats sont ici beaucoup moins probants. Les calculs de puissances sur des valeurs moyennes ne sont alors plus très représentatifs de la réalité, et on aboutit à des

températures de fonctionnement capteurs - bien qu'exactes en moyenne annuelle à 0.3°C près - assez erratiques par rapport aux données (certains écarts mensuels s'élèvent à +/- 7°C). Globalement, le programme donne une énergie inférieure à la réalité, sans que nous puissions donner une explication définitive à ces effets.

Comparaison modèle G3 - données	Nbre jours	Moy %	Moy. MJ/m ² jr	Sigma MJ/m ² jr
Modèle G3 "pur", période 7/9/89-31/5/90: Eta0 = 0.721, KC=4.68 W/m ² K, CC=27 KJ/m ² K HEffectif = HCCE (mesuré) · IAM				
TMCCM donné, champ CC (cas de référence)	263	3.6%	0.15	0.46
TMCCM donné, champs CC+CECC, mêmes paramètres	263	1 %	0.04	0.54
TMCDM donné, champ CECC (avec paramètres corresp.)	263	2.6%	0.11	0.44
Idem, HEffectif=HCCTrE(transposé avec ombrages) · IAM TMCCM donné, champ CC				
période 7/9/89 - 31/5/90:	263	4.1%	0.17	0.56
période complète 18/6/89 - 31/5/90:	344	-3.6%	-0.15	0.89
Modèle G3 avec calcul de TCapt à partir de la température du stock: HEffectif = HCCE (mesuré) · IAM, période 7/9/89 - 31/5/90:				
TCapt selon temps d'opération = MCC (mesures)	263	4.8%	0.20	0.41
TCapt selon temps d'opération G3	263	8.4%	0.35	0.51
TCapt selon temps d'opération G3, augmenté de + 2.2°C	263	3.8%	0.16	0.46
Programme G3 avec tempér. capteurs donnée (en valeurs mensuelles)				
Période de référence septembre 89 - mai 90	9 mois	5.7%	0.25	
avec corr. pour effet d'ombrage (-4%) non pris en compte:		-1.7%	-0.07	
Période complète juillet 89 - mai 90	11mois	0.8%	0.04	
avec corr. pour effet d'ombrage (-2.7%) non pris en compte:		-1.9%	-0.11	
Programme G3 avec modèle échangeur et température du stock donnés(valeurs mensuelles)				
Période de référence septembre 89 - mai 90	9 mois	-6.3%	-0.26	
avec corr. pour effet d'ombrage (-4%) non pris en compte:		-10.3%	-0.43	
Période complète juillet 89 - mai 90	11mois	-2.6%	-0.15	
avec corr. pour effet d'ombrage (-2.7%) non pris en compte:		-5.3%	-0.30	

Table 6.1.- Résultats de l'application de G3 à divers stades
(Globalement, QCapt=4.15 MJ/m²jour sur la période 7/9/89-31/5/90),
et 5.67 MJ/m²jour du 18/6/89 au 31/5/90

6.7.- Utilisation de G3: Etude de sensibilité aux paramètres

S'il est difficile de lui faire reproduire des données réelles, le programme G3 reste un excellent outil d'analyse. Partant d'une configuration approchée du système à étudier, on peut se rendre compte très rapidement de sa sensibilité aux divers paramètres d'entrée, et éventuellement les optimiser. L'avantage décisif du programme est alors sa

simplicité d'utilisation pour les modifications, et sa rapidité, permettant d'effectuer le calcul - jour par jour - d'une année complète en quelques secondes.

En guise d'exemple, nous introduirons le concept d'"élasticité" de la réponse du système selon un paramètre, comme la variation relative des performances (énergie produite annuelle) en réponse à une variation relative de ce paramètre, soit:

$$\varepsilon(P) = (\Delta Q_{\text{Out}}/Q_{\text{Out}}) / (\Delta P/P) \text{ [%/\%]}.$$

à l'exception de la température d'utilisation et des orientations, où nous normaliserons plutôt à une variation absolue (en degrés). Cette notion extrêmement intuitive permet d'identifier immédiatement les paramètres dominants, qui peuvent différer d'une configuration de système à l'autre. La table 6.2. donne les élasticités relatives au champ de capteurs de Marcinhès, calculés par rapport à un cas de base où le système fonctionnerait à des températures capteurs de 40°C et 60°C

On constate que le paramètre fondamental est l'efficacité optique, dont la variation se répercute sur les performances avec une "amplification" de 1.4, et augmente avec la température. Notons qu'on retrouve cette prépondérance dans la plupart des installations solaires, d'où la nécessité de soigner particulièrement les aspects de collection de lumière (ombrage en particulier). Le facteur de pertes thermiques est relativement moins influent, mais son action augmente rapidement lorsqu'on monte en température.

La capacité thermique du champ et les performances de l'échangeur ont un moindre impact, et on remarquera également la faible dépendance en orientation.

L'augmentation de température des capteurs induit une perte de 2%/°C, dépendant peu de la température de fonctionnement, et pratiquement constante avec la saison.

Paramètre	Valeur de base	Elasticité à TCapt=40°C	Elasticité à TCapt=60°C
Efficacité optique E _{tao}	0.72	1.43	2.0
Facteur de pertes K _C	4.7 W/m ² K	-0.43	-0.85
Capacité thermique C _C	27 KJ/m ² K	-0.05	-0.11
Facteur d'échange K _S	21 W/m ² K	0.31	-----
Orientation (azimut)	46°	0.37%/°	0.43%/°
Inclinaison capteurs	45°	0.27%/°	0.26%/°
Température capteurs	-----	-2.0 % / °C	-2.3 % / °C

Table 6.2.- Elasticités des paramètres du champ de capteurs Marcinhès

7.- Etude du stockage saisonnier

7.1.- Description technique du stock

Le stockage saisonnier souterrain est situé sous le bâtiment; il occupe environ la moitié de sa surface, l'autre étant réservée à un parking. Ses principales caractéristiques sont résumées sur la table 7.1. Il est alimenté par les 936 m² de capteurs, dont la puissance maximale peut atteindre environ 700 kW. La puissance nominale soutirée par la PAC est de 150 kW. La technologie de l'échangeur (tubes plastique "somo") limite la température d'injection à 50°C. La partie supérieure est recouverte de 5 cm d'isolation, et d'une dalle de béton formant le sol d'un local non chauffé servant de garage et d'atelier.

On peut voir sur la fig.7.1. l'implantation du réseau des puits d'échange, répartis en 20 boucles de 13 forages chacune, dont le flux va du centre vers la périphérie lors de la charge, et l'inverse pour la décharge. On obtient ainsi une stratification latérale atteignant quelques degrés. Les puits intermédiaires apparaissant sur la ligne périphérique en bas du dessin sont forés à 30° pour étendre un peu le volume utile au-dessous du parking. Les puits sont disposés en mailles carrées de 2m30, mais une trentaine de sites situés sous des piliers en sont dépourvus. Chaque boucle peut être isolée du circuit en cas de fuite.

