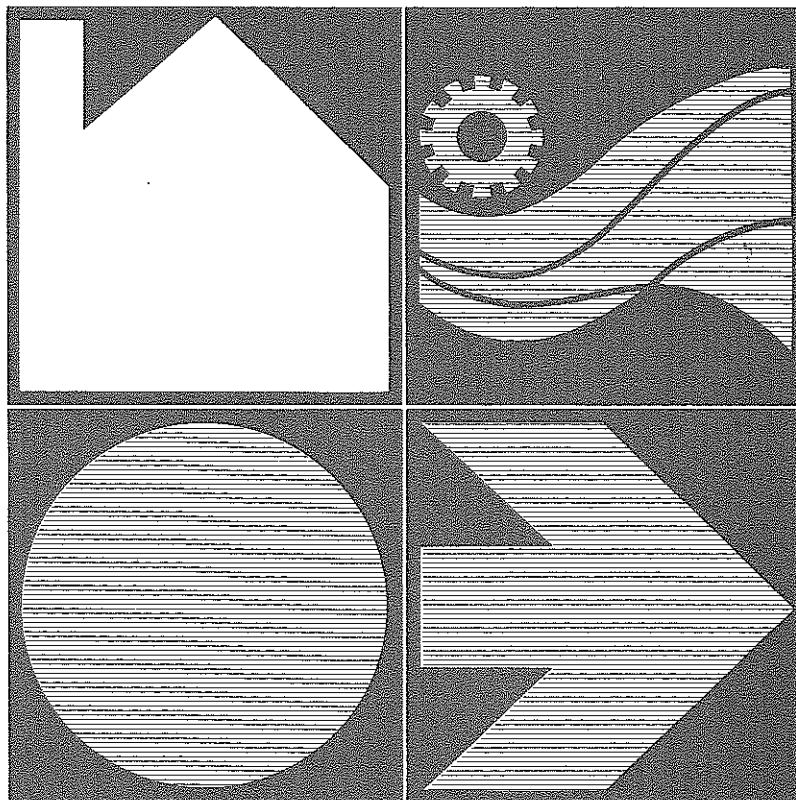


Le stockage thermique : état de l'art



PROGRAMME NATIONAL
RD ENERGIE

1987

SERVICES DE PROGRAMMATION
DE LA POLITIQUE SCIENTIFIQUE

PROGRAMME NATIONAL R-D ENERGIE

UTILISATION RATIONNELLE DE L'ENERGIE
DANS LES BATIMENTS

1987

**Le stockage thermique :
état de l'art**

J. NICOLAS

Fondation Universitaire Luxembourgeoise

La responsabilité scientifique du contenu du présent document
est assumée par les auteurs.

T A B L E D E S M A T I E R E S

Première partie :

Synthèse générale de l'état de l'art du stockage thermique

1. INTRODUCTION.....	1
2. UTILITE DU STOCKAGE	
2.1. Diminuer les besoins d'une société vorace.....	2
2.2. Importance de la qualité de l'énergie.....	3
2.3. Raison d'être du stockage.....	5
2.4. Applications du stockage.....	6
2.4.1. Le chauffage solaire.....	6
2.4.2. Source froide des pompes à chaleur.....	7
2.4.3. L'électricité " hors pics "	7
2.4.4. Nivellement des installations de puissance thermique.....	8
2.4.5. Utilisation de l'énergie en cascade.....	8
2.4.6. Le transport et la distribution de la chaleur.....	9
3. DIFFERENTS TYPES DE STOCKAGES THERMIQUES	
3.1. Généralités.....	9
3.2. Stockages par chaleur sensible.....	11
3.2.1. Cuves remplies d'eau.....	11
3.2.2. Stockages dans le sol	14
3.2.2.1. Sol sec.....	17
3.2.2.2. Sol humide.....	17
3.2.2.3. Sol humidifié entouré de sol sec.....	17
3.2.2.4. Serpentins horizontaux.....	18
3.2.2.5. Serpentins verticaux.....	18
3.2.2.6. Systèmes hybrides.....	19
3.2.3. Utilisation d'aquifères.....	19
3.2.4. Récipients remplis de cailloux.....	21
3.2.5. Lagunes solaires.....	24

3.3. Stockages par chaleur latente.....	26
3.3.1. Généralités.....	26
3.3.2. Critères de choix.....	27
3.3.3. Types de substances choisies.....	29
3.3.3.1. Paraffines.....	29
3.3.3.2. Les organiques non-paraffines.....	30
3.3.3.3. Les sels hydratés.....	31
3.3.3.4. Les eutectiques des composés organiques et inorganiques.....	32
3.3.4. Conditionnement, échangeurs	32
3.3.5. Avantages et inconvénients	34
3.4. Stockages chimiques	35
3.4.1. Principe	35
3.4.2. Différents types	36
3.4.2.1. EVA/ADAM	37
3.4.2.2. Système SO ₃	38
3.4.2.3. Système NH ₃	38
3.4.2.4. Hydrides métalliques	38
3.4.2.5. Stockage d'hydrogène	39
3.4.3. Avantages et inconvénients	40
3.5. Résumé et conclusion	40
4. QUEL STOCKAGE UTILISER ET COMMENT L'APPLIQUER ?	
4.1. Diverses applications du stockage	44
4.2. Taille du stockage pour le chauffage solaire	45
4.3. Niveau thermique du stockage solaire	47
4.4. Résumé	48
5. LE STOCKAGE SOLAIRE DE GRANDE DIMENSION PAR CHALEUR SENSIBLE : THEORIE	49
5.1. Stockage dans des cuves remplies d'eau	50
5.1.1. Système et sous-systèmes : modélisation	50
5.1.2. Equations mises en jeu	51
5.1.3. Démarche employée pour la résolution des équations	55
5.1.4. Effets obtenus dans une cuve de stockage	57
5.1.4.1. Un effet de piston	57
5.1.4.2. Un effet de stratification	59
5.1.4.3. Un effet de convection naturelle	59
5.1.5. Conclusions	60

5.2. Stockage dans le sol : serpentins et aquifères	64
5.2.1. Aspects phénoménologiques du stockage dans le sol	64
5.2.1.1. Diffusion de la chaleur dans le sol	64
5.2.1.2. Le sol : un milieu poreux non saturé	67
5.2.1.3. Convection due à une circulation d'eau souterraine	68
5.2.1.4. Phénomène local - phénomène global	70
5.2.1.5. Répartition de l'isolant	71
5.2.2. Conclusions	72
5.3. Indicateurs de performance	74
5.3.1. L'efficacité des collecteurs	75
5.3.2. L'efficacité du stockage	75
5.3.3. Le coefficient de performance et le facteur de performance saisonnier de la pompe à chaleur	76
5.3.4. La fraction solaire totale	76
5.3.5. La hauteur cyclique du stockage	77
5.3.6. L'évolution relative de température du stockage	77
5.3.7. La puissance et l'efficacité de l'échangeur dans le sol	78
6. ETUDE ECONOMIQUE DU STOCKAGE SOLAIRE COUPLE A UNE POMPE A CHALEUR	
6.1. Les critères	80
6.1.1. Le temps de remboursement	80
6.1.2. Le facteur de recouvrement du capital	81
6.1.3. La valeur actualisée des coûts	82
6.1.4. Les facteurs d'efficacité	83
6.1.5. La fraction solaire	83
6.2. Conclusions des différentes études économiques	84
BIBLIOGRAPHIE.....	85

Deuxième partie :

Analyse des sources et stockages de chaleur sensible

1. INTRODUCTION.....	101
2. TENDANCES GENERALES.....	103
2.1. Historique.....	103
2.2. Les choix.....	107
2.3. Les seuils.....	109
2.4. Les configurations retenues.....	113
3. REVUE DES DIFFERENTS TYPES DE STOCKAGE ET DE LEURS APPLICATIONS.....	115
3.1. Revue des stockages enterrés.....	115
3.1.1. L'extraction de la chaleur du sol.....	115
3.1.2. Le stockage de la chaleur.....	118
3.1.2.1. L'eau est utilisée comme milieu de stockage.....	118
3.1.2.2. Le sol est utilisé comme milieu de stockage.....	120
3.1.2.3. Les milieux de stockage mixtes.....	121
3.2. Comparaison des types de stockage.....	122
3.2.1. L'eau par rapport au sol.....	122
3.2.2. Tableaux comparatifs.....	124
3.3. Les différents types de stockage en détail.....	125
3.3.1. Les réservoirs d'eau enterrés.....	125
3.3.1.1. L'évolution.....	125
3.3.1.2. Les pertes.....	126
3.3.1.3. La technique.....	127
3.3.1.4. Les choix, le dimensionnement, l'optimisation.....	129
3.3.1.5. L'utilisation de volumes existants.....	131
3.3.2. Les cavernes dans la roche.....	133
3.3.2.1. La technique et les avantages des cavernes.....	133
3.3.2.2. Les problèmes courants.....	135
3.3.2.3. Les cavernes suédoises.....	137

3.3.3. Les aquifères.....	138
3.3.3.1. Définitions.....	138
3.3.3.2. L'historique.....	142
3.3.3.3. La technique.....	142
3.3.3.4. Les choix, le dimensionnement, l'optimisation.....	146
3.3.3.5. Les paramètres importants.....	148
3.3.4. Combinaisons utilisant l'eau souterraine.....	149
3.3.5. Les échangeurs enterrés.....	150
3.3.5.1. Introduction.....	150
3.3.5.2. Historique.....	152
3.3.5.3. Les choix, le dimensionnement, l'optimisation.....	155
3.3.5.4. Les paramètres importants.....	157
3.3.5.5. Le transfert thermique sol/tube.....	158
3.3.5.6. Puissance échangée par mètre de tube.....	164
3.3.5.7. Echangeurs en tranchée.....	168
3.3.5.8. L'air utilisé comme fluide caloporteur.....	169
3.3.5.9. L'échangeur réalisé par fracturation de la roche.....	170
3.3.6. Le stockage de la glace.....	171
3.3.7. Le stockage par chaleur latente et le stockage chimique.....	172
3.3.8. Le stockage dans des lits de cailloux.....	175
3.3.9. Le stockage et l'architecture.....	177
3.4. Utilité du stock.....	181
3.5. Les sources de chaleur.....	183
3.5.1. Sources d'énergie pour les pompes à chaleur.....	184
3.5.1.1. L'air extérieur.....	184
3.5.1.2. Les effluents liquides urbains.....	185
3.5.1.3. L'air extrait.....	185
3.5.1.4. L'eau des lacs et des océans.....	186
3.5.1.5. La surface du sol.....	188
3.5.1.6. L'eau souterraine et la roche.....	189
3.5.1.7. La chaleur latente de l'eau.....	190
3.5.2. Les sources d'énergie utilisées pour recharger les stockages.....	191
3.5.2.1. Les sources haute température.....	191
3.5.2.1.1. L'énergie solaire.....	191
3.5.2.1.2. Les rejets de chaleur industrielle.....	191
3.5.2.1.3. La chaleur des installations cogénératrices.....	193
3.5.2.1.4. Stockage de l'énergie comme chaleur plutôt que comme combustible.....	194

3.5.2.2. Les sources basse température	195
3.5.2.2.1. L'énergie solaire	196
3.5.2.2.2. L'air ambiant et l'air extrait	197
3.5.2.2.3. Lacs, mers et rivières	197
3.5.2.2.4. Installations frigorifiques	197
3.5.2.2.5. Patinoires	198
3.5.2.2.6. Exemples	198
3.5.2.2.7. Stocker quoi ? où ? quand ? comment ?	202
4. ANALYSE PAR PAYS	203
4.1. Potentiel	203
4.1.1. La Suède	203
4.1.2. La France	206
4.1.3. Les autres pays	207
4.2. Activités	208
4.2.1. La Suède	208
4.2.2. La France	214
4.2.3. Les autres pays	215
5. QUESTIONS SPECIALES	
5.1. L'environnement et la législation	218
5.1.1. L'environnement	218
5.1.2. La législation	223
5.1.2.1. La Suède	223
5.1.2.2. La France	224
5.1.2.3. Les autres pays	226
5.2. La chimie	226
5.2.1. Le chimisme des aquifères	226
5.2.1.1. Les mécanismes et leurs effets	226
5.2.1.2. Les remèdes	228
5.2.2. Le chimisme des stockages dans des réservoirs d'eau	230
5.3. La stratification dans les réservoirs d'eau	232
5.4. Les stockages à plusieurs niveaux de température	233
5.5. Stockage diurne ou intersaisonnier ?	235
5.6. Nécessité d'une recharge thermique	237
5.7. La climatisation et le stockage du froid	239
5.8. La congélation du sol	242
5.9. La gestion, le contrôle des systèmes	247

6. EVOLUTION DES MATERIAUX ET DES TECHNIQUES	
6.1. Les matériaux	250
6.2. Les techniques d'excavation et de forage	253
6.3. Le fluide caloporteur	256
7. LE RESTE DU SYSTEME DE CHAUFFAGE	
7.1. La pompe à chaleur	258
7.2. Le transport de la chaleur	263
7.3. Les capteurs d'énergie	265
7.4. Les auxiliaires	271
7.5. Le temps de vie des systèmes	273
8. LA TAILLE DES INSTALLATIONS	
8.1. Chauffage des maisons unifamiliales	274
8.2. Le chauffage urbain	276
9. LA METROLOGIE ET LES CARACTERISTIQUES DU SOL	
9.1. Nécessité de mesurer les caractéristiques du sol	280
9.2. Quels sont les paramètres à déterminer ?	282
9.3. Comment déterminer les paramètres ?	285
9.4. La précision des mesures	290
9.5. La variation de la conductivité thermique avec l'humidité	290
9.6. Le suivi d'installations	295
9.7. L'installation considérée comme instrument de mesure	296
10. LES PROBLEMES	
10.1. Catalogue des problèmes et des erreurs	298
10.2. Les collecteurs solaires	298
10.3. Le contrôle	300
10.4. La pompe à chaleur	301
10.5. Les fuites	301
10.6. Problèmes spécifiques aux aquifères	302
10.7. Problèmes spécifiques aux échangeurs enterrés	303
10.8. Mauvais dimensionnement	304
10.9. Les solutions	304

11. LE POINT DE VUE ECONOMIQUE	
11.1. Le niveau macro-économique	305
11.1.1. Le stockage considéré au niveau de l'économie nationale	305
11.1.2. Comparaisons entre pays	307
11.2. Rentabilité des systèmes	308
11.2.1. Les critères de rentabilité	308
11.2.2. Le choix du système de référence	311
11.2.3. Les conclusions	313
11.2.4. Les chiffres	315
11.2.5. Les coûts spécifiques	319
11.2.6. L'effet de taille	323
11.3. Les sous-systèmes	326
11.3.1. La répartition des prix	326
11.3.2. Les capteurs d'énergie	328
11.3.3. Les pompes à chaleur	330
11.3.4. Les cuves enterrées	331
11.3.5. Les forages	332
11.4. L'évolution des prix	333
12. LES OUTILS DE DIMENSIONNEMENT	
12.1. Le besoin d'outils	337
12.2. Quelques exemples où les outils sont nécessaires	340
12.3. Quelques outils	341
12.3.1. L'expérience et l'intuition	341
12.3.2. Les modèles stationnaires ou transitoires	345
12.3.2.1. Les modèles analytiques	347
12.3.2.2. Les modèles numériques	350
12.3.3. Les manuels et les " handbooks "	355
12.3.4. La démarche de la conception	358
13. LA MISE EN COMMUN DE RESULTATS	360

14. RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT	365
14.1. La géothermie	365
14.2. Le sol considéré comme un milieu poreux insaturé	368
14.3. L'exergie	373
14.4. Les modèles mathématiques	376
14.4.1. L'utilité d'un modèle	376
14.4.2. Le " cahier des charges " des modèles	377
14.4.3. Revue des différents modèles	380
14.4.4. L'efficacité des modèles	381
14.4.5. Quelques domaines encore à développer	383
14.4.6. Modèle simple ou modèle complexe ?	385
14.4.7. Les limitations des modèles mathématiques	386
14.5. Les modèles non-mathématiques	387
15. LE STOCKAGE DANS L'AVENIR	393
16. QUE RESTE-T-IL A FAIRE ?	399
BIBLIOGRAPHIE	403

PREMIERE PARTIE :

SYNTHESE GENERALE DE L'ETAT DE L'ART DU STOCKAGE THERMIQUE

1. INTRODUCTION

Cette première partie représente le résumé, la critique et les conclusions d'une étude bibliographique basée sur une centaine de publications, extraits d'ouvrages et communications concernant le *stockage de l'énergie thermique*. Quatre-vingts pour cent de ces références sont datées de 1981 et 1982.

Dans une seconde partie, nous détaillerons l'évolution récente d'un type de stockage particulièrement utilisé : le *stockage par chaleur sensible*. Certains points abordés dans la première partie seront repris de manière approfondie dans la seconde.

Déjà, certaines conclusions peuvent être tirées à ce stade, au vu de la nationalité des équipes dont la recherche est consacrée au stockage thermique.

En ce qui concerne les pays non européens, les auteurs provenant des Etats-Unis sont les plus souvent cités, mais nous avons trouvé également un intérêt dans des travaux réalisés au Japon, en Inde, en Arabie, en Lybie, au Canada et en Israël.

En Europe, les principales activités dans le domaine semblent se concentrer essentiellement en Suède et en France, mais d'autres pays sont venus récemment se joindre à ces deux leaders : il s'agit de la Suisse, l'Italie, la Belgique, l'Allemagne, la Grande-Bretagne, l'Autriche, les Pays-Bas et le Danemark.

Ces tendances peuvent être faussées par le fait que cette étude est basée sur la littérature facilement disponible et qu'on trouve relativement peu de publications provenant, par exemple, des pays de l'Est.

2. UTILITE DU STOCKAGE.

2.1. DIMINUER LES BESOINS D'UNE SOCIETE VORACE.

Avant les années 1970, l'homme se souciait assez peu des problèmes d'énergie. Le combustible, abondant et pas cher, lui avait permis de bâtir une société où les transports étaient peu onéreux, ce qui permettait aux gens et aux marchandises de se mouvoir librement sur de longues distances pour des activités journalières.

L'homme avait donc laissé, en 1970, une société dispersée avec de longues distances entre les différentes fonctions (quartiers résidentiels, hôpitaux, centres commerciaux, lieux de travail, ...). Puis, la crise de l'énergie survint, le pétrole et tous les autres combustibles ont augmenté de prix et l'homme a pris conscience du fait qu'il fallait prendre des mesures urgentes afin d'utiliser rationnellement cette énergie qui était de plus en plus rare et chère.

Jusqu'à présent, pour atteindre ce but, c'est le premier principe de la thermodynamique qui l'a guidé : c'est-à-dire que la somme de toutes les énergies fournies doit exactement compenser toute l'énergie enlevée ou perdue, pour autant qu'il n'y ait pas de stockage /2/.

Or, ce premier principe, on a tenté de l'appliquer sur notre société basée sur le combustible en tentant simplement de diminuer les demandes diverses en énergie, sans essayer de planifier l'offre et la demande dans l'espace et dans le temps.

Ce n'est que récemment que l'homme prend conscience du fait qu'il pourrait utiliser plus le second principe de la thermodynamique, basé sur le concept de l'entropie, c'est-à-dire sur l'opportunité de diminuer la dispersion, mais aussi d'utiliser la bonne *qualité* d'énergie au bon endroit et au bon moment.

2.2. IMPORTANCE DE LA QUALITE DE L'ENERGIE.

Le second principe introduit la *qualité de l'énergie* et l'*exergie*.

En thermodynamique, l'exergie d'un système est une fonction qui exprime la capacité que possède ce système de produire du travail à cause de son état de *déséquilibre* avec l'ambiance dans laquelle il se trouve /96/. Cette ambiance standard de référence, c'est l'atmosphère, considérée comme source de chaleur infinie, monotherme, isobare, dont il n'est possible de retirer aucun travail, en dépit de son énergie interne infinie. Physiquement, on choisit au mieux cette référence en posant *par exemple* une température de 278 K (5°C) et une pression égale à 1 bar (760 mm de mercure). Comme on suppose dans ce processus que le système ne peut échanger de la chaleur qu'avec l'ambiance, la chaleur correspondant aux pertes de travail effectué par le système lors de son retour à l'équilibre ne peut se retrouver que dans l'ambiance, c'est-à-dire qu'elle est devenue absolument inutilisable. On dit qu'elle est complètement *dégradée*. Ce concept de dégradation de l'énergie entraîne évidemment celui de *qualité* de l'énergie.

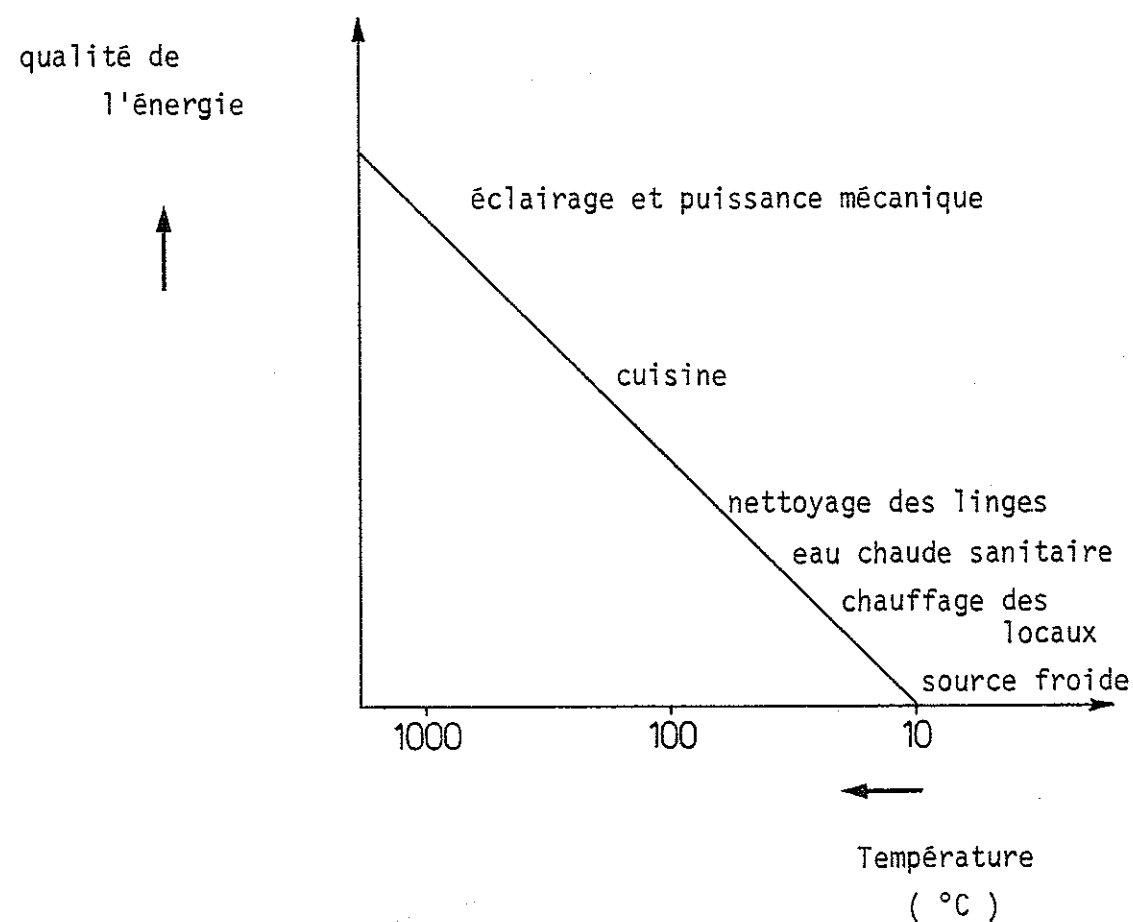
Seuls les rendements exergétiques d'installations de chauffage permettent de comparer tous les processus de fonctionnement entre eux. Il est indispensable de tenir compte des niveaux de température des différentes sources /95/.

Pour le calcul de ces rendements, l'exergie est la quantité de chaleur multipliée par un rapport qui tient compte du niveau absolu de température de la source et de la différence de température avec l'ambiance.

On peut observer qu'il existe un énorme potentiel dans le monde pour une meilleure utilisation de la qualité de l'énergie : notre société occidentale n'utilise que 5 % de l'exergie. Si on utilisait mieux ce potentiel, il y aurait moyen de satisfaire toutes nos demandes énergétiques.

Une structure de société plus centralisée rend cela possible. Le " triangle énergétique " [2] représenté à la figure 1 permet d'illustrer ces possibilités : on y relie l'énergie à la température et on distingue, pour l'utilisation dans une maison, des énergies " nobles ", comme celles qui sont utilisées pour l'aspirateur, le mixer et l'éclairage (électricité essentiellement) et des énergies de moindre qualité nécessaires à l'eau chaude sanitaire et au chauffage des locaux, en terminant par la chaleur nécessaire pour préchauffer l'air pour la ventilation ou pour servir comme source froide d'une pompe à chaleur.

FIGURE 1



2.3. RAISON D'ÊTRE DU STOCKAGE.

Dans une société où la qualité de l'énergie est mise à l'honneur, le déphasage existant entre l'offre et la demande, ainsi que la rentabilisation maximale des industries de conversion d'énergie exigent un stockage de cette énergie.

Remarquons d'abord qu'un stockage n'épargne pas l'énergie et, au contraire, que l'énergie est invariablement dégradée ou perdue pendant un stockage [1].

La raison d'être du stockage revêt un triple aspect :

- la demande sans cesse croissante en énergies renouvelables, dont le rythme et l'intensité sont gouvernés par la nature, alors que les besoins de l'homme suivent une évolution différente (il s'agit des énergies du soleil, du vent, des marées, etc.);
- la rentabilisation des industries de conversion de l'énergie : alors que l'homme a une activité essentiellement périodique et diurne, les industries ont avantage, pour rentabiliser l'investissement, à travailler de façon continue;
- enfin, la récupération de l'énergie rejetée après une utilisation à qualité plus élevée, mais possédant encore une valeur exergétique non négligeable (il s'agit des rejets de l'industrie, mais aussi des eaux de lavage dans les maisons, par exemple).

2.4. APPLICATIONS DU STOCKAGE.

Les sources d'énergie sont de différents types :

- l'énergie cinétique et potentielle,
qui comprend le vent, les ondes, les marées, l'eau en général;
- l'énergie chimique,
qui comprend les combustibles fossiles, le bois, la biomasse;
- l'énergie nucléaire;
- l'énergie thermique,
qui comprend les geysers, les roches et les lacs chauds;
- l'énergie solaire.

Les différentes formes d'utilisation de l'énergie sont l'électricité, l'énergie cinétique, l'énergie chimique et l'énergie thermique.

Que l'on passe de n'importe quelle source d'énergie à n'importe quelle forme d'utilisation, un *stockage* à court, moyen ou long terme est utile / 1 /.

Nous reprendrons ici, à titre d'exemple, quelques domaines où le stockage est intéressant.

2.4.1. LE CHAUFFAGE SOLAIRE.

En ce qui concerne l'utilisation de l'énergie solaire sous forme thermique, l'utilisation d'un *stockage* est évidente tant à court terme (stockage pendant les heures d'ensoleillement et utilisation de façon continue pendant toute la journée), qu'à long terme (stockage l'été et utilisation l'hiver).

2.4.2. SOURCE FROIDE DES POMPES A CHALEUR.

La pompe à chaleur est typiquement un moyen d'obtenir une meilleure utilisation de l'exergie.

En effet, elle utilise une énergie de faible qualité, et qui est de toute façon perdue pour d'autres applications, et elle la transforme au moyen d'une quantité limitée d'énergie " noble ", en une énergie utilisable à des fins de chauffage des locaux.

Néanmoins, la pompe à chaleur fonctionne mieux lorsqu'elle travaille de façon continue, à charge constante. Ceci entraîne un besoin de *stockages*, à températures constantes, aussi bien du côté de la source froide que du côté de la source chaude.

2.4.3. L'ELECTRICITE " HORS PICS ".

La demande d'électricité revêt essentiellement une structure discontinue et sous forme de *pics*.

Pour l'Europe centrale, on constate une charge maximale vers 10 heures et vers 18 heures, cette charge étant plus élevée en hiver qu'en été.

Il existe donc une influence journalière, mais également saisonnière de la demande / 18 /.

Le *stockage* dans le domaine de la production d'énergie électrique peut servir un ou plusieurs des objectifs suivants :

- couverture des pics de charge avec des coûts d'installation plus faibles;
- transformation des surplus rendus disponibles (à faible demande) en énergie utilisable lorsque la demande est forte; ce qui permet d'économiser un investissement en centrales à haut débit instantané;
- captage rationnel de l'énergie dans les sources intermittentes (centrales solaires, utilisation des rejets industriels);
- facilité de contrôle.

2.4.4. NIVELLEMENT DES INSTALLATIONS DE PUISSANCE THERMIQUE.

Le chauffage urbain est un domaine où les stockages thermiques de grande dimension (10 000 ... 1 000 000 m³) ont un avenir assuré / 45 / , / 46 / , / 47 / , / 48 / , / 69 / , / 70 / .

Ils permettent en effet de mieux contrôler la charge de l'installation de puissance.

2.4.5. UTILISATION DE L'ENERGIE EN CASCADE.

Beaucoup de processus industriels se terminent en bout de chaîne par un rejet de gaz brûlés et d'eau chaude.

En Grande-Bretagne, 60 % de l'utilisation de combustible est sous forme de chaleur; de ces 60 %, les 2/3 sont utilisés en dessous de 120°C (chauffage des locaux, eau chaude sanitaire, ...) et 1/3 est utilisé au-dessus de 120°C, surtout pour la production de l'acier / 3 / .

Dans une structure de société concentrée, on pourrait imaginer des systèmes énergétiques combinés pour l'industrie et l'usage domestique où les formes nobles d'énergie sont progressivement converties pour différentes utilisations.

Afin de stimuler un tel développement, il faudrait que le prix de l'énergie soit mis en relation avec sa qualité (exergie), ce qui n'est pas le cas actuellement.

Un exemple d'un tel processus en cascade est la chaleur dégagée par la fusion de l'acier qui sert à générer de l'électricité, la chaleur perdue en bout de chaîne dans l'industrie sert pour le chauffage domestique et l'excédent est utilisé à des fins de préchauffage.

Comme les différents besoins ne sont pas simultanés, un stockage serait indispensable dans une telle structure.

2.4.6. LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE LA CHALEUR.

Dans plusieurs cas, le *stockage de l'énergie* permet également sa distribution : c'est le cas de plusieurs carburants. Par exemple, le mazout, qui peut être stocké dans des fûts transportables.

Mais c'est également le cas de la chaleur " *de récupération* ", stockée au moyen de réactions chimiques réversibles (voir plus loin).

La chaleur, transformée en produits chimiques, peut alors se transporter sur de longues distances sans perte. Le système en cascade du § 2.4.5. peut alors s'imaginer même pour une société dispersée géographiquement.

3. DIFFERENTS TYPES DE STOCKAGES THERMIQUES.

3.1. GENERALITES.

Avant d'entamer la comparaison des différents types de *stockages thermiques*, il est bon de pouvoir se fixer des ordres de grandeur de référence.

Nous nous fixerons le prix du mazout domestique à 15 F le litre, soit environ 18 F le kilo. Le pouvoir calorifique du mazout étant de 36 200 kJ par litre, le prix du combustible brut est de 40 centimes le MJ (mégajoule). Si on tient compte d'un rendement de 75 %, le prix sera environ de 55 centimes le MJ utilisé.

Par ailleurs, un coût de 2 F à 4 F le watt installé " mazout " semble raisonnable.

Pour pouvoir effectuer des comparaisons faciles, certains auteurs [5 /] utilisent comme unité d'énergie le litre équivalent pétrole (LOE = Liter Oil Equivalent) qui vaut grosso modo, rendement compris, 30 MJ.

Lorsque l'on compare les différentes formes de stockage, il est important de prendre en considération non seulement le stock en lui-même, mais aussi d'autres facteurs tels que : échangeurs, transport de l'énergie, accès au milieu de stockage, fluide caloporteur, ... Certains milieux de stockage peuvent, par exemple, s'avérer bon marché alors que l'échangeur requis est hors de prix.

Les grandes options de stockages thermiques peuvent être classifiées selon leur principe opératoire en systèmes de *stockage sensible*, *latent* ou *chimique* [4 /].

La *chaleur sensible* implique l'exploitation d'un milieu qui est porté à un niveau de température plus élevé chaque fois qu'un excédent de chaleur est disponible et qui est refroidi au moment voulu afin de restituer la puissance thermique. Chaque fois qu'un tel milieu est choisi comme stockage, il nécessite un " récipient " et une surface de transfert de chaleur. Le coût de ces accessoires sera souvent le facteur économique limitant l'application.

Dans son principe, un mode de stockage par *chaleur latente* opère sur base d'une transition d'un état " A " vers un état " B " impliquant une absorption ou une restitution importante de chaleur. Cette transition doit être réversible.

Dans les *stockages chimiques*, on exploite le fait qu'une réaction chimique réversible est endothermique dans un sens et exothermique dans l'autre. Les produits de la réaction endothermique peuvent être stockés et transportés.

Les stockages par *chaleur sensible* sont suffisamment développés et bien connus.

Les stockages par *chaleur latente* sont prometteurs, mais encore trop peu développés et mal connus.

Les *stockages chimiques* en sont encore à l' " ABC " [4 /], [6 /].

3.2. STOCKAGES PAR CHALEUR SENSIBLE.

3.2.1. CUVES REMPLIES D'EAU.

Avec sa *chaleur spécifique à pression constante* (Cp) de 4 186 Joules par kilo et par degré Kelvin, l'eau constitue l'un des milieux de stockage les plus intéressants (par exemple, pour le cuivre : Cp = 380 J / kg K).

La façon la plus simple d'exploiter cette capacité thermique est d'enfermer l'eau dans une cuve en métal, en maçonnerie ou en béton. La chaleur est fournie à l'eau par un échangeur lorsque le fluide caloporteur n'est pas de l'eau ou par injection directe d'eau chaude lorsque le caloporteur est l'eau elle-même.

Ces cuves peuvent être de grande ou de petite taille, aériennes ou enfouies dans le sol, isolées thermiquement ou non.

Une cuve non isolée enfouie dans le sol possède l'avantage de faire participer le sol au stockage, mais l'inconvénient de limiter le niveau maximum de température dans l'eau [9 /].

Les performances d'un tel système sont excellentes pour plusieurs raisons :

- grande capacité thermique dans un volume limité;

- échange facile avec le circuit de production et le circuit d'utilisation de chaleur;
- isolation éventuelle de la cuve aisée;
- possibilité d'installer ce type de stockage dans n'importe quel climat;
- accès relativement facile pour réparer;
- possibilité, pour des immeubles neufs, d'installer le stockage sous la maison et donc de profiter directement des pertes éventuelles vers le haut.

Par ailleurs, c'est sans doute la seule possibilité de stocker l'eau chaude sanitaire.

Néanmoins, les problèmes de fuite d'eau, de corrosion, de condensation dans l'isolant, et le prix de la cuve et de ses accessoires tendent actuellement à limiter l'emploi de ce type de stockage au profit de stocks moins performants, mais moins chers et plus fiables.

Un stock d'eau de volume " V mètres cubes ", dont la différence entre les températures extrêmes au cours d'un cycle de charge / décharge vaut ΔT degrés Kelvin, stockera pendant ce cycle une énergie égale à $V \rho C_p \Delta T$ où ρ est la densité de l'eau, soit $4\ 186\ V \cdot \Delta T$ MJ.
C'est-à-dire qu'il faut un volume de $.24 / \Delta T$ m³ pour stocker 1 MJ.

Pour un stockage journalier, bien isolé, ΔT peut atteindre 40 K ; le volume est alors de 6 litres par mégajoule stocké.

Pour un stockage intersaisonnier, moins bien isolé, ΔT peut descendre jusqu'à 10 K ; le volume est alors de 24 L / MJ.

Du point de vue poids, on obtient évidemment — si on ne tient pas compte du poids de la cuve — 6 et 24 kg / MJ.

En ce qui concerne le coût de ce type de stockage, les estimations diffèrent selon les auteurs (on a pris : 1 \$ = 50 F.B.).

Mac Arthur [81 /] considère un prix de 900 F.B. / m³,

Mustacchi [4 /] considère un prix de 1 500 à 5 000 F.B. / m³,

et Mancini [14 /] considère environ 12 500 F.B. / m³.

Les coûts varient évidemment très fort en fonction du matériau constituant la cuve, de l'isolation éventuelle, de la taille du stockage (les grands stockages étant plus économiques au mètre cube), des échangeurs et du travail éventuel de terrassement, soudure, etc.

Selon Mustacchi [4 /], si on considère une dépréciation de 10 % l'an, et que l'on néglige les pertes thermiques, le coût du stockage de 1 MJ serait de l'ordre de 50 / ΔT F.B. par an.

Par rapport au prix du fuel fossile, il calcule que la cuve d'eau devient rentable seulement si le nombre de cycles " charge / décharge " avec un ΔT de 10 K est au minimum 14 par an. Ce qui impliquerait qu'un stockage utilisant l'eau pour garder la chaleur pour une période dépassant 20 jours serait une mauvaise solution.

Toujours selon cet auteur, lorsque l'on tient compte de la dépréciation des collecteurs et du stock, ainsi que le prix du carburant d'appoint, un chauffage solaire utilisant un tel stockage coûterait environ 60 000 F.B. / an, soit environ le double d'un chauffage mazout seul.

Zegers [5 /], lui, estime que le coût du stockage dans des cuves d'eau isolées est d'environ 500 à 750 F.B. par litre équivalent pétrole, soit entre 17 et 25 F.B. / MJ.

Il estime qu'un stockage intersaisonnier devrait, pour être rentable, coûter de 3 à 7 F.B. / MJ.

Notons également que Aranovitch [83 /] calcule qu'un stockage intersaisonnier idéal devrait coûter au maximum 2 000 à 2 500 F.B. / m³.

Les études théoriques concernant le stockage dans les cuves d'eau se portent essentiellement sur le phénomène de stratification de la température selon la hauteur dans la cuve, dû à la différence de densité entre les couches chaudes et les couches froides du fluide. Cette *stratification* permet de créer des zones de niveaux thermiques différents, ce qui améliore le rendement de l'installation totale. En effet, si le système de production de chaleur est constitué de capteurs solaires, ces derniers (en extrayant le fluide plus froid dans le bas du stockage) fonctionnent à meilleur rendement, tandis que le fluide extrait en haut est à un niveau de température suffisant pour la distribution vers les locaux.

Plusieurs techniques ont été mises au point afin d'augmenter la stratification naturelle : distributeurs dans le haut et dans le bas pour diminuer la quantité de mouvement du fluide injecté (/ 25 / , / 26 / , / 27 /), tuyau souple qui se déplace vers le haut ou vers le bas selon la densité de l'eau injectée (/ 14 /), amélioration de la forme de la cuve, etc.

3.2.2. STOCKAGE DANS LE SOL.

Le stockage dans le sol apparaît actuellement comme l'un des plus prometteurs pour le stockage à long terme / 4 /. Les propriétés typiques d'un sol utilisable pour cette application sont les suivantes :

— Conductivité thermique λ du sol :

- sec de 0.6 à 1 W/mK

- humide de 1.5 à 3 W/mK

(Rappel : eau = 0.6 W/mK)

— Capacité thermique ρC_p :

- sec de 1.5 à 2 MJ/m³K

- humide de 2 à 4 MJ/m³K

(Rappel : eau = 4.186 MJ/m³K)

— Diffusivité thermique $\alpha = \lambda / \rho C_p$:

- sec de 4 à 5 x 10⁻⁷ m²/sec

- humide de 7 à 8 x 10⁻⁷ m²/sec

(Rappel : eau = 1.4 x 10⁻⁷ m²/sec)

Si l'on considère une valeur moyenne de $\rho C_p = 2 \text{ MJ/m}^3 \text{ K}$, on constate que la capacité thermique du sol est environ la moitié de celle de l'eau, c'est-à-dire que pour stocker 1 MJ, il faudra $.5 / \Delta T \text{ m}^3$ de terre, soit deux fois plus de terre que d'eau.

Au point de vue poids, pour un ΔT de 10 K, on arrive à 100 kg/MJ environ.

Par ailleurs, on estime à 50 F.B. le m³ le coût du stockage dans le sol avec des serpentins enterrés / 4 /.

On arrive ainsi, pour un ΔT de 10 K, à 2.5 F.B. le MJ stocké, soit nettement moins cher que le stockage dans une cuve d'eau.

De plus, on a atteint le seuil de rentabilité d'un stockage inter-saisonnier / 5 /.

Pour une charge de 1 000 GJ par an (à peu près équivalente à celle des bâtiments solaires de la F.U.L.), avec un ΔT de 20 K, il faudrait un

volume de terre équivalent à 25 000 m³ soit, par exemple, un hémisphère d'un rayon de 23 m. Ce volume représente environ une surface au sol de 1 600 m², soit de 1 à 1.5 fois la surface chauffée. En pratique, on constate que la moitié, voire le tiers, de ce volume théorique serait suffisant.

Les principaux *avantages* d'un stockage dans le sol sont les suivants 9 , 42 :

- l'emprise superficielle peut être réduite et dans la plupart des cas, ce stockage n'empêche pas l'utilisation du sol en surface;
- la conductivité thermique assez faible permet le confinement naturel d'une perturbation thermique;
- l'inertie thermique importante fait du sol un milieu stockeur de forte densité;
- les pertes peuvent être rendues faibles par une isolation superficielle et éventuellement latérale.

Certains *inconvenients* existent néanmoins :

- l'accès à l'accumulateur enterré est malaisé;
- la faible conductivité thermique, surtout pour un sol sec, exige des surfaces d'échange importantes;
- le flux perpendiculaire à la surface d'échange, provoqué par exemple par la circulation d'eau souterraine, doit être évité par le choix d'un terrain ad hoc ou réduit par la pose d'une imperméabilisation au fond de la fouille;

- la thermomigration de l'eau entre zones de températures différentes peut provoquer des pertes par convection;
- l'effet écologique de ces variations de température du sol est encore mal connu.