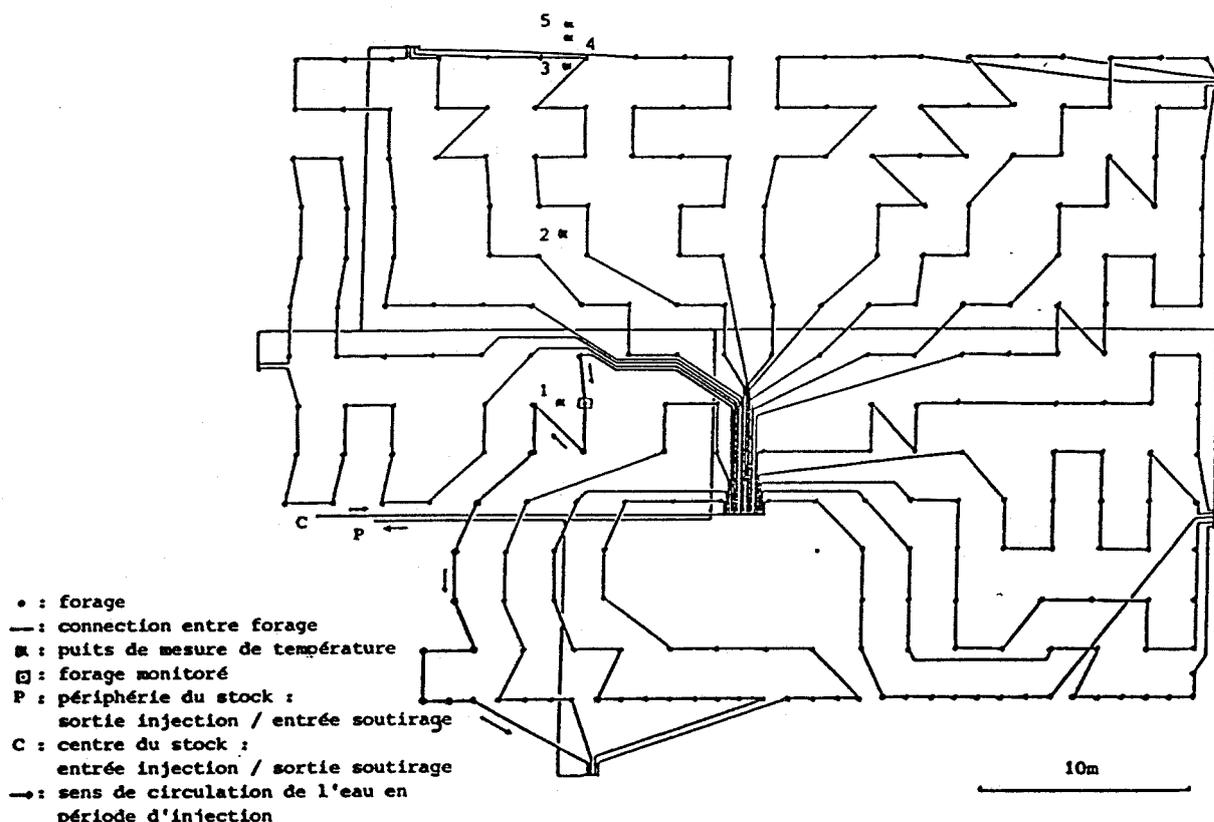


Fig 7.1.- Géométrie du réseau de l'échangeur et emplacements des puits de mesure

Constitution et propriétés physiques:	
Volume brut (enveloppe)	22'000 m ³
Volume net (irrigué)	20'000 m ³
Surface	1518 m ² (33 m x 46 m)
Profondeur	14.5 m
Isolation supérieure	5 cm de foamglass + béton (0.8 W/m ² K)
Nature du sol	moraine de fond (sèche)
Capacité calorifique prévisible [15]	$\rho \cdot C = 2.7 \text{ MJ/m}^3 \cdot \text{K} = 15 \text{ MWh/K (tot)}$
Conductivité thermique [15]	$\lambda = 2.4 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$
Diffusivité	$\lambda / (\rho \cdot C) = 0.9 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$
Profondeur de pénétration linéaire [16]	Journalière: 28 cm, annuelle: 3 m
Echangeur de chaleur:	
Nombre de forages	258
Diamètre des forages	114 mm
Profondeur	14.5 m
Espacement des forages	2.30 m, maille carrée (rayon eff. 1.3 m)
Géométrie de l'échangeur de chaleur	4 tubes formant un double U par puits sans gaine externe
Diamètre des tubes	32 mm
Matériau	polyéthylène
Contact tubes - sol	raccords par soudures "au miroir" sable fin, avec un dispositif permettant l'injection d'eau en tête de forage en cas de besoin (encore inutilisé).
Longueur totale de forages	3'740 m
Longueur de tubes d'échange	15'000 m
Connexion entre tubes	20 séries de 13 forages (2 circuits/série) + stratification radiale centre-périphérie
Fluide caloporteur	Eau
Flux	32 m ³ /h, soit 800 l/h par tube
Vitesse du fluide	0.36 m/s
Nombre de Reynolds à 20-30°C	10'000 à 13000 (flux turbulent)
Perte de charge	3 mCE
Utilisation :	
Puissance d'injection maximale	190 W/m de forage
Puissance d'extraction	40 W/m de forage
Plage de températures utile	5 - 35 °C
Energie annuelle stockée	environ 420 MWh
Mesures de températures	
5 forages au centre de mailles	
Distance du bord du stock (soit 1/2 maille des puits d'injection périphériques)	#1 : 17.2 m #2 : 9.2 m #3 : 1.75 m #4 : 0 m #5 : -0.85 m
Profondeur des senseurs (par rapport à la dalle)	0.5 (surface du terrain), 1 2 6 10 13 14 15 16.5 19 m

Table 7.1.- Caractéristiques du stockage souterrain de l'immeuble Marcinhès.

7.2.- Dispositif de mesures statiques de températures

L'évolution des profils de température dans le terrain est suivi grâce à 5 puits de mesure, forés spécialement à cet effet, dont l'emplacement est mentionné sur la fig 7.1. Le puits #1 peut être considéré comme représentatif du centre, le second (#2) est à mi-rayon, et les 3 derniers (#3, #4, #5) sont regroupés à la périphérie, afin d'étudier le gradient de fuite de chaleur dans le terrain environnant. Ces puits sont forés au centre de mailles d'échange (sauf le #1, sur un côté), où le gradient horizontal est négligeable. Ainsi, leur réponse, par rapport aux variations d'injection, est très lente (de l'ordre de plusieurs jours, cf [11]); d'autre part, les erreurs de positionnement (non verticalité du puits) sont minimisées. Ce dispositif est complété par un ensemble de 3 capteurs au-dessous et au-dessus de l'isolation supérieure, ainsi qu'à la surface de la dalle de béton, pour l'étude des pertes par le haut.

Les forages de mesure ont une profondeur de 19m, soit 5 m au-dessous de la limite du stock (sauf le #1, limité à 16.5 m pour des raisons techniques). Ils sont gainés d'un tube PVC de diamètre 100 mm, étanche et rempli de glycérine pure, pour assurer un bon contact thermique, tout en évitant les convections verticales; l'espace entre le tube et le terrain est rempli de sable fin. Chaque puits est équipé d'un chapelet de 10 sondes PT100, montés sur une canne flexible de PVC, situés à des profondeurs choisies de manière à bien cerner les effets de bords (cf table 7.1). Un dispositif portable permet de lire ces températures grâce à une boîte de connexion en tête de puits.

Du fait de la constante de temps du système, il suffit d'enregistrer (manuellement) les 50 températures une fois par semaine. Après un étalonnage minutieux de l'appareil et de chaque sonde individuelle, la mesure atteint une précision de 0.1°C.

7.3.- Mesures dynamiques sur les échanges dans le stock

Les données (chaleurs et températures) concernant les caractéristiques d'échange globales dans le stock sont enregistrées par le système de mesures "monitorées" (chap 3); nous avons déjà ébauché leur interprétation au cours du chapitre 5; nous n'y reviendrons pas dans ce document.

Par ailleurs, dans le but d'explorer les mécanismes locaux d'échange au niveau d'un seul puits, nous avons équipé l'une des 20 boucles d'un débitmètre et de 4 thermomètres (aux 2 extrémités de la boucle et à l'entrée/sortie du second puits en partant du centre). On obtient de la sorte des mesures différenciées pour la chaleur:

- de la boucle totale
- dans le premier puits, y compris les connexions en surface avec le collecteur et le second puits
- dans le second puits seul.

L'analyse est ici assez délicate car on travaille avec de très petites différences de températures. L'étude des mécanismes d'échange, en liaison avec la modélisation mathématique proposée au paragraphe 7.6, est encore en cours et sera exposée dans le cadre de rapports ultérieurs.

7.4.- Mesures de températures

Le puits no 2 a été équipé et mesuré dès la mise en service des capteurs, le 19 mai 89. Les quatre autres sont suivis régulièrement depuis fin septembre 89. La fig. 7.2 visualise l'évolution de la température du profil vertical, pour le puits no 2, et la fig. 7.3 précise ces profils au cours du premier cycle.

Initialement, la température du terrain non perturbé s'étagait entre 10.5 et 12 °C, selon la profondeur. Durant l'été 89, elle s'éleva régulièrement d'environ 5°C/mois, pour atteindre 29.4°C au plus fort de la première charge, le 1er novembre. A cet instant, le gradient observé sur le fond s'établissait à 2°C/m, alors que la température de surface - sous l'isolation - restait 3 à 4°C inférieure à celle du centre. Ces valeurs étaient tout à fait comparables au 31 mai 90 (gradient de 2.15°C), alors que l'état de charge était identique à celui de début novembre 89.

La figure 7.4 illustre la complexité de la stratification latérale à laquelle on doit s'attendre en fonction de la géométrie particulière de l'échangeur, soit la répartition des différents puits le long de chaque circuit. On définit ainsi 12 régions "isothermes" baignées par les puits de même numéro d'ordre. Le forage de mesure "central" appartient à l'isotherme 2, et le forage no 2 à l'isotherme 5.

La fig. 7.5 donne une idée de la distribution horizontale à la fin de la première charge (30 octobre 89) et de la première décharge (19 février 90). Pour évaluer la stratification, la différence observée entre les puits de mesure #1 et #2, "distants" de 3 isothermes, varie avec la profondeur et ne peut guère être extrapolé aux 12 isothermes. Malheureusement, le puits de mesures #3 se trouve déjà dans la zone perturbée par les fuites latérales, et ne donne qu'une limite supérieure concernant la stratification, qui s'établit à environ 5°C (en pleine charge) entre le centre et la périphérie (soit 0.42°C par isotherme, ou 0.3°C par mètre).

On peut remarquer que la température supérieure "pointe" en général vers la température moyenne au-dessus de la dalle (température du local pour les sondes intérieures #1, #2, #3, ou extérieure pour les sondes #4 et #5). D'autre part, la température à -19 m s'élève progressivement, pour atteindre 22 °C en été 91. On doit s'attendre à voir ce point osciller au cours des cycles, autour d'une température moyenne annuelle stabilisée. La chaleur nécessaire à l'échauffement de cette masse supplémentaire (enveloppe de quelques mètres, soit une ou deux profondeurs de pénétration annuelles) pénalise surtout les premiers cycles; elle participera ensuite partiellement au stockage global.

La décharge de l'hiver 89-90 n'est que partielle à cause du mauvais fonctionnement de la pompe à chaleur; à partir de juin 90, une partie des capteurs sont recouverts de panneaux de bois, afin de limiter les gains solaires durant l'été. Le centre atteint néanmoins 35°C à l'automne 91.