On admet une classification de ce type de stockage

- selon la *nature du sol* : sol sec, sol humide, sol humidifié entouré de sol sec 9;
- selon la *nature de l'échange* : serpentins horizontaux, serpentins verticaux, systèmes hybrides 5 , 80.

3.2.2.1. Sol sec

La faible conductivité thermique réduit les pertes vers le bas et sur les côtés et permet un bon confinement de la chaleur stockée, mais exige de grandes surfaces d'échange. Par ailleurs, la capacité thermique d'un sol sec est plus faible que celle d'un sol humide.

3.2.2.2. Sol humide

La capacité et la conductivité thermiques étant plus élevées, la vitesse de transfert de chaleur dans la masse de stockage est augmentée par rapport au sol sec. La difficulté est, dans ce cas, de confiner et de contrôler la direction et l'extension du flux thermique.

3.2.2.3. Sol humidifié entouré de sol sec

Afin de profiter des avantages spécifiques du sol humide (grande capacité thermique et meilleur échange) et également de ceux du sol sec

(confinement), il est possible de combiner les deux en créant une zone de sol artificiellement humidifiée à l'intérieur d'un environnement sec, cette zone étant limitée hydrauliquement par une couverture imperméable et thermiquement par une isolation latérale et superficielle.

L'inconvénient de cette méthode est qu'elle exige beaucoup d'eau; ce qui, en région aride, pose un problème.

3.2.2.4. Serpentins horizontaux

Les serpentins sont déposés en nappes dans une fouille avec excavation complète ou par tranchées.

Ce système utilise une épaisseur de sol de 1 à 5 m en général, sur une surface importante.

La faible profondeur de ce stockage permet d'une part l'utilisation d'un sol relativement homogène et, d'autre part, de profiter de l'élévation de la température de l'air pendant l'été par échanges convectifs et conductifs avec l'atmosphère.

La mise au point de machines à chaînes pour creuser les tranchées / 80 / permet actuellement de concurrencer les serpentins verticaux en ce qui concerne le temps de mise en oeuvre et le prix de l'excavation.

3.2.2.5. Serpentins verticaux

Des tubes en élastomère sont enfouis dans des puits verticaux creusés par des engins classiques de forage / 80 / , / 70 /.

Ce système utilise une épaisseur de sol de 10 à 20 m en général, sur une surface faible; ce qui permet son application dans un petit terrain (jardin, par exemple).

Les *désavantages* des serpentins verticaux sont d'une part, que l'on peut rencontrer une couche rocheuse (ce qui pose des problèmes de

forage) et, d'autre part, que les températures d'été ne peuvent plus agir sur le sol en dessous de 5 m environ.

L'emploi d'engins de forage classiques améliore légèrement le coût de ce type de stockage par rapport aux échangeurs horizontaux qui, souvent, exigent une excavation complète.

Remarquons néanmoins que les machines vibrantes / 70 / ne sont utilisables qu'en sol meuble.

3.2.2.6. Systèmes hybrides

Des systèmes hybrides, composés à la fois de serpentins horizontaux et de serpentins verticaux (/ 77 / , / 78 / , / 79 / , / 80 /), permettent de profiter des avantages des deux méthodes.

3.2.3. UTILISATION D'AQUIFERES.

La présence d'eau dans le sous-sol, à première vue, semble favorable au stockage thermique : la chaleur peut facilement être introduite dans le sol par circulation d'eau chaude / 34 /.

De plus, la conductivité thermique du sol contenant de l'eau est du même ordre de grandeur que celle du sol ordinaire et permet donc le même confinement de la chaleur.

Autrement dit, le stockage en aquifère allie à la fois les avantages du stock en cuves d'eau et du stock en terre.

Certains *inconvénients* évidents, liés aux phénomènes convectifs de circulation d'eau, limitent cependant leur emploi :

- si l'aquifère possède un flux horizontal (vitesse de Darcy non nulle), il y a une perte thermique latérale (aquifère non confiné);
- l'eau chaude étant moins dense, il existe une possibilité de convection verticale.

Par ailleurs, l'emploi d'aquifères pose des problèmes de pression à températures élevées.

Enfin, l'équilibre chimique et biochimique entre l'eau et le sol étant fonction de la température, on peut rencontrer des problèmes d'obstruction, de corrosion, de développement microbien, de dissolution de sel, de création de fissures, etc.

La définition exacte d'un aquifère est délicate : c'est ainsi que l'on peut considérer comme aquifère une couche de graviers mélangés à l'eau [73], alors qu'une couche d'argile saturée n'est en général pas appelée un aquifère.

Notons qu'un recensement des sites belges [72] et hollandais [76] montre la présence de nombreux aquifères propres au stockage thermique dans nos régions.

Il existe des aquifères superficiels, situés à quelques mètres sous la surface du sol et il existe des aquifères plus profonds où, en général, les problèmes de migrations hydraulique et thermique sont plus faibles. On juge qu'une profondeur de 50 m est en général une limite pour l'exploitation d'un aquifère.

Le système d'injection et de puisage d'eau chaude est variable.

- Il existe des systèmes où deux zones différentes de l'aquifère sont utilisées : l'une pour l'injection en été et l'autre pour le puisage en hiver. Chaque zone est munie d'un puits effectué par forage (doublets de forage) : le puits " chaud " et le puits " froid ".
- Il existe des systèmes à puits unique où le même puits sert à la fois pour injecter l'eau chaude l'été et pour récupérer cette eau en hiver.

Le taux de récupération de la chaleur peut être supérieur à 70 % dans le cas du doublet de forages, d'une épaisseur d'aquifère supérieure à 12 m, situé à plus de 8 m de profondeur et d'un rayon équivalent de cylindre chauffé supérieur à 60 m [74].

L'eau et le terrain étant gratuits, les seuls frais sont représentés par l'investissement en matériel de forage et de pompage de l'eau. Zegers [5], se basant sur des études réalisées en Suède et au Danemark, calcule un investissement de 100 F.B. / LOE, c'est-à-dire environ 3 F.B. le MJ stocké.

3.2.4. RECIPIENTS REMPLIS DE CAILLOUX.

Des cailloux peuvent également être empilés, soit dans des récipients aériens [14], soit dans un espace au niveau du sol ([4], [9]) qui peut être naturel, sous la forme d'une petite crique par exemple, ou artificiellement creusé. Dans les deux cas, on essaye de prévoir dans le stockage une pente vers le Sud pour profiter de l'ensoleillement direct. Ce type de stockage est utilisé quasi exclusivement avec l'air comme fluide caloporteur, aussi bien en charge qu'en décharge.

Les cailloux doivent être choisis suffisamment petits afin de minimiser les gradients de température à l'intérieur d'un caillou pendant les processus de charge et de décharge du stockage. Néanmoins, les cailloux de trop petite taille doivent être éliminés afin d'éviter de combler les vides, ce qui aurait pour conséquence d'augmenter à la fois les pertes thermiques et les pertes de charge. Un diamètre de caillou de 15 à 50 mm semble être un bon choix pour un stockage journalier, alors qu'un stockage intersaisonnier pourrait employer des blocs de 300 à 500 mm de diamètre.

Notons ici, qu'à l'inverse du stockage dans le sol ou dans l'eau, le stockage dans les cailloux est un milieu inhomogène (air + roche) et que la diffusion de la chaleur à travers le volume de stockage se fait plus par convection que par conduction [15].

Comme dans les stockages par cuves d'eau, le *fluide chaud* (ici, l'air) pénètre (ou sort) par le haut et le *fluide froid* est récupéré (ou admis) en dessous, de façon à favoriser la stratification.

L'utilisation de cailloux, comme milieu de stockage, présente les *avantages* suivants [14] :

- la roche est non toxique et ininflammable;
- la roche n'est pas chère;
- la roche agit à la fois comme surface d'échange et comme milieu de stockage, évitant ainsi l'emploi d'échangeurs;
- le transfert de chaleur entre l'air et la roche est bon, à cause des surfaces d'échange élevées;
- les pertes par conduction sont faibles, à cause de la petite surface de contact entre cailloux;
- les stockages dans des cailloux peuvent être utilisés pour humidifier l'air en y vaporisant de l'eau.

Les *inconvenients* sont les suivants :

- à part l'utilisation d'échangeurs air-eau (peu performants) pour l'extraction de chaleur, ces stockages ne sont valables que pour des systèmes de chauffage à air;
- les inhomogénéités de taille et de forme des cailloux entraînent des " *channelings* ", c'est-à-dire des passages préférentiels de l'air dans certaines portions du stockage et une mauvaise répartition de la chaleur;

- pour un même volume, le poids de cailloux est supérieur au poids de terre ou d'eau;
- le stockage dans les cailloux n'est pas très adapté pour le stockage à long terme.

Si l'on considère une roche calcaire,

la densité est 2 483 kg / m³ ,
 la chaleur spécifique 908 J / kg K ,
 la conductivité thermique 1.3 W / m K .

La capacité thermique réelle de la roche calcaire est donc :

$$\rho C_p = 2.25 \text{ MJ} / \text{m}^3 \text{K}$$

Or, selon Philipps [24], un lit de cailloux de 2 cm de diamètre possède environ une fraction de vide de 30 %, si bien que 1 m³ de stockage représente 0.3 m³ d'air et 0.7 m³ de roche.

Etant donné la faible capacité thermique de l'air, la capacité équivalente du stockage représente : $0.7 \times \rho C_p = 1.6 \text{ MJ} / \text{m}^3 \text{K}$, soit environ le tiers de la capacité de l'eau.

Pour stocker un mégajoule avec un ΔT de 10 K, il faut donc 63 litres de stockage, soit environ 110 kg.

Selon Mustacchi [4], le coût du récipient pour un stockage de cailloux est environ la moitié de celui pour un stockage d'eau, soit de 750 à 2 500 F.B. le m³, auquel il faut ajouter 250 à 500 F.B. le m³ pour les cailloux et le remplissage.

Ceci correspond donc à un total de 1 000 à 3 000 F.B. / m³, soit, pour un ΔT de 10 K, entre 60 et 150 F.B. / MJ stocké.

Selon Zegers [5], le prix du mégajoule stocké dans les cailloux serait de 30 à 70 F.B..

3.2.5. LAGUNES SOLAIRES.

La lagune solaire (*solar pond*) a été mise au point pour la première fois par Tabor de la " *Scientific Research Foundation* " de Jérusalem [17].

Il s'agit d'un bassin rempli d'eau dans lequel un gradient artificiel de densité est maintenu au moyen d'un gradient de concentration de sel en solution à partir du bas vers la surface supérieure.

Ces bassins ont une profondeur de 1 ou 2 mètres et leur surface inférieure sombre agit comme *collecteur solaire* pour les radiations à faible longueur d'onde qui pénètrent dans l'eau.

Une concentration élevée en sel dans les couches inférieures y crée une zone thermiquement conductrice, par rapport à une zone plus isolante dans les couches supérieures où l'eau est pratiquement pure.

L'eau chauffée par le soleil au niveau inférieur ne remonte pas, comme dans un stockage par cuve classique, puisqu'elle rencontre cette couche isolante.

Il se crée donc dans le bassin un gradient de température inverse au gradient habituel : basse température en haut, température élevée en bas; il s'agit d'une *structure non convective*. Les différences de température ainsi obtenues sont de l'ordre de 60 K pour une hauteur d'un mètre.

Le déstockage est réalisé au moyen d'un *échangeur* placé au fond de la lagune ou par *décantation* de la couche chaude.

Ces bassins peuvent représenter une surface de plusieurs hectares, ce qui entraîne des stockages de plusieurs dizaines de milliers de mètres cubes.

Les *avantages* d'un tel système sont les suivants :

- il allie à la fois le collecteur solaire et le stockage, ce qui limite les pertes thermiques et les coûts d'investissement qui sont, selon Tabor, 10 fois moindres qu'un système solaire classique;

- il est simple et ne demande que fort peu d'entretien;
- il est adapté à la fois pour les stockages à court et à long termes, selon la surface envisagée.

Les *inconvénients* sont les suivants :

- le système n'est applicable que dans les pays chauds, profitant d'un ensoleillement régulier et d'une température élevée;
- il nécessite de grandes surfaces qui doivent rester libres;
- il nécessite de grandes quantités de sel : environ 300 kg par m³.

Le coût de construction des lagunes solaires est environ de 1 000 à 1 500 F.B. le m² [4], soit 1 000 à 1 500 F.B. /m³ pour une lagune de 1 mètre de profondeur.

Si on envisage le système complet, l'avantage est nettement en faveur d'un tel système puisqu'il permet d'économiser les collecteurs solaires dont le prix est situé entre 10 000 et 15 000 F.B. /m².

La limitation de ce stockage est due aux quantités importantes de sel à mettre en oeuvre.

Si on choisit le sel le moins cher (Mg Cl₂), il faut ajouter à l'investissement de la construction un coût de 2 250 F.B. /m³, soit un total d'environ 3 500 F.B. /m³.

Si on considère effectivement un ΔT de 60 K en fin de saison, on pourrait arriver à un coût de 10 à 15 F.B. le MJ stocké.

3.3. STOCKAGES PAR CHALEUR LATENTE.

3.3.1. GENERALITES.

Le terme " *stockage par chaleur latente* " s'applique souvent au stockage sous forme de chaleur de fusion dans des substances qui subissent la fusion et la solidification à un niveau de température donnée / 10 /. Cependant, plus généralement, il s'applique aussi aux substances qui subissent une transformation / 4 / :

- *solide - solide*;
par exemple le diaminopentaerythrol se transforme à 69°C par absorption de 184 kJ/kg,
il s'agit d'une *chaleur de cristallisation*;
- *solide - liquide*;
par exemple, l'eau fond à 0°C par absorption de 334 kJ/kg,
il s'agit d'une *chaleur de fusion* (ou *solidification*);
- *liquide - gaz*;
par exemple, l'eau s'évapore à 100°C par absorption de 2 260 kJ/kg,
il s'agit d'une *chaleur de vaporisation* (ou *liquéfaction*);
- *solide - gaz*;
par exemple l'iode sublime à la température ambiante par absorption de 245 kJ/kg,
il s'agit d'une *chaleur de sublimation* (ou *solidification*).

Bien que les transformations " liquide - gaz " sont associées généralement à des chaleurs latentes beaucoup plus élevées que les transformations " solide - liquide " ou " solide - solide ", les problèmes pratiques de stockage d'une phase gazeuse et la nécessité d'employer des récipients

pressurisés limitent leur emploi. Dans la plupart des cas, un stockage par chaleur latente s'appliquera à des substances passant, de façon réversible de l'état solide à l'état liquide; c'est à ce type de substances que sera limitée la discussion qui suit.

3.3.2. CRITERES DE CHOIX.

Les systèmes de stockage par chaleur latente doivent satisfaire un certain nombre de critères / 10 /, d'ordre :

THERMODYNAMIQUE

- Un point de fusion dans la zone de température désirée et le plus constant possible.
- Une chaleur de fusion élevée par unité de masse, afin qu'une petite quantité de matière puisse stocker une énergie importante.
- Une densité élevée, de telle façon que le matériau de stockage puisse être contenu dans un volume restreint.
- Une chaleur spécifique élevée, afin d'augmenter également l'effet de stockage par chaleur sensible.
- Une conductivité thermique élevée, de telle manière que les gradients de température requis pour la charge et la décharge restent faibles.
- Une fusion congruente : le matériau doit fondre complètement de telle façon que la phase liquide et la phase solide aient des

compositions identiques. Sinon, la différence de densité entre les deux phases pourrait causer une ségrégation.

- Une modification de volume limitée pendant la transition, afin qu'un récipient ordinaire et une géométrie d'échangeur simple puissent être utilisés.

CINETIQUE

Peu ou pas de surfusion pendant la solidification (c'est-à-dire que le matériau doit se solidifier exactement à son point de solidification thermodynamique, et pas plus bas) : ce qui implique un taux élevé de nucléation et croissance.

CHIMIQUE

- Stabilité chimique.
- Pas de décomposition chimique afin d'assurer au système un temps de vie important.
- Non corrosif vis-à-vis des matériaux de construction.
- Ininflammable, non toxique, non explosif.

ECONOMIQUE

- Disponible en grandes quantités.
- Pas cher.

3.3.3. TYPES DE SUBSTANCES CHOISIES.

Il est évident qu'une seule substance ne peut satisfaire tous les critères énumérés en 3.3.2. : il faudra donc extraire de la liste des candidats possibles pour le stockage par chaleur latente, la substance qui convient le mieux en fonction des critères jugés importants dans une application spécifique / 10 /.

Dans le domaine de température de 0 à 120°C, ces candidats peuvent être des *composés organiques* ou *inorganiques* avec leurs eutectiques (mélanges, alliages ayant un point de fusion fixe).

Parmi les composés organiques, deux sous-classes : les *paraffines* et les *non-paraffines*.

Les *composés organiques* possèdent une capacité de stockage par chaleur latente dans le domaine de 125 à 200 MJ/m³, tandis que celle des sels hydratés se situe entre 250 et 400 MJ/m³.

Par contre, les avantages des composés organiques, leur congruence, leur auto-nucléation, l'absence de surfusion, leur compatibilité avec les matériaux de construction, compensent largement cette différence de volume pour une même énergie stockée.

3.3.3.1. Paraffines (/ 4 / , / 10 / , / 5 /)

Les paraffines sont des composés organiques contenant des alcanes ($C_n H_{2n+2}$) et ayant une consistance de cire à température ambiante. Le point de fusion des alcanes augmente avec n , le nombre d'atomes de carbone.

Pour $14 \leq n \leq 40$, le point de fusion se situe entre 6 et 80°C.

Ce domaine de température assez large fait des paraffines des substances idéales pour le stockage par chaleur latente.

De plus, leur chaleur de fusion, comprise entre 0.15 et 0.2 MJ/kg, est relativement élevée et elles semblent se solidifier sans surfusion.

Malheureusement, pour des raisons de coût, seules les paraffines de grade technique peuvent être employées et les belles propriétés des paraffines pures sont alors dégradées de façon dramatique.

Les paraffines techniques, qui coûtent environ 10 F.B./kg (par rapport à 2 500 F.B./kg pour l'octadécane, composée uniquement d'alcane et de formule $C_{18}H_{38}$), possèdent les *inconvenients* suivants :

- zone de fusion diffuse s'étendant parfois sur une largeur de 20 K ;
- faible conductivité thermique ;
- pertes de matière lors de cycles à cause de précipitations.

Si l'on travaille avec une variation de température de 10 K autour du point de fusion, on peut estimer qu'un mégajoule d'énergie peut être stocké dans 6 litres de paraffine, soit environ 5 kg, qui coûtent 50 F.B..

3.3.3.2. Les organiques non-paraffines (/ 10 /)

Dans cette classe, seuls les " acides gras " ($CH_3(CH_2)_{2n}COOH$) sont pratiquement utilisés.

Leur chaleur de fusion est comparable à celle des paraffines.

Ils possèdent un comportement de fusion et de solidification reproductible et sans surfusion.

Leur coût est cependant de 2 à 2,5 fois celui des paraffines.

Pour un ΔT de 10 K, on a, par mégajoule stocké : 6,6 litres d'acides gras, soit 5.7 kg qui coûtent 200 F.B..

3.3.3.3. Les sels hydratés (/ 10 / , / 5 /)

Les sels hydratés, caractérisés par $M \cdot nH_2O$

où M est un composé inorganique,

forment une classe importante de substances pour le stockage de chaleur à cause de leur densité de stockage importante.

Les problèmes principaux se présentant lors de l'emploi des sels hydratés sont :

- l'*incongruence*
(ils fondent en une phase aqueuse saturée et une phase solide), qui est irréversible (c'est-à-dire que la phase solide et la phase saturée ne se recombinent plus) ;
- les *mauvaises propriétés de nucléation* qui entraînent la surfusion.

Afin d'éviter ces deux problèmes, on ajoute des agents nucléateurs, on plonge des " doigts froids " dans le sel, on agite, on emploie des microcapsules comme récipients, ...

Les sels hydratés généralement utilisés, sont :

- le $Zn(NO_3)_2 \cdot 6 \cdot H_2O$ qui fond à 36.4°C
- le $Na_2SO_4 \cdot 10 \cdot H_2O$ (sel de Glauber) qui fond à 32.4°C
- le $CaCl_2 \cdot 6 \cdot H_2O$ que Solvay utilise pour réaliser la Chliarolithe / 97 /

En moyenne, les volume, poids et coût du stockage par sels hydratés sont respectivement : 3.2 litres /MJ,
5 kg /MJ et
70 F.B. /MJ.

3.3.3.4. Les eutectiques des composés organiques et inorganiques.

Certains mélanges de composés organiques ou inorganiques possèdent un point de fusion fixe; ils peuvent dès lors être qualifiés d'*eutectiques* et ainsi être candidats dans la liste des matériaux propres au stockage par chaleur latente.

La recherche des eutectiques est relativement récente et on possède encore très peu de données de performances et de coûts.

A titre d'exemple, un eutectique composé :

- de 47 % de $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2 \cdot 4 \text{H}_2\text{O}$
- et de 33 % de $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6 \text{H}_2\text{O}$

possède un point de fusion fixe à 30°C, et ses propriétés sont :

- 4.4 litres / MJ,
- 7.4 kg / MJ et
- 35 F.B. / MJ.

3.3.4. CONDITIONNEMENT, ECHANGEURS.

La conductivité thermique des substances propres au stockage par chaleur latente est faible et la plupart d'entre elles réagissent comme des isolants thermiques.

Le transfert de chaleur est donc très lent.

L'échangeur doit donc être conçu de telle manière à accélérer les processus de charge et décharge.

Par ailleurs, afin de conserver de faibles gradients de température entre le stockage et le fluide caloporteur, les surfaces d'échange doivent être importantes.

Ces deux exigences entraînent l'utilisation d'échangeurs complexes : cylindres en mouvement, convection forcée dans la substance, ... / 10 /.

En ce qui concerne la paraffine, chaque mètre carré de surface d'échange avec de l'eau peut coûter 5 000 F.B., alors que le coût correspondant de paraffine est dix fois plus petit. Ceci montre que dans la plupart des cas, le problème de stockage par chaleur latente n'est pas le milieu de stockage, mais le coût des échangeurs / 4 /.

Une autre approche est la *micro-encapsulation*.

En effet, on estime que, pour la paraffine, le front de solidification (ou de fusion) avance environ de 4 mm par heure / 4 /.

Afin d'obtenir des temps de charge et de décharge acceptables, un moyen est donc d'encapsuler la substance " latente " dans de très petits volumes et de faire circuler le fluide caloporteur, eau ou air, sur ces capsules. De telles études sont en cours dans la Communauté européenne / 5 /.

Une dernière approche, qui semble très prometteuse, est d'augmenter la surface d'échange au maximum (sans grever les prix), en intégrant le matériau " latent " dans la construction.

C'est ainsi que Suntek au Canada / 11 / a développé le *THERMOCRETE* qui est un matériau à chaleur latente auto-portant qui peut être utilisé directement comme matériau de construction.

Le *thermocrete* est constitué de 70 % de béton cellulaire et de 30 % d'une substance " latente " qui remplit les vides.

Le ciment agissant comme une suspension dans la substance, il ne se produit aucun problème de séparation de phase.

Les principaux avantages du *thermocrete* sont que les blocs peuvent être coulés de telle façon à ménager des trous pour des conduits d'air ou d'eau et que, en plus de la fonction de stockage, la substance " latente " assure une température uniforme des murs de l'habitation.

Le prix, déjà modeste actuellement (environ 20 F.B. /MJ, soit 3 litres), pourrait encore baisser si l'usage du thermocrete se généralisait.

Avec son CASOTHERM 281, Solvay [97] approche cette manière de penser le stockage par chaleur latente, puisque son produit peut se préparer dans une bétonnière classique.

3.3.5. AVANTAGES ET INCONVENIENTS.

En résumé, les principaux *avantages* du stockage par chaleur latente sont : [5] , [9]

- le volume requis; au maximum la moitié du volume d'eau pour stocker une même quantité de chaleur (souvent le volume d'eau est même 4 ou 5 fois plus grand);
- la décharge de la chaleur à température constante; ce qui améliore le coefficient de performance d'une éventuelle pompe à chaleur placée en aval;
- la compatibilité avec les matériaux de construction;
- la mise en oeuvre possible dans n'importe quel site;
- la charge et la décharge avec n'importe quel fluide caloporteur, pour autant que l'échangeur spécifique soit prévu.

Les *inconvenients* sont les suivants :

- la nécessité d'échangeurs de chaleur qui réduisent l'efficacité totale;

- la conductivité thermique de la phase solide souvent faible;
- les problèmes de corrosion du récipient, fuites;
- les problèmes de surfusion et de ségrégation;
- la dégradation de la substance lorsque le nombre de cycles charge / décharge augmente (avantage pour le stockage inter-saisonnier où un seul cycle se présente par an);
- le coût, lorsque l'on tient compte de l'échangeur, est en moyenne de 600 F.B. le mégajoule stocké, soit environ 40 à 60 fois plus élevé que les cuves d'eau.

3.4. STOCKAGES CHIMIQUES.

3.4.1. PRINCIPE.

L'idée de base du stockage chimique est simple [12]; lorsqu'un excès de chaleur est disponible, une réaction chimique endothermique est accomplie, absorbant ainsi de la chaleur dans le système. Les produits de la réaction sont alors séparés, stockés et, éventuellement transportés.

Lorsque se manifeste un besoin de chaleur, en un autre moment ou un autre endroit, les produits de la réaction sont recombines et la chaleur de la réaction redevient disponible.

Ce type d'application est appelé : " *mode de stockage* ".

C'est celui qui nous intéresse ici.

Signalons néanmoins qu'au-delà de ce type d'opération simple, il existe d'autres possibilités plus sophistiquées.

Les réactions chimiques réversibles peuvent être utilisées pour améliorer la qualité de la chaleur en augmentant son niveau de température; cette opération est appelée : "*transformation de la chaleur*".

Enfin, les mêmes réactions chimiques peuvent être également appliquées dans les " *pompes à chaleur chimiques* " où une certaine quantité d'énergie de haute qualité est utilisée en combinaison avec une source de chaleur basse température (inutile sinon) afin de produire une quantité d'énergie à un niveau de température intermédiaire.

3.4.2. DIFFERENTS TYPES.

Les réactions chimiques réversibles convenant pour le stockage de chaleur peuvent être subdivisées en réactions *catalytiques* et réactions de *dissociation thermique*.

Les *réactions catalytiques* sont ordinairement des réactions gaz / gaz et l'utilisation d'un catalyseur est requis afin d'obtenir des vitesses de réactions élevées à la fois pour la réaction endothermique et pour la réaction exothermique.

Les produits de réactions sont alors transportés par gazoduc de la source vers le consommateur. C'est pourquoi ce système est encore appelé : "*conduites de chaleur chimique (chemical heat pipes)*".

Dans les *réactions de dissociation thermique*, on ajoute de la chaleur au composé solide ou liquide pour en dissocier ses éléments.

Dans la plupart des cas, un gaz est extrait et un liquide ou un solide demeure dans le réacteur. La réaction exothermique inverse se produit

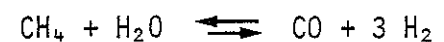
spontanément si l'équilibre est changé, soit par une diminution de la température, soit par une augmentation de la pression. Dans ce cas donc, les produits de la réaction doivent être séparés et stockés individuellement de façon à éviter une réaction inverse incontrôlée.

Nous allons citer quelques exemples d'utilisation du stockage chimique.

3.4.2.1. EVA/ADAM

Sans aucun doute, le système de *stockage chimique* le plus développé actuellement, *EVA/ADAM*, a été mis au point par K F A Jülich en Allemagne, dès 1968.

Ce système utilise la réaction réversible :



qui fournit (ou demande) 205 kJ par môle, soit environ 220 MJ par m³.

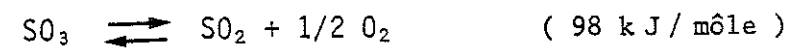
Dans "*Eve*", la conversion endothermique de méthane en oxyde de carbone est réalisée à 820°C et 31 bar.

Dans "*Adam*", la méthanisation inverse est réalisée entre 300 et 650°C et à une pression de 27 bar.

Ce système, utilisé surtout dans les centrales nucléaires, a pu également être appliqué au chauffage solaire par concentration. Malheureusement, l'efficacité thermique n'atteint même pas 50 % et, en terme d'exergie, le rendement est inférieur à 40 %.

3.4.2.2. Système SO₃

La réaction :



a été étudiée par Lurgi, en contrat avec le JRC Ispra.

La décomposition endothermique du SO₃ est réalisée à 850°C et 6 bar, alors que la recombinaison exothermique est réalisée à 550°C et 3.7 bar.

Le rendement, de 40 %, est limité par la condensation et l'évaporation du SO₃.

3.4.2.3. Système NH₃

Une étude Australienne exploite la réaction :

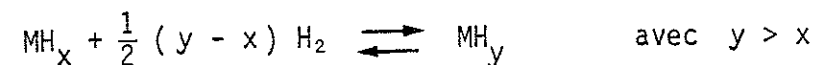


La décomposition est réalisée à 750°C et la recombinaison à 500°C. Le rendement n'est que de 27 %.

3.4.2.4. Hydrides métalliques / 13 /

On peut utiliser également les processus d'absorption et de désorption sur les hydrides métalliques.

La réaction de l'hydrogène avec un métal M pour former un hydride stable MH_y peut se traduire par l'équation suivante :



L'absorption de l'hydrogène (→) est exothermique et la désorption (←) est endothermique.

Par variation des hydrides, il est possible de couvrir toute la gamme des températures.

C'est ainsi que des hydrides tels que CaNi₅H₅ ou ZrCr₂H₄ se dissocient et se recombinaison en dessous de 100°C et possèdent une densité d'énergie stockée de 200 à 350 kJ par kg.

Le MgH₂ par contre, permet le stockage aux alentours de 400°C.

Il semblerait que l'on puisse atteindre une efficacité d'utilisation énergétique de 80 % dans certains cas.

3.4.2.5. Stockage d'hydrogène / 16 /

Le *stockage de l'hydrogène* est très prometteur.

Produit par dissociation de l'eau, qui peut se reformer ensuite au moyen de l'oxygène de l'air, l'hydrogène peut se transporter facilement et peut se stocker en très grande quantité.

Pour dissocier la molécule d'eau, on utilise soit l'*électrolyse* à 80°C qui permet de transformer l'énergie électrique en énergie chimique avec un rendement de 60 %, soit la *séparation thermochimique* où une chaleur à haut niveau de température est absorbée pour séparer la molécule et une chaleur à bas niveau de température est rejetée dans la réaction exothermique inverse.

Pour le stockage, on peut employer les mêmes techniques que pour le gaz naturel : réservoirs dans les couches aquifères, anciennes mines, cavités naturelles ou artificielles. Néanmoins, les réactions chimiques provoquées par l'hydrogène dans ce cas n'ont pas encore été étudiées.

3.4.3. AVANTAGES ET INCONVENIENTS / 5 / , / 12 /.

Les *avantages* du stockage chimique sont les suivants :

- la densité d'énergie importante : entre 0.5 et 4 GJ/m³
- la décharge de la chaleur à température constante;
- le stockage des produits de la réaction à température ambiante pour une durée théoriquement infinie;
- la possibilité de transporter la chaleur stockée.

Des *inconvenients* importants limitent néanmoins l'emploi de ce type de stockage actuellement. Parmi ceux-ci, notons :

- le coût particulièrement élevé, dû à la complexité de l'installation (de 80 F.B. à 650 F.B. / MJ);
- l'efficacité thermique très basse en général;
- la nécessité de mener une recherche intense afin d'obtenir des informations sur la cinétique des réactions, les problèmes de corrosion, ...

3.5. RESUME ET CONCLUSIONS.

Le tableau 1 reprend le résumé comparatif des caractéristiques des différents modes de stockage envisagés dans ce chapitre.

TABLEAU 1

TYPE DE STOCKAGE	VOLUME PAR MJ STOCKE litres / MJ	POIDS PAR MJ STOCKE Kg / MJ	PRIX PAR MJ STOCKE F.B. / MJ	REMARQUES
Cuves remplies d'eau	24	24	15	Fortes variations selon le type de cuve, l'isolation
Stockage dans le sol	50	100	2.5	Prix influencé surtout par la mise en oeuvre
Aquifère	24	24	3	L'influence de la terre sur le stockage est variable
Cailloux	63	110	70	Fortes variations selon le type de cailloux, de récipient
Lagunes solaires	24	24	13	Servent en même temps de stockage et de capteurs
Paraffines	6	5	650	L'essentiel du prix = échangeur
Acides gras	7	6	800	
Sels hydratés	3	5	670	
Thermocrite	3	6	20	Peut remplacer les blocs de béton
Stockage chimique	1	0.5	350	Encore en pleine recherche

Les prix indiqués sont en général des prix totaux, récipient, échangeur et mise en oeuvre compris.

En ce qui concerne les stockages par chaleur sensible, on a choisi une variation de température de 10 K.

Il est évident qu'une plus grande variation serait à l'avantage du stockage par chaleur sensible par rapport au stockage par chaleur latente ou au stockage chimique.

Les volumes, prix et poids cités sont des moyennes pour le type de stockage considéré entre les différentes variantes du système et entre les différents auteurs. Les variations sont parfois supérieures à 200 %, mais les valeurs données peuvent néanmoins fournir un ordre de grandeur utile.

Le tableau 1 comparatif montre que le *stockage chimique* est de loin *le plus compact et le plus léger*, mais il faut remarquer qu'il met en oeuvre une installation chimique complexe qui, elle, est relativement lourde et volumineuse.

Au point de vue *prix*, l'avantage est au *stockage dans le sol et dans les aquifères* au détriment du stockage par chaleur latente surtout. Cependant, un matériau du type "*thermocrete*" se classe honorablement et il pourrait, à l'avenir, concurrencer le stockage dans le sol ou dans l'eau.

Cette dernière remarque, à notre avis, est fort importante.

L'avenir du stockage thermique, comme d'ailleurs celui du chauffage solaire et celui des pompes à chaleur, est fortement conditionné par le souci de commercialisation en grande série, d'intégration directe à la construction et de standardisation des tailles de stockage, des échangeurs, ...

Dans la liste ci-avant, aucun coût n'est figé pour le futur et, moyennant de nouvelles découvertes ou simplement une meilleure production, l'ordre des différents types de stockage peut être tout à fait bouleversé.

Une étude de marché, réalisée aux Etats-Unis / 6 /, prouve que le marché du stockage thermique dans les bâtiments est suffisant pour économiser 80 millions de barils de pétrole par an en l'an 2000 par rapport à la situation actuelle.

Cette étude prouve également que le client américain est mûr pour commencer la commercialisation et que les systèmes de stockage ont été suffisamment étudiés. L'action principale, aux Etats-Unis, est donc portée sur le *développement commercial de stockages à faible prix*. D'autres actions, plus ponctuelles, tendent d'une part à fournir aux utilisateurs suffisamment de renseignements pour écrire un cahier des charges idéal pour le stockage thermique (transfert de technologie, centres d'information, compendia des technologies existantes, normes), et d'autre part, à agir au niveau légal et institutionnel afin d'encourager l'installation de stockages thermiques (diminution du prix de l'électricité en cas de stockage, financement, ...).

Pour le futur, les études techniques encore entreprises le seront essentiellement dans le domaine des matériaux à changement de phase et de leur utilisation dans la construction des bâtiments / 6 /, / 7 /.

En ce qui concerne l'Europe / 5 /, quelques études portent sur l'amélioration des stockages chimique et par chaleur latente et un effort important est réalisé pour augmenter l'ampleur des projets : stockages de grandes dimensions pour chauffage urbain, pour immeubles à appartements, ...

Enfin, au vu des différents projets et de l'évolution du stockage thermique vers l'utilisation des milieux naturels comme le sol ou les aquifères, il semble urgent de développer des études concernant les éven-

tuelles modifications écologiques du stockage intersaisonnier : corrosion dans le sol, modification de la température dans de très grands volumes, modification de l'équilibre chimique et biochimique de l'eau et du sol, contraintes mécaniques dans le sol, ...

Ces études devraient déboucher sur un règlement d'utilisation des espaces souterrains avant qu'il ne soit trop tard pour réagir.

4. QUEL STOCKAGE UTILISER ET COMMENT L'APPLIQUER ?

4.1. DIVERSES APPLICATIONS DU STOCKAGE.

Quel type de stockage employer pour une application particulière ?

Quelle serait la taille optimale de celui-ci ?

Le stockage doit-il être journalier ou saisonnier ?

Quel niveau de température adopter pour le stockage ?

Ces questions devraient trouver une réponse au terme des recherches sur le sujet. Il serait intéressant de fournir à l'utilisateur un certain nombre de conseils pratiques et de règles de dimensionnement en matière de stockage thermique.

Quoiqu'il en soit, certaines tendances se dessinent dès à présent / 2 /.

En ce qui concerne l'utilisation de la pompe à chaleur, la nécessité d'employer, du côté de la source froide comme du côté de la source chaude, un stockage thermique semble évidente. Afin d'améliorer le coefficient de performance de la pompe à chaleur, il est souhaitable

que ce stockage garde une température constante, ce qui rend particulièrement attractifs les stockages chimique et par chaleur latente. La fusion de la glace à 0°C est, par exemple, déjà utilisée pour stocker l'énergie du côté de la source froide.

Dans le domaine de la production d'énergie électrique, le mode de stockage par chaleur sensible est dès à présent appliqué dans certains pays. Un exemple est l'Angleterre, où l'on trouve des unités construites à base de briques d'oxyde de fer. Le stockage de l'électricité " hors pic " constitue certainement un champ d'application dont le développement sera rapide et il serait intéressant de développer des modes de stockage plus sophistiqués en utilisant, par exemple, la chaleur latente.

Le nivellement des installations de puissance thermique est déjà assuré à présent par le stockage de l'énergie dans des réservoirs d'eau de grande dimension : de 10 000 à 1 000 000 m³.

L'utilisation de l'énergie en cascade exige des stockages à différents niveaux de température afin de conserver l'exergie; le stockage chimique possède un avenir assuré dans ce domaine.

Le stockage chimique s'impose également là où il faut transporter l'énergie, même sur de très longues distances.

4.2. TAILLE DU STOCKAGE POUR LE CHAUFFAGE SOLAIRE.

En ce qui concerne le stockage solaire, il y a divergence entre l'optimum économique et l'optimum énergétique.

Mustacchi / 4 / se base sur une étude de probabilité au moyen d'une simulation stochastique des séquences de radiation solaire globales horaires pour minimiser le coût du stockage, la surface des collecteurs

solaires, la quantité de combustible d'appoint et pour maximiser la durée de vie du système. Sur base d'un compromis purement économique, une des conclusions de son étude est qu'il n'est pas rentable de stocker l'énergie solaire pour une période excédant une journée. Toujours théoriquement, il trouve que la capacité idéale du stockage par cuves à eau est de 10 à 30 litres par m^2 de collecteurs. La valeur de la littérature (70 à 100 L/ m^2) ne serait valable que pour de grandes surfaces de collecte (100 ... 1 000 m^2).

En ce qui concerne le rapport du volume de stockage à la surface de collecteurs (V/S), nous renvoyons le lecteur à un excellent ouvrage de Châteauminis et al. [98], où sont présentés des abaques pratiques pour dimensionner les installations de chauffage solaire et également à la remarquable synthèse des Communautés Européennes [99] basée sur l'expérience pratique européenne.

Les conclusions générales sur l'état actuel de l'art en matière de stockage solaire [5] sont les suivantes :

- les applications de stockage les plus intéressantes se situent dans le secteur du chauffage domestique;
- le stockage saisonnier possède le potentiel le plus élevé en ce qui concerne le gain énergétique, mais la faisabilité économique est également la plus difficile à atteindre;
- les aquifères et le stockage chimique sont les meilleurs candidats pour le stockage saisonnier, mais des recherches doivent encore être effectuées afin de diminuer les coûts;
- pratiquement, tous les stockages à court terme sont économiques. En fait, pour améliorer au maximum la fraction solaire du chauffage, le stockage devrait être le plus grand possible. Pour le rendre économiquement rentable, il y a donc intérêt à regrouper un grand nombre d'utilisateurs autour du même stockage [4].

4.3. NIVEAU THERMIQUE DU STOCKAGE SOLAIRE.

Dans tous les cas, qu'il s'agisse de stockage à court, à moyen ou à long terme, le niveau de température de celui-ci est un *paramètre* primordial. Tout dépend en fait du type de captage solaire en amont du stockage et du type de distribution de chaleur en aval.

En *amont*, le niveau de température sera différent si on utilise des capteurs solaires nus sans vitrage, des capteurs plans avec vitrage, des capteurs plans sous vide d'air ou des capteurs paraboliques à concentration.

En *aval*, l'eau sanitaire exige des températures élevées, comme le chauffage par radiateur, alors qu'un chauffage par le sol ou un chauffage par ventilconvecteurs diminue le seuil de la température d'utilisation. Par ailleurs, l'emploi d'une *pompe à chaleur* permet de se contenter de stockages dont la température n'excède pas une dizaine de degrés.

Les figures 2 a et 2 b, extraites de [69], montrent respectivement les rendements de collecte des capteurs solaires basse température (sans vitrage) et haute température (avec vitrage) en fonction de la différence de température entre le fluide caloporteur dans le capteur et l'atmosphère (chiffres pour une insolation de 1 000 W par m^2).