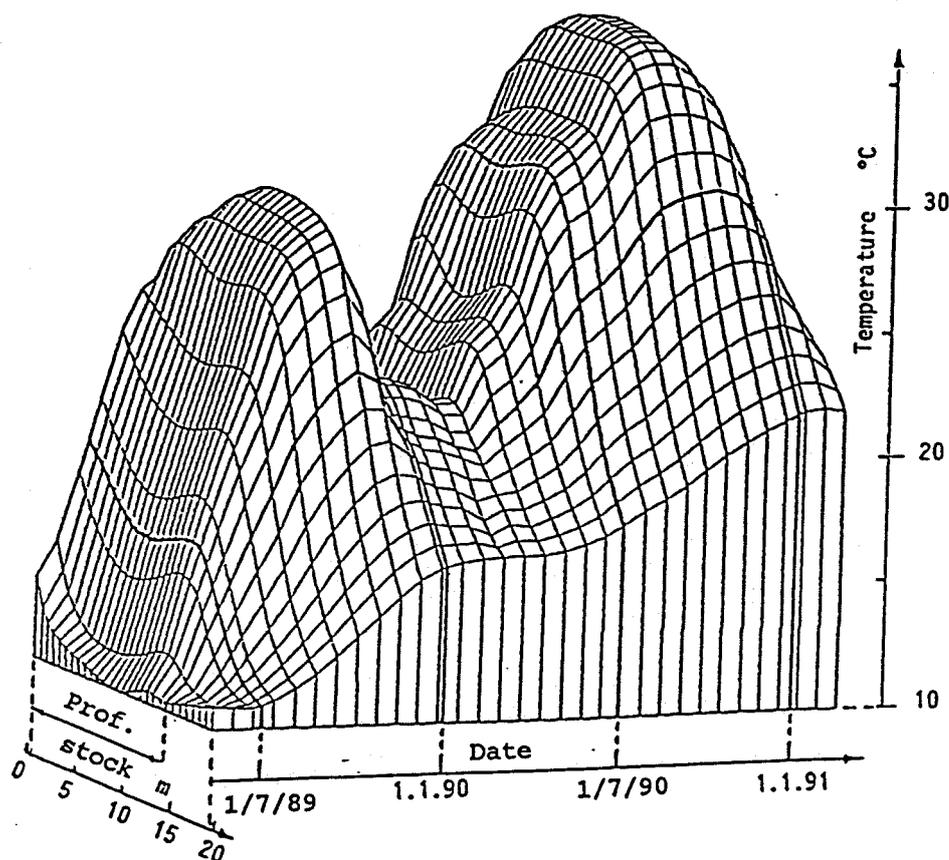
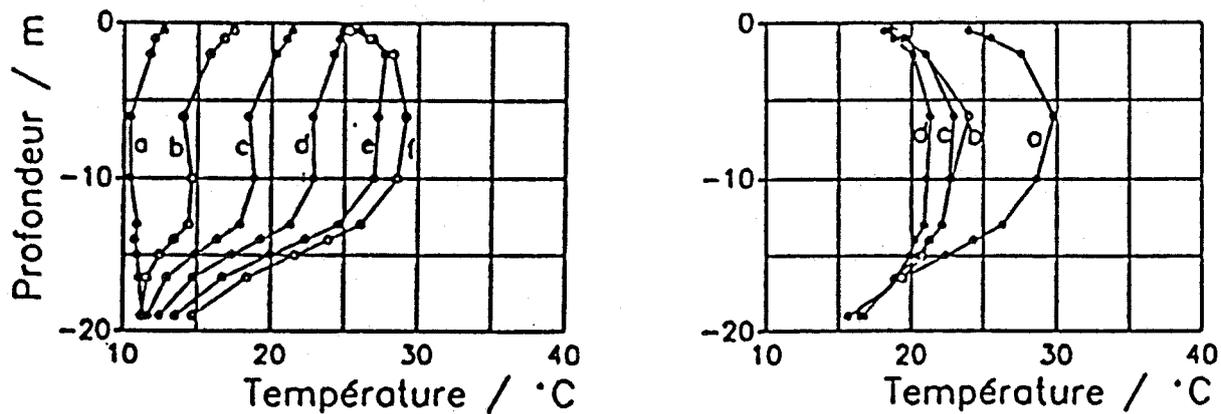


Fig 7.2.- Evolution du profil de températures le long du puits no 2



Charge: a: 16/5/89 d: 15/8/89
 b: 16/5/89 e: 15/9/89
 c: 14/7/89 f: 16/10/89

Décharge: a: 15/11/89 d: 19/2/90
 b: 18/12/89
 c: 15/1/90

Fig 7.3.- Détail du profil du puits no 2 au cours du premier cycle

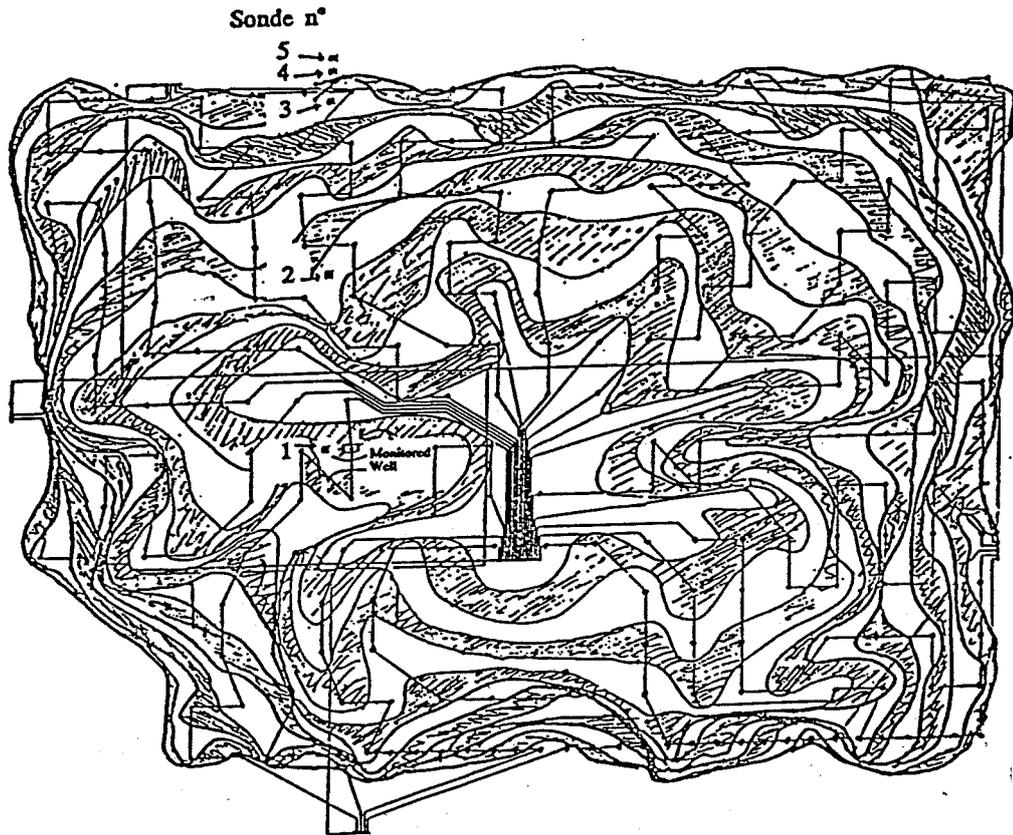


Fig 7.4.- Répartition des isothermes selon l'ordre des puits

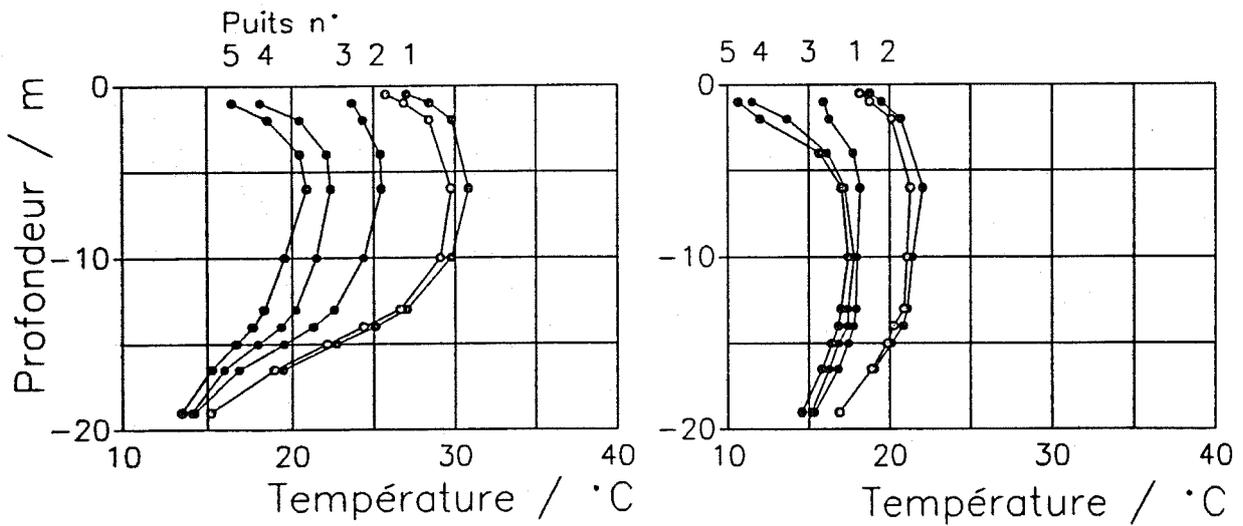


Fig 7.5.- Profils de 5 puits de mesure, à la fin de la première charge (30 oct. 89) et de la première décharge (19 fév.90)

7.5.- Estimation de l'état de charge

En toute rigueur, l'état de la charge - ou plutôt la différence entre deux états à des instants donnés - est déterminé par une intégrale sur les différences de températures en chaque point du volume, multipliées par la chaleur spécifique du terrain (qui peut dépendre de la position). Bien évidemment, cette quantité n'est pas accessible à la mesure. Pour simplifier, on peut essayer d'approximer le stock entier par un volume homogène et isotherme, dont il faut alors définir précisément la température de référence.

Au vu des résultats ci-dessus, nous avons choisi - arbitrairement - la moyenne entre les points à -6m et -10m, mesurés dans le puits #2 comme représentative de la température globale, du moins pour effectuer des comparaisons avec les modélisations exposées au paragraphe suivant. L'évolution de cette température selon la date ou le bilan de la chaleur entrée/sortie du stock, est tracée sur les fig. 7.6 et 7.7.

Au début, lorsque la température du stock est proche de celle du terrain environnant, et par conséquent les pertes sont négligeables, la pente de la courbe de charge (fig 7.7) correspond à l'inverse de la capacité thermique. Elle indique 14 MWh/°C, en bon accord avec la valeur prévue à partir de la capacité calorifique moyenne du terrain (env 15 MWh/°C).

Ces figures donnent également une mesure directe des pertes. Comparant les états de charge équivalente, par exemple les passages à 25°C (1er sept. 89, 15 avril 90, 1er jan. 91), on constate une perte globale de 140 MWh durant la première période (6 mois 1/2) et de 230 MWh durant la seconde (8 mois 1/2), pour une capacité totale de 420 MWh. Ces pertes élevées ne sont pas représentatives des conditions de fonctionnement normales; elles sont imputables à trois facteurs:

- La diffusion de chaleur dans le terrain environnant, dont la température n'a pas encore atteint sa valeur stabilisée (ce qui prendra plusieurs années). Dans la mesure où il n'y a pas d'infiltrations d'eau, cette chaleur n'est pas perdue à terme.
- Les pannes de la pompe à chaleur en hiver 89-90 ont empêché la décharge normale, ce qui conduit à une température moyenne estivale très supérieure à la valeur attendue. Les pertes supplémentaires qui en résultent contribuent notamment à réchauffer le terrain pour les cycles suivants.
- Les pertes par le haut (à travers la dalle) ne sont pas récupérables d'une année sur l'autre. Par contre, la partie hivernale participe au chauffage global du bâtiment. Sur la base des données thermiques de l'isolation supérieure et de la dalle, ces pertes peuvent être estimées à environ 25 MWh durant la première période (1er sept. 89 au 15 avril 90).

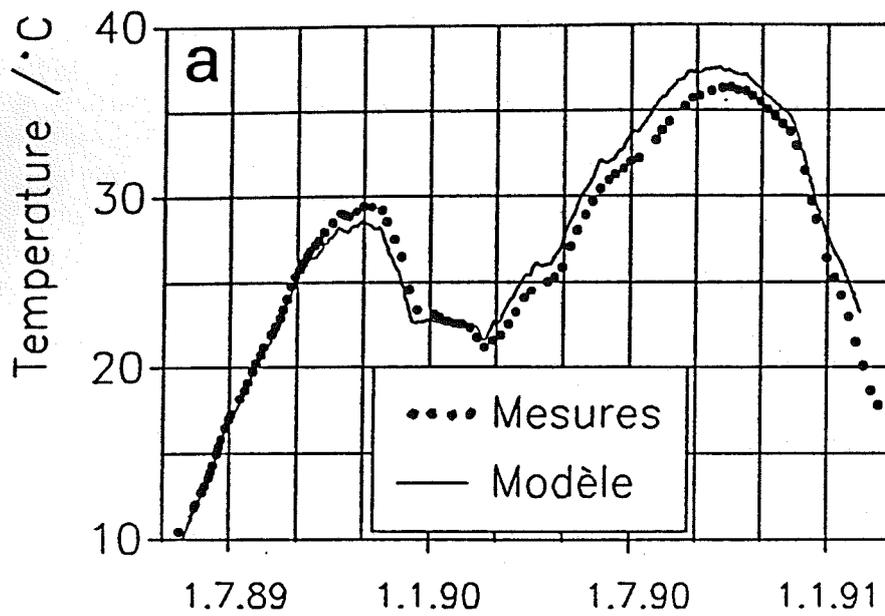


Fig 7.6.- Evolution de la température représentative du stock (puits#2, -6 et -10m) et modélisation "double puits"

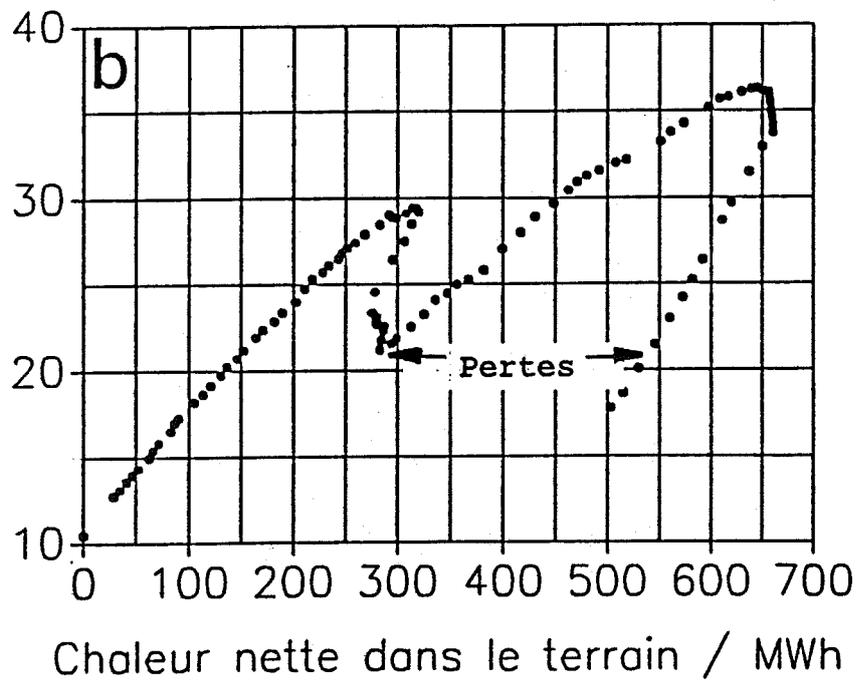


Fig 7.7- Température représentative du stock en fonction du bilan de charges/décharges mesuré

7.6.- Modélisation des phénomènes locaux: modèle simple puits

L'un des objectifs fondamentaux de l'étude de ce stockage souterrain est de modéliser son comportement à partir des propriétés thermiques du milieu, et de la géométrie. Nous commencerons par caractériser localement la propagation de la chaleur autour d'un puits d'injection. Le stock est ensuite considéré comme un assemblage de puits carrés juxtaposés, et nous verrons par la suite comment étendre ces résultats au stock tout entier.

Contrairement à la plupart des approches actuelles, qui utilisent des méthodes numériques pour résoudre l'équation de propagation de la chaleur, nous avons essayé de résoudre le problème analytiquement. La solution détaillée fait l'objet d'un travail de diplôme [11], et nous en exposerons ici seulement les grandes lignes.

Bien entendu, la méthode choisie impose de bien définir le système, et de simplifier au maximum les conditions aux limites. Nous faisons les hypothèses suivantes:

- Nous considérons un puits de longueur infinie: pour l'étude du phénomène local, l'influence des extrémités n'a aucune importance.
- Le flux de chaleur autour d'un puits est radial: il présente une symétrie cylindrique et ne dépend donc que de r .
- La section d'une cellule est circulaire, avec un rayon R_{eff} qui conserve la section (par rapport à la cellule réelle, carrée).
- Le flux au bord d'une cellule est nul. Ceci est rigoureusement vrai pour les cellules du centre du stock, où il n'y a pas de gradient latéral.
- Le flux est constant le long du puits; ceci suppose un débit suffisamment élevé du fluide caloporteur.
- Le terrain constituant la cellule est homogène; il est caractérisé par deux quantités:
 - sa conductivité thermique λ (en $W/m \cdot K$)
 - sa diffusivité de Kelvin $k = \lambda / (\rho \cdot C)$ (en m^2/sec)
 - (où ρ = densité, C = chaleur spécifique)

En résumé, la cellule est définie par 4 paramètres:

R_0	rayon du puits (tube d'échange)
R_{eff}	le rayon de la cellule
λ et k	les caractéristiques du terrain.

Les variables du problème sont alors:

$t =$	temps	$t \geq 0$
$r =$	rayon	$R_0 \leq r \leq R_{eff}$
$\vec{j} = \vec{j}(r,t)$ [W/m^2]	flux de chaleur	$\vec{j}_0 =$ flux à R_0 , $\vec{j} = 0$ à R_{eff}
$T = T(r,t)$ [$^{\circ}C$]	température	$T_0 =$ température à R_0

Dans un milieu isotrope, le flux est caractérisé par un transport d'énergie de la région la plus chaude vers la plus froide; c'est la loi de Fourier:

$$\vec{j} = -\lambda \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T$$

L'équation de continuité de la chaleur s'écrit:

$$\rho \cdot c \cdot \frac{\partial T}{\partial t} + \text{div } \vec{j} = 0$$

Ainsi, dans le cas où λ ne dépend pas de la température, on obtient l'équation habituelle de chaleur:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = k \cdot \nabla^2 T$$

Cette équation doit être résolue, dans des coordonnées cylindriques, avec les conditions aux limites suivantes:

en R_0 : $T(R_0, t) = T_0(t)$: Température prescrite pouvant évoluer dans le temps

$$\text{en } R_{\text{eff}}: \left. \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} \right|_{r=R_{\text{eff}}} = 0 : \text{Flux nul}$$

La résolution de cette équation fait appel à des méthodes mathématiques sophistiquées (analyse dans le plan complexe, théorème de Cauchy, résidus, etc...) et aboutit à des solutions qui se présentent sous la forme de séries infinies de fonctions de Bessel.