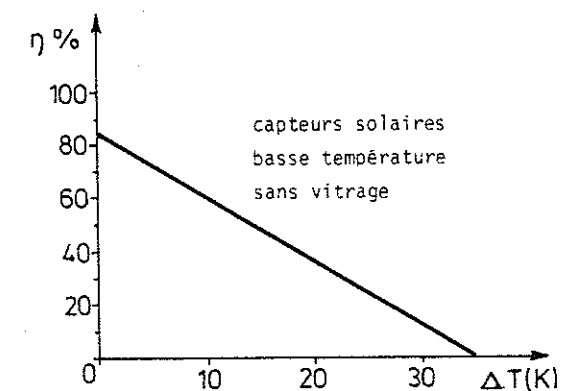


FIGURE 2 a

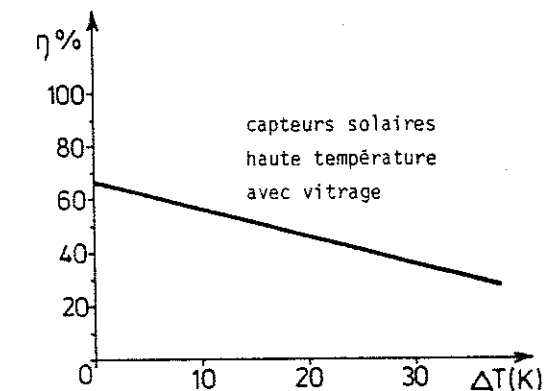


FIGURE 2 b

Sur cette figure, on remarque un avantage certain en faveur des capteurs solaires sans vitrage pour de faibles différences de température entre capteur et atmosphère, alors que l'avantage est en faveur des capteurs avec vitrage pour les différences de température élevées.

Comme les capteurs basse température sont simples et bon marché, ils constituent un choix intéressant lorsque le fluide provenant du stockage et entrant dans les capteurs est à une température proche de celle de l'atmosphère. Par ailleurs, dans les sites ventilés, ces capteurs agissent également comme *convecteurs* et ne captent plus uniquement l'énergie solaire.

Par contre, si le stockage permet une température de fluide caloporteur élevée, le choix se portera sur les capteurs avec vitrage.

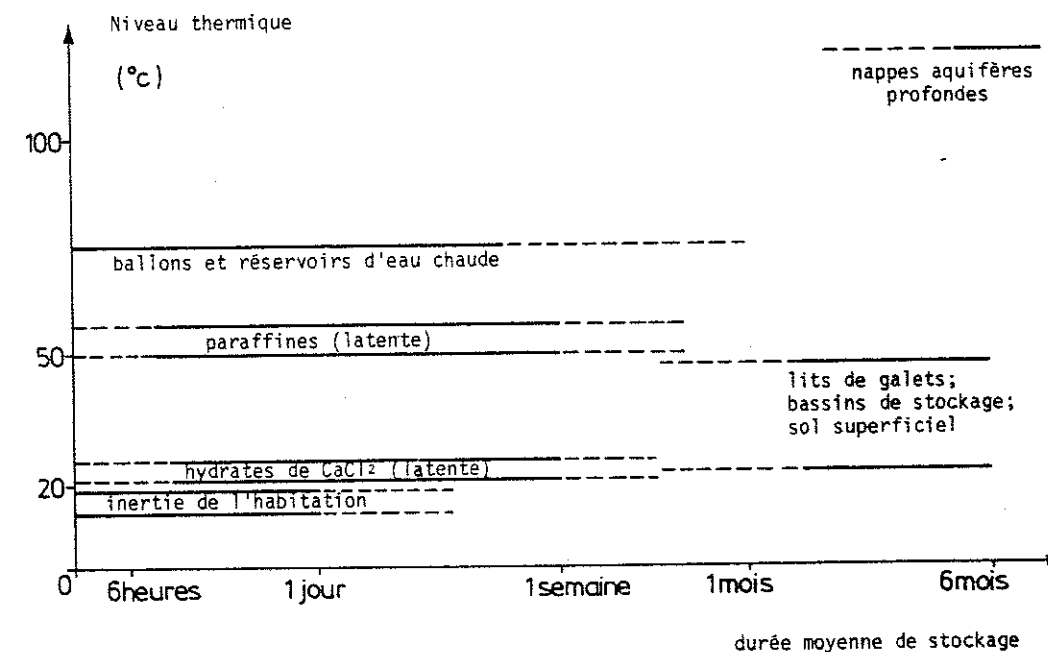
En ce qui concerne la distribution de chaleur en aval du stockage, plusieurs études [19 / , [20 / prouvent que l'utilisation de la pompe à chaleur est intéressante.

Cet ensemble de réflexions semblent orienter le meilleur choix vers un *stockage basse température* (par exemple, serpentins dans le sol, sans isolation), avec, en amont, des capteurs sans vitrage puisque les performances ne sont plus nécessaires; et, en aval, une pompe à chaleur qui permet de remonter le niveau de température de l'énergie consommée.

4.4. RESUME.

Pour terminer, la figure 3 extraite de [42 / , montre de façon synthétique la classification de quelques modes de stockage thermique suivant leur niveau thermique et la demi-durée de leur cycle charge - décharge.

FIGURE 3.



5. LE STOCKAGE SOLAIRE DE GRANDE DIMENSION PAR CHALEUR SENSIBLE : THÉORIE.

Dans ce chapitre, ainsi que dans les suivants, il ne sera plus question que des *types de stockage* qui nous intéressent plus particulièrement dans le cadre de cet ouvrage, c'est-à-dire *les stockages de grande dimension par chaleur sensible*.

Nous examinerons successivement les *aspects théoriques*, les *expériences* et le *point de vue économique* des stockages de grande dimension (inter-saisonniers surtout) dans le cas des cuves d'eau, des serpentins horizontaux et verticaux dans le sol, et des aquifères.

5.1. STOCKAGE DANS DES CUVES REMPLIES D'EAU.

5.1.1. SYSTEME ET SOUS-SYSTEMES : MODELISATION.

Le système de stockage par chaleur sensible utilisant l'eau comme milieu est constitué de plusieurs sous-systèmes :

- une cuve en béton, en métal ou en matière plastique dont les parois peuvent jouer un rôle de court-circuit thermique sur l'eau;
- des systèmes de charge et de décharge du stockage constitués soit de simples ouvertures dans la cuve, soit de tuyaux pénétrant dans l'eau, soit d'échangeurs internes, soit d'échangeurs externes;
- un milieu de stockage (l'eau) dont l'échange de la chaleur avec les parois et entre les différentes couches à l'intérieur de la masse liquide entraîne des gradients de température au sein du milieu;
- une isolation éventuelle;
- un milieu extérieur (l'air ou la terre) dont la température et les effets de convection et de conduction sur la paroi extérieure influencent le comportement du fluide stocké.

Selon le but recherché, le modèle théorique correspondant sera unidimensionnel, bidimensionnel ou tridimensionnel, statique ou dynamique, tiendra compte de la charge et de la décharge ou non, tiendra compte des pertes ou non, considèrera un stockage homogène ou stratifié, fera intervenir ou non un échangeur interne, traitera chaque sous-système individuellement ou les intégrera, ne tiendra compte que des échanges conductifs ou considèrera également la convection due au mélange,

considèrera ou non les échanges avec la paroi sous forme de pont thermique, considèrera la phase transitoire, la phase de régime ou la phase de relaxation, fera intervenir le milieu extérieur comme faisant partie du stockage ou le négligera.

Le modèle idéal devrait être tridimensionnel, dynamique et stratifié; il devrait tenir compte de tous les échanges thermiques et de tous les types de fonctionnement possibles.

Il est évident qu'un tel modèle complet devrait être manipulé par des ordinateurs puissants et bien qu'il rendrait compte exactement de la réalité, il ne permettrait sans doute pas de mettre clairement en évidence l'influence des différents paramètres sur le comportement final.

5.1.2. EQUATIONS MISES EN JEU.

Dans les modèles, parfois très différents les uns des autres, les équations mises en jeu sont toujours basées sur les mêmes lois fondamentales et les démarches de résolution employées sont souvent identiques. Ces lois sont les bases de la thermique et de la mécanique des fluides / 21 / , / 22 / , / 42 / , / 86 / .

- L'équation de continuité

$$\text{div} (\rho \vec{V}) + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0$$

où div est l'opérateur divergence du vecteur entre parenthèses

ρ est la densité du fluide considéré (kg/m^3)

\vec{V} est le vecteur vitesse du fluide considéré (m/sec)

∂ est l'opérateur dérivée partielle

t est le temps (sec)

Elle exprime la conservation de la masse dans un tube fluide : la masse entrante est égale à la masse sortante plus ce qui est accumulé.

- La loi de Fourier

$$\vec{q} = -\lambda A \vec{\text{grad}} T$$

où \vec{q} est le vecteur de flux de chaleur par unité de temps (W)

λ est la conductivité thermique du milieu (W/mK)

A est l'aire de milieu considérée (m^2)

$\vec{\text{grad}}$ est l'opérateur gradient

T est la température ($^{\circ}\text{C}$)

Elle exprime le flux de chaleur conductif dans une substance homogène résultant de la présence d'un gradient de température.

- L'équation du mouvement

(selon y par exemple dans le cas bidimensionnel)

$$\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + g \beta (T - T_0) + \nu \frac{\partial^2 v}{\partial x^2}$$

où u, v = vitesses du fluide selon les axes x, y (m/sec)

p est la pression du fluide au point (x, y) (kg/msec^2)

g est l'accélération due à la gravité (m/sec^2)

β est le coefficient d'expansion thermique du fluide ($1/\text{K}$)

T_0 est une température de référence ($^{\circ}\text{C}$)

ν est la viscosité cinématique du fluide (m^2/sec)

Elle exprime l'équilibre des forces sur un volume fluide : la somme de la force due à l'accélération locale, de la variation par unité de temps du moment de quantité de mouvement, de la force due à la pression, de la force due à la convection verticale et de la force due à la viscosité est nulle.

- L'équation de la chaleur

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div} (\lambda \vec{\text{grad}} T) - \rho C_p \text{div} (\vec{V} T) - U(T - T_{\text{ext}}) + q_i$$

comprenant, par unité de volume de fluide :

- un terme qui exprime l'élévation de la température dans le stock :

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} \quad \text{où } C_p \text{ est la chaleur spécifique du fluide (J/kgK)}$$

- un terme qui tient compte des apports conductifs dans la masse du fluide :

$$\text{div} (\lambda \vec{\text{grad}} T)$$

- un terme qui tient compte des apports convectifs dans la masse du fluide :

$$\rho C_p \text{div} (\vec{V} T)$$

- un terme qui tient compte des pertes conductives et convectives vers l'extérieur :

$$U (T - T_{\text{ext}})$$

où U est un coefficient de perte ($\text{W/m}^3\text{K}$)

T_{ext} est la température extérieure ($^{\circ}\text{C}$)

(Ce terme peut être, en général, intégré dans les termes de conduction et de convection dans les zones limites en contact avec la paroi)

- un terme qui tient compte des sources internes de chaleur (résistance électrique par exemple) :

$$q_i (\text{W/m}^3)$$
5.1.3. DEMARCHE EMPLOYEE POUR LA RESOLUTION DES EQUATIONS.

La démarche employée pour la résolution des équations est variable selon le degré de simplification qu'on veut atteindre. Si on veut arriver à un modèle analytique simple où l'influence des différents paramètres est claire, certains termes devront être négligés; par contre, si l'ensemble des termes sont gardés, il faudra opter pour une résolution numérique en considérant un maillage du stockage à une, deux ou trois dimensions. Néanmoins, la démarche générale se base invariablement sur les mêmes principes :

- une simplification de la forme des équations :

- en utilisant une fonction de courant Ψ qui satisfait l'équation de continuité, avec

$$u = \frac{\partial \Psi}{\partial y} \quad \text{et} \quad v = - \frac{\partial \Psi}{\partial x}$$

pour le cas bidimensionnel

- par transformation des variables courantes T, x, t en variables sans dimensions, avec, en général :

$$\tau = \frac{\lambda t}{\rho C_p H^2}$$

où H est une grandeur caractéristique, comme par exemple la hauteur de la cuve

$$\triangleright X = \frac{x}{H}$$

$$\triangleright \theta = \frac{T - T_0}{\Delta T}$$

où ΔT est par exemple l'écart maximum de la température du fluide

- *l'utilisation des conditions initiales et des conditions aux limites :*

- conditions initiales du type : $T(x, y, z, 0) = T_i(x, y, z)$

c'est-à-dire qu'on impose une température initiale donnée au point (x, y, z) , température initiale qui peut éventuellement être constante en tout point

- conditions aux limites

1/ soit du type : $T(0, t) = f(t)$

pour le cas unidimensionnel, où on impose une variation donnée $f(t)$ de la température en surface du stockage

2/ soit du type : $\lim_{x \rightarrow \infty} T(x, t) = T_i$

pour le cas unidimensionnel, où l'on suppose que la température du milieu loin de la surface reste toujours égale à la température initiale

3/ soit, lorsqu'un terme de pertes n'apparaît pas explicitement dans l'équation, une condition qui impose que le flux de chaleur par unité de surface, $\lambda \text{ grad } T$, aux extrémités de la cuve (par exemple : $x = 0$ et $x = H$)

soit nul (c'est le cas adiabatique où l'on suppose la cuve parfaitement isolée) ou

soit égal à un terme de perte vers l'extérieur :

$U(T - T_{\text{ext}})$ qui peut être conductif ou convectif.

Dans le cas où l'on désire une solution analytique, les équations différentielles ainsi obtenues sont résolues par des méthodes classiques (transformées de Laplace par exemple) et l'on obtient en général des solutions en exponentielles et en erf (fonction d'erreur).

Dans le cas où l'on désire une solution numérique, on divise le volume de stockage par un maillage adéquat, et on exprime, pour chaque maille du réseau les équations thermiques "digitalisées". C'est-à-dire que les dérivées par rapport au temps et à l'espace deviennent des différences finies.

Ce type de solution exige toujours l'emploi d'un ordinateur, souvent de grande dimension, car le nombre de mailles intervenant dans la résolution des équations atteint rapidement des proportions importantes si l'on exige une précision raisonnable.

5.1.4. EFFETS OBTENUS DANS UNE CUVE DE STOCKAGE.

Dans tous les cas de résolution, l'évolution de la température du fluide dans l'enceinte de stockage fait apparaître les effets suivants :

5.1.4.1. Un effet de piston / 15 / , / 26 / , / 29 /

Supposons une cuve cylindrique verticale où la quantité de chaleur est injectée à partir de la surface supérieure et où il n'y a pas de soutirage. Dans le cas idéal, si on suppose qu'il n'y a aucun mélange, on constate (figure 4) le déplacement vers le bas d'une interface de température dont la vitesse dépend du taux d'injection de la chaleur à partir du haut.

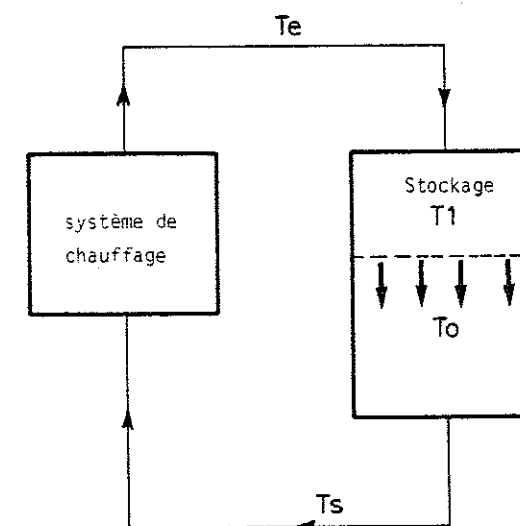


FIGURE 4

Cela signifie que la température du fluide qui quitte la cuve vers le bas et qui pénètre dans le système de chauffage ($T_s = T_o$) ne changera pas tant que tout le volume stocké n'aura pas atteint la température T_1 .

Lorsque le stockage est "rempli", la chaleur collectée "en premier lieu" atteint la sortie de la cuve et pénètre dans le système de chauffage. Si le système de chauffage est constitué par exemple de collecteurs solaires, le fluide entrant à la température T_1 est réchauffé jusqu'à un niveau de température T_2 et le déplacement du "piston" recommence avec les températures T_1 et T_2 .

Si par contre, la température de sortie du système de chauffage T_e reste constante, comme par exemple dans le cas d'une chaudière régulée, l'évolution de la température T_s de sortie du stockage évolue comme le montre la figure 5.

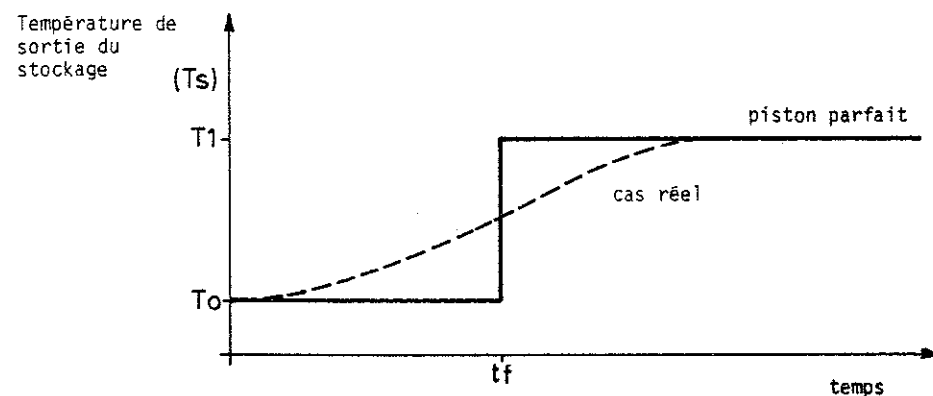


FIGURE 5

Le temps t_f de "remplissage" du stockage (*turnover time*) est fonction du rapport entre la masse d'eau stockée et le taux de chaleur injectée. En l'absence d'échangeur interne, il vaut exactement le rapport entre la masse stockée et le débit de fluide injecté (par exemple, 2 heures pour un stockage de 4 m^3 et un débit de $2 \text{ m}^3 / \text{H}$).

Notons que l'effet de piston est également observé dans le cas de la décharge, mais de façon inverse : la température de sortie descend d'un échelon après un temps t_g .

Dans le cas réel, un certain mélange est présent et l'effet du piston parfait est amorti (voir figure 5) [29].

5.1.4.2. Un effet de stratification [15 / , [23 / , [25 / , [28 /

Cet effet de piston dans un stockage sans mélange entraîne un effet de stratification thermique dans la cuve, c'est-à-dire un gradient de température positif vers le haut.

Il faut néanmoins noter que la stratification se manifeste également en dehors de la configuration "charge vers le haut" qui la favorise. En effet, les couches chaudes, moins denses auront toujours une tendance à monter, en laissant les couches froides, plus denses, dans le fond de la cuve.

Entre une stratification parfaite à deux couches comme celle de la figure 4 et un mélange parfaitement homogène où la température est identique en tout point du volume de fluide, il existe une infinité de situations possibles et la courbe réelle de stratification ne sera en général ni purement en échelon, ni purement constante, ni purement linéaire, mais sera une courbe plus complexe.

5.1.4.3. Un effet de convection naturelle [23 / , [28 / , [29 /

Supposons une cuve parfaitement isolée en-dessous et non isolée sur la face supérieure.

Dans ce cas, on pourrait supposer que la stratification normale soit modifiée dans les couches supérieures où un gradient de température inversé serait observé (température croissante vers le bas).

En effet, puisque les déperditions vers le haut sont importantes alors qu'elles sont pratiquement nulles vers le bas, on peut s'attendre au niveau de la face supérieure, à une légère chute de température.

Ce gradient de température inversé n'est jamais observé en pratique. Cela est dû au fait qu'une telle situation est instable.

Si le fluide chaud, plus léger, est en dessous du fluide froid, plus lourd, des forces de convection naturelle sont créées qui mélangent le fluide dans la partie supérieure en y créant une zone quasi isotherme (*buoyancy - induced mixing*).

Ces forces d'Archimède (*buoyancy forces*) sont très importantes dans une telle configuration de stockage car elles modifient la stratification. En effet, si dans le bas de la cuve, il existe un gradient de température relativement régulier et faible et que dans le haut de la cuve est créée une zone quasi isotherme, l'interface entre ces deux zones est sujette à des gradients très élevés et une situation proche de celle de la figure 4 est observée.

Comme lorsque le cas se présente dans les eaux marines, cette interface est appelée : "*thermocline*".

En phase de relaxation, c'est-à-dire en l'absence de flux lorsqu'on ne tient compte que des déperditions, la *thermocline* s'épaissit et on tend vers un mélange homogène.

C'est également par l'effet des forces de convection que l'on peut expliquer qu'un stockage non stratifié au départ reste homogène en se relaxant, alors que les pertes vers le haut sont plus importantes.

5.1.5. CONCLUSIONS / 15 / , / 23 / , / 25 / , / 27 / , / 28 / , / 29 / / 31 / , / 81 / , / 86 /

De ces études théoriques, un certain nombre de conclusions intéressantes et de conseils pratiques peuvent être tirés :

— Les facteurs importants dans le domaine du stockage solaire par eau chaude sont :

- E l'efficacité du système collecteur / échangeurs considéré globalement
- M le facteur de mélange, c'est le rapport de la conduction à la convection dans la cuve
- C le facteur de circulation, c'est le nombre de fois que la masse entière du stock circule à travers le système de chauffage (collecteurs) pendant une période donnée, t_s
- V / S le rapport du volume de stockage à la surface des collecteurs
- Gr / Re^2 .. le rapport entre le nombre de Grashof (proportionnel à la poussée d'Archimède, c'est-à-dire à la convection naturelle) et le carré du nombre de Reynolds (proportionnel à la force inertielle, c'est-à-dire à la convection forcée)

Pour un stockage journalier, Philipps / 25 / conseille un facteur C de circulation compris entre 1 et 3 (t_s = période de charge). Il est essentiel que C soit supérieur à 1 pour que le stockage profite au maximum des apports de la journée, mais un facteur de circulation supérieur à 3 n'améliore pas le système car il favorise le mélange (car le débit est important) au détriment de la stratification, sans améliorer de façon significative le rendement des capteurs qui plafonne lorsque le débit de fluide dépasse une certaine valeur minimum.

Si Gr/Re^2 est beaucoup plus grand que 1, cela signifie que la convection naturelle prime par rapport à la convection forcée (débit faible, cuve haute), il y a peu de mélange et une bonne stratification.

A l'inverse, si Gr/Re^2 est négligeable par rapport à l'unité, c'est la convection forcée qui prime, entraînant un mélange quasi homogène.

- Beaucoup d'auteurs (/ 23 / , / 25 / , / 26 / , / 27 /) conseillent de placer un diffuseur à l'injection du fluide.

Il s'agit d'une sorte de tamis ou simplement de trous percés dans le tuyau d'injection de façon à diminuer la quantité de mouvement du fluide pénétrant dans la cuve.

Lorsqu'un bon diffuseur est placé, on observe en général une très bonne stratification et l'analyse théorique peut négliger les gradients horizontaux de température, c'est-à-dire qu'une analyse unidimensionnelle suffit.

Pissavin / 29 / remarque néanmoins qu'il subsiste un brassage du fluide lors du soutirage, même lorsqu'un diffuseur est présent.

- Mancini / 14 / conseille, pour améliorer la stratification, d'augmenter le rapport de la hauteur à la section horizontale de la cuve et d'augmenter le diamètre des conduites d'injection et de soutirage.

Il décrit également un procédé hollandais qui consiste à prévoir à l'injection du fluide, un tuyau souple de même densité que l'eau qui se déplacera verticalement vers le haut ou vers le bas selon la densité du fluide injecté, c'est-à-dire selon sa température, en améliorant donc la stratification.

- Jaluria / 23 / remarque que si la stratification est réalisée artificiellement en ajoutant, par le haut de la cuve, une quantité d'eau chaude donnée, la stratification sera surtout fonction du rapport de la quantité d'eau chaude ajoutée à la quantité d'eau froide déjà présente dans la cuve, beaucoup plus que de la différence de température entre l'eau chaude et l'eau froide.

- Le même auteur observe, lors de la relaxation, que la stratification disparaît d'abord, par une diminution du gradient de température : les couches froides du dessous s'échauffent au détriment des couches chaudes supérieures qui refroidissent. C'est seulement lorsque le mélange est quasi homogène que la température moyenne du stockage décroît.

- Il semble que la paroi joue un rôle important / 28 / à la fois comme court-circuit thermique et comme capacité, ce qui tend à diminuer la stratification. Il y a donc intérêt à diminuer l'épaisseur de la paroi de la cuve, ainsi que sa chaleur spécifique et sa densité.

- En ce qui concerne l'isolation, il semble que lorsque celle-ci dépasse une certaine épaisseur minimale, le gain marginal pour une épaisseur supplémentaire est faible / 25 /.

- Nayak / 31 / observe qu'une feuille réfléchissante avec un facteur d'émissivité ϵ de .03 à l'extérieur d'un espace d'air de 5 cm d'épaisseur est pratiquement équivalente, dans son expérience spécifique, à 5 cm de laine de verre.

5.2. STOCKAGE DANS LE SOL : SERPENTINS ET AQUIFERES.

5.2.1. ASPECTS PHENOMENOLOGIQUES DU STOCKAGE DANS LE SOL.

Par rapport au comportement décrit par les équations propres au stockage dans l'eau, celui du stockage dans le sol fait intervenir certains phénomènes spécifiques.

5.2.1.1. Diffusion de la chaleur dans le sol / 33 / , / 34 / , / 65 /

Le sol constitue déjà naturellement un remarquable réservoir de stockage de l'énergie solaire. Absorbant le rayonnement solaire à partir de la surface libre, il stocke la chaleur durant l'été et atteint au début de l'automne une température à deux mètres de profondeur supérieure de 3 à 4° à la température extérieure, soit 13 à 14°C dans le sud de la Belgique.

Entre le maximum de la courbe du rayonnement solaire global moyen sur un plan horizontal (en juin) et le minimum de la courbe de la température extérieure, qui correspond au maximum de la courbe des besoins de chauffage d'un bâtiment (en janvier), il existe un déphasage d'environ 7 mois. Il est intéressant, afin de compenser partiellement ce déphasage, de profiter du phénomène physique de profondeur de peau thermique, ou profondeur de pénétration des ondes thermiques, c'est-à-dire que la température du sol à 2 mètres de profondeur présente un déphasage et une atténuation par rapport à la température extérieure.

De façon empirique, on constate :

- que les variations de température s'atténuent plus on considère une profondeur importante;

- que, par contre, le déphasage avec la température extérieure augmente avec la profondeur;
- que les variations lentes (variations annuelles) sont ressenties plus profondément que les variations rapides (variations journalières), qui, elles, restent en surface.

C'est ainsi que le déphasage ou temps de retard de la température à 2.50 m de profondeur est environ 2 mois, c'est-à-dire que la température du sol y atteint son maximum deux mois après le maximum de la température extérieure (en août), soit plus de quatre mois après le maximum du rayonnement solaire. Par ailleurs, la variation saisonnière est de 3°C à cette profondeur.

Ce raisonnement nous amène donc à conclure qu'à une certaine profondeur, le sol pourrait constituer par exemple la source froide d'une pompe à chaleur, et qu'un éventuel chauffage solaire actif n'est utile que pour *régénérer thermiquement* le sol après le soutirage. C'est donc presque abusivement que l'on emploie le terme de stockage d'énergie solaire dans le cas du sol, puisqu'il constitue, à lui seul, une *source d'exergie*.

Lorsqu'on considère l'équation de la chaleur, si on néglige les termes de perte, de génération de chaleur et de convection, et si par ailleurs la conductivité thermique λ du milieu est constante, cette équation se réduit à :

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \Delta T$$

où α est la diffusivité thermique du milieu = $\frac{\lambda}{\rho C_p}$ (m^2 / sec)

Δ est l'opérateur laplacien = divergence du gradient

Ce coefficient de diffusivité α est très important dans le domaine du stockage. Il exprime en quelque sorte la vitesse de déplacement du front thermique lors d'un échange conductif.

Un petit α signifie une faible conductivité et un grand pouvoir de stockage : le front avance lentement et la chaleur " prend le temps de se stocker " dans le milieu.

Il s'agit d'un excellent milieu de stockage, mais posant des problèmes d'échange thermique avec l'extérieur. C'est le cas du bois, par exemple, où $\alpha = 8 \times 10^{-8} \text{ m}^2 / \text{sec}$

Un grand α signifie au contraire une conductivité élevée par rapport au pouvoir de stockage : le front avance vite et la chaleur " n'a pas le temps de se stocker " dans le milieu.

Il s'agit d'un milieu de stockage médiocre, mais facilitant les échanges thermiques. C'est le cas du cuivre, par exemple, où $\alpha = 1,14 \times 10^{-4} \text{ m}^2 / \text{sec}$ (plus de 1 000 fois la diffusivité du bois).

Un sol humide ($\alpha \approx 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{sec}$) représente en général un bon compromis.

Remarquons que l'inverse de α possède les dimensions d'un produit d'une résistance thermique par une capacité thermique, ce qui fournit un temps (par unité de surface). L'analogie avec l'électricité et le filtre " RC - passe - bas " est évidente : comme nous l'avons signalé plus haut, le milieu agit comme un filtre pour les variations thermiques dont la période est inférieure à $1/\alpha$ (2 heures / m^2 pour le cuivre ; 12 jours / m^2 pour le sol humide ; 5 mois / m^2 pour le bois).

En outre, les m^2 qui interviennent au dénominateur de $1/\alpha$ sont caractéristiques du carré de l'épaisseur de la couche considérée (pour un flux thermique unidimensionnel).

Cela signifie que le déphasage de la variation de température n'est pas linéaire avec la profondeur, mais varie comme le carré de celle-ci.

5.2.1.2. Le sol : un milieu poreux non saturé

/ 34 / , / 38 / , / 39 / , / 40 / , / 41 / , / 42 /

Le sol, considéré comme milieu poreux non saturé, est composé de trois phases :

- la phase solide;
- la phase liquide;
- la phase gazeuse.

Ces phases peuvent être à leur tour composées de plusieurs constituants. De plus, le fractionnement des phases entraîne l'existence de surfaces de séparation entre phases qui peuvent être considérées comme des phases non autonomes.

De par leur constitution, les milieux poreux permettent l'interpénétration des phases par filtration, la diffusion des constituants dans les diverses phases, les échanges d'énergie et de matière entre phases, le développement de réactions chimiques; ces divers phénomènes font du milieu poreux un système complexe, rarement en équilibre thermodynamique, propice aux échanges d'énergie et de matière avec l'extérieur.

Récemment, l'appel à la thermodynamique des processus irréversibles a permis de modéliser les milieux poreux en imbriquant à la fois les aspects mécaniques, thermodynamiques et chimiques des phénomènes en écrivant les bilans de masse, d'énergie interne et d'entropie pour chaque phase.

Une approche plus simple est d'utiliser les équations de continuité, de Fourier, du mouvement et de la chaleur déjà décrites précédemment, en y intégrant une capacité volumique $C = \rho C_p$

et une conductivité thermique λ équivalentes.

La valeur de C est obtenue à partir de la connaissance de la composition du sol en matières organiques et minérales.

La chaleur volumique d'un milieu poreux est égale à la somme pondérée des chaleurs volumiques des constituants du milieu, à savoir, en ce qui concerne le sol : la matrice solide, l'eau et l'air.

La valeur de C pour l'air étant très faible, elle peut être négligée.

Pour un sol ne présentant pas de matières organiques, pour une teneur en eau θ et une porosité η , nous pouvons écrire :

$$C_{\text{équivalente}} = 2.5 (1 - \eta) + 4.18 \theta \quad \text{MJ/m}^3 \text{K}$$

La conductivité thermique équivalente tient compte, pour un sol, des conductivités thermiques des éléments (solides et fluides) constitutifs du sol et d'une pseudoconductivité équivalente de l'air qui tient compte de son humidité relative.

En fait, si le sol était constitué d'une superposition de couches homogènes de phases et de matériaux différents, l'emploi d'une seule conductivité thermique équivalente pour l'ensemble au lieu des diverses conductivités pour chacune des couches, entraînerait une zone de transition plus large et un " adoucissement " des fronts thermiques en fonction de la distance.

5.2.1.3. Convection due à une circulation d'eau souterraine

Dans le cas d'un stockage thermique en aquifère ou dans un sol contenant une circulation d'eau, il faut ajouter à l'équation de la chaleur un terme de convection :

$$- \rho_f C_{pf} \text{div} (\vec{u} T)$$

où ρ_f et C_{pf} sont les densité et chaleur spécifique du fluide en mouvement

\vec{u} est la vitesse de Darcy du fluide en mouvement

La vitesse de Darcy, qui est en fait le débit volumique d'eau qui traverse une section unitaire de la matrice poreuse par unité de temps, peut être déduite de la loi de Darcy :

$$\vec{u} = - \frac{K}{\mu} \left[\text{grad } p + \rho g \text{ grad } z \right]$$

où K est la perméabilité du sol (m^2 ou darce = 10^{-12} m^2)

Par exemple, la perméabilité d'un grès est de l'ordre de 1 darce et celle d'un sable est environ 100 darces / 100, t. 3, p. 292 /.

Dans le cas général du milieu non homogène, K est un tenseur

μ est la viscosité dynamique (kg / m sec)

ρ est la pression

$\text{grad } z$ est un vecteur unitaire vertical dirigé vers le dessus

Dans cette expression, on remarque qu'en général une petite composante verticale due à la gravité est surimposée à la composante horizontale due au flux d'eau.

Lorsque l'on tient compte de la vitesse de Darcy dans la détermination du champ thermique d'un stockage, on remarque une déformation des isothermes dans le sens de l'écoulement.

Un ordre de grandeur pour la vitesse de Darcy : 10 cm par jour (environ 10^{-6} m/sec).

En plus d'une circulation d'eau souterraine, il faudrait idéalement prendre en compte les *thermomigrations* d'eau entre couches de température différentes. Celles-ci sont généralement ignorées car très délicates à modéliser explicitement faute de loi physique vérifiée.

Leur influence sur λ , ρ et C_p peut toutefois être importante. Certains essais montrent qu'il serait possible de mesurer *in situ* une conductivité thermique " en grand " qui tiendrait compte de ce phénomène (sondes à choc thermique).

5.2.1.4. Phénomène local - phénomène global / 36 / , / 37 / , / 88 /

Dans l'analyse du comportement de stocks en terre équipés de serpentins, deux phénomènes principaux doivent être pris en compte :

- 1/ le *phénomène local d'échange* entre les tubes et le sol qui détermine les puissances maximales qu'il est possible d'injecter en été ou de soutirer en hiver;
- 2/ le *phénomène global des pertes* entre le stock et le terrain avoisinant puis l'air et les épontes, qui détermine le niveau moyen de température du stock et donc ce que l'on pourrait appeler la *qualité exergetique du stock*.

Ces deux phénomènes se distinguent physiquement de deux manières pour un stock saisonnier :

- 1/ la *constante de temps* : de l'ordre de l'heure pour le phénomène local et de l'ordre du mois pour le phénomène global, les constantes de temps permettent de bien dissocier les deux phénomènes dans le temps;
- 2/ les *paramètres thermiques* : la puissance échangée entre le fluide circulant dans les tubes enterrés et le sol est proportionnelle au facteur $\sqrt{\lambda \rho C_p}$, appelé généralement *coefficient de contact* alors que les pertes de chaleur globales sont plutôt proportionnelles à la diffusivité moyenne du sol $\alpha = \lambda / \rho C_p$.

Un bon matériau de stockage par serpentins enterrés devra donc posséder un coefficient de contact aussi élevé que possible et une diffusivité aussi basse que possible. Il s'agit d'un dilemme en ce qui concerne la conductivité thermique λ .

Du fait de la grande différence d'échelle spatiale entre le système local et le système global, les méthodes numériques classiques ne peuvent s'appliquer directement à partir de la géométrie réelle du stock, le nombre de points de discrétisation devenant prohibitif.

Des solutions à ce problème peuvent être :

- ignorer le système local en imposant dans le stock des puissances introduites ou prélevées;
- simplifier le système local en admettant qu'un réseau de serpentins peut être représenté par une plaque isotherme;
- développer des éléments finis spécifiques modélisant l'effet du système local à l'échelle globale (sous-structures et facteurs d'influence);
- transformer la géométrie initiale en une géométrie telle qu'elle puisse être représentée par des éléments finis traditionnels, au moyen d'une " transformation topologique ".

5.2.1.5. Répartition de l'isolant / 36 / , / 57 /

Etant donné la taille des stockages dans le sol et l'inaccessibilité à certaines portions de la fouille, la répartition de l'isolant autour du stock est un problème plus complexe que dans le cas des cuves enterrées.

Des contraintes financières limitent souvent le volume d'isolant que l'on peut utiliser.

Il s'agit alors de répondre à la question suivante :

" Comment faut-il répartir ce volume d'isolation pour maximiser le gain procuré par le stock saisonnier ? "

Pour répondre valablement à cette question, il est nécessaire d'utiliser un programme complet de simulation de stock en terre compris dans le programme de calcul de la chaîne énergétique de l'installation.

5.2.2. CONCLUSIONS / 34 / , / 36 / , / 37 / , / 57 /

- Dans le cas d'un stockage en terre ou en aquifère, il est toujours conseillé d'extraire la chaleur stockée au moyen d'une pompe à chaleur afin de garder un niveau de température relativement bas et donc de diminuer sensiblement les pertes, tout en augmentant l'efficacité des capteurs solaires lorsqu'ils sont présents.
- Le problème du coefficient de performance de la pompe à chaleur décroissant lorsque la température moyenne du sol diminue, peut être résolu par une recharge solaire (ou autre) de la masse terrestre ou de l'aquifère en été.
- En général, si le volume du stockage dépasse un certain seuil, les performances sont insensibles à la forme et à l'isolation de celui-ci.
- Pour un système composé de serpentins horizontaux dans le sol, de capteurs solaires, d'une pompe à chaleur et d'un appoint mazout, le dimensionnement du stockage peut se faire en fonction des considérations suivantes :

- le rendement de captage solaire et la consommation électrique de la pompe à chaleur varient dans le même sens que le volume du stock;
- l'énergie solaire fournie en direct et la part fournie par la chaudière varient en sens inverse;
- cependant, la partie d'énergie traditionnelle totale (électricité + mazout) varie fort peu en fonction de la taille du stock et de la disposition de l'isolant;
- si on veut favoriser l'économie d'électricité, on optera pour un petit stockage;
- si on veut favoriser l'économie de mazout, on optera pour un grand stockage.
- En ce qui concerne l'isolation, les conseils suivants peuvent être donnés :
 - ne pas exagérer le débordement latéral de l'isolant lorsque le fond et les côtés ne sont pas isolés;
 - un recouvrement des côtés est préférable à un débordement latéral de l'isolation supérieure;
 - l'épaisseur de l'isolation supérieure doit être le double de celle de l'isolant placé sur le fond et les côtés;
 - isoler tout autour du stockage est toujours la meilleure solution.

- Le dimensionnement de l'échangeur dans le sol sera fonction des considérations suivantes :

- pour des serpentins verticaux, la distance entre tubes se calcule en fonction de la différence entre la température du fluide injecté et la température moyenne du sol et de l'évolution de la température du sol pendant la période de stockage;
- par rapport à ce calcul optimal, si la distance entre tuyaux est augmentée, le rendement diminue et si elle est diminuée, les améliorations sont faibles;
- pour des serpentins horizontaux, la longueur du tube n'influence guère le bilan annuel au-delà de 6 000 m;
- la disposition des tubes en nappes avec excavation complète est préférée à la disposition en tranchées;
- les boucles horizontales doivent être disposées plus ou moins concentriquement de manière à pouvoir créer une zone plus chaude au centre.

5.3. INDICATEURS DE PERFORMANCE / 59 / , / 60 / , / 62 / , / 87 / , / 101 /

Afin de pouvoir comparer les différents systèmes entre eux et d'apprécier leurs performances, il est utile de définir quelques indicateurs de performance pratiques.

5.3.1. L'EFFICIENCE DES COLLECTEURS (C E)

Elle est définie comme le rapport de l'énergie utile à la sortie des collecteurs solaires (directement vers l'habitation, vers le stockage ou vers un système de pompe à chaleur) à l'énergie solaire totale incidente par unité de surface des collecteurs.

Cette efficacité est fonction du débit de fluide dans les collecteurs, du coefficient de transmission du vitrage éventuel, du coefficient d'absorption de l'absorbeur, des pertes thermiques vers le bas, mais surtout de la différence de température entre le fluide dans les collecteurs et l'air ambiant extérieur.

L'efficacité des collecteurs peut être calculée instantanément, sur une base de 1 jour, d'une saison de chauffe ou d'une année entière.

5.3.2. L'EFFICIENCE DU STOCKAGE (S E)

Elle est définie comme le rapport de l'énergie récupérée du stockage directement ou via une pompe à chaleur à l'énergie reçue par le stockage des collecteurs solaires ou d'une pompe à chaleur.

Cette efficacité est en général calculée sur une base annuelle et dépend de l'isolation, de l'échangeur et du niveau de température du stockage.

Notons que, pour un stockage par le sol, l'efficacité peut être supérieure à l'unité si l'on considère que le sol peut descendre jusqu'à des températures relativement basses sans régénération solaire.

5.3.3. LE COEFFICIENT DE PERFORMANCE (COP) ET LE
FACTEUR DE PERFORMANCE SAISONNIER DE LA POMPE A CHALEUR (SPF)

Le coefficient de performance de la pompe à chaleur est le rapport de l'énergie fournie par le condenseur (source chaude) à l'énergie nécessaire au compresseur de la pompe à chaleur.

Le COP dépend essentiellement de l'écart de température entre la source froide et la source chaude.

On peut ajouter au numérateur du rapport l'ensemble des pertes thermiques du stockage et du circuit de distribution et ajouter au dénominateur l'énergie fournie par tous les auxiliaires (circulateurs, vannes, régulation); on obtient ainsi un coefficient de performance plus général concernant la génération de chaleur.

Si ce coefficient est considéré sur l'ensemble de la saison de chauffe, on parle de facteur de performance total saisonnier.

5.3.4. LA FRACTION SOLAIRE TOTALE (TOTAL SOLAR FRACTION = TSF)

La fraction solaire est définie comme le rapport de l'énergie fournie pour l'eau sanitaire et pour le chauffage de l'habitation par le système " *Capteurs solaires / stockage / pompe à chaleur* ", déduction faite des consommations des auxiliaires et du compresseur de la pompe à chaleur à l'énergie totale fournie au bâtiment (partie " solaire " et partie " appoint ").

Sur une base annuelle, elle permet donc de mesurer l'autonomie énergétique de la maison puisqu'elle mesure le rapport des énergies gratuites à l'énergie nécessaire totale. Elle dépend du type de charge, mais aussi de l'efficacité des différents sous-systèmes.

5.3.5. LA HAUTEUR CYCLIQUE DU STOCKAGE (STORAGE CYCLE DEPTH = SCD)

C'est la différence entre la quantité maximale et la quantité minimale d'énergie qui a été présente dans le stockage au cours d'un cycle annuel divisée par l'énergie délivrée par le stockage pendant ce cycle.

Comme son nom l'indique, elle est une mesure de la hauteur du cycle de stockage, c'est-à-dire de la variation annuelle de l'énergie.

Un stockage infini aurait une hauteur cyclique nulle, tandis qu'un stockage sous-dimensionné posséderait une grande hauteur cyclique.

5.3.6. L'EVOLUTION RELATIVE DE TEMPERATURE DU STOCKAGE

(*RELATIVE TEMPERATURE SWING = RTS*)

Il s'agit d'un nombre sans dimension, défini comme :

$$RTS = \frac{T_{\max} + T_{\min} - 2 T_{\text{nat}}}{T_{\max} - T_{\min}}$$

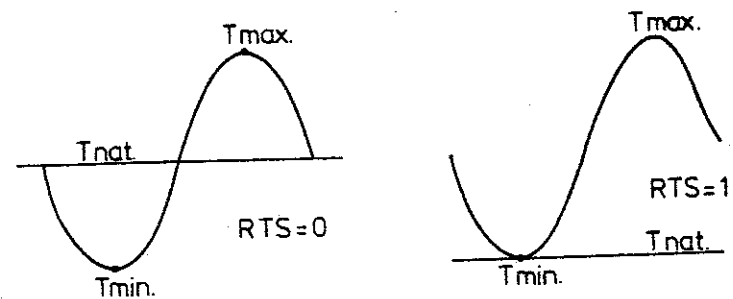
où T_{\max} et T_{\min} sont respectivement les températures maximum et minimum du stockage au cours d'un cycle

T_{nat} est la température naturelle du stockage (température du sol non perturbé pour les stockages souterrains)

Deux cas sont montrés à la figure 6 : $RTS = 0$ où la température évolue de façon symétrique autour de sa valeur naturelle et

$RTS = 1$ où la température minimale est la température naturelle.

FIGURE 6



Comme il suffit que T_{\min} soit égal à T_{nat} pour que RTS soit égal à l'unité, dans ce dernier cas, RTS ne change pas, quelle que soit la température maximale.

L'évolution relative de température est un facteur caractérisant les pertes du système. En effet, si l'on suppose que la courbe de température est une sinusoïde et que les pertes en surface du sol n'influencent pas les pertes totales, celles-ci sont identiques pour une même valeur de RTS.

Les courbes de RTS en fonction du pourcentage de pertes annuelles sont donc uniques dans ce cas idéal. Et un réseau de telles courbes, avec, comme paramètre, le volume de stockage et le type de sol peuvent être utiles pour le dimensionnement du système [87]/.

5.3.7. LA PUISSANCE ET L'EFFICIENCE DE L'ECHANGEUR DANS LE SOL.

Lorsque l'on considère un stockage dans le sol, il est intéressant de connaître, pour l'échangeur constitué de tubes enterrés, la puissance maximale délivrée par mètre d'échangeur (W/m).

L'efficacité de l'échangeur, elle, est définie comme le rapport de la puissance délivrée par / vers un mètre cube de terre du stockage à la différence entre la température moyenne du stock et la température moyenne du fluide caloporteur dans les tubes ($W/m^3 K$).

Cette efficacité est différente pour la charge et pour la décharge et varie également en fonction du temps.

6. ETUDE ECONOMIQUE DU STOCKAGE SOLAIRE COUPLE A UNE POMPE A CHALEUR.

6.1. LES CRITERES.

On constate que jusqu'à présent ce sont des critères essentiellement subjectifs qui ont poussé certains particuliers à investir dans le domaine du chauffage solaire : originalité, choix inconditionnel d'économie d'énergie primaire, protection de l'environnement, ...

Ces personnes n'ont pas hésité à investir, parfois beaucoup, dans le but d'alléger leur consommation énergétique annuelle.

C'est grâce à eux que l'on a pu mettre au point les systèmes, les améliorer et être à même de présenter des installations de chauffage de coûts plus modestes.

A présent, pour percer le marché des utilisateurs plus traditionnels, il est essentiel de leur fournir un certain nombre de critères plus objectifs au moyen desquels ils pourront comparer les systèmes.

Ces critères sont variables selon les auteurs.

6.1.1. LE TEMPS DE REMBOURSEMENT.

Le temps de remboursement (*simple payback period*) est le temps nécessaire pour que les gains cumulés en combustible réalisés grâce à l'emploi d'un chauffage solaire atteignent le surcoût initial de l'installation solaire par rapport à une installation traditionnelle.

Dans l'industrie, on considère qu'un temps de remboursement (ou " de retour ") de 3 à 5 ans est nécessaire pour justifier un produit nouveau plus efficient.

Dans le domaine solaire, le temps de remboursement était jusqu'à présent supérieur à 20 ans. En fait, 7 ou 8 ans semblerait être un bon compromis.

Le temps de remboursement accepté par une personne pour un système déterminé reste néanmoins assez subjectif car une autre personne, pour le même système, peut accepter un temps différent.

6.1.2. LE FACTEUR DE RECOUVREMENT DU CAPITAL.

Cette façon de voir l'économie solaire (*positive cash flow*) est basée sur l'idée qu'on achète un système solaire si les coûts totaux de remboursement d'emprunt, de maintenance et d'énergie sont inférieurs à ceux d'un système conventionnel. En fonction du taux d'intérêt, ce critère peut être compatible avec des temps de remboursement élevés.

Le facteur de recouvrement du capital est le rapport entre l'annuité (capital + intérêt) à payer et le montant total de l'emprunt (l'emprunt dans le cas présent est le surcoût solaire), duquel on soustrait l'éventuelle déduction fiscale des intérêts et auquel on ajoute le total des frais de maintenance et des frais divers (estimés à 2 % du surcoût). Remarque : facteur de recouvrement du capital = CRF. Pour un coût annuel initial égal à celui d'un système traditionnel (*cash flow nul*), le facteur de recouvrement doit être égal au montant requis d'économie de combustible par franc de surcoût solaire. Si ce dernier montant est supérieur au facteur de recouvrement, le " *cash flow* " est positif.

Dans le cas de " *cash flow nul* ", l'inverse de CRF est le rapport du surcoût à l'économie de combustible la première année pour arriver à un coût de fonctionnement durant cette première année égal à celui d'un système traditionnel; c'est le rapport coût / économie qui doit être environ 10 au maximum.

6.1.3. LA VALEUR ACTUALISEE DES COÛTS.

Cette méthode (*life-cycle costing*) tient compte de tous les coûts ou bénéfices qui peuvent surgir au cours du temps. Les frais consentis dans le futur ne sont pas aussi graves que les frais consentis maintenant, car dans le premier cas on peut placer l'argent équivalent en banque et en retirer un intérêt. Cependant, à cause de l'inflation, il est probable que les frais consentis dans le futur seront plus élevés qu'actuellement. Il faut donc trouver une méthode pour mettre sur le même pied tous les frais ou bénéfices se présentant à des moments différents. Dans ce but, on utilise la fonction de valeur présente (ou valeur actualisée nette) qui est définie comme le montant qu'il faut mettre maintenant de côté à un taux annuel d'épargne donné pour couvrir sur les N prochaines années une dépense annuelle qui maintenant coûte 1 F.B., mais qui est supposée monter avec un certain taux annuel.

En sommant les fonctions de valeur présente de tous les coûts et bénéfices, on peut comparer entre eux différents systèmes : la valeur présente totale devra être minimum. Un système est considéré comme amorti lorsque la valeur totale actualisée pour ce système est positive.

6.1.4. LES FACTEURS D'EFFICIENCE.

On peut définir un certain nombre de facteurs d'efficacité thermique qui peuvent être utilisés comme critères de qualité technique du système solaire.

L'optimum économique sera une maximisation de ces facteurs d'efficacité pour un coût minimum de l'énergie.

Des règles d'algèbre classique permettent de calculer cet optimum : annulation de la dérivée par rapport à chaque paramètre. Cette méthode permet d'étudier la meilleure valeur des paramètres pour maximiser le " rapport qualité / prix ".

6.1.5. LA FRACTION SOLAIRE.

Lorsque l'on trace la courbe de la fraction solaire en fonction de la taille du stockage pour une surface donnée des collecteurs solaires, on remarque essentiellement 3 régions :

- une région de *stockage diurne* ou *hebdomadaire*
(jusqu'à 0.2 m^3 de stockage par m^2 de collecteurs);
- une région de *stockage intermédiaire*
(jusqu'à $2 \dots 3 \text{ m}^3 / \text{m}^2$, selon la surface des collecteurs);
- une région de *stockage annuel*
dans laquelle la fraction solaire finit par saturer.

Les optima économiques pour un stockage diurne ou saisonnier se trouvent alors exactement aux points situés à l'intersection des zones, puisqu'ils permettent un stockage suffisant sans excéder la température maximum qu'on lui impose.

Par ailleurs, si pour ces situations optimales on trace la courbe des coûts par rapport à la fraction solaire, on remarque un minimum pour $TSF = 50\%$ pour le stockage diurne, alors que les coûts restent pratiquement constants jusqu'à $TSF = 100\%$ pour le stockage annuel. L'avantage ira donc vers un système qui permette soit un stockage diurne et une autonomie de 50% , soit un stockage annuel et une autonomie complète.

6.2. CONCLUSIONS DES DIFFERENTES ETUDES ECONOMIQUES.

Les résultats des différentes études économiques réalisées ne semblent pas cohérents à première vue : les unes donnent leur préférence aux stockages de courte durée et les autres aux stockages à long terme; les unes sont optimistes, les autres pessimistes.

Néanmoins, une conclusion que l'on peut tirer est qu'il est urgent de développer des stockages intersaisonniers dont les coûts sont très faibles pour rentabiliser les systèmes solaires. Un abaissement de ces coûts permettrait aux partisans du stockage journalier de revoir leur position à partir de nouvelles bases.

Par ailleurs, une standardisation au niveau du matériel et au niveau du dimensionnement permettrait sans doute une " démocratisation " et une " démystification " de ces systèmes de chauffage encore appelés " non traditionnels ".

BIBLIOGRAPHIE

- / 1 / KURTI, N.
Energy storage and the energy systems
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), june 1-5, 1981, pp. 3-20
- / 2 / WETTERMARK, G.
Thermal energy storage in community systems
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), june 1-5, 1981, pp. 197-218
- / 3 / WOOD, R.J.
Thermal energy storage for the recovery of industrial waste heat
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), june 1-5, 1981, pp. 219-264
- / 4 / MUSTACCHI, C. - CENA, V.
Solar heat storage : comparisons and goals
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), june 1-5, 1981, pp. 415-442
- / 5 / ZEGERS, P.
Overview of the thermal storage work within the energy R & D Programme of the European Community
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), june 1-5, 1981, pp. 443-464
- / 6 / SWISHER, J.H. - FRIER, W.A.
United States Department of Energy. Thermal energy storage program
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), june 1-5, 1981, pp. 465-500

- 7 SWET, C.J.
New directions in heat storage for buildings
Sharing the sun - Solar technology in the seventies joint conference, Winnipeg (Canada), August 15-20, 1976, vol. 8, pp. 1-3
- 8 GREEN, R.M. - OTTESEN, D.K. - BARTEL, J.J. - BRAMLETTE, T.T.
High temperature thermal energy storage
Sharing the sun - Solar technology in the seventies joint conference, Winnipeg (Canada), August 15-20, 1976, vol. 8, pp. 4-47
- 9 GIVONI, B.
Underground longterm storage of solar energy - an overview
Solar energy, 19, (1977), pp. 617-623
- 10 ABHAT, A.
Low temperature latent heat thermal energy storage
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 33-92
- 11 CHAHROUDI, D. - WELLESLEY-MILLERS
Thermocrete heat storage materials : applications and performance specifications
Sharing the sun - Solar technology in the seventies joint conference, Winnipeg (Canada), August 15-20, 1976, vol. 8, pp. 245-259
- 12 VAN VELZEN, D.
Chemical heat pipes (reversible chemical reactions at medium / high temperature)
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 93-114

- 13 BERNAUER, O. - BUCHNER, H.
Metal hydrides for heat storage of combustion and reaction processes
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 351-386
- 14 MANCINI, N.A. - SIMONE, F.
Sensible heat storage
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 21-32
- 15 *Storage of the collected heat*
Chapitre 8 d'un cours (? extrait ?), pp. 280-309
- 16 POTTIER, M.
Hydrogen production and storage
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 115-144
- 17 TABOR, H.
Short and long-term thermal storage in solar ponds
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 179-196
- 18 GILLI, P.V. - BECKMANN, G.
Thermal energy storage for peaking power generation
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 265-300
- 19 VAN DER REE, H.
Heat pumps combined with thermal storage
Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 387-414

- / 20 / DE HOE, J.M. - GEERAERT, B.
Heating of a laboratory hall by means of a soil heat pump combined with unshielded solar absorbers
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept., 1982
- / 21 / BOUCKAERT, L.
Physique mathématique et théorique
 Cours U.C.L., Librairie Universitaire, Louvain, 1961
- / 22 / PITTS, D.R. - SISSOM, L.E.
Heat transfer
 Schaum's outline series in engineering, Mc Graw-Hill, New York, 1977
- / 23 / JALURIA, Y. - GUPTA, S.K.
Decay of thermal stratification in a water body for solar energy storage
 Solar energy, 28, (1982), pp. 137-143
- / 24 / PHILLIPS, W.F.
Effects of stratification on the performance of solar air heating systems
 Solar energy, 26, (1981), pp. 175-180
- / 25 / PHILLIPS, W.F. - DAVE, R.N.
Effects of stratification on the performance of liquid-based solar heating systems
 Solar energy, 29, (1982), pp. 111-120
- / 26 / BRASSEM, J. - BROUSSE, E. - GRANDCLEMENT, P. - GRAZIANI, P. - JALLUT, C.
Problèmes de stratification dans les stocks d'eau chaude - Modélisation des régimes transitoires
 Journée sur l'énergie solaire et son stockage, F.U.L., Arlon, 24 juin 1981

- / 27 / YOUNG, M.F. - BAUGHN, J.W.
An investigation of thermal stratification in horizontal storage tanks
 Transactions of the ASME, 103, (1981), pp. 286-290
- / 28 / BLAY, D.
Evolution de la stratification thermique dans un accumulateur de chaleur sensible en phase de relaxation
 Rev. Gén. Therm. Fr., 242, (1982), pp. 125-131
- / 29 / PISSAVIN, P.
Modélisation du comportement dynamique d'un ballon de stockage solaire à échangeur interne
 Rev. Gén. Therm. Fr., 246-247, (1982), pp. 521-535
- / 30 / DE COLIGNY, M. - PECHEUX, J.
Dimensionnement et gestion optimale de stockages thermiques pour l'habitat
 Colloque international - Energie solaire : chauffage et réfrigération, SITEF, Toulouse (France), octobre 1981
- / 31 / NAYAK, J.K. - DHIMAN, N.K. - TIWARI, G.N.
Thermal optimisation of a build in storage solar water heater
 Appl. energy, 10, (1982), pp. 169-176
- / 32 / ABU-ABDOU, K. - HUSSEIN, T.
Temperature distribution in a storage tank
 Wärme-und stoffübertragung, 15, (1981), pp. 271-277
- / 33 / ROBIETTE, P.
Diffusion de la température dans le sol
 Mémoire, Facultés des Sciences, U.C.L.

- / 34 / DE MARSILY, G.
Storage in the ground
Lectures of a course on Thermal Energy Storage,
Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 145-178
- / 35 / HADVIG, S.
Transmission of heat using hot waterpipes - Part I
Lectures of a course on Thermal Energy Storage,
Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 301-326
- / 36 / HADORN, J.C. - SAUGY, B.
*Calcul et optimisation des stocks en terre -
Vers une nouvelle génération de programmes par
éléments finis ?*
Gestion énergétique, Ing. et Arch. Suisses, 24, (1982),
pp. 341-347
- / 37 / CLAESSON, J. - HELLSTRÖM, G.
Model studies of duct storage systems
IEA, Conference, Berlin, April 1981
- / 38 / BENET, J.C. - JOUANNA, P.
*Theoretical model of heat and mass transfer in non-
saturated soils with phase change*
Proceedings of internat. TNO - Symposium : " Thermal
storage of solar energy ", Amsterdam (The Netherlands),
5-6 nov. 1980
- / 39 / BENET, J.C. - JOUANNA, P.
*Phenomenological relation of phase change of water
in a porous medium : experimental verification and
measurement of the phenomenological coefficient*
Int. Journal heat mass transfer, 25, (1982), pp. 1747-1754
- / 40 / BENET, J.C. - JOUANNA, P.
*Transferts thermiques - Ecriture de la source d'entropie
dans les milieux poreux non saturés*
C.R. Acad. Sc. Paris, tome 294, 4 jan. 1982, série II,
pp. 21-24

- / 41 / BENET, J.C.
*Contribution à l'étude thermodynamique des milieux
poreux non saturés avec changement de phase*
Thèse, Univ. Sciences et Techniques du Languedoc,
Montpellier, (1981)
- / 42 / AUSSEUR, J.Y.
*Etude d'un système de stockage de chaleur inter-
saisonnier en sous-sol*
Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble,
(1980)
- / 43 / de la CASINIERE, A.
*Stockage intersaisonnier dans le sol : l'expérience
de Meylan*
Journée sur l'énergie solaire et son stockage,
F.U.L., Arlon, 24 juin 1981
- / 44 / LAZZARI, F. - RAFFELLINI, G.
A solar heating system with annual storage
The Internat. Journal of Ambient Energy, 2, (1981),
pp. 141-149
- / 45 / BREUER, W. - DYHR, R. - STRICKRODT, J.
Langzeitwärmespeicher prototyp Wolfsburg
Fernwärme internat. - Sonderdruck, n° 3322, (1981),
pp. 3-8
- / 46 / STRICKRODT, J.
Das versorgungskonzept für Wolfsburg und umgebung
Fernwärme internat. - Sonderdruck, n° 3430, (1982),
pp. 3-7
- / 47 / BREUER, W.
*Das forschungsvorhaben langzeitwärmespeicher in Wolfsburg.
Ausführung und einbindung in das fernwärmenetz*
Fernwärme internat. - Sonderdruck, n° 3444, (1982),
pp. 2-8

- / 48 / STRICKRODT, J. - BREUER, W. - DYHR, R.
Der prototyp - Dichtung und dämmung des Langzeitwärmespeichers in Wolfsburg
 Sonderdruck aus Energie, Jahrgang 34, Heft 4, April 1982
- / 49 / VAN HATTEM, D. - ARANOVITCH, E. - ACTIS-DATO, P.
Performance of a hybrid solar heating system of the solar laboratory at the JRC - Ispra
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- / 50 / BLAUDE, P. - GOLINVAL, J.C. - GOREUX, E. - HANNAY, J. - LEBRUN, Y. - NUSGENS, P.
Study of a heating system using a water-water heat pump, solar panels without covers and low temperature heat storage
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- / 51 / HADVIG, S.
Transmission of heat using hot water pipes - Part II
 Lectures of a course on Thermal Energy Storage, Ispra (Italy), June 1-5, 1981, pp. 327-350
- / 52 / KELLER, L. - BREMER, P.
Seasonal storage in a solar heating system
 Internat. Journal of Ambient Energy, 3, (1982), pp. 3-7
- / 53 / ROUSSEAU, G.
Etude expérimentale d'un système de chauffage solaire accouplant une toiture solaire, une pompe à chaleur et un stockage par tubes enterrés
 Rapport Centre de Recherche ELF AQUITAINE, (1982)

- / 54 / CHUARD, P. - CHUARD, D. - MERCIER, C. - HADORN, J.C.
Stock de chaleur en terre pour les systèmes solaires. Résultats expérimentaux
 Gestion énergétique, Ing. et Arch. Suisses, 108, (1982), pp. 210-214
- / 55 / CHUARD, P. - HADORN, J.C. - CHUARD, D.
Projet IEA - Annexe VII - Centrales solaires avec stockage saisonnier. Description générale : installation de Vaulruz
 Rapport Sorane, s.a., (1982)
- / 56 / CHUARD, D. - HADORN, J.C. - VAN GILST, J.
Central solar heating plants with seasonal storage - IEA - Task VII - Subtask 1 (e) - Preliminary system design - Vaulruz project
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- / 57 / HADORN, J.C. - CHUARD, D. - CHUARD, P.
Projet IEA - Annexe VII - Centrales solaires avec stockage saisonnier. Etude et optimisation du stock en terre de l'installation de Vaulruz
 Rapport Sorane, s.a., (1982)
- / 58 / HANSEN, K.K. - HANSEN, P.N.
Loft solar collector with heat storage in the ground under a house
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- / 59 / BRUCK, M. - BLUM, P. - HELD, E.
The solar house Obdach. Experiences with a solar ground-coupled storage system
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982

- 60 / GUSTEN, J. - BACKBERG, H.
Project perstorp - A combined surface soil and solar heating system for a group of detached houses
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 61 / SUTER, J.M. - VALENTI, P.
Some measurement results on commercial heat pump systems with solar collectors and ground storage
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 62 / RÜNZLER, H. - FANINGER, G.
Experiences with solar coupled storages with heat pumps for space heating in Austria
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 63 / DEROYON, J.P. - DESMOUCELLES, M. - MARTIN, M. - LE RAY, M. - TORGUET, R.
Some experimental results on coupled systems : air collectors, ground storage, heat pump
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 64 / RUDHOLM, B. - HULTMARK, G.
Storage of solar energy with horizontal pipes in ground
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 65 / PORTALES, B. - MARTIN, M. - TORGUET, R. - LE RAY, M.
Stockage longue durée dans le sol pour le chauffage intégral des bâtiments
 Rapport, Université de Valenciennes, (1983)

- 66 / TANAKA, T. - MIYAKAWA, Y. - YASUE, S.
Study on long-term underground heat storage with vertical storage coil
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 67 / ROSENBLAD, G.
Three years experiences from a summer stored earth-heat-pump-system
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 68 / HULTMARK, G.
First year operation with seasonal storage of 80 000 m³ clay
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 69 / MARGEN, P. - PLATELL, O.
The sigtuna project and application studies
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 70 / WIJSMAN, A.J.T.M. - de FEIJTER, J.W.
Field test to investigate the performance of an undeeep prototype seasonal heat storage system with a heat capacity for 100 solar houses using the soil as the storage medium
 Solar Energy R.D. Eur. Community, SER. A, Sol. Energy appl. dwell., 1 (1982), pp. 180-185
- 71 / MOLZ, F.J. - WARMAN, J.C. - JONES, T.E. - COOK, G.E.
Experimental study of the subsurface transport of water and heat as related to the storage of solar energy
 Sharing the sun - Solar technology in the seventies joint conference, Winnipeg (Canada), August 15-20, 1976, vol. 8, pp. 238-244

- 72 / MONTJOIE, A.
Stockage de chaleur dans les excavations à ciel ouvert ou souterraines
Revue Française de Géotechnique, 14 bis (1982), pp. 241-247
- 73 / UMEMIYA, H. - HAGA, E. - MIYAZAWA, R. - URUSHIDANI, M.
Solar energy storage and thermal use of an unconfined aquifer
Energy developments in Japan, 4, (1981), pp. 15-30
- 74 / AUSSEUR, J.Y. - MENJOZ, A. - SAUTY, J.P.
Stockage d'eau chaude dans une nappe souterraine : système à puits unique et à doublet de forages
Annales de l'Institut du bâtiment et des travaux publics, 403 (1982), pp. 10-19
- 75 / IRIS, P.
The heliogeothermal doublet : application to 224 collective apartments
Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 76 / SNIJDERS, A.
Solar collectors in combination with aquifer and heat pump
Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 77 / PONCELET, J.P.
Chauffage solaire et stockage d'énergie à la F.U.L. : première expérience belge de grande ampleur
Journée scientifique sur l'énergie solaire et son stockage, F.U.L., Arlon, 24 juin 1981
- 78 / PONCELET, J.P.
Energie solaire et stockage d'énergie à la F.U.L. - Phase 1 d'extension - Laboratoires et bureaux
Rapport F.U.L., Arlon, 1981

- 79 / PONCELET, J.P. - NICOLAS, J.
Solar assisted heat pump system and in-ground energy storage in a school building
Workshop : Solar coupled ground storages and heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 80 / BOSE, J.E.
Earth coil / Heat pump research at Oklahoma State University (U.S.A.)
Workshop : Solar coupled ground storages and heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 81 / Mc ARTHUR, J.W. - PALM, W.J. - LESSMANN, R.C.
Performance analysis and cost optimization of a solar-assisted heat pump system
Solar Energy, 21, (1978), pp. 1-9
- 82 / ANDREWS, J.W.
Cost / Performance goals for solar and ground-coupled heat pump systems
Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 83 / ARANOVITCH, E.
A simplified model for the technio-economic evaluation of a solar system coupled with seasonal energy storage and a heat pump
Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- 84 / SILLMAN, S.
Performance and economics of annual storage solar heating systems
Solar Energy, 27, (1981), pp. 513-528

- / 85 / R.P.A. (France)
Market prospects of solar assisted ground-coupled heat pumps
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- / 86 / GUO, K.L. - WU, S.T.
Numerical study of flow and temperature stratifications in a liquid thermal storage tank
 American Institute of Chemical Engineers, Heat transfer - Aiche symposium series, Milwaukee, 208 (1981), pp. 324-329
- / 87 / HULTMARK, G.
Heat losses from a ground storage, a study with subroutines from sunsyst
 Workshop : Solar coupled ground storages with heat pumps, Ispra (Italy), 14-16 sept. 1982
- / 88 / HADORN, J.C. - SAUGY, B.
Stockage souterrain de chaleur en terre humide. Développement d'un modèle de calcul et comparaison avec des mesures in situ. Mode d'emploi du programme SPIPE
 Rapport IENER, Lausanne, (1981)
- / 89 / HELLSTRÖM, G.
Model of duct storage system. Manual for computer code
 Report, Lund University, Department of Mathematical Physics, (1981)
- / 90 / ARESKOUG, M. - CLAEISSON, J.
Periodic model of duct system for ground heat storage
 Report, Lund University, Department of Mathematical Physics, (1981)

- / 91 / BENET, J.C. - POMADE, P. - HINZELIN, P.
Mesure de la conductivité thermique des sols par sonde cylindrique en régime transitoire. Etude de l'influence du mode de mise en place de la sonde
 Méthodes et équipement de mesure et d'essai. Matériaux et constructions, 10, n° 60, (1982), pp. 385-392
- / 92 / BLACKWELL, J.H.
A transient-flow method for determination of thermal constants of insulating materials in bulk. Part I : Theory
 Jour. of Appl. Physics, 25 (1954), pp. 137-144
- / 93 / VANDERHELD, E.F.M. - HARDEBOL, J. - KALSHOVEN, J.
On the measurement of the thermal conductivity of liquids by a non-stationary method
 Physica, XIX, (1953), pp. 208-216
- / 94 / DE VRIES, D.A.
A non-stationary method for determining thermal conductivity of soil in situ
 Soil Science, 73, (1952), pp. 83-89
- / 95 / de CHATILLON, M.
Bilan exergétique des installations de chauffage des locaux utilisant une pompe à chaleur
 Rev. Gén. Therm., 179 (1976), pp. 975-979
- / 96 / HOUBERECHTS, A.
La thermodynamique technique - Tome I
 Vander, Bruxelles, (1975), pp. 68-72
- / 97 / SOLVAY
Pour le stockage thermique à basse température
 CASOTHERM 281
 Solvay, Bruxelles, 1983

- / 98 / CHATEAUMINOIS, M. - MANDINEAU, D. - ROUX, D.
Calcul d'installations solaires à eau
 Edisud, Aix-en-Provence, (1979)
- / 99 / FERRARO, R. - TURRENT, D. - GODOY, R.
Performance monitoring of solar heating systems in dwellings. Executive summary and recommendations
 C.E.E., London, 1981
- / 100 / BRUN E.A. - MARTINOT-LAGARDE, A. - MATHIEU, J.
Mécanique des fluides (3 tomes)
 Dunod, Paris, 1968
- / 101 / I.E.A. - C.E.E.
I.E.A. Workshop on solar ground coupled storages with heat pumps held in Ispra (Italy)
 Ispra (Italie), 14-16 septembre 1982, Project summary.

DEUXIEME PARTIE :

ANALYSE DES SOURCES ET STOCKAGES DE CHALEUR SENSIBLE

1. INTRODUCTION

Dans cette seconde partie, on analyse de façon détaillée le stockage le plus utilisé actuellement : la chaleur sensible.

On tentera de mettre en évidence l'évolution récente des techniques, des matériaux, des prix, de la philosophie même du stockage. En effet, le stockage de la chaleur sera pris au sens large puisqu'il inclura également l'utilisation du sol comme source pour une pompe à chaleur.

On essayera de mettre en évidence cette évolution en insistant moins sur les aspects fondamentaux du stockage thermique, déjà développés dans la première partie, et davantage sur les aspects originaux des installations et de la recherche.

Cette partie se base sur plus de 300 articles, presque tous ultérieurs à l'année 1983 et pour la plupart extraits des recueils de communications de 4 conférences internationales :

- 1/ Colloque " Transfert de chaleur dans le sous-sol, applications à son exploitation thermique ",
 Paris, 14 et 15 novembre 1984.

- 2/ International Conference on " Subsurface heat storage in theory and practice ", Stockholm, June 6-8, 1983.
- 3/ Second IEA-CEC Workshop on " Solar assisted heat pump systems ", Vienna, May 8-10, 1985.
- 4/ ENERSTOCK 85, Toronto, September 22-26, 1985.

Ces quatre conférences ont rassemblé les meilleurs spécialistes mondiaux en matière de stockage thermique : une synthèse des communications présentées peut donc fournir une bonne idée de l'état de l'art dans ce domaine.

2. TENDANCES GÉNÉRALES

Ce chapitre constitue un premier aperçu de l'évolution générale du stockage de la chaleur. Il n'est pas représentatif de certains cas particuliers, mais il permet de se situer par rapport aux tendances actuelles.

Les chapitres suivants vont tenter de fournir des explications, des détails, des nuances parfois à ce canevas grossier.

2.1. HISTORIQUE

Le stockage de l'énergie thermique a pratiquement pris son réel essor dans les années 70 avec la crise de l'énergie et le succès de l'énergie solaire.

En effet, bien qu'attrayante, l'énergie solaire présente le problème du déphasage entre l'offre et la demande tant au niveau diurne qu'au niveau saisonnier.

Le stockage était donc considéré à l'époque comme une " mise en conserve " des calories solaires /218/.

De façon très naturelle, on a opté pour un milieu possédant une capacité calorifique importante : l'eau.

Comme il fallait diminuer au maximum les pertes thermiques, on a construit des récipients (métalliques, en béton, en matière plastique, ...) bien isolés, au niveau du sol.

Très vite, on a constaté que ces récipients demandaient beaucoup de place en surface et n'étaient pas toujours esthétiques : on les a donc enterrés.

Le sol avoisinant les cuves jouant le double rôle d'isolation thermique vis-à-vis de l'air ambiant et de milieu stockeur lui-même, l'isolation classique des récipients a été diminuée, puis supprimée /275/.

L'utilisation du sous-sol comme stockage a dès lors pris de plus en plus d'importance, à la fois pour des raisons économiques et pour des raisons d'économie d'énergie.

En effet, pour des volumes supérieurs à 30 000 m³, il est moins cher de construire des stockages enterrés que des stockages similaires en surface. Une roche ou un sol avec une bonne capacité d'isolation peut réduire la consommation d'énergie du stockage jusqu'à 75 % par rapport au récipient de surface /64/.

Par ailleurs, les " pertes " thermiques dans la roche ou le sol constituent un investissement pour les années futures /283/ : le milieu voisin se réchauffe et forme peu à peu une barrière thermique. Il n'est donc pas intéressant de dépenser de l'argent en matériau isolant pour les cuves enterrées.

Petit à petit, les récipients ont même été abandonnés au profit du sous-sol agissant comme seul milieu stockeur, des échangeurs enterrés permettant la charge et la décharge thermique.

Cette évolution de l'eau vers la terre ou la roche, bien qu'entraînant une diminution des coûts, a également entraîné une baisse de la température moyenne du stockage (et donc une augmentation de volume, à égalité d'énergie).

Les basses températures ont nécessité l'emploi systématique d'une pompe à chaleur pour remonter le niveau exergétique du fluide caloporteur afin de satisfaire les températures exigées par un circuit de distribution classique (40°C minimum).

Puisqu'une pompe à chaleur est nécessaire, le niveau de température du stock peut même être abaissé davantage; ce qui augmente l'efficacité des collecteurs solaires, mais qui permet également l'utilisation de sources de chaleur basse température : convecteurs sur l'air extérieur, chaleurs perdues d'entreprises, eaux résiduelles d'un ménage, etc.

Les expériences récentes vont même jusqu'à geler le sol, rendant ainsi possible la récupération de la chaleur latente de formation de la glace. A la fin de la saison de chauffe, le sol se trouve donc à une température très basse et la saison estivale permettra de le régénérer, pour revenir au moins à sa température naturelle.

La régénération peut se réaliser au moyen de collecteurs solaires ou autres, mais elle peut également être naturelle : le sol revenant à sa température normale grâce à l'énergie solaire incidente à sa surface, au flux géothermique, aux mouvements d'eau souterrains, à la percolation des eaux de pluie, ...

Le sous-sol devient donc ainsi simplement une source froide d'une pompe à chaleur et le terme " stockage " devient abusif dans le sens qu'aucune " source " au sens classique du terme n'apporte la chaleur à conserver.

L'avantage du sous-sol, par rapport à d'autres sources froides (comme l'air ambiant) pour la pompe à chaleur, est qu'il peut maintenir une température prévisible avec seulement de faibles variations à long terme. La pompe à chaleur peut donc être

dimensionnée pour cette température de façon à satisfaire la charge d'un bâtiment sans le recours d'un appoint énergétique /183/. Initialement, le couplage du sol était perçu comme un ajout à un système solaire, mais il est devenu évident qu'il pouvait être utilisé comme seule source d'une pompe à chaleur.

Remarquons que cette démarche revient au point de départ historique : l'idée de l'utilisation du sous-sol comme seule source pour une pompe à chaleur date de 1912 !

Cependant, pour des charges importantes (chauffages urbains, grands immeubles, ...), les volumes de terre ou de roche et la dimension des pompes à chaleur nécessaires deviennent démesurés si on continue à utiliser cette filière " basse température ".

Or, au-delà d'un certain seuil, il se fait que précisément, le système " classique " - collecteurs solaires haute température - stockage en eau bien isolé - système de distribution évitant éventuellement l'emploi de la pompe à chaleur - devient rentable par rapport à un système basé sur des énergies conventionnelles.

Et c'est là l'autre filière, qui se justifie uniquement pour des installations d'une certaine importance, lorsque le volume du réservoir est grand, et donc le rapport surface extérieure sur volume (S/V) petit. Dans ce cas, en effet, le coût de la construction du réservoir et de son isolation devient plus intéressant que celui d'un stockage par échangeurs enterrés couplé à une pompe à chaleur.

2.2. LES CHOIX

Il s'agira de faire un certain nombre de choix selon la taille de l'installation, la disponibilité et le niveau de température d'une source de chaleur, le coût de l'énergie d'appoint ...

Faut-il utiliser une pompe à chaleur ou pas ?

Il est certain que si on a choisi d'utiliser une pompe à chaleur, une augmentation de la température de l'évaporateur grâce à un système de stockage augmente le COP et diminue la taille du compresseur de la pompe à chaleur /22/.

Cependant, des études suédoises concernant les stockages d'eau en cavernes dans la roche couplés avec une pompe à chaleur concluent qu'il est possible d'obtenir la même fraction solaire (environ 70 % dans ces cas précis) avec un stockage mieux isolé et une distribution directe de l'eau chaude : il s'agit essentiellement d'une question d'optimum de dimensionnement /163/, /258/.

La pompe à chaleur n'est rentable que si le réservoir de chaleur est à bas prix (pratiquement : puits et tuyaux verticaux en terre ou aquifères).

Elle ne se justifie de toute façon que pour un stockage à basse température (inférieure à 40°C) et est certainement non rentable dans le cas d'un stockage à court terme /231/.

Il est certain que les conceptions d'un stockage avec ou sans pompe à chaleur sont tout à fait différentes : dès le départ, le dimensionnement est différent, les technologies mises en oeuvre sont différentes, la source d'énergie est différente, le système de distribution est différent, le calcul des investissements et des temps de retour est différent /292/.

Cela signifie qu'il ne peut être question d' " ajouter " une pompe à chaleur sur un stockage dimensionné précédemment.

Faut-il ou non isoler le stockage ?

Lorsque le rapport S/V est important, l'isolation est nécessaire /93/.

Or, ce type de rapport est utilisé en général pour des petites installations (maisons unifamiliales), lorsque justement le budget que l'on pourrait consacrer à une isolation est réduit.

Afin de conserver dans ce cas un volume non isolé, l'alternative est de travailler avec des températures inférieures à la température naturelle du sol.

Un autre choix peut être celui d'une bonne isolation autour d'un petit volume et de stocker l'énergie uniquement à court terme (quelques jours) /46/.

Lorsque S/V est petit, pour les volumes importants, l'isolation n'est pratiquement jamais rentable /64/.

Faut-il recharger le stockage en été ?

Pour les maisons unifamiliales, les prix actuels de l'énergie et des matériaux ne justifient pas une recharge du stockage : il vaut mieux utiliser un volume de terre ou de roche en dessous de la température normale du sol comme source froide d'une pompe à chaleur et espérer une recharge naturelle.

Au-delà d'une vingtaine de maisons, ou un immeuble moyen, la recharge peut être souhaitable; par exemple, une recharge par des convecteurs sur l'air extérieur permet de diminuer la longueur des tuyaux échangeurs enterrés de 20 à 30 % /46/.

Stockage diurne ou saisonnier ?

La pompe à chaleur n'est jamais justifiée pour un stockage à court terme /231/.

Les stockages haute température dans l'eau sont préférés pour le court terme, le sol et la roche pour le long terme /220/. Certains systèmes couplent les deux types de stockage : grand volume de terre muni d'échangeurs et petit volume d'eau.

2.3. LES SEUILS

Le choix de la présence ou de l'absence d'un stockage dans une installation, celui de l'isolation, du niveau de température, de la recharge, ..., est relativement complexe.

Le chauffagiste, le bureau d'études, a besoin de seuils en-deçà desquels il prend certaines décisions et au-delà desquels il en prend d'autres.

Ces seuils peuvent concerner différentes propriétés, qui bien sûr sont toutes interdépendantes.

La taille de l'installation, c'est-à-dire la charge :

Si on considère que la charge énergétique annuelle d'une maison individuelle est de 72 GJ (20 000 kWh), les références bibliographiques /23/, /182/, /248/, /275/, /187/, /232/, /136/, /218/ et /120/ permettent de fournir les conclusions suivantes :

- Pour une maison, il est conseillé d'utiliser le " plancher solaire direct ", pourvu d'une surface de captation solaire

réduite (10 à 15 m²), d'une distribution directe par dalle basse température (sans stockage), et d'une production combinée d'eau chaude sanitaire.

- Pour un petit groupe de maisons (moins de 10), une pompe à chaleur sur serpentins horizontaux enterrés sans recharge estivale ou éventuellement des collecteurs basse température est possible.
- Les tuyaux verticaux ne peuvent être rentables qu'à partir de groupes d'une dizaine de maisons.
- Au-delà d'une cinquantaine de maisons, la pompe à chaleur n'est plus indispensable et des stocks haute température avec distribution directe commencent à être possibles.
- L'utilisation d'un aquifère ne se justifie que pour des chauffages urbains d'au-moins 150 maisons.
- Le stockage saisonnier à haute température convient davantage aux grosses installations de plus de 250 maisons, à moins que le centre de stockage ne soit particulièrement isolé.
- Les réseaux de puits profonds (" boreholes ") dans la roche (100 mètres de profondeur) ne sont pas rentables pour une charge d'une centaine de maisons; par contre, à 1 000 maisons, ils sont compétitifs par rapport à n'importe quelle énergie traditionnelle.
- Les communautés complètes, incluant des charges industrielles et commerciales, et pas seulement résidentielles, constituent de meilleures cibles pour le marché de l'énergie solaire avec grands stockages

intersaisonniers : selon les études théoriques, il serait préférable que la charge atteigne au moins 36 TJ (500 maisons).

N.B. : La maison individuelle n'est prise comme unité que pour mieux visualiser les ordres de grandeur : il est évident qu'une charge de 50 maisons est équivalente à celle d'un immeuble de bureaux de 3600 GJ par an.

La fraction solaire, c'est-à-dire la part d'énergie " gratuite " :

- Lorsqu'on désire élever le niveau de température dans un stockage en terre, il faut augmenter la puissance de la source; par exemple, la surface de collecte pour des capteurs solaires.
La fraction solaire de la charge augmente donc, ce qui permet de diminuer le coût de l'installation de l'appoint de chauffage.
Cette tendance à la hausse de la température du stock est limitée par les pertes du stockage et par le rendement des capteurs solaires (s'ils sont présents); le coût du kWh fourni par le stock recommence alors à augmenter.
L'optimum semble se situer vers une fraction solaire d'environ 80 % /181/.
- Au-delà de ces 80 %, la pompe à chaleur n'est pas possible : il faut lui préférer un stockage stratifié et des collecteurs solaires haute performance /186/.
- En-deçà de 80 %, la pompe à chaleur est conseillée, et pour des fractions solaires sous 70 %, les collecteurs non

vitrés sont probablement plus rentables que les collecteurs plats conventionnels /182/.