Dans son travail de diplôme, D. Pahud a étudié ces solutions dans le détail, et écrit un programme pour les calculer explicitement. Il s'est attaché en particulier à analyser le comportement de ces séries et, utilisant leurs propriétés oscillantes, il a développé des méthodes pour en accélérer la convergence. Mentionnons que les fonctions de Bessel elles-mêmes sont définies par des séries infinies de fonctions du rayon r ; elles sont ici approximées par des fonctions polynômiales du douzième ordre.

Pratiquement, la solution $T(r, t_{n+1})$ est calculée pour un instant donné, à partir des solutions aux bords précédentes $T_0(t_n)$. La solution complète - soit l'évolution de la distribution radiale de température dans la cellule - est donc calculée par itérations dans le temps. La distribution initiale $T(r, 0)$ peut être quelconque, mais dans une première étape, elle doit être développée en séries de la forme adaptée aux solutions. Pour simplifier les calculs ultérieurs, on utilise en général une distribution initiale constante $T(r, 0) = \text{Cte}$, correspondant d'ailleurs à l'état du terrain avant perturbation ($T = 10.5^\circ\text{C}$).

Pour le calcul de l'itération t_{n+1} , outre les quatre paramètres désignés ci-dessus ($R_0, R_{\text{eff}}, \lambda$ et k), le programme a besoin d'une condition au bord du puits R_0 , qui peut

être au choix:

- soit la température $T(R_0, t_{n+1})$,
- soit le flux de chaleur $\vec{j}(R_0, t_n)$ pendant l'intervalle, qui n'est autre que le gradient de température.

Physiquement, ces deux grandeurs sont liées par la loi de Fourier: à partir de la distribution $T(r, t_n)$ au début de l'intervalle, la température $T(R_0, t_{n+1})$ sera atteinte, au bord du puits, à la fin de l'intervalle grâce à un flux de chaleur donné durant l'intervalle, et vice-versa.

Considérant un stock entier uniforme, non limité, comme une juxtaposition de cellules (devenues carrées) au comportement identique, on choisira comme température moyenne de ce système idéal la valeur $T(R_{\text{eff}})$ à la frontière des cellules, où le flux est supposé nul. Sur la fig 7.8, on peut voir que le transfert de chaleur du puits d'injection jusqu'à la surface de chaque cellule présente une constante de temps de plusieurs jours, ce qui justifie l'intervalle d'une semaine choisi entre deux mesures.

On dispose donc à ce stade d'un outil capable de calculer l'évolution de la température moyenne du stock en fonction du temps, à comparer avec les mesures effectuées par exemple dans le puits #2. La fig 7.9 montre en pointillé le résultat d'un premier essai, en utilisant les paramètres correspondant à la moraine sèche [15]. On observe qu'il suffit de surévaluer la diffusivité originelle de 10% pour que les calculs reproduisent le comportement mesuré du stock, dans les premières semaines, avec une excellente précision. D'autres analyses sont encore nécessaires pour déterminer les valeurs réelles des paramètres représentatifs du terrain.

Mais le modèle est limité à un stock homogène, sans effets de bord ni pertes. La déviation apparaissant peu à peu est due aux fuites de chaleur latérales, par le fond et le haut, lorsque le stock s'échauffe par rapport à son environnement. Leur prise en compte nécessite une extension du modèle, décrite dans le paragraphe suivant.

Notons encore que nous avons choisi un pas de temps horaire pour effectuer la simulation de la fig. 7.7. Cela permet en principe d'injecter dans le modèle, à chaque pas, la valeur exacte de la chaleur (injectée ou soutirée) évaluée par le système de mesures dynamiques. Mais il apparaît que les calculs sont plus rapides si l'on injecte une même quantité de chaleur pour plusieurs pas successifs, si bien que nous avons préféré répartir la valeur moyenne quotidienne sur 12 heures identiques; au vu des constantes de temps mises en jeu pour le transfert de la chaleur jusqu'à la frontière des cellules, cette approximation n'a aucune incidence sur le résultat final.

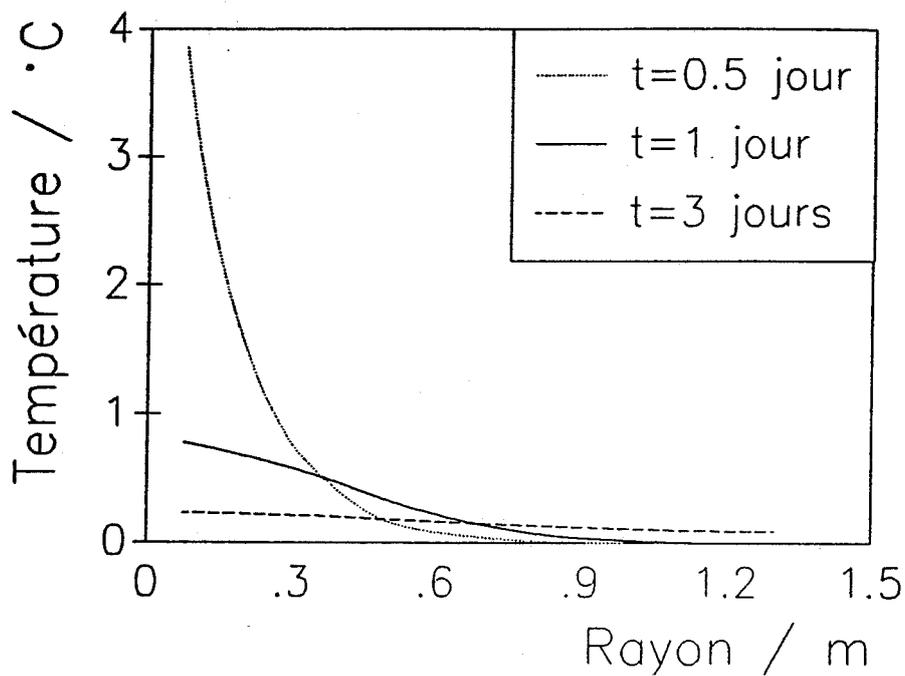


Fig 7.8.- Distributions radiales de température dans une cellule pour une impulsion de flux (38 W/ml) de 12 heures

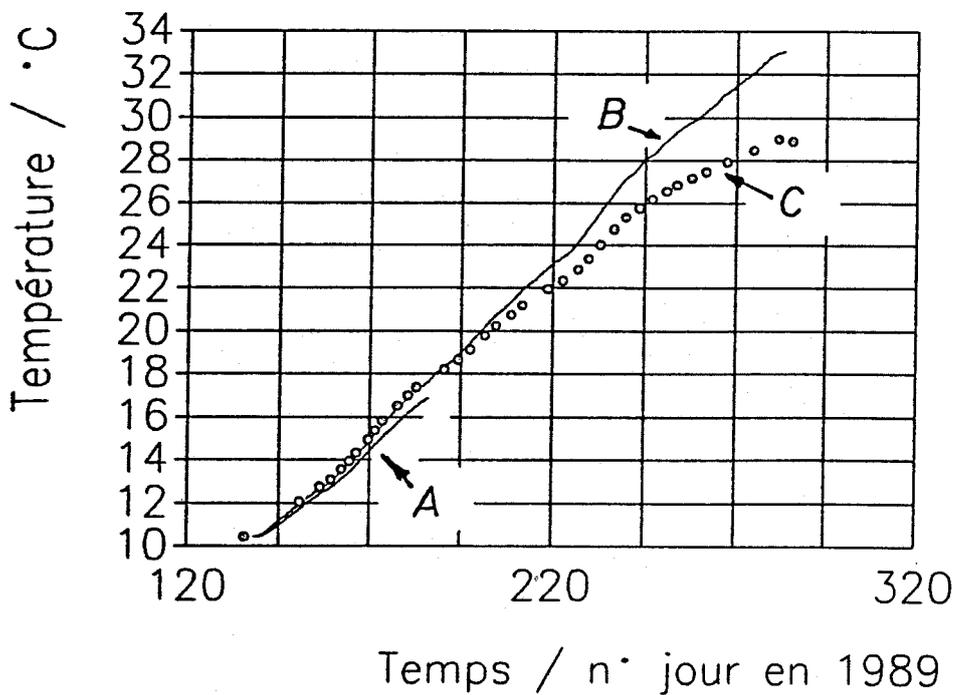


Fig 7.9.- Evolution de la température moyenne du stock $T(R_{eff})$, calculée sur 150 jours selon le modèle de base

A: calcul avec diffusivité "nominale" $k = 0.9 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$

B: calcul avec diffusivité "ajustée" $k = 1.0 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$

C: mesures dans le puits #2.

7.7.- Modèle du double puits

Le modèle précédent décrit donc bien ce qui se passe à l'intérieur d'un stock homogène, non stratifié latéralement, mais il ne peut prendre en compte les perturbations dues aux bords. Il était tentant d'essayer de réutiliser les concepts et la machinerie mathématique déjà développée pour simuler le stock réel.