Le volume du stockage :

- Pour un stockage dans des réservoirs d'eau, il convient d'utiliser des réservoirs de volume supérieur à 500 m³ pour optimiser le rapport surface extérieure/volume /81/.
- Les fosses en terre remplies d'eau (" earth pits ") semblent mieux convenir, par rapport aux autres types de stockage, pour des tailles de 10 000 m³ au moins /70/.

Le niveau de température du stockage :

- Pour un stockage utilisant le sous-sol comme source froide de pompe à chaleur, et des collecteurs sur l'air ambiant, les conditions optimales sont atteintes lorsque le sol peut geler au moins partiellement. Si le gel du sol n'est pas possible pour des raisons géotechniques, on peut l'éviter en augmentant la longueur des tubes et/ou la taille des collecteurs.
Une autre façon de faire serait d'utiliser un volume de stockage plus important si l'aire réservée au stock n'est pas limitée /45/.
- L'argile ne peut pratiquement être utilisée qu'avec des températures de 30°C maximum, nécessitant donc une pompe à chaleur /227/.
- En utilisant de l'eau sous pression (par exemple dans des cavernes étanches), on peut travailler à des niveaux de

température très élevés (200°C ... 300°C). Le très grand écart de température ainsi obtenu permet de stocker une énergie considérable dans un volume relativement réduit. Les pertes sont évidemment importantes, ce qui privilégie les applications court-terme pour ce type de stockage /28/.

- De toute façon, c'est la source de chaleur qui fixe le niveau de température du stockage et c'est cette température qui permet de déterminer le volume nécessaire pour une application /23/.

2.4. LES CONFIGURATIONS RETENUES

En conclusion, les tendances générales sont les suivantes /185/, /219/, /260/ :

1. Pour les petits systèmes:

- Pompe à chaleur sur collecteurs solaires basse température ou convecteurs sur l'air extérieur, sans stockage.
- ou
- Pompe à chaleur sur réseau de serpentins enterrés horizontalement à faible profondeur, sans recharge estivale.
- ou
- Pompe à chaleur sur un puits de moyenne profondeur dans la roche, sans recharge.

Employer toujours les systèmes, matériaux et technologies les plus simples possibles.

2. Pour les systèmes moyens :

- Pompe à chaleur (100 ... 500 kW) sur réseau de serpentins enterrés verticalement jusqu'à 10 ... 40 m, avec recharge estivale basse température.

3. Pour les grands systèmes :

- Collecteurs solaires haute température ou chaleurs perdues d'entreprises sur un stockage en eau enterré et bien isolé, sans pompe à chaleur.

ou

- Utilisation de sources naturelles (lacs, aquifères) comme sources froides de grosses pompes à chaleur.

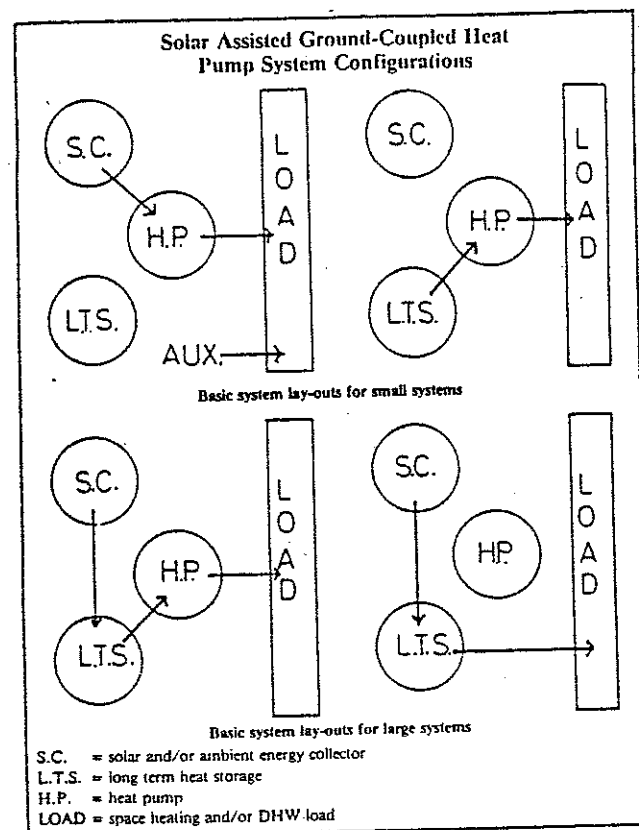


FIGURE 1

3. REVUE DES DIFFERENTS TYPES DE STOCKAGE ET DE LEURS APPLICATIONS

La typologie des stocks élaborée dans la première partie est ici étoffée compte tenu de l'évolution récente.

Ce chapitre revoit la description, l'évolution historique, les avantages et les inconvénients des différents types de stockage thermique enterré par chaleur sensible actuellement retenus, ainsi que les nouveaux usages des stockages et l'évolution des sources de chaleur.

3.1. REVUE DES STOCKAGES ENTERRES

3.1.1. L'extraction de la chaleur du sol /32/

La chaleur est stockée naturellement dans le sol et l'eau. Le niveau de température est relativement bas, aux alentours de la température moyenne annuelle de l'air dans la région considérée. L'extraction de cette chaleur demande une pompe à chaleur (figure 2).

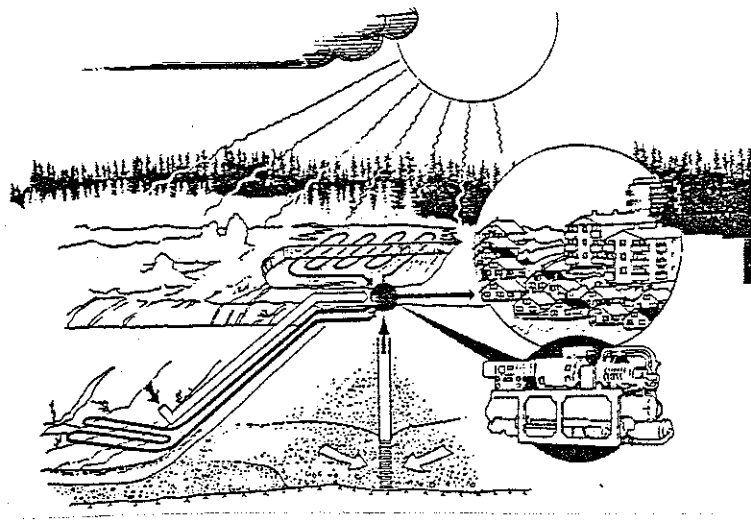


FIGURE 2

- La surface du sol :

Certains systèmes utilisent la chaleur stockée dans la couche superficielle (1 mètre approximativement) par l'énergie solaire incidente et par les précipitations pendant la saison estivale.

- L'eau des lacs :

Les sédiments dans le fond des lacs stockent de la chaleur pendant l'été; celle-ci peut être récupérée par des échangeurs et une pompe à chaleur.

- L'eau souterraine :

La température de l'eau souterraine est relativement stable tout au long de l'année; cette situation est favorable à l'utilisation d'une pompe à chaleur.

- Un puits foré dans la roche jusqu'à une profondeur de 150 mètres :

Le principe est une recirculation forcée entre un tuyau de plastique et le puits de telle manière que l'eau ne quitte jamais le puits.

- L'énergie géothermique :

Le gradient de température est de 10 à 35°C par 100 mètres de profondeur; ce gradient représente une énergie récupérable.

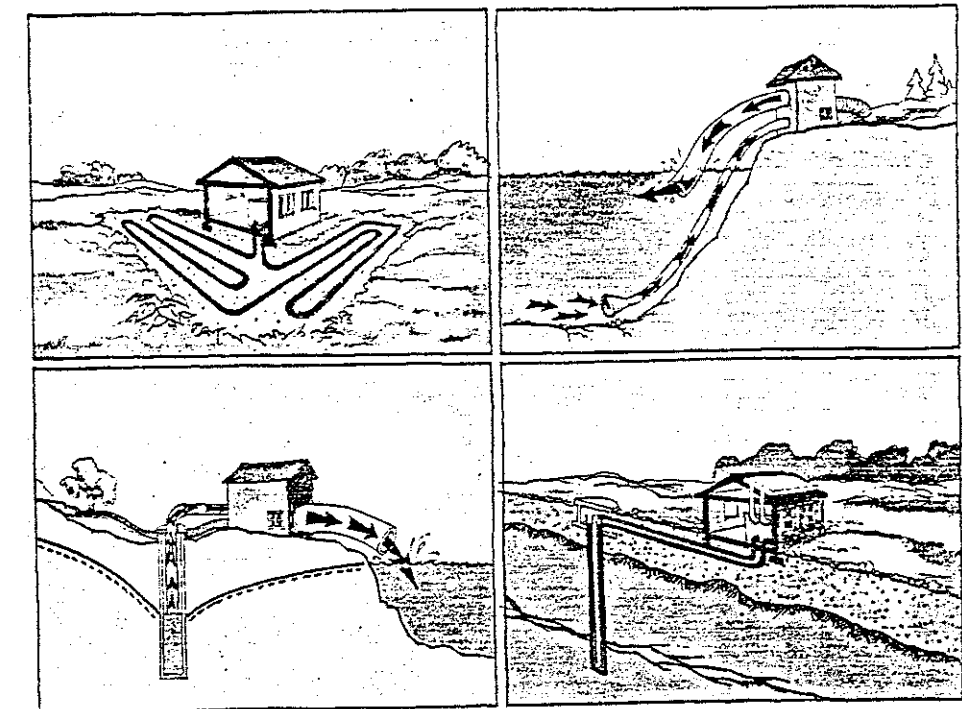


FIGURE 3

3.1.2. Le stockage de la chaleur /32/, /38/, /231/, /295/

Le stockage de la chaleur dans le sol peut être utilisé pour conserver la chaleur solaire d'une saison à l'autre ou la chaleur en surplus d'un processus industriel.

De façon à diminuer les pertes thermiques, le volume doit être important (figure 4).

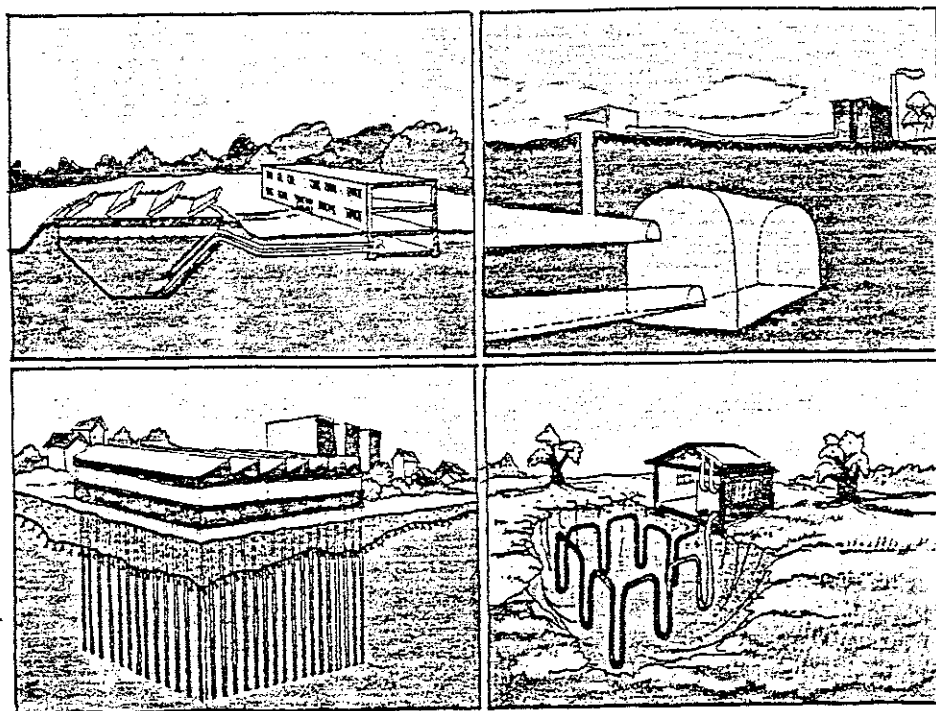


FIGURE 4

3.1.2.1. L'eau est utilisée comme milieu de stockage

- Les fosses remplies d'eau (" water pits ") :

Un étang artificiel est réalisé par excavation d'une masse terrestre, imperméabilisation, remplissage d'eau et isolation.

Ce volume constitue en fait un réservoir, parfois métallique, souvent en béton ou en plastique, isolé thermiquement au moins sur le dessus. Ces volumes sont assez chers car l'isolation est indispensable. La température de l'eau est limitée par les pertes. Ces volumes sont plus appropriés pour du stockage à court terme ou pour des volumes d'eau de plus de 10 000 m³.

- Les cavernes dans la roche :

Les techniques de construction de cavernes artificielles par explosion dans la roche sont bien connues, surtout en Suède où le pétrole est stocké dans ce type de cavernes depuis de nombreuses années.

Ces cavernes, remplies d'eau sous pression, permettent un stockage à un niveau de température supérieur à 100°C. Les variations de température obtenues permettent en général une distribution sans pompe à chaleur et une densité de stockage élevée (de l'ordre de 200 MJ/m³).

La roche avoisinante agissant également comme milieu stockeur (pour 10 % environ), ces cavernes ne sont jamais isolées thermiquement. Leur utilisation est récente et une recherche est encore nécessaire dans ce domaine.

Les cavernes ne se justifient en général que pour des installations importantes.

Les excavations de récupération : les anciennes carrières, mines désaffectées, puits, ..., constituent souvent d'excellents réservoirs de stockage peu onéreux.

3.1.2.2. Le sol est utilisé comme milieu de stockage

- Les trous forés dans la roche (" boreholes ") :

Un réseau de trous verticaux est percé dans la roche jusqu'à une profondeur de 60 à 150 mètres. L'eau circule en circuit fermé dans des tuyaux en matière plastique ou en circuit ouvert en utilisant le puits lui-même comme tuyau.

Le trou fonctionne comme un échangeur de chaleur entre la roche et le fluide caloporteur. La capacité thermique de la roche est inférieure à celle de la terre et les pertes sont plus importantes.

Le volume et la forme de ces trous, ainsi que le niveau de température doivent être particulièrement optimisés afin de réduire au maximum les pertes thermiques et de maximiser l'efficacité économique.

- Les échangeurs enterrés dans l'argile :

Pour le stockage, on utilise en général des tuyaux en U enterrés verticalement à une profondeur d'une dizaine de mètres dans la terre.

Les réseaux de serpentins horizontaux sont également employés, mais de plus en plus rarement " rechargés " thermiquement en été (cf. paragraphe précédent).

La température dans la terre doit être limitée à 40°C maximum de façon à éviter le risque de réduction des forces de cisaillement et donc la capacité d'autoportance de l'argile. Ceci signifie que ce type de stockage nécessite l'investissement d'une pompe à chaleur, mais qu'il peut être rechargé par des convecteurs sur l'air extérieur peu onéreux. L'argile possède une capacité thermique assez élevée et une

conductivité relativement basse par rapport à la roche, ce qui en fait un milieu de stockage bon marché et dont la technologie est relativement bien connue et maîtrisée.

3.1.2.3. Les milieux de stockage mixtes

- Les aquifères :

Le milieu de stockage est l'eau souterraine et la matrice solide du sol. Le fluide caloporteur est l'eau souterraine elle-même.

Le terme " aquifère " au sens large inclut toute strate poreuse, comme des dépôts de sable ou de gravier ou de certaines roches sédimentaires.

Le réservoir de chaleur est naturel et donc quasiment gratuit. Néanmoins, les frais des " accessoires " (pompe à chaleur, circulation, traitement de l'eau, drains, ...) sont importants; ce qui exclut pratiquement ce type de stockage lorsque le volume de l'aquifère est inférieur à 1 million de m³.

Le niveau de température des aquifères de surface doit être maintenu relativement bas (30°C) afin d'éviter les problèmes écologiques et les pertes thermiques.

Dans les aquifères profonds, les températures utilisées sont en général plus élevées (60 à 90°C).

La technologie, la chimie des eaux, la stratégie d'utilisation ne sont pas encore optimisées à l'heure actuelle et nécessitent encore une certaine période de recherche et d'essais.

- Les cavernes rocheuses remplies d'eau et de cailloux :

Le coût de l'extraction des débris de roches produits par l'excavation d'une caverne est élevé. Il est nettement moins onéreux de les laisser dans la caverne et donc d'utiliser ces cailloux comme milieu stockeur en plus de l'eau. Cependant, la capacité de stockage est moins élevée que celle des cavernes remplies d'eau seulement; ce qui nécessite une optimisation économique pour ce type de stock.

- Les combinaisons eau/sol :

Les volumes d'eau sont particulièrement bien adaptés au stockage à court terme, tandis que les volumes de terre conviennent mieux au stockage intersaisonnier. Plusieurs systèmes performants ont été expérimentés, notamment en Suède et en Hollande, où des réservoirs d'eau à température élevée sont couplés à des réseaux de tubes verticaux à température plus basse. Ce type de stockage mixte permet un dimensionnement plus adéquat du volume en terre puisque les pointes de charge sont assumées par le volume d'eau.

3.2. COMPARAISON DES TYPES DE STOCKAGE

3.2.1. L'eau par rapport au sol

Malgré le succès croissant de l'utilisation du sol comme milieu stockeur, l'eau garde de nombreux adeptes. En effet, l'eau constitue un milieu de stockage idéal car elle

permet d'assumer la double fonction de transport de la chaleur et de milieu de stockage, éliminant ainsi le coût et les pertes thermodynamiques des échangeurs.

Par ailleurs, l'eau n'est pas chère, elle est non-toxique, non-inflammable, non-corrosive, chimiquement stable, non-visqueuse; sa chaleur spécifique est très élevée et ses propriétés sont bien connues /81/.

Les partisans de l'eau utilisent parfois des réservoirs d'eau sous pression, permettant d'atteindre des températures très élevées et donc de réduire la taille du stockage (jusqu'à 4 fois) pour une même énergie accumulée, par rapport à un réservoir normal qui, cependant, coûte beaucoup moins cher. Un optimum est donc à trouver /55/.

Un système à puits verticaux dans le sol possède, par rapport au système à réservoir d'eau, les avantages suivants /109/ :

- coûts relativement faibles pour des volumes importants;
- impact visuel réduit;
- extensions futures faciles;

les inconvénients suivants :

- pertes importantes si le volume est petit;
- transfert de chaleur beaucoup plus limité que pour l'eau, spécialement pour les charges transitoires;
- localisation discrète des tuyaux échangeurs dans le milieu stockeur, l'eau permettant un stockage plus homogène;
- pertes de charge importantes nécessitant des circulateurs plus puissants que pour l'eau.

3.2.2. Tableaux comparatifs

Le tableau 1 reprend les coûts et les capacités de différents types de stockage /294/ :

TYPE DE STOCKAGE	VOLUME (m ³)	TEMPERATURE (°C)	CAPACITE (GJ)	COUT (FB/m ³)	COUT SPECIFIQUE		EFFICIENCE (%)
					(FB/MJ,an)	(FB/kWh,an)	
cuve en acier	10 000	10 - 50	3 600	1 600 - 2 300	5 - 6	17 - 23	0.95
fosse excavée	20 000	10 - 60	5 700	800 - 1 000	4 - 5	13 - 18	0.90
caverne dans la roche	400 000	10 - 80	120 000	500 - 800	2 - 3	6 - 9	0.85
mines	200 000	5 - 35	25 000	bas	bas	bas	0.60
terre / argile	1 000	6 - 18	36	60 - 130	2 - 3	6 - 12	0.70
terre / argile	100 000	4 - 16	3 600	50 - 80	1 - 2	5 - 7	0.85
trou foré dans la roche	200 000	20 - 70	22 000	100 - 130	1	3 - 5	0.75
trou foré dans la roche	1 000 000	25 - 35	22 000	60 - 100	3 - 4	10 - 16	0.80
aquifère	2 000 000	5 - 20	65 000	10 - 30	0.5 - 1	1 - 3	0.85

TABLEAU 1

Ce tableau montre notamment les coûts élevés du stockage en eau par rapport au stockage en terre, roche ou aquifère.

Le tableau 2 illustre les avantages et inconvénients de 3 types de stockage /111/ :

voir tableau 2 page suivante

Parmi les aspects envisagés dans ce tableau, quelques uns peuvent être évalués financièrement, d'autres sont plus difficiles à chiffrer, si bien qu'une décision dépendra de la priorité choisie.

	CUVE EN ACIER	CAVERNE DANS LA ROCHE	RESEAU DE TUBES VERTICAUX
CONSTRUCTION			
- technologie	bien établie	établie	installations pilotes encore en construction
- temps de construction	court	long	moyen
- possibilités d'extensions	impossible	difficile	possible
ENERGIE & UTILISATION			
- pertes de chaleur initiales	aucune	beaucoup	beaucoup
- pertes de chaleur en régime	peu	assez peu	assez peu
- inertie	rapide	rapide	lent (sauf si couplé à un buffer en eau)
- utilisation de différentes zones de températures	possible	possible	quelques possibilités
- encrassement	aucun risque	quelques risques	quelques risques
ENVIRONNEMENT			
- impact esthétique	grand	aucun	petit
- besoin de surface de sol	grand	petit	grand
- risque au niveau sécurité	quelques uns	aucun	aucun

TABLEAU 2

3.3. LES DIFFERENTS TYPES DE STOCKAGE EN DETAIL

3.3.1. Les réservoirs d'eau enterrés

3.3.1.1. L'évolution

Utilisées énormément il y a quelques années, les cuves d'eau enterrées jouissent actuellement d'un succès nettement décroissant.

La raison n'en est pas la performance - l'eau reste un milieu de stockage idéal - mais, le prix.

En effet, si l'eau est quasiment gratuite, le réservoir qui la contient, lui, est souvent très onéreux, qu'il soit une simple fosse ou un réservoir en acier.

Les cuves d'eau seront utilisées dans l'avenir pour le stockage à court terme, car l'utilisation du même fluide comme caloporteur et comme stockeur, ainsi que la haute capacité calorifique de l'eau en font un des seuls milieux capables de répondre rapidement à des transitoires tels qu'un rayon de soleil entre deux nuages. De plus, pour de petits volumes, le réservoir d'eau reste le type de stockage le meilleur marché.

En ce qui concerne le stockage intersaisonnier, l'eau redevient rentable pour de grandes installations nécessitant des volumes certainement supérieurs à 10 000 m³.

En Suède, les cavernes dans la roche sont alors souvent utilisées; ailleurs, les fosses remplies d'eau semblent remplacer petit à petit les cuves en acier.

3.3.1.2. Les pertes

Le problème principal des réservoirs d'eau est leur isolation thermique, et, de façon générale, les pertes vers le sol avoisinant.

On peut en effet exprimer de la façon suivante les pertes relatives de chaleur d'un volume V [275] :

$$PC = \frac{\lambda}{\rho C_p} \cdot \frac{\bar{T} - T_0}{\Delta T} \cdot \frac{f(t_p, G)}{V^{2/3}} \cdot t \quad (1)$$

Les pertes PC dépendent donc :

- des paramètres physiques, λ , la conductivité du milieu environnant et ρC_p , la capacité thermique du milieu de stockage; dans ce cas, l'eau a la capacité thermique maximale (4.18 MJ/m³K);
- de la différence de température moyenne du milieu stockeur par rapport à son environnement, $\bar{T} - T_0$, divisée par l'amplitude de température du stock; ceci signifie que les pertes relatives de chaleur ne sont pas nécessairement proportionnelles à la température de stockage puisque l'amplitude s'accroît habituellement avec la température;
- du facteur $f(t_p, G)/V^{2/3}$, où t_p est le temps de vie de l'installation, G est un facteur géométrique et V est le volume;
- de la durée t du cycle de stockage.

Pour minimiser les pertes, l'équation (1) nous permet de prendre deux mesures évidentes :

- 1/ grand volume de stockage
- 2/ réduction de λ , la conductivité du milieu environnant

3.3.1.3. La technique

Une fosse remplie d'eau est en général une pyramide tronquée creusée dans le sol (figure 5) :

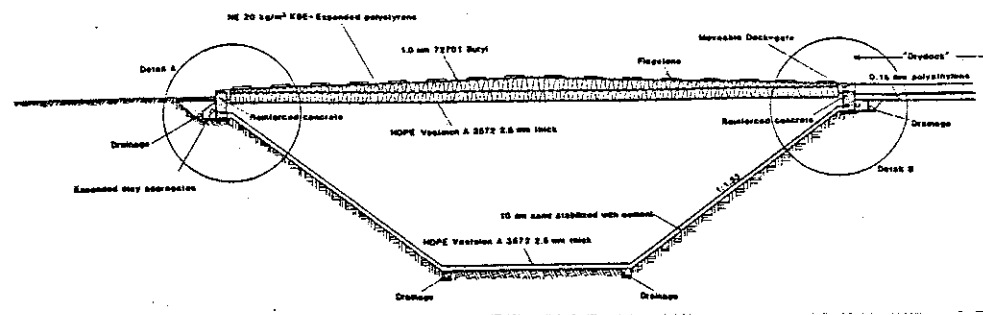


FIGURE 5

L'interface stock/sol est imperméabilisée par une feuille de polyéthylène /58/ ou par un matériau déformable composé de béton et bentonite /165/.

L'isolation supérieure est en général flottante et protégée contre l'évaporation de l'eau et contre les conditions climatiques grâce à une feuille de butyle.

Les prix d'une isolation fixe et d'une isolation flottante sont à peu près équivalents /61/, mais l'isolation flottante est en général plus simple à réaliser et permet un contact intime entre l'eau et l'isolant.

Cependant, le coût de l'excavation reste important.

Une façon de le diminuer est de ne construire un réservoir que partiellement enterré, et de réutiliser la terre du trou pour réaliser des talus autour de la partie aérienne de ce réservoir (bermed tanks) (figure 6) :

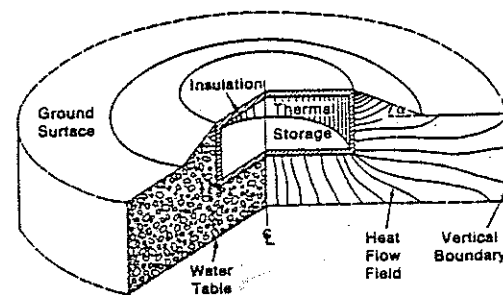


FIGURE 6

Ces talus procurent à la fois le support physique, l'isolation thermique de la partie supérieure et le drainage de l'eau de surface.

Dans cette configuration, les pertes thermiques dépendent de l'angle du talus /285/.

Pour un angle optimal, une analyse économique rapide semble indiquer que ce type de réservoirs " talutés " est supérieur à d'autres configurations /81/.

3.3.1.4. Les choix, le dimensionnement, l'optimisation

Un problème fréquent des réservoirs d'eau enterrés et isolés est l'infiltration d'eau dans le matériau isolant, détériorant de façon dramatique ses caractéristiques thermiques.

Les pertes peuvent atteindre plus de 40 % de l'énergie incidente, même si le réservoir est complètement isolé /258/.

Les expériences montrent qu'un stock isolé réalisé sous le niveau de la nappe d'eau doit être pourvu d'un système de pompage d'eau souterraine, souvent onéreux.

Néanmoins, lorsque ces problèmes d'infiltration ne se manifestent pas, un réservoir d'eau totalement isolé présente un taux élevé de récupération saisonnier de la chaleur, souvent proche de 80 % /161/.

Si l'isolation supérieure est toujours conseillée, l'isolation du fond et des côtés du stock est rarement rentable. Lorsqu'une pompe à chaleur est présente dans l'installation, nous avons vu au paragraphe 2.1. que les " pertes " constituent souvent un investissement.

L'installation de la F.U.L., où 9 cuves sur les 10 ne sont que partiellement isolées, montre effectivement que la chaleur diffusée dans le sol aux alentours est partiellement récupérable lorsque la température de l'eau devient inférieure à la température de la terre /162/.

Un essai comparatif réalisé en Autriche montre que la solution la plus avantageuse d'un point de vue technico-économique est l'utilisation d'un échangeur dans un réservoir partiellement isolé rempli d'eau glycolée (pouvant ainsi descendre sous 0°C) /160/.

Si l'isolation est importante pour le calcul des pertes thermiques, la géométrie du stockage est au moins aussi importante : il convient de minimiser le rapport surface extérieure sur volume en augmentant au maximum le volume du stock. A cet égard, l'expérience de la F.U.L. n'est guère exemplative : il vaut mieux réaliser un réservoir d'eau de 500 m³ enterré en un seul volume, plutôt qu'en 10 cuves séparées : non seulement le rapport S/V est important, mais le prix des connexions hydrauliques est désastreux et la stratification est quasi inexistante.

Citons enfin une expérience allemande qui se situe entre le réservoir d'eau et l'aquifère : il s'agit d'une fosse en terre de 800 m³ remplie de cailloux et d'eau, l'injection et l'extraction de la chaleur se réalisant soit directement, soit via des échangeurs situés dans le fond du trou. Le gel de l'eau est admis, ce qui permet de récupérer la chaleur latente de solidification /165/.

De façon générale, le stockage en réservoirs d'eau enterrés, même de volume important, est rarement rentabilisé en moins de 10 ans, du moins par rapport à une installation au charbon ou au mazout. Comparé à une installation électrique, le temps de retour du système peut être plus court /259/.

3.3.1.5. L'utilisation de volumes existants

Le temps de retour d'un système basé sur le stockage d'énergie sous forme de chaleur sensible dans l'eau peut être réduit considérablement si on évite les coûts de génie civil d'excavation du volume de terre.

C'est le cas lorsqu'on utilise des cavités existantes.

Plusieurs expériences sont en cours actuellement en Europe et aux U.S.A. où des volumes naturels ou artificiels existants sont employés dans un but de stockage.

A Gullspang, en Suède, un tunnel désaffecté de 10 000 m³ ayant servi à la production d'hydro-électricité est rempli d'eau et chargé thermiquement par l'énergie provenant d'un lac voisin. Une pompe à chaleur assure le chauffage d'un immeuble proche /67/.

A Kopparberg, en Suède, une ancienne mine de 200 000 m³ est chargée, via un puits existant, par l'eau provenant d'un lac voisin (figure 7). Pendant l'hiver, deux pompes à chaleur de 3 MW fournissent l'énergie nécessaire au chauffage urbain de la ville /73/.

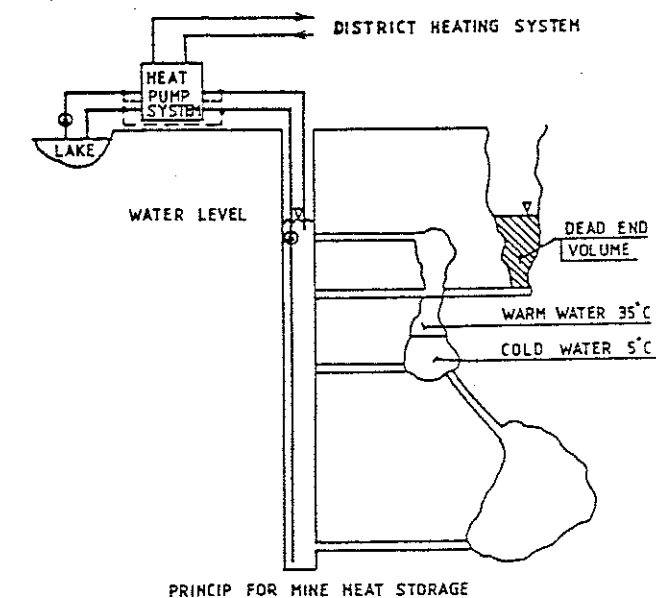


FIGURE 7

A Norberg, en Suède, une ancienne mine de fer est utilisée comme source géothermique pour le chauffage d'immeubles /282/.

A Sèvres, en France, un stock solaire intersaisonnier d'eau chaude pour le chauffage d'une école trouve place dans deux galeries, de 320 m³ chacune, d'une ancienne carrière souterraine /10/.

A Boston, aux U.S.A., 2 réservoirs en béton totalisant 5 700 m³, construits en 1940 par la U.S. Navy et devenus inutiles, servent de stockage de l'énergie solaire pour le chauffage d'immeubles /78/.

A Ely, aux U.S.A., d'anciennes mines de fer noyées, contenant environ 6 millions de m³, seront utilisées comme sources géothermiques pour des besoins de chauffage /80/.

Le problème principal posé par les cavités existantes est que la forme et le volume sont imposés. Il convient donc de dimensionner la source de chaleur et la charge thermique en fonction du volume disponible pour le stockage et non l'inverse.

De plus, le rapport S/V étant loin d'être optimal, des pertes importantes sont mesurées.

La localisation, également imposée, de la cavité souterraine, peut éventuellement poser des problèmes pour trouver un demandeur de chaleur à proximité.

Lorsque le volume existant se trouve en zone urbaine, il s'agit par contre d'une opportunité dont il faut profiter car l'espace libre pouvant être utilisé à des fins de stockage est en général très réduit.

Lorsque d'anciennes mines sont employées, on rencontre fréquemment des problèmes de pollution chimique de l'eau plus ou

moins graves selon le minerai qui était extrait. Un traitement de l'eau ou des échangeurs souterrains est parfois nécessaire.

Cependant, le faible investissement du système de stockage compense dans bien des cas les problèmes rencontrés.

3.3.2. Les cavernes dans la roche

3.3.2.1. La technique et les avantages des cavernes

L'utilisation de cavernes rocheuses artificielles est courante en Suède.

L'expérience positive de plusieurs années de stockage en cavernes de pétrole chauffé (70-90°C) a fourni le know-how suffisant pour la construction et l'exploitation de ces réservoirs dans un but de stockage thermique /36/.

Lorsque les conditions géologiques s'y prêtent, comme en Suède, la technique des cavernes présente beaucoup d'avantages.

En utilisant des engins classiques de génie civil, des stockages compacts de taille désirée peuvent être construits près de leur producteur ou de leur consommateur de chaleur, même dans des régions urbaines.

Une caverne peut être facilement pressurisée, augmentant donc la " densité de chaleur " du stock.

Le principe permet également une faible inertie.

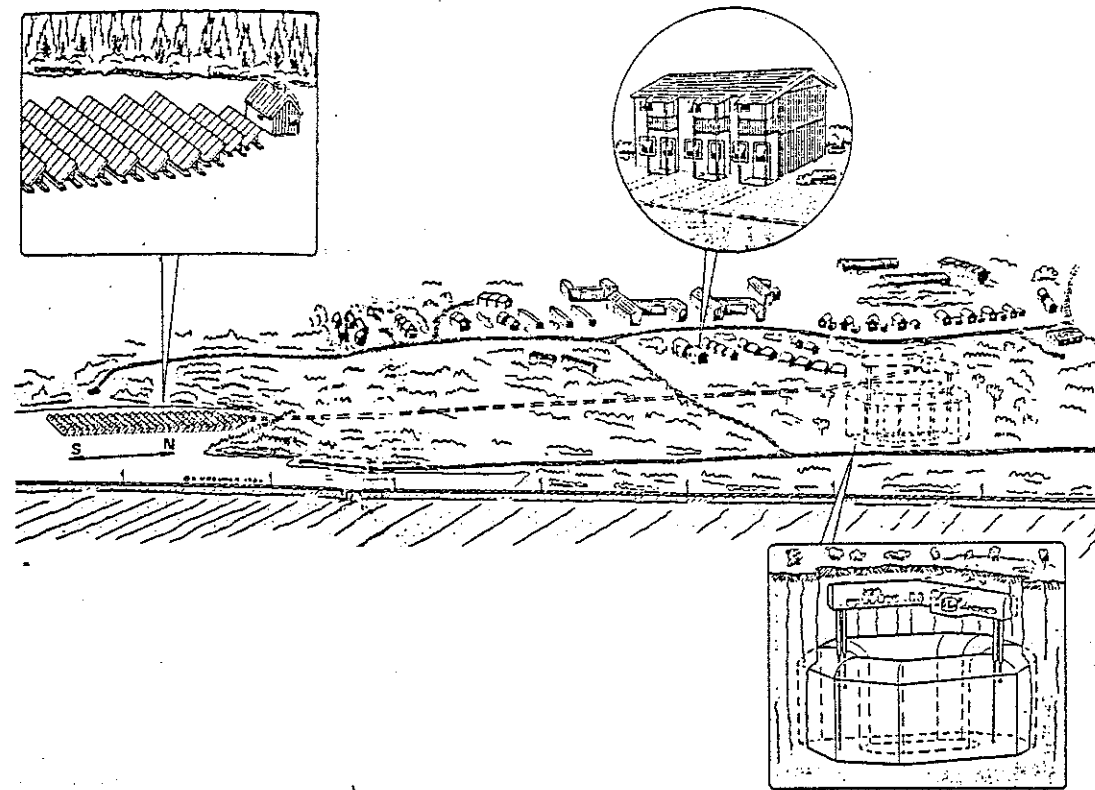


FIGURE 8

Les roches permettant cet emploi sont très communes en Suède; la technique n'a pas encore été testée dans d'autres pays.

Une caverne-type possède un volume important (typiquement 100 000 m³). Elle est formée d'une excavation de forme cylindrique ou annulaire, sans isolation thermique. Un tunnel, généralement moins profond, est réservé aux pompes, vannes et instruments divers.

La procédure d'excavation est classique : un tunnel d'accès temporaire est utilisé pour le transport durant le dynamitage. Un renforcement de la structure est ensuite réalisé pour des chevilles de roche scellées dans les parois.

La figure 9 montre une utilisation alternative des cavernes où une excavation minière à bas prix est réalisée en laissant les pierres à l'intérieur /65/ :

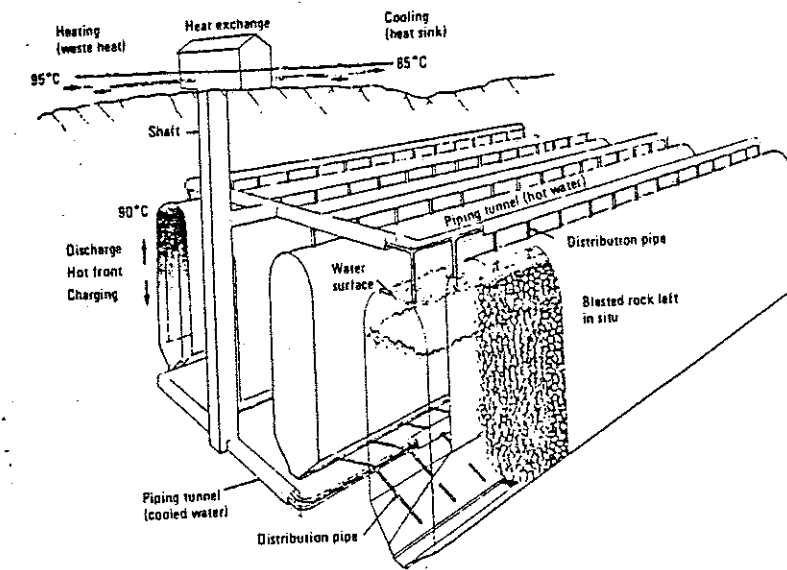


FIGURE 9

3.3.2.2. Les problèmes courants

L'utilisation des cavernes rocheuses pour le stockage thermique est récente : une recherche intensive est encore nécessaire afin d'éprouver la technique et de résoudre les problèmes encore nombreux /36/, /68/, /75/.

Les pertes thermiques font naturellement l'objet d'investigations. La température de l'eau est très élevée (supérieure à 100°C) et la diffusion dans la roche avoisinante est importante. La première année, les pertes peuvent atteindre 25 %. Néanmoins, la roche constitue un bon matériau de stockage lui-même et le flux thermique vers l'extérieur se stabilise après quelques années.

La stratification est un facteur vital pour l'efficience et l'économie du stockage. Il y a bien sûr un intérêt énergétique à garder les volumes à températures différentes bien séparés. Les phénomènes importants intervenant dans la tenue d'une thermocline stable sont la convection naturelle induite le long des parois et l'effet du placement asymétrique des conduites d'injection et d'extraction de la chaleur. La diffusion moléculaire joue un rôle moins capital dans la dégradation de la stratification.

La chimie de l'eau et la corrosion des matériaux échangeurs sont des facteurs de la plus grande importance pour la sécurité. Des études de laboratoire ont montré que des quantités non négligeables de substances minérales peuvent être dissoutes des roches cristallines dans l'eau chaude; ces substances se déposent dans le système et peuvent accélérer la corrosion des parties métalliques. Le problème de la chimie de l'eau sera décrit plus en détail ultérieurement.

Des facteurs hydrogéologiques peuvent influencer l'efficience thermique du stock et les conditions environnementales.

Le milieu rocheux est chauffé, ce qui est susceptible de dégrader l'environnement.

L'eau souterraine froide peut également s'infiltrer dans l'eau de stockage et la refroidir.

Le chauffage de l'eau cause aussi des tensions dans la roche.

Des déplacements de 1...2 mm des parois et du plafond de la caverne ont été observés, dus probablement à la stratification de la température de l'eau.

Des estimations théoriques montrent cependant que les tensions induites thermiquement constituent un problème moins important que celui de l'accumulation possible des déformations après quelques cycles thermiques. Le risque d'instabilité de la caverne est évidemment réduit dans le cas des cavernes remplies de cailloux.

3.3.2.3. Les cavernes suédoises

En Suède, les deux cavernes les mieux connues sont celles d'Avesta et de Lyckebo, toutes deux à la latitude de Stockholm.

La caverne d'Avesta, de 15 000 m³, est considérée comme une caverne expérimentale où un système de métrologie sophistiqué a été installé /69/, /75/.

Elle est connectée à un chauffage urbain, bien que sa taille soit trop réduite pour en satisfaire les besoins.

La caverne de Lyckebo (figure 10), de 100 000 m³, elle, est une installation en vraie grandeur.

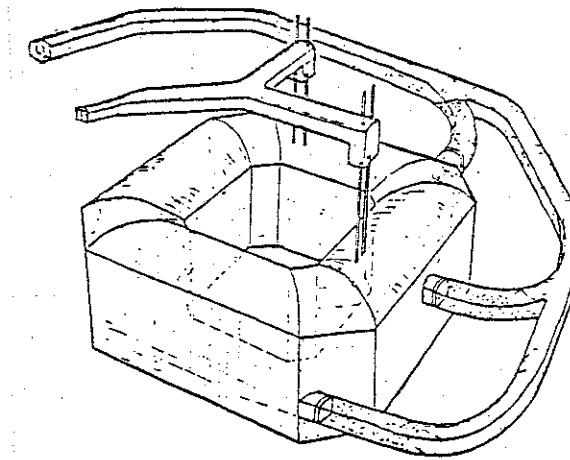


FIGURE 10

Dans sa version définitive, elle sera connectée à plus de 28 000 m² de collecteurs solaires.

La température variera de 30 à 90°C et couvrira 60 % des besoins annuels de chauffage de 550 maisons /68/, /164/, /255/, /311/.

3.3.3. Les aquifères

3.3.3.1. Définitions

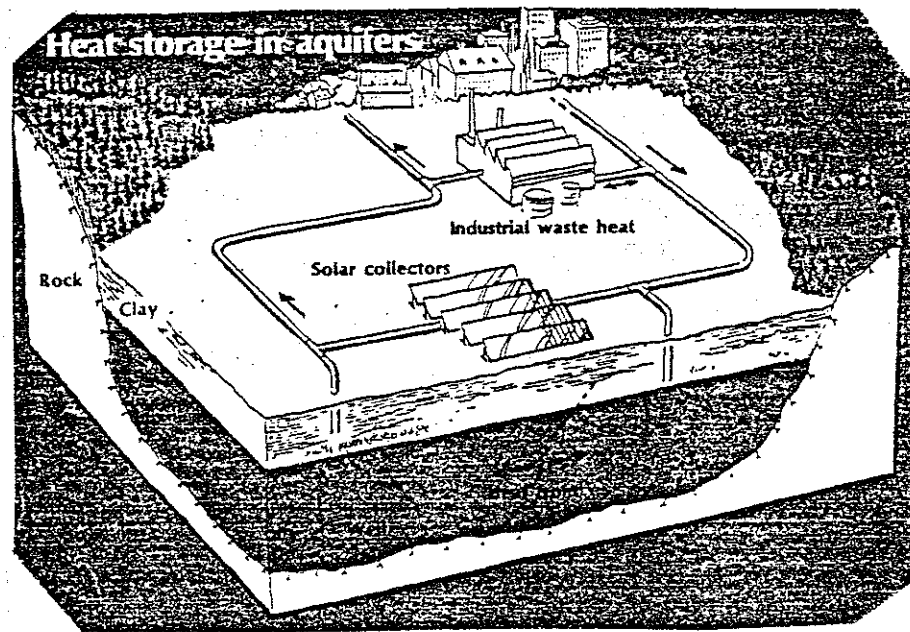


FIGURE 11

Un aquifère est une formation, un groupe de formations ou une partie de formation qui contient suffisamment de matériau perméable saturé pour apporter des quantités significatives d'eau aux puits et aux sources.

Le terme " artésien " est lié au confinement de l'aquifère. Le niveau d'eau dans un puits artésien se situe au-dessus du niveau supérieur de l'aquifère.

Les termes et symboles suggérés pour l'utilisation de la technologie des aquifères (ATES, Aquifer Thermal Energy Storage) sont partiellement décrits sur la figure 12 et détaillés dans le tableau 3.

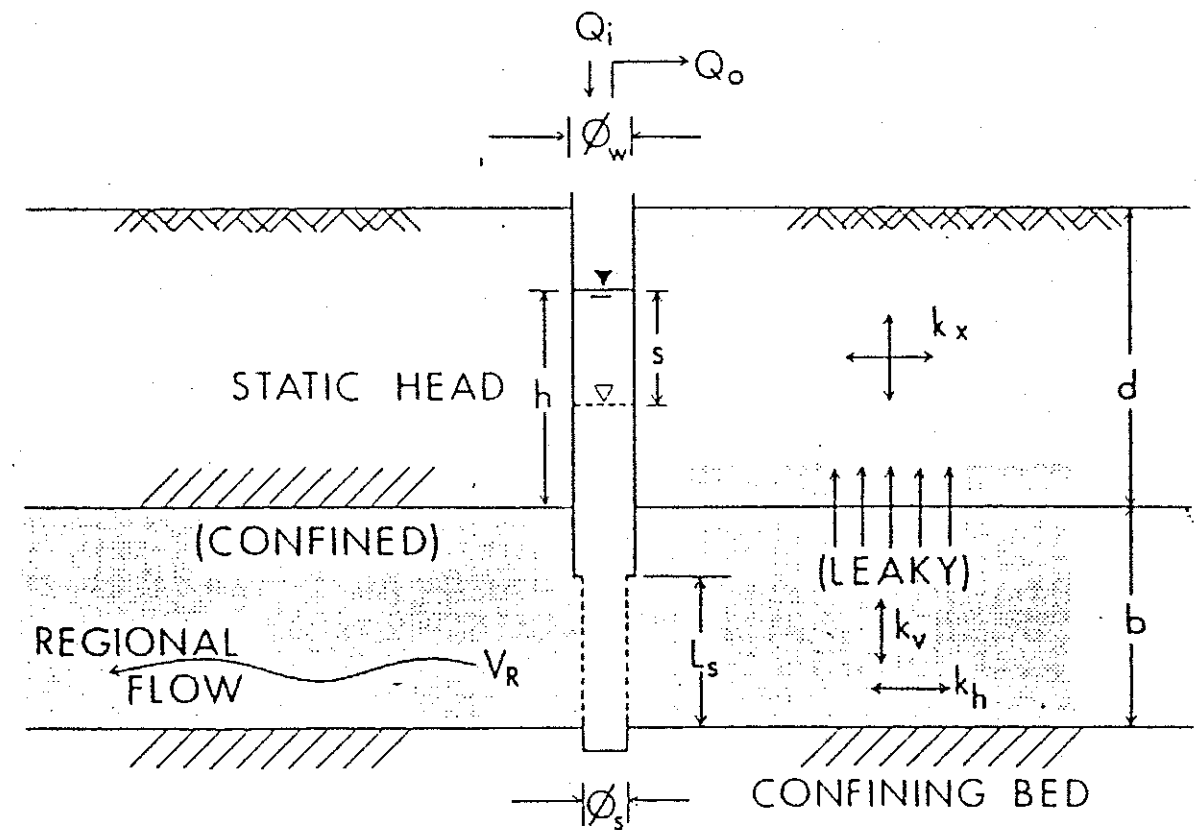


FIGURE 12

Classification of Geotechnical and Other Factors		
Heading and Elements	Symbol	Units
GEOMETRIC FEATURES		
- Site location.	Site plan with longitude, latitude, or northing/easting.	
- Elevation ASL.	Elev.	m
- Natural or man-made boundaries.	Plan and section	
- Current and future land use.	Plans	
- Depth of overburden to top of aquifer.	d	m
- Overburden variability ratio (max/min).	OVR	*
- Aquifer thickness.	b	m
- Thickness variability ratio (max/min).	TVR	*
- Volumetric capacity of aquifer at max drawdown of 1 m under steady-state operating conditions.	v_T	m^3
FORMATION STRUCTURE AND MATERIAL (Aquifer and confining beds)		
- Formation geology showing aquifer and adjoining strata.	Fence/diagram or cross-sections.	
- Class of material.	Unified soil classification symbols (US Corps Engineers, 1953). Mineralogic composition.	
- Nature of material.	N values	blows/0.3 m
- Formation density (Aquifer and confining beds)	(ASTM-D-1584).	
- Index Properties		
Natural moisture content	w	%
Liquid/plastic limit	w_L/w_p	%
Plasticity index ($w_L - w_p$)	PI	%
Grain sizes	D_{60} & D_{10}	mm
Uniformity coefficient	$C_u = D_{60}/D_{10}$	*
Specific gravity	G_s	*
Voids ratio	e	*
Degree of saturation	S_r	%
Porosity	n	%
Unit wet/dry weight	r/r_d	kN/m^3
HYDRAULIC CHARACTERISTICS		
- Type of aquifer	Confined/Leaky/Phreatic	C/L/P
- Hydraulic conductivity		
Radial or horizontal	k_h	m/day
Vertical	k_v	m/day
In confining beds	k_x	m/day
- Static head	h	m
- Hydraulic anisotropy (k_h/k_v)	A_k	*
- Confinement factor [$\log(k_h/k_x)$]	C_f	*
- Formation hydraulic gradient	i	m/m
- Transmissivity ($k_h \cdot b$)	T	m^2/day
- Storativity	S	*
- Regional flow velocity ($k_h \cdot i/n$)	V_R	m/day
GEOHERMAL PROPERTIES		
- Ambient groundwater temp.	θ	deg C
- Thermal conductivity of in-situ soil	K	J/m s deg C
- Volumetric thermal capacity aquifer	C_a	J/m ³ deg C
- Thermal capacity of water	C_w	J/m ³ deg C
- Thermal diffusivity (K/Ca)	D	m ² /s
- Retardation Factor ($C_a/n \cdot C_w$)	R	*
- Peclet number (Sauty et al, 1982)	Pe	*

TABLEAU 3 (1ère partie)

CHEMICAL AND BIOLOGICAL FACTORS

- Hydrogen ion concentration	pH	*
- Total dissolved solids	TDS	mg/L
- Hardness, as CaCO ₃		mg/L
- Alkalinity, as CaCO ₃		mg/L
- Conductance		$\mu S/cm$
- Cations and Anions	(chemical symbol)	mg/L
- Nephelometric Turbidity Units		NTU
- Colour		*
- Langelier Saturation Index (Langelier, 1936)	I_L	*
- Ryznar Stability Index (Ryznar, 1944)	I_R	*
- Bacteria	Type	Count/mL

FIELD TESTING FACTORS

- Type of well		Naturally developed filter. Gravel packed filter. Refurbished.
- Method of well installation		Describe - rotary, percussion, drilling mds used, etc.
- Max. well spacing	X	m
- Min. well spacing	Y	m
- Well diameter	ϕ_w	mm
- Screen diameter(s)	ϕ_s	mm
- Screen length(s)	l_s	m
- Formation Screening Ratio (l_s/b)	FSR	*
- Quantity pumped out	Q_o	m^3
- Quantity injected	Q_i	m^3
- Pumping duration	Δt	day
- Pumping rate - withdrawal	q_o	L/s
- Injection rate	q_i	L/s
- Well drawdown	S	m
- Head build-up (injection)	S'	m
- Well efficiency	E_w	%
- Injection temperature	θ_i	deg C
- Withdrawal temperature	θ_o	deg C
- Storage duration	t	day
- Thermal efficiency	n	%

CLIMATIC DATA AND BUILDING CHARACTERISTICS

- Mean annual temperatures	T_{max} T_{min}	deg C
- Degree days below 18°C	F18	deg C day
- Precipitation total	I_T	mm
- Precipitation snow	I_s	mm
- Sunshine duration	SD	hr
- Wind rose		km/hr
- Barometric pressure	P	kPa
- Massing (surface/volume)	SVR	l/m
- Floor area	A_s	m^2
- No. of stories	N	*
- Annual loads - heating	E_H	J
- cooling	E_C	J
- Hourly Peak Loads - heating	E^H	J
- cooling	E^C	J
- Heating/cooling System		Describe equipment, fuel, operating procedure, etc.
- Occupancy (specify number of occupants, duration daily, weekly, and annually and the type of work performed)		

* Dimensionless

TABLEAU 3 (fin)

Les facteurs géotechniques utilisés peuvent être décrits adéquatement en termes de 6 classes :

- 1/ la géométrie,
- 2/ la structure et les matériaux de la formation,
- 3/ les caractéristiques hydrauliques,
- 4/ les propriétés géothermiques,
- 5/ les facteurs chimiques et biologiques,
- 6/ les facteurs de test sur le terrain,

auxquelles il faudrait encore ajouter les données climatiques et les caractéristiques du bâtiment à chauffer et/ou refroidir. Cette liste peut servir de " checklist " pour des études ATES futures.

3.3.3.2. L'historique

Le concept du stockage d'énergie en aquifère date du milieu des années 50; cependant, l'utilisation pratique des aquifères pour le stock saisonnier a commencé à être étudiée en 1970.

Des tests sur le terrain ont commencé au milieu de la décennie 70-80, mais c'est seulement depuis 1980 que de réels projets de démonstration sont opérationnels /208/.

3.3.3.3. La technique

Un stockage de chaleur peut en fait être établi dans un aquifère constituant une unité hydraulique de volume suffisamment grand et

suffisamment perméable pour permettre le débit d'eau nécessaire /202/.

La technique du simple puits où l'on soutire la chaleur d'un seul puits n'est pratiquement plus utilisée que dans les petites installations (une ou deux maisons individuelles), là où le prix du forage est un élément important /212/.

Dans les autres cas, le système à 2 puits est préconisé : il évite le court-circuit thermique de la nappe et en tout cas, il permet le maintien global de la ressource en eau souterraine /11/.

Si on emploie 2 localisations différentes pour le soutirage et pour la réinjection, plusieurs configurations sont possibles /12/, /53/, /202/, /207/, /312/ :

- Le doublet dans deux nappes différentes :

On pompe l'eau dans une nappe souterraine, on en extrait la chaleur, et on la rejette dans un réseau de surface. Cette configuration permet notamment de placer les 2 puits à proximité l'un de l'autre, ce qui est parfois souhaitable lorsque l'espace est restreint, comme en zone urbaine /205/. Cette solution, si elle a le mérite de la simplicité, n'est pas toujours techniquement possible à mettre en oeuvre, en particulier dans le cas où le réseau d'assainissement n'est pas séparé du réseau pluvial, et présente l'inconvénient d'exploiter une ressource souterraine dont le taux de renouvellement naturel est faible en regard des besoins potentiels.

- Le doublet à circulation d'eau :

On réinjecte dans la même nappe, par l'intermédiaire d'un second forage, l'eau refroidie par la pompe à chaleur.

Dans ce cas, il faut s'assurer qu'il n'y a pas de possibilité d'interférence thermique entre les 2 puits, avec à terme, le risque d'une chute de la température au puits de production.

- Le doublet à piston horizontal :

Un puits " chaud " reçoit l'énergie excédentaire en été et la restitue au système de chauffage en hiver.

Un puits " froid " reçoit le fluide refroidi en hiver et restitue le fluide nécessaire au stockage en été.

Le fluide ne circule donc pas toujours dans la même direction, ce qui assure une température constante au puits de production. C'est le système le plus employé actuellement (figure 13).

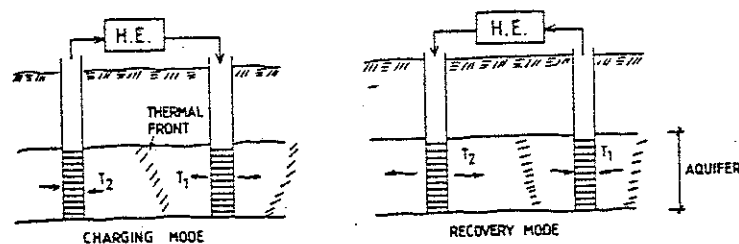


FIGURE 13

Dans ces deux derniers cas, les dispositifs peuvent être des doublets simples, des batteries de puits ou des configurations circulaires.

A cause de la différence des densités et des viscosités de l'eau injectée et de l'eau native dans l'aquifère, le front

thermique, normalement vertical, est instable et une circulation gravitationnelle produit un basculement du front. Ce basculement constitue un désavantage sévère de cette technique puisque ses effets peuvent conduire à la perte du contrôle hydraulique du système, impliquant un taux de restitution faible de l'énergie injectée.

- Le piston vertical, avec drains rayonnants :

Il est réalisé à l'aide de deux niveaux de drains horizontaux reliés à un puits central (figure 14). Durant l'été, l'eau chaude est extraite des drains inférieurs, réchauffée, et réinjectée dans les drains supérieurs et durant l'hiver, le flux est inversé.

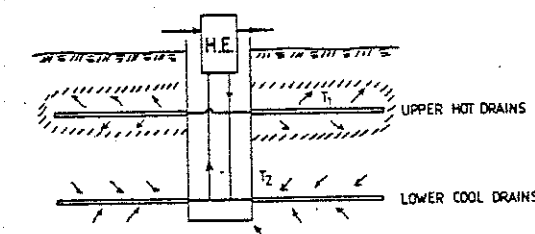


FIGURE 14

Ceci crée un flux de chaleur vertical et un front thermique horizontal. Le panache résultant est de forme compacte (rapport S/V minimum), ce qui diminue les pertes /197/. Ce système a été mis au point par le Centre d'hydrogéologie de l'Université de Neuchâtel en Suisse et porte le nom de SPEOS (Stockage Pilote d'Energie par un Ouvrage Souterrain) /54/, /312/. Il est également utilisé à Montreuil pour le chauffage d'un immeuble syndical /15/.

Il présuppose un aquifère à perméabilité élevée afin de conserver l'horizontalité parfaite du front.

De façon à éviter un basculement excessif du front thermique dans le cas du piston horizontal, des aquifères à haute perméabilité devraient être utilisés seulement pour des stockages à court terme à haute température (40-90°C) ou pour des stockages saisonniers à basse température (10-30°C).

Dans le cas du piston vertical, une utilisation à basse température implique un aquifère plus perméable qu'une utilisation à température élevée /23/.

3.3.3.4. Les choix, le dimensionnement, l'optimisation

L'utilisation d'un aquifère pour le stockage thermique semble se justifier lorsque la charge dépasse 5 000 GJ/an et que le système de distribution est à basse température /185/.

La capacité spécifique d'un aquifère étant approximativement 2.9 MJ/m³°C /202/, si on admet un ΔT de 10°C, il faut trouver un aquifère d'au-moins 170 000 m³ pour justifier son utilisation.

Le problème principal de l'utilisation de la technologie de l'aquifère pour le stockage thermique est qu'elle est basée sur l'emploi d'une ressource naturelle dont les propriétés et la capacité ne sont que partiellement connues.

Il est impossible de fournir une garantie économique d'un projet d'installation si les propriétés réelles ne sont pas exactement les mêmes que celles qu'on a employées dans le calcul de dimensionnement.

Il est donc indispensable de mener une pré-investigation, qui malheureusement est souvent sous-dimensionnée lors d'un premier travail de design /202/.

Certaines conditions hydrogéologiques doivent être réunies pour le stockage de chaleur dans une nappe phréatique /301/ :

- accès à une formation à production d'eau suffisamment perméable (par exemple, sable et gravier);
- l'épaisseur de la formation utilisée doit être d'au-moins 5 à 10 m;
- le volume du stockage doit être élevé (minimum 100 000 ... 200 000 m³).

Généralement, les aquifères confinés profonds sont préférés pour les raisons suivantes /209/ :

- la vitesse naturelle de l'eau souterraine est faible, si bien que la chaleur n'est pas excessivement drainée hors du volume de stockage;
- l'épaisseur de terrain au-dessus de l'aquifère minimise les effets des variations saisonnières en surface;
- il y a une contribution de la chaleur géothermique.

Les aquifères non confinés superficiels, sont cependant plus faciles à localiser, plus accessibles; ils sont plus fréquents et leur utilisation est moins chère.

Par conséquent, ils seront employés si un recouvrement énergétique suffisant peut être obtenu, ce qui est favorisé par l'utilisation de basses températures (15-50°C) /218/.

La distance entre les puits (pour le piston horizontal) varie selon l'utilisation et selon la nappe, mais il semble qu'une distance de 150-200 m constitue en général une moyenne /213/.

3.3.3.5. Les paramètres importants

Le taux de recouvrement de l'énergie emmagasinée peut varier de 15 à 90 % en fonction de l'épaisseur de l'aquifère, du volume d'eau utilisé et des mouvements d'eau naturels /195/.

Un recouvrement de 60-70 % semble être une bonne moyenne /201/.

Les facteurs importants à maîtriser ou à connaître en ATEs sont /135/, /142/ :

- les débits d'injection et d'extraction;
- la durée du cycle de stockage;
- la dispersion thermique : en plus de la conductivité thermique ordinaire, il y a une augmentation de la diffusion thermique due au flux d'eau dans l'aquifère, si bien que la conductivité thermique apparente globale est influencée par des effets dispersifs, comme le débit d'eau, la porosité, l'hétérogénéité de l'aquifère; c'est ainsi que l'on peut atteindre une conductivité apparente de 20 W/mK;
- la position du " panache " chaud dans l'aquifère : il est particulièrement important de localiser ce panache pour les nappes possédant un flux local important et aussi pour celles qui sont fortement influencées par les conditions de surface comme la pluie ou les variations de température; une façon de déterminer la position du panache est l'utilisation de mesures de résistivité entre une sonde enterrée et la surface /214/.

Par contre, la capacité calorifique du milieu avoisinant l'aquifère ne semble pas jouer un rôle essentiel.

3.3.4. Combinaisons utilisant l'eau souterraine

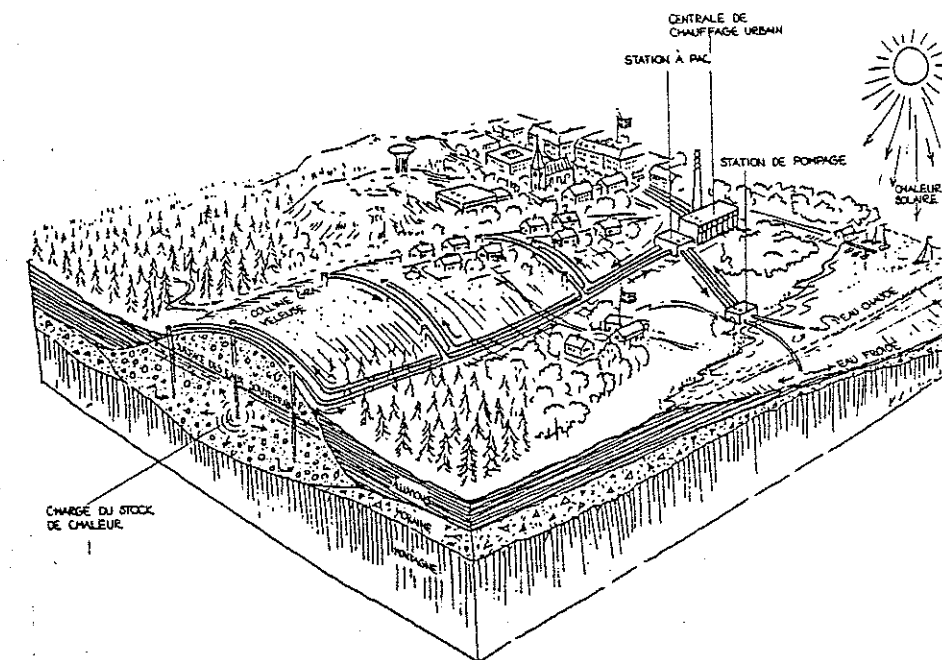


FIGURE 15

L'eau souterraine dans les nappes est une source à température particulièrement stable tout au long de l'année.

Sa température correspond à la température moyenne de l'air. Cependant, comme l'extraction de chaleur d'un aquifère doit rester en équilibre avec l'apport naturel géothermique, la quantité d'énergie qu'on peut en extraire est limitée.

Par ailleurs, l'air est une source de chaleur illimitée mais avec un niveau de température très bas en hiver.

De même, l'eau de surface de rivières, lacs, mers, atteint 15 à 20 °C pendant l'été. Cependant, durant l'hiver, la température chute pendant quelques mois à un niveau proche du

point de congélation de l'eau; ce qui signifie que les pompes à chaleur ordinaires ne peuvent plus être utilisées.

Dès lors, il paraît particulièrement intéressant de combiner une ressource en eau souterraine utilisée pendant la saison froide, comme source ou comme stockage, et, soit l'air /137/, soit l'eau de surface /138/, /206/ lorsque la température est suffisante, comme source pour une pompe à chaleur.

Le problème de l'utilisation de l'air comme fluide caloporteur dans le premier cas est la nécessité de dédoubler la pompe à chaleur : air/eau et eau/eau.

Dans le second cas, l'eau de surface est souvent utilisée comme source de chaleur pendant l'été pour régénérer l'aquifère. Bien entendu, cette situation n'est possible que si l'eau de surface et l'eau souterraine sont disponibles au même endroit.

3.3.5. Les échangeurs enterrés

3.3.5.1. Introduction

L'utilisation du sous-sol (roche ou terre) comme source froide, non régénérée, de pompe à chaleur ou comme stockage d'énergie thermique implique l'utilisation de réseaux de tuyaux enterrés, soit horizontalement (figure 16), soit verticalement (figure 17).

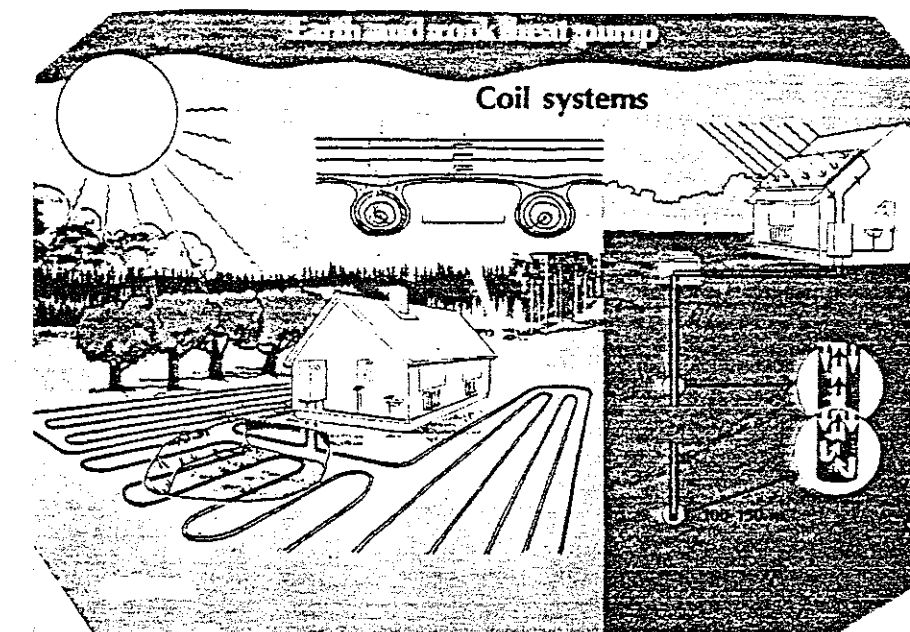


FIGURE 16

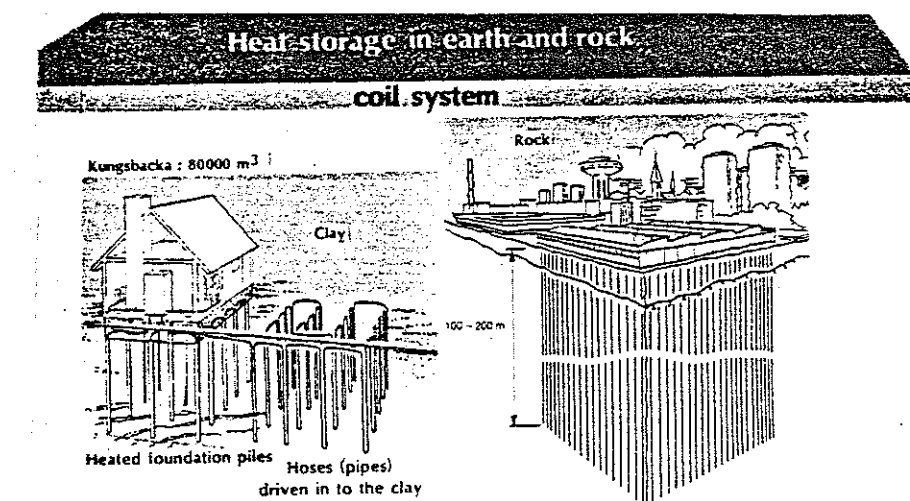


FIGURE 17

Les serpentins horizontaux, enterrés à faible profondeur, sont davantage utilisés comme source de chaleur, puisque la régénération peut s'effectuer par l'énergie solaire incidente à la surface du sol.

Les serpentins verticaux, enterrés à plus grande profondeur et permettant de grands volumes pour une faible emprise superficielle, sont utilisés quasi exclusivement comme stockage de l'énergie provenant d'une source extérieure.

3.3.5.2. Historique /37/, /245/, /306/, /324/

La première mention connue de stockage saisonnier d'énergie thermique (1 000 A.C.) est trouvée dans un ancien livre de poésie chinoise (Scher Ching). Elle concernait le stockage de la glace dans le sous-sol pour un emploi futur.

L'idée d'utiliser un sol non perturbé comme source pour une pompe à chaleur fut conçue et publiée dans un brevet suisse par Heinrich Zoelly en 1912.

Cependant, ce fut après la seconde guerre mondiale, et particulièrement avec la crise de l'énergie dans les années 70, que ce concept fut ravivé et réalisé commercialement.

Probablement, les premiers auteurs à réintroduire le concept de Zoelly furent Kemler et Grandall en 1946 aux U.S.A..

Un premier état des recherches américaines a été publié en 1948. Parmi ces précurseurs, Ingersoll et Plass, en 1948, adaptant la théorie du flux de chaleur à partir du sol vers des tuyaux enterrés de Kelvin, établirent la théorie de base.

Dès les premières installations, vers 1950, il a été reconnu qu'il était primordial de bien connaître les caractéristiques thermiques du sol, comme la conductivité et la capacité calorifique. Il était également établi que ces propriétés dépendaient du type de sol (composition minérale et distribution des grains), de sa densité, de sa teneur en eau et, indirectement, du processus de transfert de masse et de chaleur.

Cependant, on a remarqué que tout changement thermique dans le sol provoqué par une extraction de chaleur était très lent.

Il y a 30 ans, beaucoup d'autres effets liés au transfert de masse et de chaleur avaient déjà été mis en évidence : effet du gel sur la conductivité, changement de la structure du sol autour des échangeurs, effets convectifs dans le milieu poreux, etc..

La fin des années 40 et la première moitié des années 50 furent marquées par un très grand nombre d'installations expérimentales de pompes à chaleur sur le sol.

Le premier système de pompe à chaleur sur le sol en vraie grandeur fut imaginé par Griffith en Grande-Bretagne en 1952. Un chercheur allemand bien connu, von Cube, a installé, il y a environ 30 ans, un système de serpentins horizontaux en acier dans son propre jardin. Ce système est encore opérationnel : von Cube mesure des facteurs de performance saisonniers de l'ordre de 3.

En 1956, Smith mettait en évidence l'importance de la résistance de contact sol/tube.

C'est également cette année-là que Penrod suggéra la combinaison de collecteurs solaires et de tuyaux enterrés; il réalisa un stockage pilote en 1969.

Cependant, après une brève période d'enthousiasme, l'intérêt pour cette technologie diminua car l'énergie était disponible à bas prix.

Ce fut seulement après la première augmentation importante du prix du pétrole de l'OPEP, en 1973, que l'activité des pompes à chaleur couplées au sol reprit, principalement en Europe (Allemagne, Grande-Bretagne, Suède, Finlande, Danemark).

Quelques essais ont été tentés de circulation directe du fluide frigorigène (fréon) dans les serpentins enterrés. Depuis, plusieurs milliers d'installations ont été construites en Europe, principalement en Suède, et des conférences internationales ont été organisées sur le sujet.

Aux U.S.A., l'intérêt pour ce type de système vient plus tard : vers 1978.

Parmi les chercheurs américains ayant contribué à la recherche, citons Bose, Parker, Frierson, Metz et Andrews.

Un élément essentiel différenciant les nouvelles installations des anciennes a été l'introduction de tubes en matière plastique en remplacement des échangeurs métalliques. Les avantages de ces tubes sont certains : pas de corrosion, peu onéreux, faciles à manipuler, faciles à connecter, etc..

Cependant, la conductivité thermique du plastique et la grande résistance de contact constituent des handicaps majeurs à un bon transfert thermique.

Au cours de ces dernières années, la tendance est d'améliorer le design de base du système, de développer des modèles mathématiques de façon à prévoir son comportement pour diverses conditions climatiques et divers sols et également d'améliorer son potentiel économique.

Citons les modèles GROCS, CONVEC, ACRES, MINSUN, ...

La mesure de la conductivité et de l'humidité du sol in situ ont également fait l'objet de recherches récentes.

3.3.5.3. Les choix, le dimensionnement, l'optimisation

La capacité volumétrique du transfert de chaleur d'un sol dépend du type d'échangeur, de la distance entre deux tubes adjacents, des propriétés thermiques du sol et de la résistance de contact sol/tube /227/.

La capacité de transfert thermique augmente lorsque :

- la distance entre deux échangeurs diminue,
- l'espace entre les deux branches d'une épingle augmente,
- la conductivité thermique du sol augmente,
- la résistance de transfert entre le fluide et le sol adjacent diminue.

La capacité de stockage de roches, comme le granite ou le gneiss, est environ 2.2 MJ/m³ à 0°C, à peu près la moitié de celle de l'eau; celle de l'argile dépend de son degré d'humidité : elle peut varier de 2.2 à 4.0 MJ/m³ à 0°C /221/.

Un système classique par échangeurs horizontaux pour une maison individuelle dispose de 300-500 m de tubes, enterrés à une profondeur de 0.5-2.0 m et espacés de 1.0-2.0 m.

La puissance du compresseur de la pompe à chaleur dans ce cas est de 8-12 kW et le coefficient de performance moyen annuel se situe entre 2.2 et 2.6 /118/.

L'emprise au sol nécessaire pour une maison particulière est de l'ordre de 400 à 500 m² /301/.

Un système constitué de conduits verticaux est dimensionné de façon différente si le milieu est de la roche ou de l'argile /221/ :

- dans la roche, la profondeur du forage varie de 50 à 200 m avec un diamètre de 115-150 mm; un tube est inséré dans les trous qui sont connectés en série ou en parallèle; les puits sont espacés de 4 à 6 m entre eux;
- dans l'argile, des tuyaux en matière plastique en épingles sont poussés jusqu'à une profondeur d'une dizaine de mètres et espacés de 1.5 à 2 m.

Un autre système généralement utilisé dans l'argile consiste en un réseau de drains verticaux d'environ 150 mm de diamètre remplis de sable et comportant un tuyau de plastique en U. Un tel drain permet un meilleur transfert thermique car la conductance de contact sol/tube est améliorée.

Si l'extraction de chaleur d'un réseau enterré vertical influence le système de la maison voisine, il est possible de creuser les trous dans des directions non verticales, en s'écartant du système voisin /225/.

3.3.5.4. Les paramètres importants

Dans une étude suédoise d'extraction thermique à partir de 9 sols différents, il s'est avéré que le paramètre caractéristique du sol le plus important était sa teneur en eau /234/.

Un sable saturé est environ 4 fois meilleur qu'un sable sec. Spécialement dans les sols sablonneux, il est malaisé de prévoir les propriétés thermiques car la teneur en eau peut varier très fort selon un profil vertical si le niveau de la nappe fluctue au cours de l'année.

Il est donc primordial de connaître ce niveau de l'eau souterraine dans les sols à grains grossiers.

Par ailleurs, le stockage lui-même modifie non seulement la température du sol, mais aussi, par voie de conséquence, la pression partielle de la vapeur d'eau de façon notable /223/.

Le climat joue également un rôle essentiel en ce qui concerne la possibilité d'extraction de chaleur d'un sol : du nord au sud de la Suède, on constate une différence de l'ordre d'un facteur 2 /234/.

Si le sol est recouvert de neige, celle-ci isole le milieu de stockage de l'air ambiant en hiver.

La figure 18 résume les différents facteurs affectant le dimensionnement d'un système par échangeurs enterrés : les propriétés thermiques du sol (A), le niveau de la nappe (B), la position des tuyaux dans le sol (C), la possibilité de gel (D), les effets biologiques possibles (E).

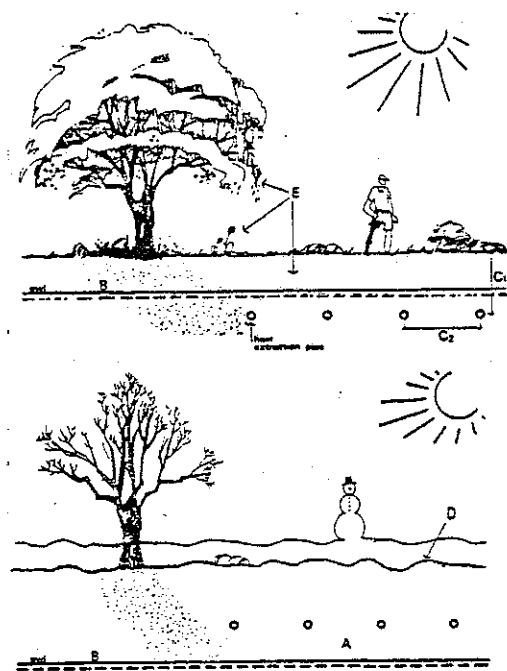


FIGURE 18

De façon générale, la capacité de transfert thermique sol/tube est extrêmement importante : son ampleur nécessite de lui consacrer un paragraphe particulier.

3.3.5.5. Le transfert thermique sol/tube

Si la résistance de transfert entre le fluide caloporteur et la surface intérieure du tube peut généralement être négligée, à la fois pour le flux laminaire et pour le flux turbulent, il n'en

est pas toujours de même de la résistance à l'intérieur du tube et de la résistance de contact entre la paroi extérieure du tube et le sol /227/.

Que les tubes soient " poussés " dans le sol ou qu'ils soient installés dans des trous pré-forés et remplis de sol local, l'échangeur sera toujours en contact avec l'argile. Or, à la fois le plastique et l'argile possèdent une conductivité thermique très basse. Si on ajoute à cela la résistance de contact importante entre ces deux matériaux, le transfert thermique résultant est limité et le temps d'injection ou d'extraction d'une quantité de chaleur donnée sera important /172/.

De façon à augmenter le flux thermique entre le sol et le fluide caloporteur, trois améliorations sont nécessaires :

- 1/ Augmenter la surface de contact de l'échangeur avec l'argile.
- 2/ Diminuer la résistance thermique du tuyau.
- 3/ Diminuer la résistance de contact sol/tube pour une surface d'échangeurs donnée.

La première exigence conduit à l'utilisation de tubes de grands diamètres, de tubes à ailettes ou de tubes de forme particulière. A cet égard, divers types d'échangeurs ont été testés : des radiateurs plats (de chauffage classique) placés verticalement dans le sol /101/, qui donnent des résultats assez médiocres, des

tuyaux plissés " en accordéon " /157/ (figure 19)

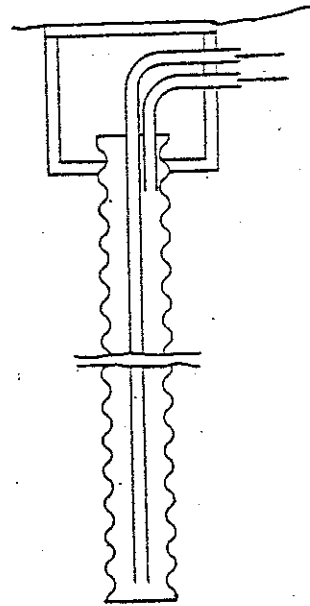


FIGURE 19

utilisables surtout pour des profondeurs faibles, des échangeurs plats en matière plastique, du type " collecteurs solaires en rouleau " /183/ (ce type d'échangeur placé horizontalement à la F.U.L. pose cependant le problème de la rupture de continuité du milieu poreux que constitue le sol), des tuyaux hélicoïdaux /23/, qui augmentent la puissance de transfert par mètre de puits, des bottes de tuyaux commençant sur une petite aire près de la surface et divergeant en profondeur /23/, qui permettent un volume important pour une emprise au sol réduite.

La seconde exigence conduit à l'utilisation de matériaux à haute conductivité pour les échangeurs. Contrastant avec la pratique courante où un tube de plastique à faible conductivité est enfoui directement dans l'argile à faible conductivité également, de récents essais canadiens très prometteurs /172/, /306/, /324/, /325/, consistent à utiliser des tuyaux de cuivre dans des

configurations diverses : 1 tube à ailettes, échangeurs à 4 tubes (figures 20 et 21).

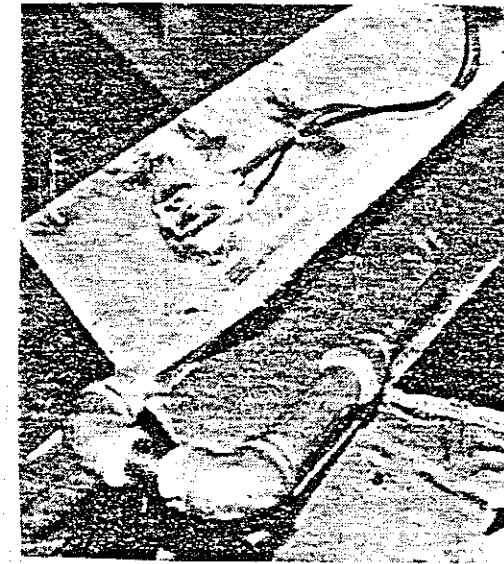


FIGURE 20

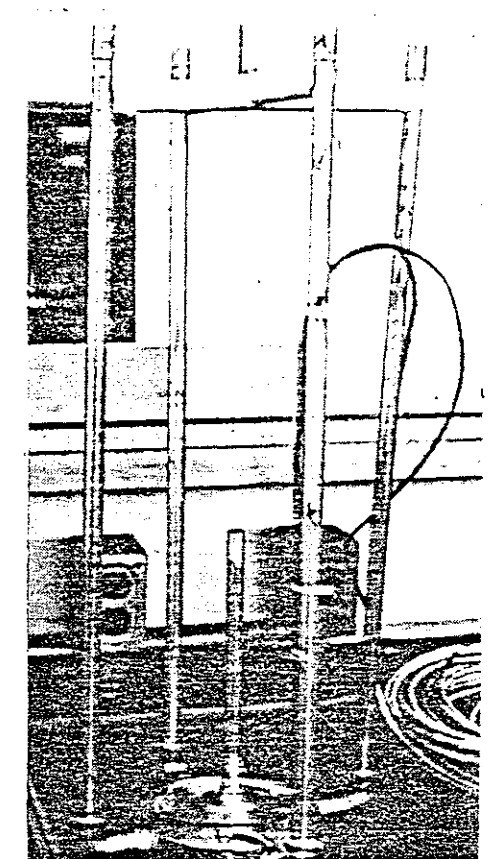


FIGURE 21

Cette pratique allie à la fois une conductivité élevée du matériau constituant l'échangeur et une surface de contact importante.