Dans cette optique, considérons le stock entier - ramené à une symétrie cylindrique - comme un énorme "puits d'injection" dont on sait maintenant déterminer la température. Avec l'hypothèse d'une masse isotherme - ce qui n'est pas exactement vrai, d'une part à cause de la structure radiale de l'échangeur et d'autre part car les fuites latérales induisent forcément des gradients de stratification - on peut donc imaginer que les frontières du stock forment le puits d'échange de rayon R'_0 . La cellule est constituée par un cylindre de terrain environnant, limité par un rayon R'_{eff} - où le flux doit être nul - arbitrairement grand. L'équation de diffusion de la chaleur est alors exactement la même, et ses solutions décrivent la distribution de températures dans le terrain environnant. En particulier, on peut calculer le flux à la frontière, correspondant aux fuites latérales de chaleur.

Bien entendu, cette extension du modèle comporte des hypothèses et des approximations plus hasardeuses que le modèle de base. La longueur réelle du puits est maintenant de l'ordre de grandeur de son rayon, et il convient de déterminer la longueur équivalente qu'il faut lui attribuer pour reproduire des pertes réalistes par le fond; on choisira en principe une longueur dont le tronc de cylindre présente une surface équivalente à la surface de pertes. D'autre part, les pertes par le haut doivent être quantifiées indépendamment grâce aux propriétés de l'isolation et de la dalle (en tenant compte de la diffusivité dans la couche supérieure du stock), et la température de la cave.

Nous avons néanmoins tenté d'appliquer ce modèle au stock réel: le principe est précisé sur la fig 7.10. Après avoir calculé la température périphérique à l'aide du modèle de base (selon la puissance injectée), nous utilisons cette température $T(R'_{eff})$ comme paramètre d'entrée du modèle étendu $T(R'_0)$, avec $R'_0 = 21\text{m}$. En supposant une cellule de rayon extérieur $R'_{eff} = 70\text{ m}$ (rappelons à ce propos que la profondeur de pénétration, distance à laquelle les oscillations annuelles sont atténuées d'un facteur $1/e$, est de 3 mètres seulement), la solution fournit alors le flux en R'_0 , c'est-à-dire la quantité de chaleur quittant le stock, qu'il faut déduire de la chaleur injectée par les capteurs pour le pas suivant. Pour cette seconde étape, les constantes de temps, de l'ordre de plusieurs mois, autorisent un calcul par pas de 24H.

Cette étude est encore en cours de développement, mais les premiers résultats, apparaissant sur la fig. 7.6 sur une longue période, sont encourageants.

Le programme complet du double puits tourne sur PC 386. Le code de résolution de l'équation de chaleur est identique pour les deux modèles. Avec un co-processeur mathématique, des pas horaires pour le premier stade et journaliers pour le second, il lui faut environ deux heures pour calculer l'évolution d'un an.

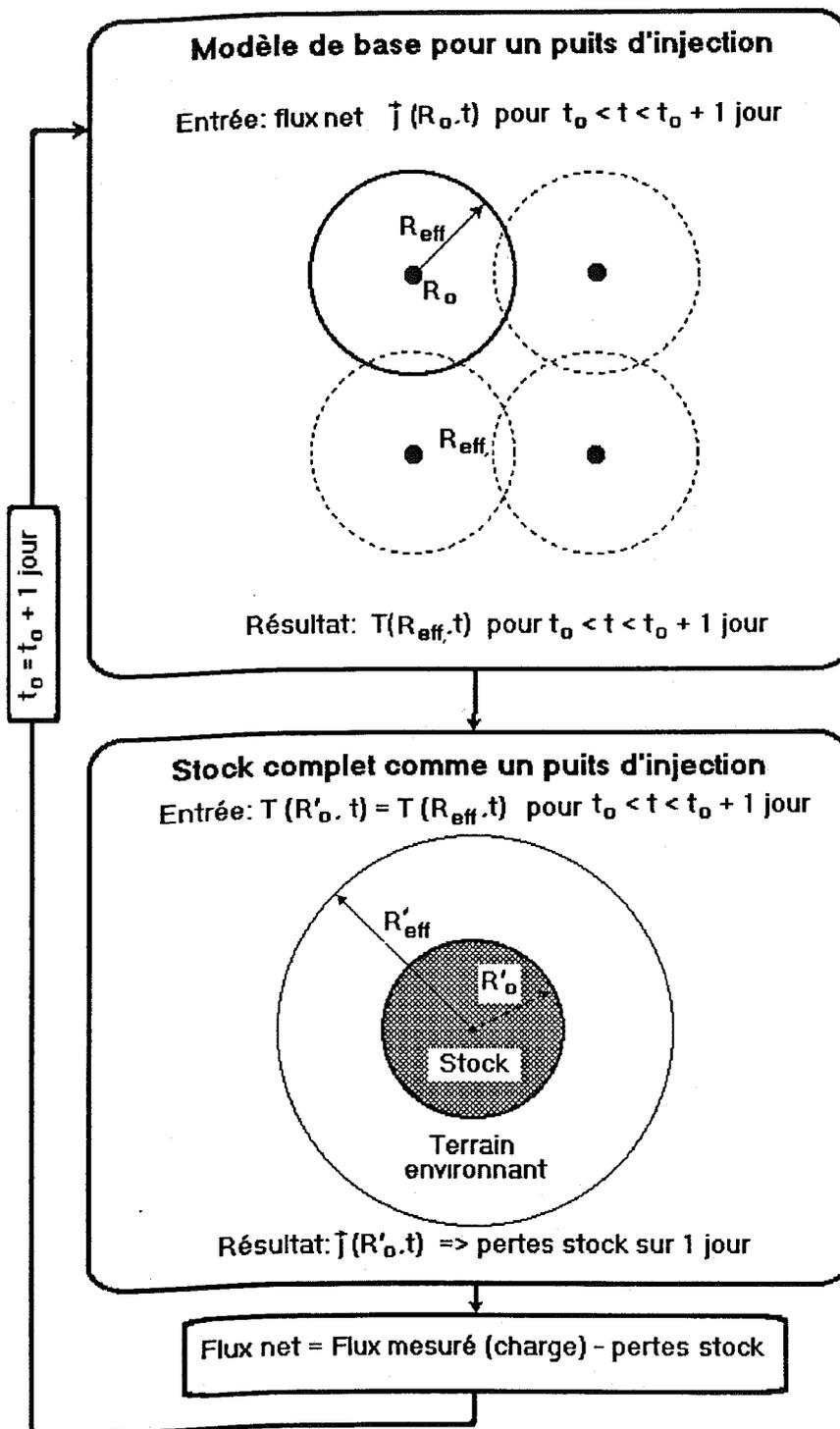


Fig 7.10.- Shématisation du processus du modèle double puits

8.- Conclusions

La conception énergétique de l'immeuble industriel Marcinhès présente une panoplie de technologies non conventionnelles, dont il valait la peine d'étudier les performances. Néanmoins, si l'objectif final (et ambitieux...) de cette campagne de mesures est d'établir un bilan global et d'analyser les interactions entre les divers systèmes ou concepts techniques, l'étude préalable du comportement individuel de chacun des composants (sous-systèmes) est nécessaire. Après une brève description du bâtiment dans son ensemble, le présent rapport décrit le fonctionnement des systèmes techniques impliqués dans l'utilisation des apports solaires directs.

En premier lieu, le système de captation solaire est analysé dans le détail. Afin de tester l'applicabilité du modèle et du programme G3, les paramètres réels du champ en fonctionnement sont déterminés avec soin, et les caractéristiques particulières du rayonnement incident (effets d'orientation, d'ombrages mutuels des chères, réflexions sur la face arrière des chères, incidences non normales) doivent être pris en compte et modélisés. Sur la base des mesures de la première année d'exploitation, on peut conclure d'une part que moyennant un suivi attentif, le système solaire fonctionne avec une excellente fiabilité (seule panne: défaillance d'une pompe durant 2 heures...) et un bon rendement global (40 à 47% annuel). D'autre part, les données confirment la validité du modèle et programme G3, et la précision de ceux-ci annoncée dans la réf [8], même dans le cas de capteurs plans.

Concernant les propriétés du système de captation solaire, cette étude nous semble donc définitive et nous n'y reviendrons pas dans des rapports ultérieurs. Précisons d'ailleurs que suite à des problèmes techniques de la PAC, empêchant la décharge hivernale du stock, une partie des capteurs a dû être recouverte de panneaux de bois, dès juin 1990, pour éviter une surcharge du stock. Si bien qu'à partir de cette date, nous ne disposons plus de mesures représentatives du fonctionnement normal du champ; néanmoins, mis à part une petite fuite et la surchauffe de certains capteurs (partiellement bouchés) qui ont dû être couverts, la boucle solaire a continué à fonctionner correctement jusqu'à aujourd'hui.

Le second volet de ce rapport concerne l'étude de l'interface avec le stockage souterrain: caractéristiques dynamiques de l'échange tubes-terrain, et fonctionnement de la pompe à chaleur. A partir des données, l'échangeur du stock est analysé d'un point de vue phénoménologique: cette première approche, utile pour l'application du modèle G3, doit encore être approfondie et modélisée dans le cadre d'une future étude générale du stockage.

Quant à la pompe à chaleur, son fonctionnement épisodique, et dans des conditions de régulation non optimales, ne nous autorise pas à en donner ici une analyse définitive: son fonctionnement n'a pas été non plus satisfaisant durant l'hiver 90-91, et nous devons attendre l'hiver prochain pour en tirer tous les enseignements.

Enfin, on donne ici un aperçu de l'état actuel des travaux sur la mesure et la modélisation du stockage souterrain: cette étude est encore en plein développement, notamment dans le cadre de coopérations internationales.