Il est en effet relativement illogique d'utiliser un tuyau en matière plastique dont la conductivité est typiquement un ordre de grandeur inférieur à celui du sol : une chute de température importante se manifeste déjà à la surface de l'échangeur, avant même que commence la diffusion dans l'argile.

L'avenir montrera peut être que les tubes métalliques, abandonnés pour des raisons de coût et de maniabilité, s'avèreront plus rentables à long terme que les tubes en matière plastique.

La troisième exigence est beaucoup plus difficile à satisfaire en ce sens que le problème de la résistance thermique à l'interface sol-tube est mal connu.

Il semble en tout cas que le chauffage et le refroidissement cycliques d'un tuyau enterré, induisant une succession d'expansions et de contractions, causent la réduction du nombre de points de contacts entre le sol et le tube.

Une hypothèse serait que les particules poussées vers l'extérieur lors de l'expansion du tuyau sont remplacées durant la phase de contraction par de l'air ou de l'eau, ce qui crée une zone à conductivité thermique plus basse /98/.

Une pratique courante consiste également à creuser un trou plus large que l'échangeur lui-même et, lors du remplissage ultérieur, à remplacer l'argile par du sable saturé.

Les conductivités thermiques de l'argile et du sable saturé sont respectivement 0.85 W/mK et 2.5 W/mK, entraînant une meilleure diffusion dans le sable. Mais également, la résistance de contact pour le sable est inférieure à celle mesurée pour l'argile.

La raison de cette amélioration n'est pas évidente : les grains de sable, assez gros, n'assurent pourtant pas une surface de contact aussi grande que les fines particules d'argile.

L'explication réside probablement dans le phénomène de rétraction du sol. On constate en effet un flux de chaleur plus grand (et donc une résistance de contact plus faible) pour l'injection de chaleur que pour l'extraction, ce qui prouve que l'expansion thermique du tube est le facteur essentiel /325/.

Le coeur de sable réduit probablement les variations de la pression des pores dans l'argile résultant de la charge périodique. En effet, lorsque la température dans l'argile augmente, la pression dans les pores augmente puisque l'eau possède un coefficient d'expansion supérieur à celui des solides. Lors du refroidissement, la pression diminue.

Ces variations de pression dans les pores créent un dérangement dans la structure du sol, qui conduit à une diminution de la pression apparente de préconsolidation /227/.

De cette façon, on peut considérer qu'un tuyau enfoui dans du sable saturé se comporte comme un tube de plus grand diamètre; il faut tenir compte d'une surface de contact équivalente, 4 fois supérieure à celle du tuyau seul dans le cas d'un tube de 3.75 cm de diamètre dans un trou rempli de sable de 30 cm de diamètre : ce qui fournit une réduction de résistance thermique de 30 %.

Une matière souvent employée également pour le remplissage du puits, est la bentonite, qui assure un contact thermique important /154/. Nous détaillerons ses propriétés dans un chapitre ultérieur, traitant des nouveaux matériaux mis en oeuvre pour le stockage de l'énergie.

Le béton est aussi un matériau utilisé fréquemment pour cette application /157/.

Quoiqu'il en soit, la résistance de contact est un paramètre particulièrement digne d'intérêt, et la négliger dans un modèle de dimensionnement peut conduire à des résultats tout à fait irréalistes /325/.

Le facteur de performance lié au transfert thermique est la puissance échangée par mètre de tuyau enterré : nous allons voir, dans le paragraphe suivant, quelle est sa valeur moyenne et comment elle est influencée.

3.3.5.6. Puissance échangée par mètre de tube

La puissance échangée par mètre de tube peut être une notion ambiguë lorsque l'échangeur est constitué de plusieurs tubes : tube en U, 2 tubes concentriques, ou encore réseau serré de tubes en tranchées /150/.

Dans ce dernier cas, par exemple, la puissance échangée est 360 à 400 W par mètre de tranchée (comportant 80 tuyaux), soit largement supérieure à la puissance moyenne d'un tube enterré. Il s'agit donc d'interpréter prudemment les valeurs publiées.

Nous avons déjà fait remarquer que la tendance actuelle est en sens inverse de l'amélioration de la puissance échangée (le plastique a remplacé le cuivre, les petits diamètres de tube ont remplacé les grands diamètres) : ceci résulte en une puissance d'échange possible nettement inférieure aux valeurs observées dans le passé.

Il semble qu'une valeur supérieure à 100 W/m soit facilement accessible si on dimensionne l'échangeur de telle façon que son diamètre thermique apparent soit important /324/.

Si l'extraction de la chaleur d'un réseau de tuyaux verticaux pouvait être améliorée d'un facteur 3, la longueur de tube pourrait être réduite du même facteur pour obtenir les mêmes performances. Dans un tel cas, les coûts de forage seraient réduits également d'un facteur 3, ce qui pourrait entraîner une réduction du coût total du système de l'ordre de 20 à 25 % /306/.

Un comportement souvent observé, par exemple lors du stockage de l'énergie solaire dans des tubes de polyéthylène enterrés, est l'élévation très rapide de la température d'entrée des collecteurs solaires (qui est aussi la température à la sortie de

l'échangeur enterré) lorsque l'intensité du rayonnement solaire augmente pendant la matinée. En d'autres termes, le sol "sature"; il ne parvient plus à absorber la puissance solaire lorsque celle-ci devient importante.

La température du fluide augmente alors, ce qui diminue le rendement des collecteurs et donc l'énergie injectée, agissant comme processus auto-régulateur /159/.

Lorsqu'on utilise deux tubes coaxiaux, il est important de ne pas employer un tube central métallique, afin d'éviter le court-circuit thermique du fluide montant et du fluide descendant /230/. En régime variable, comme le stockage de l'énergie solaire, il est également important de ne pas négliger l'inertie thermique du fluide caloporteur : par exemple, 500 mètres de tubes de 2 cm de diamètre renferment près de 160 litres de fluide qu'il faut réchauffer après chaque interruption de l'injection thermique, ce qui diminue d'autant la puissance échangée avec le sol.

Enfin, le débit joue un rôle essentiel puisqu'il conditionne d'une part l'écart de température entrée-sortie, d'autre part le régime de l'écoulement dans l'échangeur.

Par exemple, à -2°C (conditions de gel du sol),

- un débit de $67 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{sec}$ (0.24 m³/H)

fournit une puissance d'échange de 30 W/m

- un débit de $250 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{sec}$ (0.90 m³/H)

fournit une puissance d'échange de 55 W/m

pour le cas d'un échangeur constitué de 4 tubes en cuivre /185/.

Pour terminer, citons quelques valeurs mesurées de la puissance d'échange. Cette liste montre que ce paramètre peut varier de façon importante selon l'expérience :

- 1.7 W/m pour le projet " Sunclay " à Kungsbacka, en Suède, pendant une condition de pic de charge à partir de collecteurs solaires dans les tubes de polyéthylène dans l'argile /181/;
- 6.5 à 7.5 W/m par degré d'écart fluide/sol (40 W/m dans les conditions de travail) pour une expérience dans un modèle réduit de laboratoire simulant des échangeurs en polyéthylène au fond d'un lac /121/;
- 10.6 W/m en moyenne pour un tube horizontal en PE de 25 mm de diamètre à Gofis en Autriche /149/;
- 8.7 W/m en moyenne pour un tube horizontal en PE de 25 mm de diamètre, à Rankweil, en Autriche /149/;
- 7 W/m pour des tubes verticaux en PE dans l'argile, à Kungsbacka, en Suède, durant des conditions de pic de charge /152/;
- 12.1 W/m à une température de fluide de 2.3°C pour un tube en PE de 38 mm de diamètre enterré horizontalement, à Ontario, aux U.S.A. /151/;
- 17.7 W/m à 0.4°C pour le même type d'échangeur, à Pittsford, aux U.S.A. /151/;
- 13.9 W/m à 1.7°C pour un tube vertical de 19 mm de diamètre en PE, à Liverpool, aux U.S.A. /151/;
- 8.9 W/m à 3.5°C pour le même type d'échangeur dans une autre installation à Liverpool également, aux U.S.A. /151/;
- 9.7 W/m à 1.7°C pour un tube horizontal de 38 mm de diamètre, à Camillus, aux U.S.A. /151/;

- 13.2 W/m à - 1.7°C pour un échangeur à tubes horizontaux en PE de 38 mm de diamètre, à Schenectady, aux U.S.A. /151/;
- 32.4 W/m à - 1.1°C pour un tube vertical en PE de 38 mm de diamètre, à Glens Falls, aux U.S.A. /151/;
- 15.7 W/m à - 3.2°C pour un tube horizontal de 38 mm de diamètre, à Cazenovia, aux U.S.A. /151/;
- 1.7 W/m durant des conditions de pic de charge dans un stockage par tubes en PE verticaux de 16 mm de diamètre, à Vingaker, en Suède /153/;
- 15 W/m durant des conditions de pic de charge dans un stockage par tubes en polypropylène enfouis verticalement dans l'argile, à Kleinviecht, en R.F.A. /154/;
- 227 W/m en moyenne pour un tuyau en acier de 200 mm de diamètre, à Sapporo, au Japon /155/;
- 54 W/m pour un tuyau vertical de 115 mm de diamètre dans la roche, à Alvsjo, en Suède /156/.

Les puissances échangées restent en général très faibles par rapport à ce qu'il est possible d'obtenir.

Cependant, une simulation réalisée par Menjoz /5/ conclut qu'une puissance d'extraction maximale de 5 à 6 W/m pour un système à 3 nappes horizontales permet un fonctionnement moyen hors gel et une régénération naturelle complète entre les périodes de chauffage.

Katona et Brandner /157/, quant à eux, ont réalisé une simulation fournissant une courbe de la puissance échangée en fonction de la

conductivité thermique du sol choisi, dans différentes configurations (figure 22).

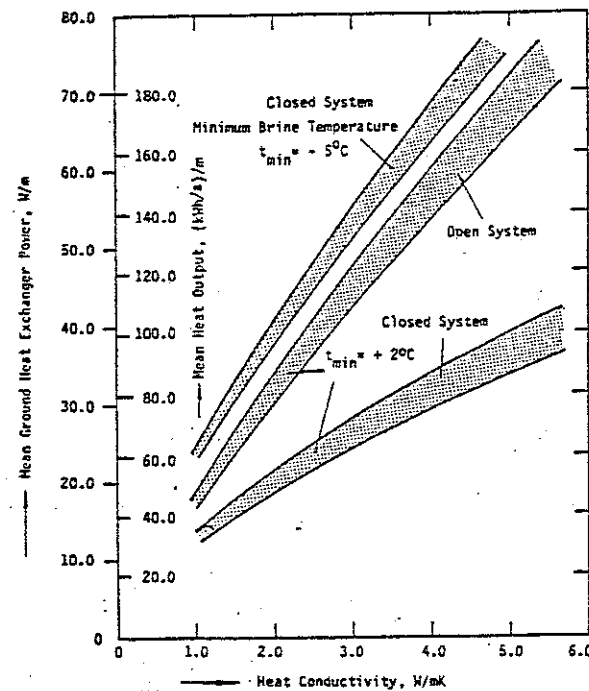


FIGURE 22

3.3.5.7. Echangeurs en tranchées

Basé sur une idée originale de l'ingénieur allemand H. Gerbert, un échangeur en tranchée a été développé et appliqué dans plusieurs pays /150/. Depuis 1979, 300 installations ont été réalisées en Autriche, Suisse et République Fédérale d'Allemagne.

L'objectif initial était de développer un échangeur enterré possédant les caractéristiques suivantes :

- surface au sol réduite;

- régénération naturelle en été;
- aucun système de chauffage d'appoint (système monovalent).

L'échangeur finalement retenu consiste en une tranchée de 1.2 m de large à la base et au moins 2.5 m au sommet et une profondeur de 3 m.

Les tubes échangeurs en polyéthylène de 20 mm de diamètre sont placés horizontalement tous les 5 cm sur les 2 côtés de la tranchée sur 2 mètres de haut à partir du fond. La surface d'échange est de 4 m² par mètre de tranchée. Chaque tube est connecté aux distributeurs centraux aller et retour. Le dimensionnement retenu est de réserver environ 1 m² d'échangeur pour 140 W d'énergie thermique fournie aux condenseurs de la pompe à chaleur.

Pour une maison unifamiliale, 100 m² pourraient donc suffire, soit 25 m de tranchée, ce qui représente environ 60 m² d'emprise au sol, soit presque un ordre de grandeur de moins que des serpentins horizontaux classiques.

Le système complet peut être amorti en moins de 4 ans.

3.3.5.8. L'air utilisé comme fluide caloporteur

L'air contenu dans le sol peut être utilisé comme source auxiliaire pour une pompe à chaleur sur l'air ambiant pendant les périodes où la puissance effective fournie par m³ " d'air souterrain " est supérieure à celle fournie par l'air ambiant /222/.

Il faut cependant tenir compte de la réduction du COP due au travail supplémentaire à fournir pour extraire l'air du sol. On utilise un tuyau perforé, placé dans un puits ou une tranchée situé au-dessus du niveau de la nappe souterraine. Un sol grossier (gravier, sable) est préférable.

3.3.5.9. L'échangeur réalisé par fracturation de la roche

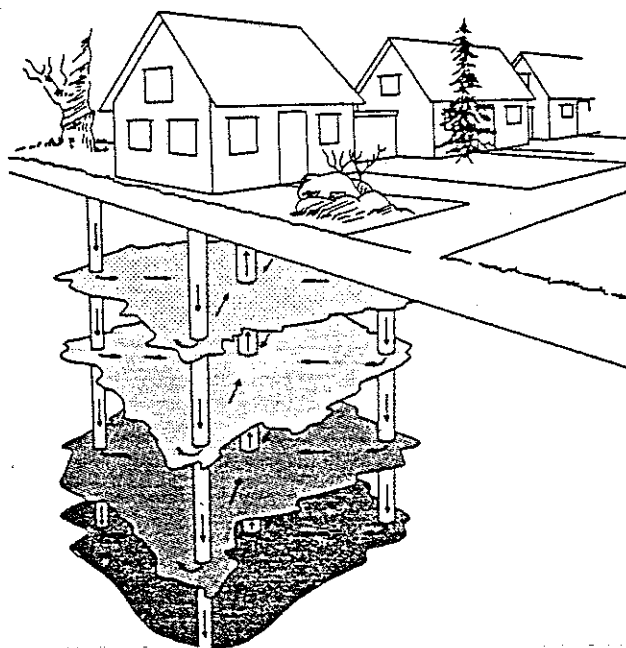


FIGURE 23

Dans les milieux rocheux suédois, américains, anglais et allemands, des essais de création d'un échangeur enterré par fissuration des roches souterraines ont été réalisés.

Les aires d'échanges sont créées par un certain nombre de forages verticaux suivis d'une fracturation hydraulique du massif. Après

rupture de la matrice ou ouverture de discontinuités préexistantes, les fractures hydrauliques sont propagées par injection d'eau à fort débit jusqu'à obtenir une liaison hydraulique avec les forages voisins /20/.

Les fissures forment donc des plans plus ou moins horizontaux à angle droit avec l'axe des tensions les plus faibles. Il semble que des fissures horizontales peuvent être créées jusqu'à une profondeur de 200 m environ. Ces fissures sont ensuite maintenues ouvertes par injection de particules qui servent d'entretoises /221/.

3.3.6. Le stockage de la glace

Il est de plus en plus fréquent de stocker de la glace pour des besoins de conditionnement d'air en été, ou encore, nous le verrons plus loin, pour la conservation des légumes et des fruits à grande échelle.

Pour le stockage du froid, la glace offre par rapport à l'eau les avantages suivants /288/ :

- la glace occupe 25 % de volume en moins que l'eau sous sa forme liquide, ce qui est un avantage lorsque l'espace est restreint;
- la production de la glace est une technique bien connue, qui peut donc bénéficier de l'assistance de personnes compétentes et d'instruments spécifiques;

- l'utilisation de la glace pour le conditionnement ne nécessite pas, comme l'eau, un contrôle sévère des débits et des températures;
- le volume du stock de glace étant plus petit, il est moins sujet aux gains thermiques via l'air extérieur.

Cependant, en faveur de l'eau froide, on peut mettre en évidence les points suivants :

- l'énergie nécessaire pour la récupération des frigorifiques pour le conditionnement est nettement plus faible que pour la glace;
- des équipements de réfrigérations plus petits et moins chers peuvent être employés à capacité équivalente;
- l'intégration d'un système basé sur l'eau froide à un système de conditionnement existant est plus simple;
- enfin, l'eau se prête plus volontiers que la glace au stockage de chaleur pour une utilisation hivernale : elle peut être réchauffée l'été par l'air des locaux et refroidie l'hiver par le système de chauffage.

3.3.7. Le stockage par chaleur latente et le stockage chimique

Cette seconde partie concerne avant tout le stockage par chaleur sensible; aussi allons-nous nous borner ici à un bref examen de l'évolution et des perspectives en matière de stockage chimique par chaleur latente.

Les principes de base ne seront pas repris; ils ont déjà été développés dans la première partie.

Les PCMs (phase change materials) sont encore dans l'enfance, mais ils seront probablement préférés lorsque leur fiabilité sera établie et que leur prix sera compétitif.

L'espoir essentiel réside dans l'intégration des PCMs dans les matériaux de construction : par exemple dans des vides ménagés dans des panneaux préfabriqués en béton /279/.

A cet égard, une nouvelle classe de matériaux à changement de phase est en développement.

Le changement de phase de ces PCMs n'implique pas un changement d'état; ces matériaux restent à l'état solide durant une transformation cristalline, plus de 70°C en dessous de leur point de fusion. De plus, la température de cette transformation peut être ajustée de 7°C à 188°C en faisant varier les compositions des mélanges binaires.

Comme ces matériaux restent solides, leur incorporation à des matériaux de construction non seulement est possible, mais a été réalisée pratiquement au Solar Energy Research Institute, à Golden au Colorado /254/. Ces matériaux sont utilisables à la fois pour le stockage de la chaleur et celui du froid.

La technique de l'échangeur entre le fluide caloporteur et le PCM continue à s'améliorer : par exemple, une simulation montre que l'emploi de tubes à ailettes augmente la vitesse de charge/décharge /263/.

Le problème du stockage chimique, quant à lui, est fort proche de celui des pompes à chaleur à absorption; il sera traité ultérieurement.

En effet, certains systèmes de stockage thermochimiques sont basés sur la possibilité de stocker des solutions concentrées de sels choisis dans des réservoirs ordinaires. De façon à produire et à réutiliser plus tard la quantité d'énergie stockée, des échangeurs de chaleur sont nécessaires /256/.

D'abord, le processus de désorption consiste à concentrer la solution, ce qui demande une certaine quantité d'énergie et crée donc le potentiel de stockage thermique.

Ensuite, le processus d'absorption, lui, fournit une quantité de chaleur récupérable.

Comme ce système fournit en général davantage d'énergie qu'il n'en consomme, le coefficient de performance est supérieur à 1 et le système fonctionne comme pompe à chaleur.

Le processus d'absorption/désorption de la vapeur d'eau sur la zéolithe, par exemple, peut être utilisé /269/. Cependant, un problème similaire à celui de l'échange dans les PCMs est à craindre : la zéolithe possédant une conductivité thermique très faible, il est nécessaire de maximiser les vitesses de transfert en imaginant des échangeurs complexes qui grèvent le prix du système.

Au Japon, des essais sont menés sur des gaz hydratés (fréons R-12, R-21, R-22) où un agent hydratant gazeux " M " est mélangé à n molécules d'eau pour former un gaz hydraté $M \cdot nH_2O$ solide en fournissant une énergie thermique. La réaction est réversible et est endothermique dans l'autre sens et les produits M et eau sont stockables facilement.

En se basant sur ce principe, il est possible de créer et de stocker du froid à un coût moindre que la formation et le stockage de glace /252/.

En Suède, où un programme de recherche en matière de stockage thermique a été établi, on estime que les stockages chimique et par chaleur latente ne seront pas applicables avant l'an 2000 : leur coût reste trop élevé que pour concurrencer les autres systèmes /180/, /220/, /295/.

3.3.8. Stockage dans des lits de cailloux

Peu d'innovations ont été réalisées ces dernières années en ce qui concerne le stockage en galets.

L'application la plus courante est le stockage thermique dans les serres : en effet, il est illogique que pendant le jour, les serres doivent être ventilées pour perdre l'excès de chaleur accumulée, tandis que durant la nuit, de l'énergie fossile doit être utilisée pour satisfaire les besoins de chauffage. Il est donc plus efficace de conserver cet excès de chaleur de la journée dans un lit de cailloux sous la serre /271/.

Ce milieu étant particulièrement adapté lorsque l'air est le fluide caloporteur, il sera préféré pour les serres.

En général, un lit de cailloux est disposé dans le sous-sol de la serre. L'air chaud passe, soit directement dans les cailloux, soit dans un échangeur /60/. La température atteinte dans le stockage reste faible (17 - 19°C), ce qui est suffisant pour la distribution dans la serre pendant la nuit.

Un temps de retour économique très faible (environ 15 mois) est possible avec ce type d'installation.

Pour une utilisation en stockage intersaisonnier, on préfère opter pour un mélange eau/pierre, soit dans des " aquifères "

artificiels, trous creusés dans la terre, imperméabilisés et remplis d'eau et de cailloux /165/, soit dans les cavernes mixtes eau/pierre (voir § 3.1.2.3. et 3.3.2.1.) /65/.

Dans ce dernier cas, il semble que des ions, surtout de silice, provenant des roches se dissolvent dans l'eau lorsque celle-ci est à température élevée; lors de l'abaissement de température, les ions précipitent et forment des agrégats notamment sur les échangeurs de chaleur, ce qui diminue leur efficacité.

Hormis ces quelques applications, le stockage dans les cailloux rencontre peu d'adeptes. Plusieurs désavantages sont à la base de ce peu de succès /59/, /79/, /293/ :

- la capacité calorifique apparente du lit de cailloux (représentant seulement 30 à 40 % de celle des cailloux seuls, sans les vides) est seulement de l'ordre de 1.6 MJ/m³K, ce qui nécessite un volume 2.6 fois supérieur à celui utilisé par l'eau à capacité équivalente;
- l'air étant le fluide caloporteur employé, il est difficile de contrôler l'étanchéité parfaite du réservoir et des tuyauteries et des fuites d'air sont souvent observées;
- la distribution d'air dans le réservoir est inégale : des poches d'air froid réduisent l'efficacité du système et on constate que 35 % du volume de stockage ne sont pas utilisés à leur potentiel réel.

Afin de résoudre en partie ce dernier problème, des déflecteurs sont imaginés pour distribuer l'air de façon plus équitable /79/.

La taille des galets doit être choisie avec précaution. En effet, s'ils sont choisis trop gros, la surface d'échange par rapport au

volume de pierre est faible, et les galets ne savent pas absorber la quantité de chaleur fournie pendant le temps donné; s'ils sont choisis trop petits, la perte de charge devient trop importante. Le diamètre moyen généralement adopté est de 30 à 65 mm.

3.3.9. Le stockage et l'architecture

L'utilisation rationnelle du stockage de l'énergie thermique pour le chauffage de l'habitat ne peut se concevoir sans une intégration parfaite avec l'architecture du bâtiment.

Au niveau de l'ossature même de la maison tout d'abord, on réalisera un stockage diurne de l'énergie solaire en concevant une habitation à haute inertie qui favorisera au maximum les entrées du soleil.

Le fameux mur Trombe en est un exemple. Egalement, nous avons déjà fait mention des matériaux à changement de phase intégrés à des matériaux de construction /254/, /279/.

La F.U.L., pour sa part, suit de près deux immeubles où le solaire passif est favorisé.

Il s'agit tout d'abord d'une des 6 maisons situées à Marbehan, dans la province de Luxembourg, conçues par la société SOLETRA. Ces maisons, isolées de façon à éviter tout pont thermique, possèdent un radier de sol en béton d'une épaisseur de 45 cm situé à proximité de larges baies vitrées en plein sud.

Les nouveaux auditoriums de la F.U.L. seront également analysés : il sont conçus de façon à présenter des volumes importants de béton derrière une verrière plein sud.

Le plancher chauffant électrique est un exemple de stockage à

court terme de l'énergie électrique. La capacité requise pour réaliser une charge de 9 heures pendant la période " off-peak " de fourniture de l'électricité se situe entre 110 et 240 W/m² /266/.

Lorsqu'on désire réaliser un stockage plus important, il convient de profiter au maximum des possibilités de construction avant et pendant le chantier de l'habitation : accès plus facile lorsque la maison n'est pas encore construite, présence des engins de génie civil, pertes vers le haut directement utilisées si le stock se trouve sous les fondations, etc..

A cet égard, un bel exemple de construction est le projet SUNCOURT, à Stockholm, en Suède /229/, où une immense serre est réalisée entre deux bâtiments voisins (figure 24).

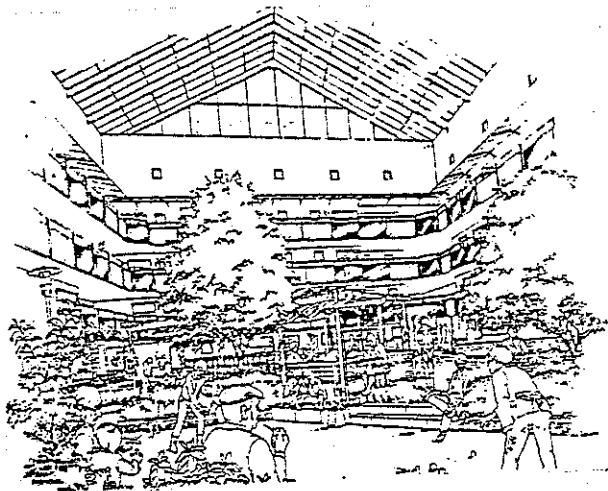


FIGURE 24

L'idée de base du projet est de considérer ce volume vitré comme un immense collecteur solaire. L'excès de chaleur est dirigé par une pompe à chaleur vers un stockage par tubes verticaux situé sous la serre elle-même.

La présence de la serre entraîne également une demande de chaleur plus restreinte pour les immeubles contigus (100 MJ/an.m² au lieu de 300). La protection contre le vent et des températures d'air relativement élevées permet aux habitants d'utiliser l'espace environnant de façon tout à fait différente que dans un développement traditionnel. Les enfants peuvent jouer " dehors " en toute sécurité et sans vêtements d'hiver, les contacts sociaux sont favorisés, ...

Le stockage souterrain, de façon générale, autorise l'utilisation du sol en surface pour d'autres besoins, comme par exemple un parking de voitures (figure 25 issue de /242/).

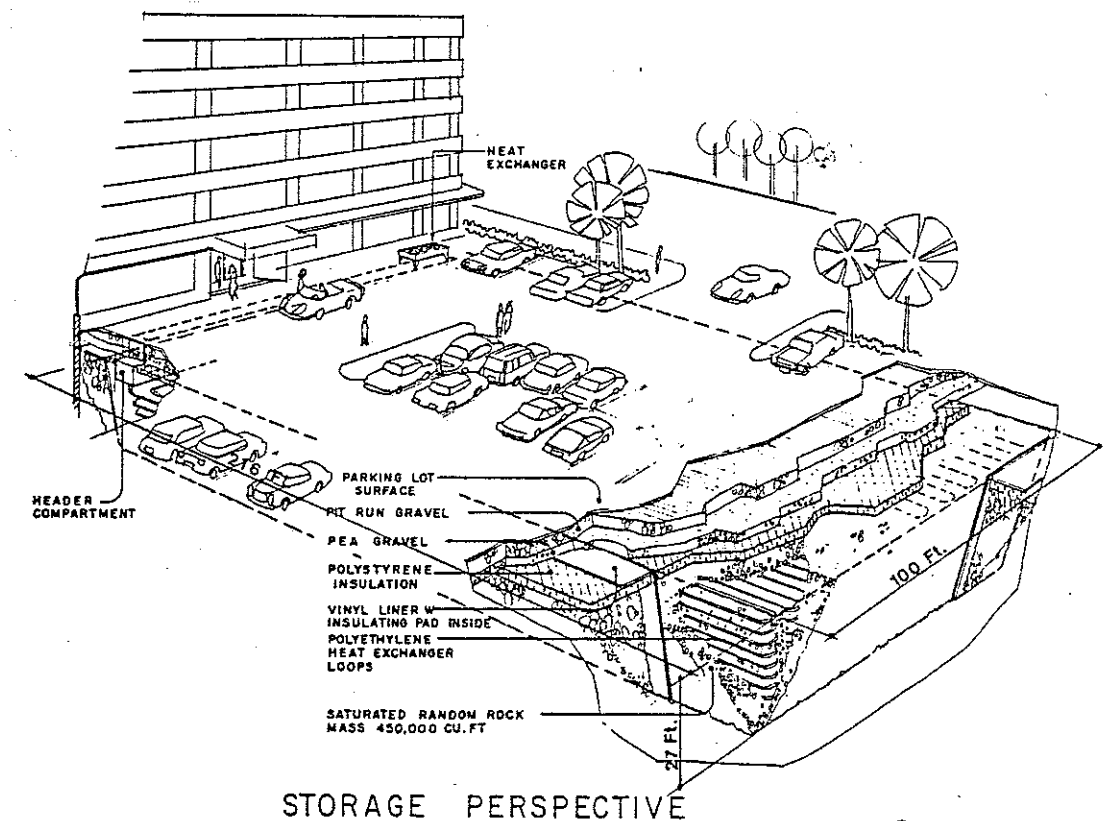


FIGURE 25

Enfin, de façon à profiter au maximum des espaces perdus, mais aussi des sources d'énergie possibles dans une habitation, il convient de repenser la conception de la maison toute entière : telle cette maison " faible énergie " en projet au Canada, où les gains solaires sont favorisés, où la chaleur contenue dans l'air extrait est récupérée et où l'eau usée passe d'abord par un échangeur avant d'être rejetée à l'égout /253/ (figure 26).

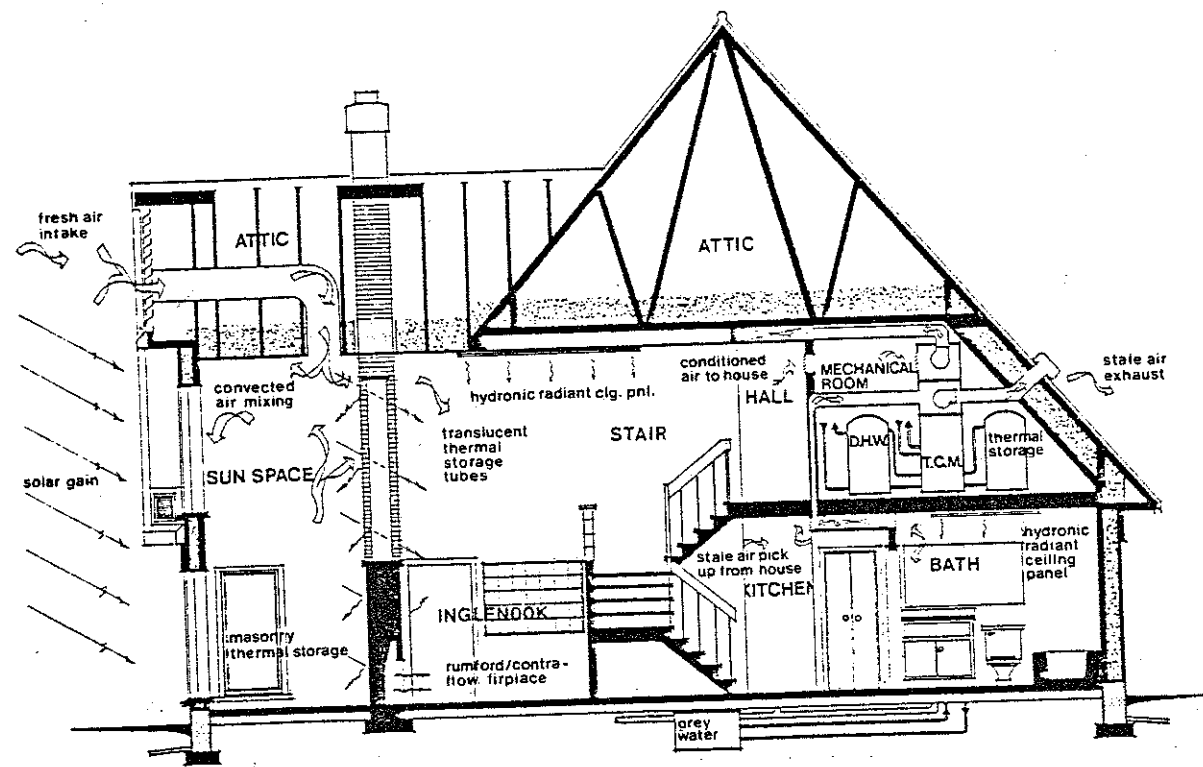


FIGURE 26

3.4. UTILITE DU STOCK

La quantité de chaleur nécessaire au chauffage d'un bâtiment est étroitement dépendante du niveau de température de l'air extérieur, avec de grandes variations saisonnières.

Avec un stockage thermique, les différences entre la capacité de la demande de chaleur et celle de la source peuvent être équilibrées /56/.

Pour cette raison, l'application de chauffage des locaux est évidemment celle qui vient d'abord à l'esprit en matière de stockage d'énergie. En particulier, le stockage a été surtout utilisé pour tenter de résoudre le problème de déphasage offre/demande de l'énergie solaire.

Cependant, il serait faux de croire que le stockage thermique est indissociablement lié à l'énergie solaire, ou même au chauffage des bâtiments. Les applications potentielles sont nombreuses, et depuis quelques années, deviennent des projets en vraie grandeur.

Une autre utilisation du stockage peut, par exemple, être le remplacement des installations productrices de puissance de crête, pour une utilisation à court terme.

A un niveau de température inférieur, le stockage peut aider les pompes à chaleur à fonctionner de façon plus régulière, et donc à améliorer leur rendement.

Un rôle important du stockage est également de faciliter " l'utilisation sérielle " de l'énergie lorsque les différentes formes d'énergie en série ne peuvent adapter leur offre et leur demande dans le temps /262/.

Voici une liste non exhaustive des applications possibles du stockage de l'énergie thermique : /134/, /250/, /56/

- amélioration de l'efficacité des systèmes basés sur des pompes à chaleur;
- possibilité de réaliser des systèmes uniquement basés sur l'énergie solaire;
- optimisation des systèmes énergétiques en diminuant les nouveaux investissements dans les centrales thermiques étant donné que l'énergie stockée à court terme peut répondre aux demandes de pointe;
- augmentation du rendement des installations cogénératrices chaleur/électricité en fournissant une charge thermique capable d'absorber la chaleur lors de la demande en électricité;
- utilisation plus efficace des sources d'énergie à coûts faibles et variables (essentiellement, problème de la température hivernale très basse de certaines sources);
- emploi plus étendu de l'énergie excédentaire provenant des industries, de l'incinération des ordures ménagères, des centrales électriques, ...;
- économie d'utilisation des systèmes de chauffage urbain alimentés par combustibles, la chaleur stockée permettant de réduire leur période d'exploitation à faible régime et donc à faible rendement;
- possibilité d'accès à des systèmes pour des raisons de maintenance, réserve de marche en cas de panne.

Citons encore deux applications originales du stockage :

- 1/ L'énergie solaire estivale peut servir à faire fondre la neige sur les routes en hiver (par un échangeur sous le tarmac, couplé à un stock) /168/.
- 2/ Un stockage en eau bien isolé à court terme peut réduire le cyclage on/off fréquent d'une chaudière à mazout à moins de 5 par jour et rendre superflu le surdimensionnement nécessaire pour les rares charges de pointe.
Il semblerait qu'un stockage en eau de 2 à 3 fois le volume des radiateurs permet une économie annuelle de 8 % /278/.

Par ailleurs, quelques applications récentes stockent le froid de l'hiver pour réaliser le conditionnement d'air en été.

Ces différents exemples d'utilisation des stockages thermiques permettent en tout cas de modifier la conception des calculs de leur rentabilité qui, jusqu'à présent, sont invariablement liés au coût des combustibles traditionnels.

Cependant, il faut faire remarquer que le stockage doit toujours être perçu comme une amélioration avantageuse apportée à un système existant et non comme une solution miraculeuse à l'approvisionnement énergétique dans le futur.

La quantité d'énergie qu'il met en jeu et ses périodes d'utilisation sont de loin trop faibles pour résoudre ce problème /49/.

3.5. LES SOURCES DE CHALEUR

Etant donné l'évolution du stockage vers l'utilisation de volumes d'eau, de terre ou de roche comme simples sources froides de

pompes à chaleur, il faut sans doute distinguer ici les sources destinées à une pompe à chaleur et les sources destinées à recharger un stockage.

3.5.1. Sources d'énergie pour les pompes à chaleur /294/, /295/, /301/

3.5.1.1. L'air extérieur

Il s'agit d'une source de chaleur qui n'est restreinte ou affectée par aucune condition locale, si ce n'est la température ambiante, surtout pendant la partie froide de l'année.

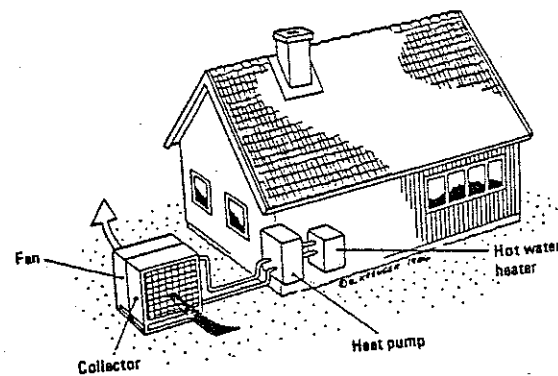


FIGURE 27

Le problème de cette source est que c'est précisément lorsque la température de la source décroît en hiver que les besoins en chaleur augmentent.

Comme l'air possède une densité thermique et une capacité thermique faibles, de grandes quantités d'air doivent circuler à

travers l'évaporateur (de l'ordre de 3 000 m³/H pour une maison de taille moyenne).

La taille du compresseur et les problèmes de givrage limitent l'application à des températures supérieures à 0°C.

Le bruit du ventilateur est également un inconvénient de cette méthode.

3.5.1.2. Les effluents liquides urbains

Comme l'air extérieur, il s'agit d'une source de chaleur basse température (8...20°C) bien adaptée à la pompe à chaleur.

Ce type d'utilisation est particulièrement attractif pour les sites proches des installations de traitement des eaux usées dans les zones résidentielles urbaines ou encore pour les grands immeubles qui produisent normalement des quantités importantes d'eau peu polluée, comme les hôpitaux.

Pour une diminution de température disponible dans la PAC de 6 à 8°C et un débit d'eaux résiduelles de 500 litres par personne et par jour, on obtient une puissance calorifique de 200 à 300 W par personne. Cela signifie en principe que, pendant la saison de chauffage, 5 à 10 % des besoins de chauffage d'une collectivité peuvent être couverts.

3.5.1.3. L'air extrait

Dans la conception de beaucoup d'immeubles actuels, est incluse une ventilation mécanique.

L'air extrait de ces immeubles est à température à la fois stable et élevée (aux alentours de 20°C tout au long de l'année). L'utilisation d'une pompe à chaleur pour récupérer l'énergie ainsi extraite permet d'obtenir un coefficient de performance élevé (figure 28).

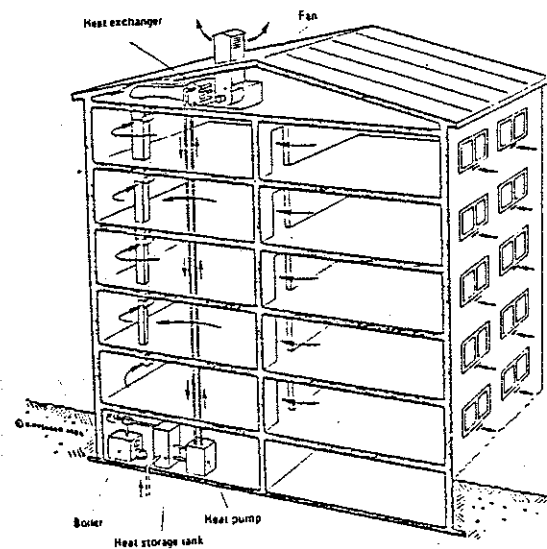


FIGURE 28

Bien que particulièrement bon marché, cette source de chaleur est cependant limitée et il ne serait pas économique d'augmenter le flux d'air ventilé pour atteindre le débit nécessaire à la pompe à chaleur.

3.5.1.4. L'eau des lacs et des océans

Les lacs et les océans agissent en fait comme d'immenses stocks de l'énergie solaire.