Annexe 1.- Nomenclature des variables et paramètres

Dans un projet aussi complexe que celui-ci, il est impératif de définir clairement chacune des quantités intervenant dans l'analyse; la liste de toutes les quantités mesurées, variables et paramètres fait l'objet de cette annexe.

Tout d'abord, pour aider à s'y retrouver, nous avons essayé de systématiser quelque peu les notations. Nous avons choisi de caractériser chaque variable par une abréviation de 6 lettres au maximum, de forme générale: A BB (C D E), dont la signification est explicitée dans la table A1.a.; pour des raisons historiques ou commodités mnémoniques, les règles données ci-dessus ne sont pas universellement utilisées, mais constituent cependant un guide précieux dans une majorité de symboles

La table suivante rassemble les principales constantes et paramètres utilisées au cours de l'analyse des données.

Les tables A1.c et A1.d fournissent la liste des capteurs de mesure raccordés à la chaîne d'acquisition de données automatisée. Ce sont principalement des pyranomètres, des sondes de température (PT100), des débitmètres de précision (électro-magnétiques ou à turbine), ainsi que des contacts fournis par la régulation ou les vannes. Les senseurs fournissent des informations de lecture, qui ont un caractère instantané.

Enfin, on trouvera dans les tables A1.e et A1.f les définitions de toutes les quantités physiques (accumulations de données, températures moyennes, etc...) référencées au cours de cette étude, avec la manière de les établir.

A		Première lettre = Type de grandeur	
E	Energie électrique		[MJ]
F	Energie d'appoint chimique ou fossile (bois, gaz, fuel)		[MJ]
Q	Energie thermique		[MJ]
H	Energie solaire incidente		[MJ]
G	Flux de radiation solaire		[W/m ²]
P	Puissance électrique		[W]
T	Température mesurée (senseur)		[°C]
TI	Température instantanée (I=lettre supplémentaire)		
TM	Température moyennée sur un intervalle de temps (M=Lettre supplémentaire)		
W	Volumes de fluide		[litres] ou [m ³]
S	Etat d'une pompe ou vanne		[on/off]
M	Temps de marche d'une pompe ou vanne		[heures]
N	Nombre d'enclanchements		
A	Surfaces		[m ²]
C	Capacitances		[MJ/K]
K	Conductances thermiques		[W/K]
		BB	2ème et 3ème lettres = Caractérisation du système ou location
	CC	Capteurs solaires pour le chauffage (et stockage en terre)	
	CE	Capteurs solaires pour l'eau chaude sanitaire (ECS)	
	CD	Excédent capteurs solaires ECS utilisé pour chauffage	
	CT	Captage solaire global après échangeur solaire (CC + CD)	
	CP	Captage solaire passif	
	PC	Pompe à chaleur à gaz	
	BO	Chaudière d'appoint à bois	
	GA	Chaudière d'appoint à gaz ou fuel A	
	GB	Chaudière d'appoint à gaz ou fuel B	
	RP	Récupérateur-condenseur sur la PAC	
	RA	Récupérateur-condenseur sur chaudière A	
	ST	Système de stockage souterrain	
	BT	Chauffage de base à basse température	
	HT	Distribution de chaleur d'appoint à haute température	
	EC	Système ECS (appoint, stockage et distribution)	
	TC	Installations techniques communes du bâtiment	
	BA	Bâtiment dans son ensemble	
	AE	Apports électricité d'usage domestique et industriel	
	AP	Apports métaboliques des personnes résidentes	
	EX	(température) extérieure	
	LA	(température) ambiante local A	
	LB	(température) ambiante local B etc...	
			Suffixes pour types particuliers
G,H		G	Ensoleillement global
		D	Ensoleillement diffus
		B	Ensoleillement direct (beam)
		E	Ensoleillement effectif (tenant compte des effets angulaires, ombrages et évent. IAM)

Table A1.a - Systématique des notations

Symb.		Source	Valeur
	Systèmes de capteurs solaires		
InclC	Inclinaison des capteurs	mesuré	45°
AzimC	Orientation des capteurs	mesuré	46° Ouest
ACC	Surface de référence de capteurs (absorbeurs) champ CC	mesuré	528 m ²
ACE	Surface de référence de capteurs (absorbeurs) champ CE	mesuré	408 m ²
Eta0	Efficacité optique capteurs seuls	fabricant	0.8
KC	Facteur de pertes capteurs seuls	fabricant	2.4 W/m ² K
Eta0CC	Efficacité optique champ CC	données	0.72
KCC	Facteur de pertes champ CC	données	4.7 W/m ² K
CCC	Capacité thermique champ CC	calcul-données	27 MJ/m ² K
Eta0CE	Efficacité optique champ CE	données	0.74
KCE	Facteur de pertes champ CE	données	5.2 W/m ² K
CCE	Capacité thermique champ CE	calcul-données	26 MJ/m ² K
ConcT	Concentration antigel boucle solaire	mesure	47 %
EffX	Efficacité échangeur solaire (1 champ - 2 champs)	données	0.85 - 0.70
KEchS	Facteur d'échange échangeur solaire (1 champ - 2 champs)	données	60 - 40 kW/K
	Captation passive, façades double peau		
AFNE/SO	Surface brute extérieure, façades N-E .ou S-O	Plans	876 m ²
AFNO/SE	Surface brute extérieure, façades N-O .ou S-E	Plans	1348 m ²
ACPNE/SO	Surface effective de pénétration lumière N-E .ou S-O	Plans	569 m ²
ACPNO/SE	Surface effective de pénétration lumière, N-O .ou S-E	Plans	876 m ²
	Divers		
PCIG	Pouvoir calorifique inférieur gaz naturel	Serv. Industr.	9.5 kWh/m ³
PCIM	Pouvoir calorifique du mazout		10 kWh/l

Table A1.b.- Résumé des constantes et paramètres du système

Symb	Point de mesure	Unité	Capteur
Environnement, météo			
GHOG	Ensoleillement global horizontal	W/m ²	CM10
GHOD	Ensoleillement diffus horizontal (cache mobile)	W/m ²	CM10
GCC1	Global plan capteurs, haut du chède	W/m ²	CM10
GCC2	Global plan capteurs, milieu du chède	W/m ²	CM10
GCC3	Global plan capteurs, 1/4 bas du chède	W/m ²	CM10
GCC4	Global plan capteurs, bas du chède	W/m ²	CM10
GVSU	Global façade sud-ouest	W/m ²	CM10
GVSE	Global façade sud-est	W/m ²	CM10
GVNW	Global façade nord-ouest	W/m ²	CM10
GVNE	Global façade nord-est	W/m ²	CM10
TEXT	Température ambiante sur toit (ventilée)	°C	PT100
TCHAUF	Température local chaudière	°C	PT100
TELEC	Température cabane de mesure	°C	PT100
Boucles de capteurs solaires (CC et CE)			
TCCI	Temp. entrée capteurs CC (chauffage)	°C	PT100
TCCO	Temp. sortie capteurs CC (chauffage)	°C	PT100
TCEI	Temp. entrée capteurs CE (pour ECS ou chauffage)	°C	PT100
TCEO	Temp. sortie capteurs CE (pour ECS seule)	°C	PT100
TCDO	Temp. sortie capteurs CE (pour chauffage)	°C	PT100
TCXI	Temp. entrée échangeur solaire => stock (CC+CE)	°C	PT100
TCXO	Temp. sortie échangeur solaire => stock	°C	PT100
WCC	Volume circuit solaire CC (comptage impulsions)	Litres	El magn
WCE	Volume circuit solaire CE (comptage impulsions)	Litres	El magn
SCC	Etat de marche pompe solaire CC	1/0	
SCE	Etat de marche pompe solaire CE	1/0	
SCEV	Etat de vanne distribution CE: 1=capteurs EC=>ECS	1/0	
Noeud Echangeur solaire <=> Stock <=> PAC			
TCTI	Temp. entrée secondaire échangeur solaire	°C	PT100
TCTO	Temp. sortie secondaire échangeur solaire	°C	PT100
TST1	Temp. entrée charge = sortie décharge stock (centre)	°C	PT100
TST2	Temp. sortie charge = entrée décharge (périphérie)	°C	PT100
TPCI	Entrée évaporateur PAC	°C	PT100
WCT	Volume dans échangeur solaire	Litres	El magn
WSTC	Volume pour charge du stock (flux du centre => périphérie)	Litres	El magn
WSTD	Volume pour décharge du stock (flux périphérie => centre)	Litres	El magn
SCTP	Pompe secondaire échangeur solaire	1/0	
SPCP	Pompe entrée PAC	1/0	
SSTV	Vanne 1=Charge / 0=Décharge stock	1/0	
Branche de fluide n° 4 du stock pour analyse 2 puits			
TST3	Tempér. entrée branche n°4 (centre)	°C	PT100
TST4A	Tempér. sortie premier puits, demi-branche 4A	°C	PT100
TST4B	Tempér. sortie premier puits, demi-branche 4B	°C	PT100
TST5A	Tempér. sortie second puits, demi-branche 4A	°C	PT100
TST5B	Tempér. sortie second puits, demi-branche 4B	°C	PT100
TST6A	Tempér. sortie demi-branche 4A (périphérie)	°C	PT100
TST6B	Tempér. sortie demi-branche 4B (périphérie)	°C	PT100
WSTB4	Volume dans la branche 4	Litres	Turbine

Table A1.c - Liste des capteurs de mesure, système solaire+stock

Symb	Point de mesure	Unité	Capteur
Production Chaleur Basse Température (PAC)			
TBT1	Température retour BT (chauffage par le sol)	°C	PT100
TBT2	Température retour BT après le ballon de compensation	°C	PT100
TBT3	Température retour BT après récupérateur fumées chaudière A	°C	PT100
TBT4	Température entrée Pompe à chaleur	°C	PT100
TBT5	Température sortie Pompe à chaleur	°C	PT100
TBT6	Température départ distribution BT	°C	PT100
WBT	Volume fluide dans la boucle de production BT	Litres	El-magn.
SBTP	Pompe du circuit de production BT	1/0	
SBTV	Vanne de mise en service PAC	1/0	
SRA	Pompe récupérateur de fumées chaudière A	1/0	
SRP	Pompe du condenseur moteur à gaz PAC	1/0	
SPAC	Marche PAC	1/0	
SPACV1	Marche PAC en vitesse 1	1/0	
SPACV2	Marche PAC en vitesse 2	1/0	
SPACV3	Marche PAC en vitesse 3	1/0	
WPC	Volume de gaz consommé par la PAC	m ³	
Systèmes de chauffage appoint (HT et ECS)			
THT1	Température départ distribution HT	°C	PT100
THT2	Température retour distribution HT	°C	PT100
WHT	Volume (débit) dans le circuit de distribution HT	litres	Turbine
TEC1	Température entrée échangeur pour appoint ECS par chaudières	°C	PT100
TEC2	Température sortie échangeur pour appoint ECS par chaudières	°C	PT100
WEC	Volume (débit) dans l'échangeur pour appoint ECS par chaudières	litres	Turbine
TBO1	Température entrée chaudière bois	°C	PT100
TBO2	Température sortie chaudière bois	°C	PT100
WBO	Volume (débit) dans le circuit chaudière bois	litres	Turbine
SGAPV	Marche chaudière A en petite vitesse	1/0	
SGAGV	Marche chaudière A en grande vitesse	1/0	
SGBPv	Marche chaudière B en petite vitesse	1/0	
SGBGV	Marche chaudière B en grande vitesse	1/0	
WMA	Volume de mazout chaudière A	litres	Volum.
WMB	Volume de mazout chaudière B	litres	Volum.
WGA	Volume total de gaz consommé dans la chaufferie (y.compris PAC)	m ³	Volum.
Etats des rideaux de façades (capteurs d'extrémités)			
SRSOO	Rideaux façade S-O ouverts		
SRSOF	Rideaux façade S-O fermés		
SRSEO	Rideaux façade S-E ouverts		
SRSEF	Rideaux façade S-E fermés		
SRNEO	Rideaux façade N-E ouverts		
SRNEF	Rideaux façade N-E fermés		
SRNOO	Rideaux façade N-O ouverts		
SRNOF	Rideaux façade N-O fermés		

Table A1.d- Liste des capteurs de mesure, distribution de chaleur et bâtiment

Symb	Quantité/variable accumulée	Unités	Méthode de calcul
HHOG HHOD HCC1 HCC2 HCC3 HCC4 HCCE HCCTr HCCTrB HCCTrO HCCTrE TMExt TMExtC	Données météorologiques Global horizontal mesuré Diffus horizontal mesuré (cache mobile) Global plan capteurs, haut du chède Global plan capteurs, milieu du chède Global plan capteurs, 1/4 bas du chède Global plan capteurs, bas du chède Global plan capteurs mesuré Transposé sur plan capteurs Idem avec effet IAM(Alpha) Idem avec effets d'ombrage appliqué sur direct Idem avec effets d'ombrage appliqué sur global	MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² MJ/m ² °C °C	Intégr. Solar. GHOG GHOD, à défaut, corrél. Liu-Jordan Intégr. Solar. GCC1 Intégr. Solar. GCC2 Intégr. Solar. GCC3 Intégr. Solar. GCC4 Intégr. (3 GCC1 + 2 GCC2 + 2 GCC3 + GCC4) / 8 Modèle de Hay [7] Paramétrisation ASHRAE, bo=0.1 Calcul géométrique pour facteur d'ombrage : cf réf [7] Sonde TExt Sonde TExt · Status SCC
MCC TMCCI TMCCO TMCCM TICCM QCC QCCCap	Champ de capteurs CC (chauffage stock): Temps de marche boucle CC Temp. moyenne entrée capteurs Temp. moyenne sortie capteurs Temp. moyenne entrée + sortie/2 Temp. instantanée entrée + sortie/2 Chaleur mesurée sortie du champ CC Variations de chaleur sensible du champ	Heures °C °C °C °C MJ MJ/m ²	Temps SCC ON TCCI · SCC TCCO · SCC (TCCI+TCCO)/2 · SCC (TCCI+TCCO)/2, début heure ChalSpéc · WCC · (TCCO-TCCI) CCC · (TICCM(fin)-TICCM(Début))
	Champ de capteurs CE (Eau chaude sanitaire): Idem ci-dessus avec suffixes CE (Pas en service durant la période de mesures)		
MCECC TMCDI TMCDO TMCDM TICDM WCECC QCECC QCECap	Champ CE pour chauffage stock: Temps de marche boucle CE vers stock Temp. moyenne entrée capteurs Temp. moyenne sortie capteurs Temp. moyenne entrée + sortie/2 Temp. instantanée entrée + sortie/2 Volume capteurs CE => stock Chaleur mesurée sortie du champ CECC Variations de chaleur sensible du champ	Heures °C °C °C °C m ³ MJ MJ/m ²	Temps SCECC = SCE · SCEV ON TCEI · SCECC TCDO · SCECC (TCDI+TCDO)/2 · SCECC (TCDI+TCDO)/2, début heure WCE · SCEV ChSpéc · WCECC · (TCDO-TCEI) · SCEV CCE · (TICDM(fin)-TICDM(Début))
MCT MCTCH MCTPAC TMCXI TMCXO TMCTI TMCTO QCT	Sortie échangeur de chaleur solaire Temps de collection solaire utile Temps utilisation solaire => charge stock Temps utilisation solaire directe => PAC Temp. moyenne entrée primaire échangeur Temp. moyenne sortie primaire échangeur Temp. moyenne entrée secondaire échangeur Temp. moyenne sortie secondaire échangeur Chaleur sortie échangeur solaire	Heures Heures Heures °C °C °C °C °C MJ	Temps SCTP (pompe ON) Temps SCTP · SSTV Off Temps SCTP · SSTV On TCXI · SCC TCXO · SCC TCTI · SCT TCTO · SCT ChalSpéc · WCT · (TCTO-TCTI)

Table A1.e.- Variables accumulées, système solaire

Symb	Quantité/variable accumulée	Unités	Source/Méthode de calcul
Charge et décharge stock souterrain TMSTC TMST1 TMST2 QSTCH QSTDEC QSTB4 QSTP1 QSTP2	Tempér. représentative de la moyenne du stock Temp. moy. entrée charge ou sortie décharge (centre). Temp. moy. sortie charge ou entrée décharge (périph.) Chaleur entrée (charge) stock Chaleur sortie (décharge) stock Chaleur totale boucle stock no 4 Chaleur boucle no 4, puits no 1 (centre) Chaleur boucle no 4, puits no 2	°C °C °C MJ MJ MJ MJ MJ	Moy. sondes -6m et -10m, puits no 2 Moy. TST1, sans conditions Moy. TST2, sans conditions ChSpéc · WSTC · ((TMST1-TMST2) ChSpéc · WSTD · ((TMST1-TMST2) ChSpéc · WSTB4 · (TST6-TST3) ChSpéc · WSTB4 · (TST4-TST3) ChSpéc · WSTB4 · (TST5-TST4)
MPAC MPACV1 MPACV2 MPACV3 QPAC QBTPAC QBTCP FGPAC	Entrée/sortie Pompe à chaleur Temps de marche PAC Temps de marche PAC, vitesse 1 Temps de marche PAC, vitesse 2 Temps de marche PAC, vitesse 3 Chaleur entrée évaporateur Chaleur sortie condenseur + récup. moteur Chaleur récupération condensation gaz échappement Energie chimique du gaz consommé par la PAC	Heures Heures Heures Heures MJ MJ MJ MJ	Status SPAC (89: QBTPAC > 16 MJ) Status SPACV1 Status SPACV2 Status SPACV3 Bilan (QCT - QSTCH + QSTDEC) ChSpéc · WBT · (TBT5 - TBT4) ChSpéc · WBT · (TBT4 - TBT3) WPC * PCIG (valeur moyenne SI)
QBTC A QBT QHT QECA QBO FGA/B FMA/B FBO	Production / distribution chaleurs conv. Chaleur récupération condenseur chaudière A Chaleur totale BT distribuée (PAC + récup. condens.) Chaleur HT distribuée (Gaz ou mazout + bois) Chaleur d'appoint pour ECS Contribution chaleur fournie par la chaudière bois Energie chimique du gaz chaudières A ou B Energie chimique du mazout brûlé en chaudière A ou B Energie chimique du bois	MJ MJ MJ MJ MJ MJ MJ MJ	ChSpéc · WBT · (TBT3 - TBT2) ChSpéc · WBT · (TBT5 - TBT2) ChSpéc · WHT · (THT2 - THT1) ChSpéc · WEC · (TEC2 - TEC1) ChSpéc · WBO · (TBO2 - TBO1) (WGA - WPC) · SGA/B · PCIG WMA/B · PCIM Estim. selon poids et essence
QCP EAE QAP	Autres contributions au bâtiment Apport de chaleur solaire passif Electricité totale consommée Apport métabolique des occupants	MJ MJ MJ	Relevé hebdomadaire des compteurs Négligé pour l'instant

Table A1.f.- Variables accumulées, pompe à chaleur et autres énergies