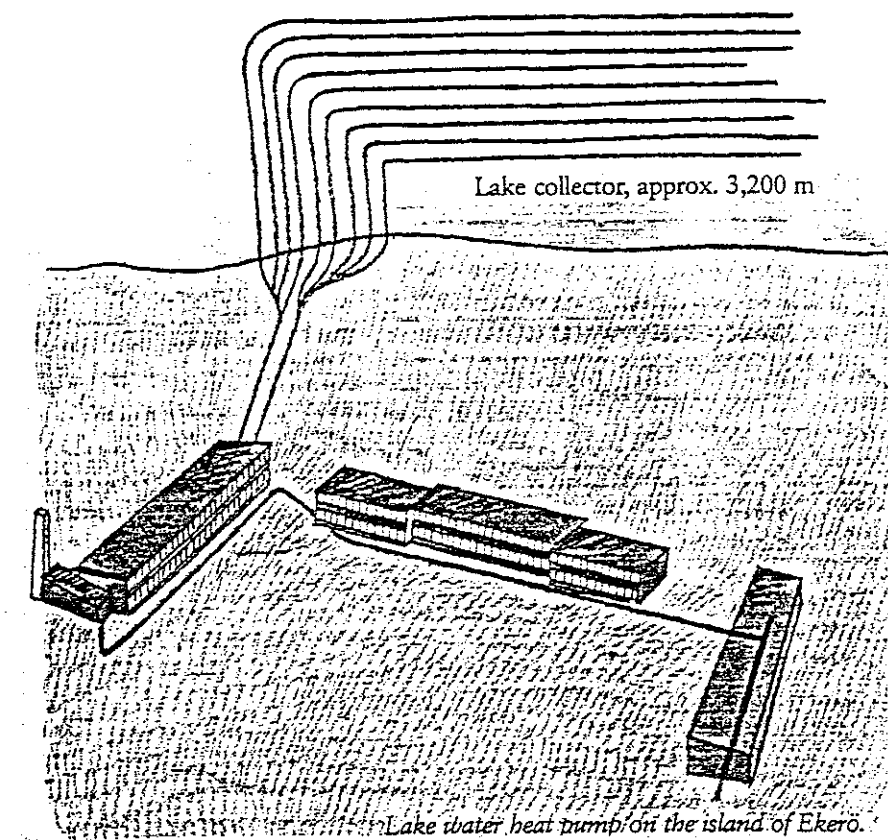


FIGURE 29

Un circuit fermé placé dans le fond d'un lac ou enfoui dans les sédiments ou encore un circuit ouvert dans lequel l'eau du lac ou de mer est pompée directement peuvent constituer l'alimentation de l'évaporateur d'une pompe à chaleur.

Ce type d'application convient évidemment aux sites proches de la mer, d'un lac ou d'une rivière; ce qui, traditionnellement, est le cas de beaucoup de communautés.

La figure 30 montre l'installation de Lidingo en Suède, utilisant la chaleur de l'eau de mer.

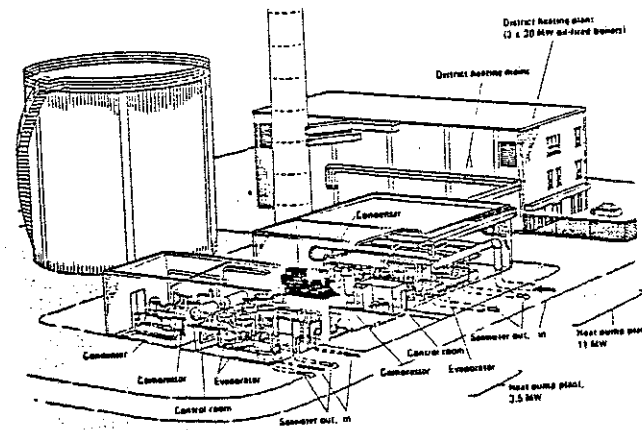


FIGURE 30

La formation de glace en hiver sur la surface du plan d'eau est souhaitable : elle permet une isolation thermique par rapport à l'air ambiant /113/. Cependant, il faut éviter la formation de givre autour des tuyaux, ce qui abaisse considérablement la puissance échangée /121/, /287/.

3.5.1.5. La surface du sol

Comme les lacs, le sol constitue un immense capteur solaire avec stockage de chaleur à température relativement stable au cours de l'année. Le collecteur de chaleur est constitué dans ce cas d'un tuyau enterré à 0.6 - 1.5 m de profondeur (figure 31).

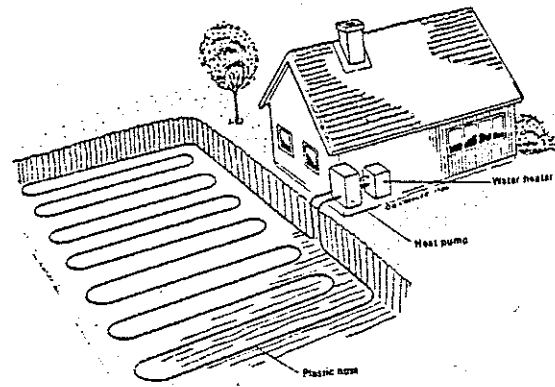


FIGURE 31

L'utilisation de cette source dépend du type de sol et de son contenu en eau. Les systèmes standards sont capables de fournir environ 100-150 MJ/m².an.

Une maison individuelle avec une charge de 10 kW nécessite environ 300-400 mètres de tuyaux enterrés sur une surface de 300-400 m².

3.5.1.6. L'eau souterraine et la roche

Ce type de source est également bien approprié au chauffage de maisons individuelles.

Un puits de 0.1-0.2 m de diamètre creusé jusqu'à une profondeur de 20-50-150 m, selon l'endroit, permet de récupérer la chaleur contenue dans l'eau souterraine à température stable (figure 32).

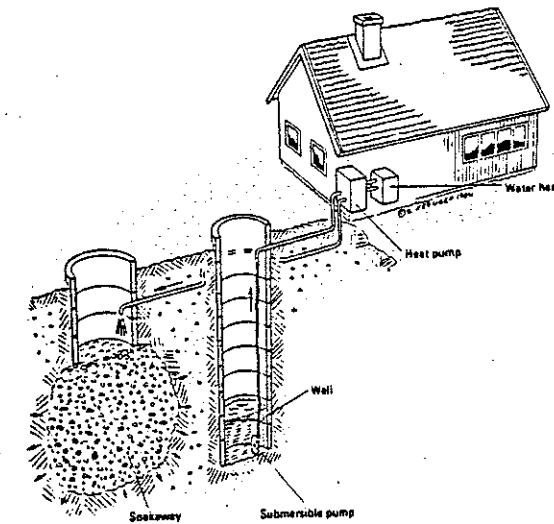


FIGURE 32

Comme pour l'eau des lacs, un circuit ouvert ou un circuit fermé peuvent être utilisés.

De façon plus générale, l'énergie géothermique peut être considérée comme une source intéressante pour une pompe à

chaleur : un tuyau placé dans la roche à 100-200 m de profondeur peut extraire une puissance de 20-30 W par mètre linéaire.

La figure 33 montre les variations de température pour différentes sources de chaleur.

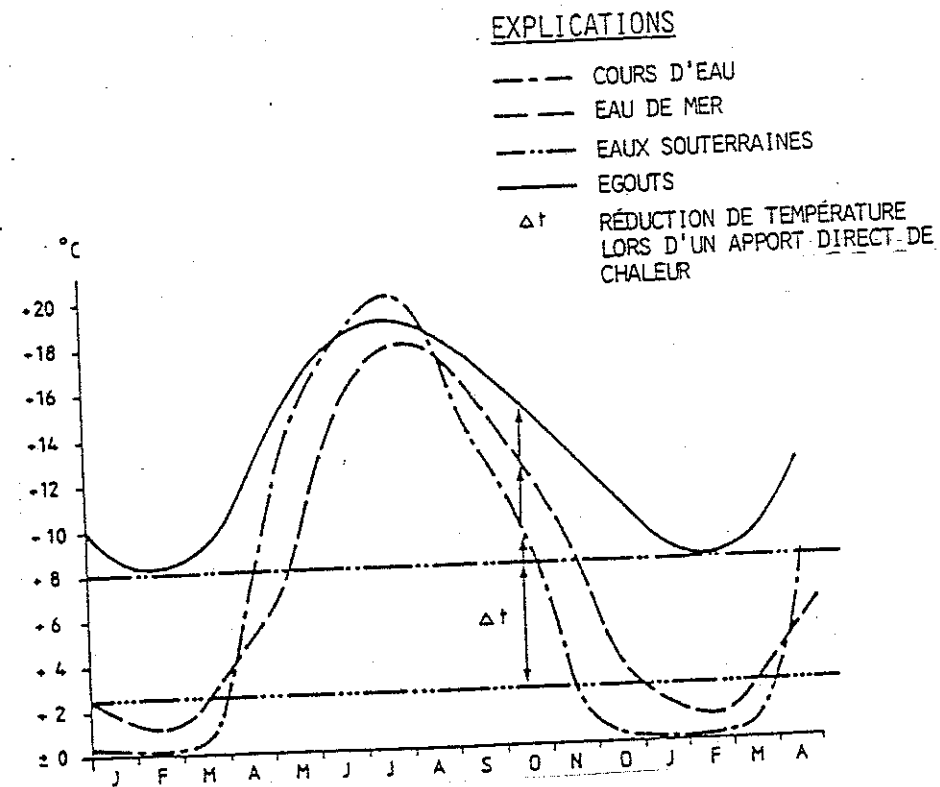


FIGURE 33

3.5.1.7. La chaleur latente de l'eau

Geler l'eau contenue dans le sol ou dans un réservoir permet de récupérer environ 330 MJ/m³, ce qui équivaudrait, en chaleur sensible, à une élévation de la température de l'eau de près de 80 K.

Cette solution entraîne cependant certains problèmes pratiques entre autres à cause de l'évacuation de la glace produite, qui implique que cette technologie peut difficilement être employée à grande échelle.

Pour le fonctionnement d'une station à pompe à chaleur de 1 MW, on produirait 150-200 tonnes de glace par jour.

Actuellement, les essais sont encore limités à des études de faisabilité, mais cette source de chaleur s'avère très prometteuse pour l'avenir.

3.5.2. Les sources d'énergie utilisées pour recharger les stockages /22/, /47/, /116/, /138/, /231/, /250/

3.5.2.1. Les sources haute température

3.5.2.1.1. L'énergie solaire

Au moyen de capteurs solaires haute température (jusqu'à 100°C au moins), la température nécessaire à certaines applications de stockage (comme les cavernes) peut être atteinte.

3.5.2.1.2. Les rejets de chaleur industrielle

Les industries rejettent en général une grande quantité de chaleur à l'atmosphère.

Peu d'entre-elles possèdent un système de récupération de cette énergie.

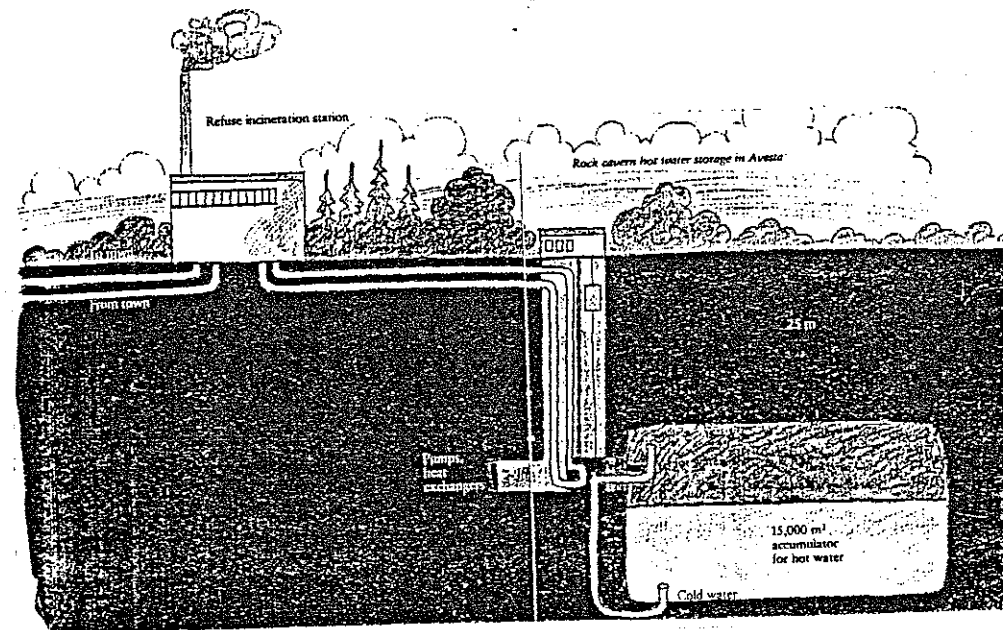


FIGURE 34

A titre d'exemple, en France, 180 unités d'incinération d'ordures sur 220 ne disposent pas d'un tel système.

La Suède également possède un potentiel considérable en chaleurs industrielles perdues (2×10^{16} J pour l'incinération d'ordures par exemple).

Au Danemark, dans la seule zone de Copenhague, 2 300 TJ par an de chaleur perdue d'entreprises peuvent être récupérées pour du chauffage urbain.

Dans une centrale électrique au charbon, par exemple, 12 % de l'énergie sont des pertes de la chaudière dont une partie est récupérée; 36 % sont convertis en électricité et le reste est rejeté à l'environnement à travers le condenseur et les tours de refroidissement /262/.

Les pertes thermiques des centrales nucléaires sont également bien connues.

En fait, où que l'on se place, dans n'importe quel pays, il est souvent possible de trouver une industrie proche qui peut fournir la quantité de chaleur à stocker.

Le coût de l'énergie industrielle récupérée (y compris donc les échangeurs, tuyaux, ...) se situe entre 0.2 et 0.6 FB le kWh (50-160 FB/GJ), soit 5 fois inférieur à celui du fuel et 10 fois inférieur à celui de l'électricité en Belgique.

Lorsqu'on la compare à d'autres sources, la technique de récupération des chaleurs industrielles est quasiment toujours plus rentable. Le niveau de température dépend évidemment du type d'industrie, mais il est souvent élevé.

3.5.2.1.3. La chaleur des installations cogénératrices

Les installations de chaudières à vapeur pour la production combinée d'électricité et de chaleur pour un chauffage urbain ne sont rentables que pendant la période de chauffage. En dehors de cette période, la chaleur produite coûte la différence entre le prix du combustible alimentant la centrale et le revenu de la vente de l'électricité.

Si un stockage est connecté au système, la saison de rentabilité de la centrale peut être prolongée et même, la quantité d'électricité produite peut être augmentée.

La chaleur stockée peut être utilisée pendant l'hiver, lors des demandes de pointe et peut donc remplacer un chauffage d'appoint.

3.5.2.1.4. Stockage de l'énergie comme chaleur plutôt que comme combustible

Certains combustibles (charbon, ...) peuvent poser des problèmes de stockage pour de longues périodes. Un stockage thermique connecté à l'installation permet l'utilisation immédiate du combustible.

De façon plus générale, une chaudière à combustible classique alimentant un stockage thermique permet d'améliorer le rendement de l'installation grâce à un fonctionnement plus régulier.

3.5.2.2. Les sources basse température (figure 35)

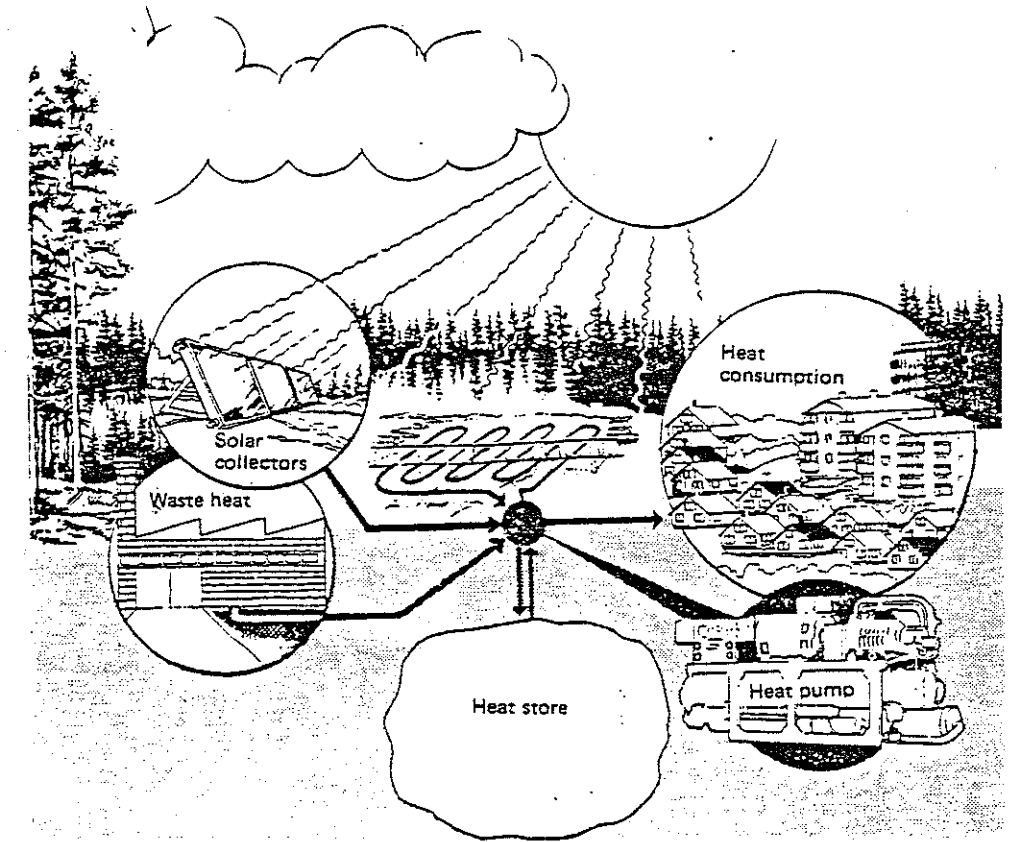


FIGURE 35

3.5.2.2.1. L'énergie solaire

Pour des applications basse température, des collecteurs solaires simples et donc peu coûteux peuvent être utilisés. Par exemple, de simples tubes sans vitrage sont largement employés pour ces applications (figure 36).

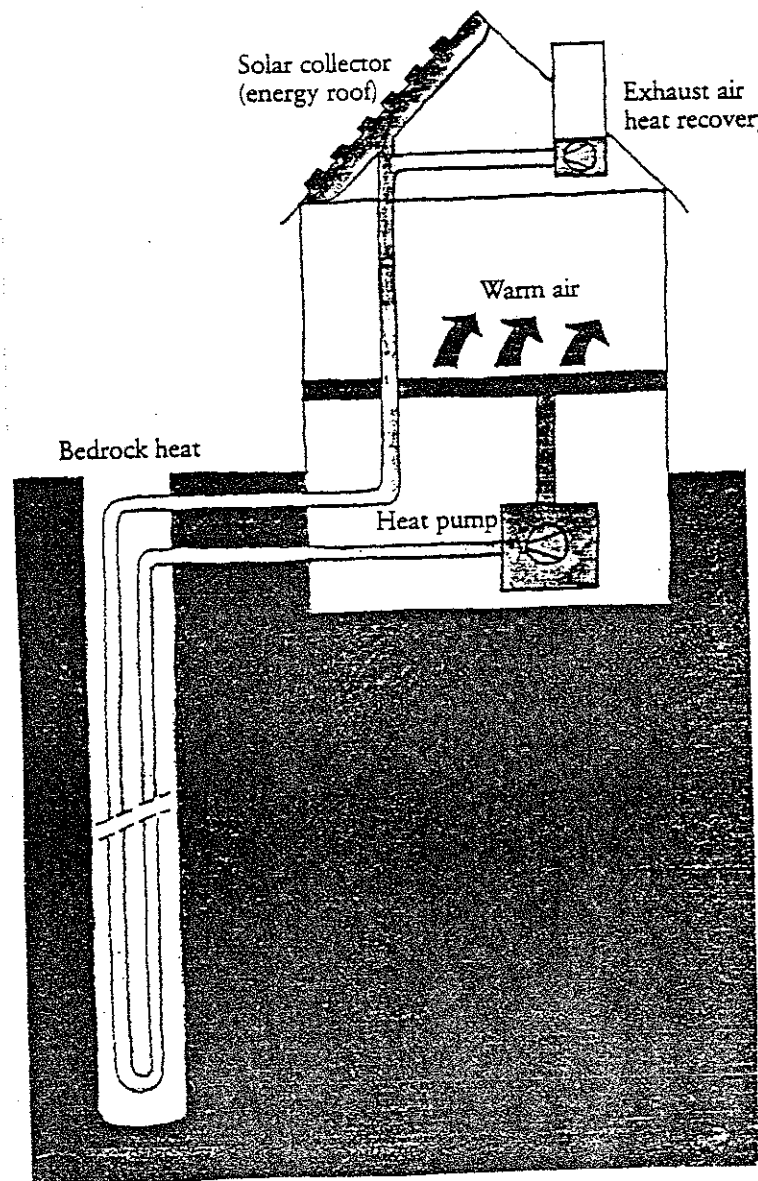


FIGURE 36

3.5.2.2.2. L'air ambiant et l'air extrait

Ces sources, déjà citées comme sources de pompes à chaleur, constituent bien entendu également une recharge thermique possible pour les stockages basse température.

Plusieurs types d'échangeurs sur l'air ambiant ont été développés. Certains d'entre-eux sont équipés de ventilateurs; d'autres utilisent la convection naturelle ou la vitesse du vent.

3.5.2.2.3. Lacs, mers et rivières

De la même manière, la chaleur provenant de ces sources peut servir à régénérer un stockage lorsque la température de celui-ci est descendue plus bas que celle de l'eau de la source utilisée.

3.5.2.2.4. Installations frigorifiques

Dans les supermarchés, par exemple, les installations frigorifiques dégagent une énergie telle qu'elle pourrait satisfaire une partie des besoins de chauffage du magasin pendant l'hiver. Un stockage intersaisonnier alimenté par cette chaleur perdue en été permet dans certains cas de combler le reste de la demande hivernale.

3.5.2.2.5. Patinoires

En Suède, plusieurs villes possèdent de très grandes patinoires extérieures (environ 7 700 m²). Ces patinoires sont généralement congelées par un réseau de tuyaux permettant de garder l'eau sous forme de glace, même par beau temps.

Cette congélation correspond en fait à une quantité de chaleur récupérée par abaissement de la température de l'eau.

Durant les jours d'été, les tuyaux échangeurs agissent donc en fait comme des capteurs solaires et l'énergie récupérée peut être stockée pour des besoins de chauffage en hiver.

3.5.2.2.6. Exemples

Ces diverses sources d'énergie utilisées pour le stockage thermique ne constituent pas uniquement des possibilités théoriques, mais correspondent à des cas concrets réellement appliqués.

Pour s'en convaincre, citons ici quelques exemples d'application, montrant surtout l'intérêt particulier (et récent) pour l'utilisation des chaleurs perdues.

- A Luléa, en Suède, un stockage de 100 000 m³ au moyen de 120 puits forés dans la roche permet de chauffer des bâtiments universitaires : ce stock est alimenté par une centrale cogénératrice à gaz /110/, /221/, /232/.

- A Toronto, au Canada, un projet de maison énergétiquement autonome est à l'étude, où notamment les eaux usées domestiques sont rassemblées vers un échangeur de chaleur qui fait partie du circuit de chauffage /253/.
- A Viberga, en Suède, un système de récupération des chaleurs perdues des groupes frigorifiques dans un supermarché alimente un stockage constitué de 24 puits verticaux dans la roche (110 m de profondeur) : le temps de retour espéré pour cette installation est de 5 ans /268/.
- A Finspang, en Suède, la firme Scandenrgy commercialise un système de récupération et de stockage de la chaleur des patinoires /231/.
- Pour le chauffage urbain de la ville de Goteborg, en Suède, un grand projet est à l'étude : il comporte un stockage dans la roche de 200 TJ connecté à un réseau d'entreprises pouvant soit offrir, soit demander de la chaleur (Shell, BP, Volvo, Rya). Seuls 40 % de la chaleur fournie pour le chauffage de la ville devront être fournis par des combustibles traditionnels (mazout et charbon) /49/.
- Le projet SPEOS de stockage thermique en aquifère à Dorigny en Suisse est destiné à chauffer une partie de l'université de Lausanne et une salle omnisport : la source de chaleur sera constituée de chaleurs perdues par une industrie proche /55/.

- Le projet SUNCOURT, à Stockholm en Suède, stocke l'énergie solaire à partir de capteurs sur le toit d'une serre dans un volume de 30 000 m³ constitué de 25 puits verticaux jusqu'à 80 m de profondeur. Les pertes du stockage vers le haut permettront de chauffer la serre /112/, /221/, /229/.
- A Changzhou, en Chine populaire, l'eau résiduaire d'une filature de coton est refroidie pendant l'hiver par l'air ambiant et stockée en aquifère pour servir au conditionnement d'air en été /210/.
- A Almere, aux Pays-Bas, la chaleur produite en excès par une centrale cogénératrice au gaz est stockée en aquifère pour être restituée en hiver à un chauffage urbain /211/.
- A Yonezawa, au Japon, le chauffage de l'Immeuble Expérimental pour l'utilisation de l'Eau Souterraine est assuré par une pompe à chaleur sur aquifère régénéré à la fois par le conditionnement d'air du bâtiment en été et par une chaudière brûlant des pneus usagés /168/.
- A Thiverval-Grignon, en France, une usine d'incinération fournit la chaleur sous forme d'eau sous pression à 200°C à un réseau de chauffage urbain pour la ville voisine de Plaisir, le tout étant couplé à un stockage en aquifère /200/.
- A Sarcelles, en France, un ensemble immobilier de 14 000 logements est desservi par un réseau de chaleur. Celui-ci est relié au récupérateur de chaleur de l'usine d'incinération des

- ordures ménagères de l'agglomération. L'excédent de chaleur de l'usine est stocké en aquifère /193/, /207/.
- A Lyon-Gerland, en France, les futurs locaux de l'école normale supérieure seront chauffés par l'eau provenant d'un aquifère, réchauffée en été par l'usine d'incinération des ordures ménagères de la communauté urbaine de Lyon /317/.
- A Rankweil, en Autriche, le système de chauffage de 7 maisons individuelles est constitué d'un " Total Energy Module " (groupe TOTEM de chez FIAT) de 190 kW thermique et 75 kW électrique, d'une pompe à chaleur de 54 kW et d'un stockage par serpentins horizontaux enterrés /149/.
- A Bludenz, en Autriche, une maison unifamiliale est chauffée par le couplage d'une pompe à chaleur, un stockage par serpentins horizontaux enterrés et un absorbeur solaire de 150 m² sous l'asphalte de l'allée du garage /149/.
- A Cortaillod-Neuchâtel en Suisse, un groupe de 12 maisons est chauffé par une pompe à chaleur, un réseau de serpentins verticaux constituant un stockage de 4 500 m³ et un groupe TOTEM produisant à la fois électricité et chaleur /124/, /158/.

3.5.2.2.7. Stocker quoi ? Où ? Quand ? Comment ?

Le tableau 4 reprend les installations techniques possibles pour le stockage de chaleur sensible en fonction du type de source pour différents types de stockage.

STOCKAGE (quoi? où?)	Stockage sans l'eau				Stockage dans le sol			
	RÉSÉRVOIR D'ACIER	PUITS DANS LE SOL OU LE RUC	CAVITÉS ROCHUSES	MINES	AQUIFÈRES - SOL	AQUIFÈRES - RUC	FOYERS DANS LE RUC	TUNES DANS LE SOL
SOURCES D'ÉNERGIE								
1 Solaire 90-40° C	T	S-T	S			S-T	S	
2 Solaire 40-15° C		S		(S)	S	S	S	S
3 Chaleur naturelle 20-5° C (ast. eau)				(S)	S	S	S	S
4 Chaleur naturelle 10/0° C (refroidissement)				(S)	S-T	S-T	S	(S)
5 Chaleur récupérée 100-40° C	T	S-T	S-T			S-T	S	
6 Chaleur récupérée 40-20° C	T	S-T	S-T	(S)	(S)	S-T	S	
PRODUCTION DE CHALEUR								
1 Centrale de cogénération	T	S-T	S-T			S-T	S(T)	
2 Centrale à combustibles solides C/B/T Réduction des coûts d'exploitation (en comparaison du mazout) (kW)		S	S			S	S	
3 Incinérateurs	T	S-T	S-T			S-T	S(T)	
4 Électricité/tarif. heures creuses	T	S-T	S-T			S-T	S(T)	
5 Pompes à chaleur	T	S-T	(T)	(S)	(S)	S-T	S(T)	S(T)
6 Fonctionnement discontinu, réserve et appel de 2/3/5	T	T	(T)			T	S(T)	

Remarque: S = saisonnier
T = court terme
(S) = utilisation incertaine (dimensions,
temp., inconvénients)
- aucune application actuellement

TABLEAU 4

4. ANALYSE PAR PAYS

La Suède et la France sont les pays meneurs des activités en matière de stockage.

Lorsqu'on compare les activités et les performances des systèmes d'un pays à un autre, il convient cependant d'être prudent car les situations économiques et climatiques sont parfois fort différentes et les conclusions économiques peuvent être diamétralement opposées pour un même dimensionnement initial /182/, /187/.

4.1. POTENTIEL

Dans un certain nombre de pays, des chercheurs ont établi l'inventaire des possibilités de source et de stockage de chaleur.

Le potentiel est en général considérable, mais son exploitation demande une décision politique prise au niveau du gouvernement de chaque pays.

4.1.1. La Suède

La géographie de la Suède, comme celle de tous les pays scandinaves, a été fort marquée par la glaciation quaternaire.

Les glaciers en se retirant ont laissé sur les terres basses des dépôts qu'ils avaient ramassés en raclant les sols dans leur course.

Au Sud, notamment, des terres chaudes ont été déposées, formant par exemple les OS ou eskers, qui abondent en Suède.

Ce sont d'étroites levées de terre qui, hautes parfois de plusieurs dizaines de mètres, n'ont souvent que quelques mètres de largeur et qui peuvent se poursuivre sur plus de cent kilomètres.

Le relief montagneux est caractéristique également : un socle précambrien, la masse montagneuse des Scandes, et donc un sol rocheux sur de grandes surfaces et de nombreux lacs et cours d'eau.

S'étendant sur 14 degrés de latitude, la Suède possède également des climats très divers : climats froids subissant les effets de l'anticyclone sibérien, influence des cyclones venus de l'ouest, influence des eaux du courant nord-atlantique.

En Laponie, la température moyenne hivernale est - 13°C, tandis qu'à Goteborg, elle est de - 1°C.

Les suédois vivent dans 2.1 millions d'appartements et 1.5 million de maisons individuelles. L'usage du chauffage urbain se généralise (1.1 million d'appartements et 100 000 maisons déjà connectés). La plupart des immeubles de bureaux, des écoles et des industries sont déjà raccordés à un réseau centralisé /232/.

En 1983, 10^{17} Joules ont été délivrés pour le chauffage urbain en Suède.

Le coût moyen pour le consommateur de ce type de chauffage est de 1.6 FB le kWh.

Les estimations indiquent qu'un stockage est économique pour 5 à 10 % de l'énergie des réseaux de chauffage, soit un total de 5 000 à 10 000 TJ /36/ (un TJ = 1 tera-joule = 10^{12} J).

Selon Lundin, du " Swedish Council for Building Research ", le potentiel de stockage de chaleur en Suède peut atteindre 10 à 20 % de la demande d'énergie totale, soit environ 60 000 TJ/an /180/. L'accent sera porté essentiellement sur les grands volumes, à température relativement basse.

Les installations de chauffage ont surtout utilisé jusqu'à présent le sol de la Suède : puits dans l'argile ou dans la roche et également cavernes creusées dans le granite ou le gneiss.

L'eau souterraine, encore peu exploitée, représente cependant un potentiel considérable.

A 8°C dans le sud et à 2°C dans le nord, l'eau souterraine peut être exploitée principalement dans deux types de formation : les eskers et certaines couches sablonneuses dans le sud /134/.

On estime que les systèmes utilisant l'eau souterraine peuvent être installés dans les maisons individuelles suédoises dans une même proportion que ceux utilisant le sol. Si 50 000 systèmes étaient installés en 1990, il résulterait une économie de 3 000 TJ /295/.

Un système de pompe à chaleur sur aquifère au-delà de 1 MW peut se concevoir à 212 endroits en Suède /202/.

La chaleur totale ainsi produite s'élèverait à 43 000 TJ/an, soit 18 % des besoins ou 1.5 million de m³ de pétrole /198/.

Le plus gros apport d'énergie des aquifères serait réalisé pour les consommateurs de grande puissance, supérieure à 10 MW, c'est-à-dire essentiellement les réseaux de chauffage urbain.

4.1.2. La France /218/

Pour une population de 55.2 millions d'habitants en 1985, la France consomme 155.8 MTep (6.5×10^{18} Joules) d'énergie.

La consommation n'a augmenté que de 2 % depuis 1973, grâce à une politique de diversification et d'incitation à l'économie.

Le taux d'indépendance énergétique était de 43 % en 1984.

Le parc immobilier comprend 25 millions de logements et 700 Mm² tertiaires, publics ou privés.

Le parc résidentiel et tertiaire mobilise 44 % de la consommation totale des secteurs, dont les 3/4 couvrent les besoins de chauffage et d'eau chaude, soit 46 MTep (1.9×10^{18} J) par an.

Les usages " eau chaude sanitaire " ont fortement augmenté en 10 ans (+ 57 %), alors que la consommation de chauffage a sensiblement baissé (- 4 %).

Cent mille logements sont équipés de chauffe-eau solaires individuels ou collectifs; 500 000 logements, soit 2.5 % seulement, sont alimentés par le chauffage urbain.

Le potentiel en rejets industriels est important : dans le seul Bassin Parisien, les grosses industries rejettent 2.5 MTep/an, dont une large part serait valorisable; le stockage local des effluents en aquifère pourrait fournir 33 600 TJ sur 140 sites " favorables ".

Cette ressource est cependant théorique car soumise à la pérennité des entreprises et à la stabilité de la production thermique.

De même, les rejets thermiques d'été des unités d'incinération d'ordures ménagères représenteraient 16 800 TJ après stockage; par nature, ce gisement est moins aléatoire.

4.1.3. Les autres pays

Aux Etats-Unis, de nombreuses régions regorgent de ressources en eau souterraine aptes au stockage; par exemple, l'Arkansas, la Californie, les Grands Lacs, le Bas Mississippi, le milieu de la côte Atlantique, le Bassin du Missouri, l'Ohio, ... /190/.
Aucun inventaire complet et chiffré des ressources n'a encore été réalisé à ce jour.

En Suisse, une étude du potentiel d'utilisation de la technologie SPEOS (piston vertical) pour les aquifères a été menée dans la région de Lausanne. Celle-ci aboutit à la conclusion que 5 à 25 % de la demande en chaleur pourraient être comblés par cette technologie /54/.

Au Danemark, il a été montré que /194/ :

- 5 à 10 % de la consommation de combustibles fossiles dans l'industrie peuvent être utilisés pour le chauffage urbain;
- pour 22 parmi les 88 surplus industriels étudiés, le stockage intersaisonnier est digne d'intérêt; pour la part restante, soit qu'il n'y a aucune utilité à stocker, soit que la distance entre producteur et consommateur d'énergie est trop grande.

L'Inde occupe une position privilégiée pour le stockage dans le sous-sol.

La possibilité de stock sous les systèmes de roches chaudes géopressées est analysée.

Un schéma général d'étude du stockage en aquifère a également été proposé.

Les sources géothermiques ne sont pas négligeables /132/.

4.2. ACTIVITES

4.2.1. La Suède

De très loin le pays le plus avancé technologiquement dans le domaine du stockage thermique et de l'utilisation du sous-sol comme source pour une pompe à chaleur, la Suède possède également le plus grand nombre d'installations en activité proportionnellement à sa surface.

On estimait, en 1985, que 13 000 systèmes de pompes à chaleur sur serpentins horizontaux enterrés à faible profondeur étaient en opération et que le rythme de 3 000 par an était maintenant atteint /33/, /295/.

Le rythme est également de 3 000 installations par an pour les pompes à chaleur domestiques sur puits foré dans la roche à une profondeur moyenne de 100 à 200 m /237/.

La seule firme AGA Thermia a installé plus de 5 000 pompes à chaleur utilisant le sol comme source thermique /108/.

En ce qui concerne les grands projets, retenons 11 installations de stockage par échangeurs enterrés /221/ :

- SIGTUNA
Puits dans la roche, 10 000 m³

- LULEA
120 puits dans la roche, 110 000 m³, alimentés par une centrale cogénératrice à gaz et fournissant la chaleur au réseau de chauffage de Luléa.

- STORA SKUGGAN
Puits dans la roche, 211 000 m³, alimentés, via une pompe à chaleur par l'énergie d'un lac et fournissant la chaleur au centre de récréation Stora Skuggan de Stockholm.

- VALLENTUNA
Puits dans la roche, 60 000 m³

- FINSPANG
Puits dans la roche, 25 000 m³

- SUNCOURT
Serpentins verticaux utilisant l'excès de chaleur d'une serre, 30 000 m³

- KULLAVIK
Stockage d'énergie solaire pour 40 appartements dans 10 000 m³ d'argile par un réseau de serpentins verticaux répartis en 2 zones à températures différentes.
- KUNGSBACKA
Tuyaux verticaux dans l'argile, 80 000 m³
- UTBY
Tuyaux verticaux dans l'argile, 1 000 m³
- HARRYDA
Chauffage d'une école par une pompe à chaleur sur serpentins verticaux dans la tourbe sur une surface de 4 800 m² sur 3 m de profondeur; le volume est régénéré par des collecteurs solaires basse température.
- VALLENTUNA
Serpentins dans les sédiments d'un lac, 1 200 000 m³

Retenons également 7 installations de stockage de la chaleur dans l'eau /275/ :

- STUDSVIK
640 m³ dans un puits isolé, chauffés par énergie solaire et servant au chauffage d'un immeuble de bureaux.

- INGELSTAD
6 000 m³ dans un réservoir isolé pour stocker l'énergie solaire pour 52 maisons.
- LAMBOHOV
Chauffage solaire couplé avec pompe à chaleur et 10 000 m³ d'eau dans un puits isolé dans le roc pour 55 maisons.
- AVESTA
Caverne dans le roc, non isolée, de 15 000 m³ servant au chauffage urbain et chauffée par une usine d'incinération.
- LYCKEBO
Caverne dans le roc, non isolée, de 100 000 m³, servant au chauffage de 550 maisons et chauffée par énergie solaire et électricité.
- GULLSPANG
10 000 m³ dans un tunnel de réemploi dans la roche, chauffé par une pompe à chaleur sur une rivière et servant au chauffage de 1 400 m² de bureaux.
- KOPPARBERG
Ancienne mine de 180 000 m³, régénérée par une pompe à chaleur sur un lac et servant au chauffage urbain.

La carte de la figure 37 localise les différents endroits possédant des installations de stockage en exploitation en Suède.

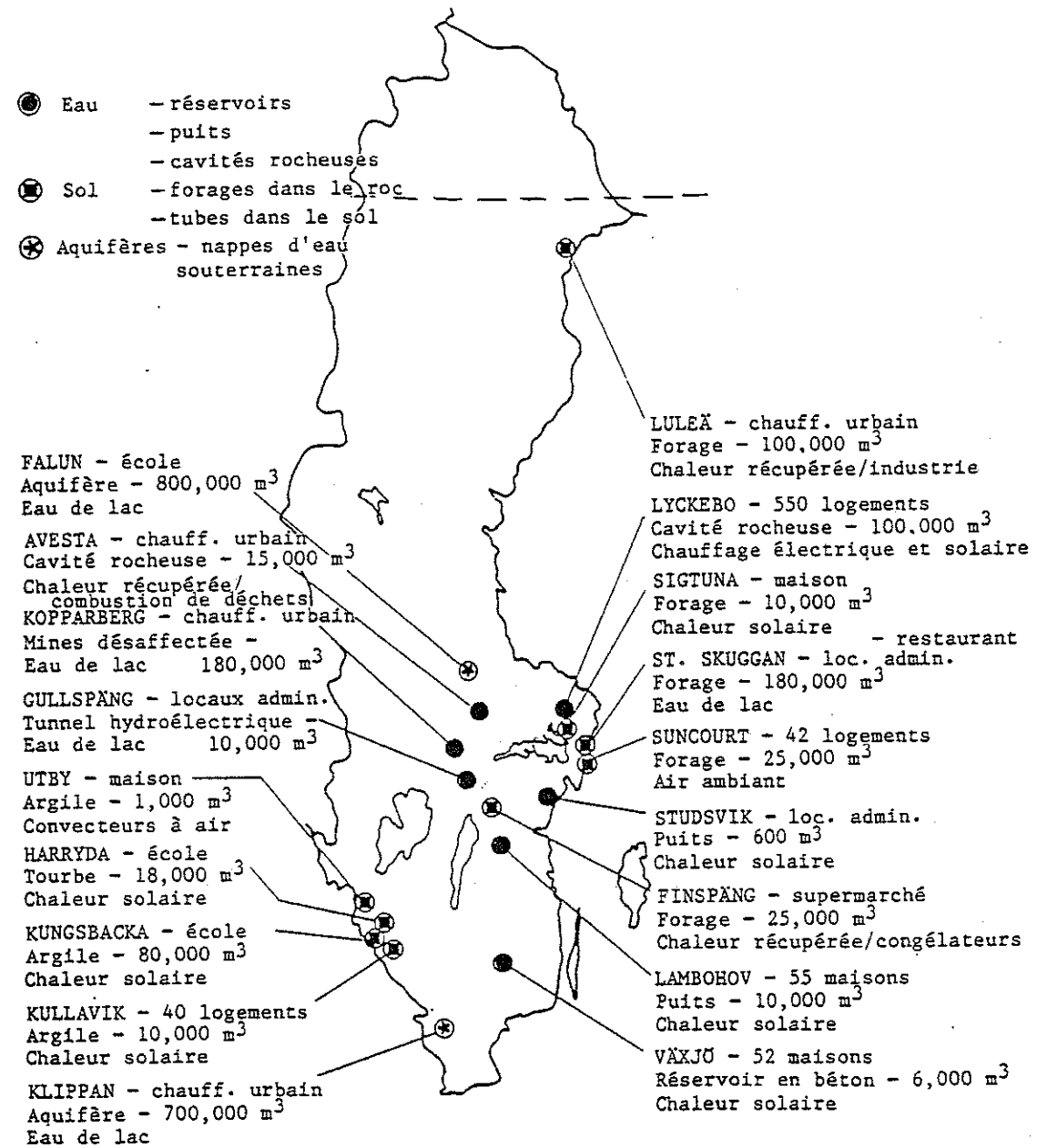


FIGURE 37

Notons également qu'à Stockholm aujourd'hui, la plupart des nouveaux immeubles possèdent un stockage thermique : 1/3 d'entre eux utilisent les vides ménagés dans les parois de béton, 1/3 utilisent de l'eau et 1/3 sont raccordés au réseau de chaleur de la ville qui possède plusieurs types de stockage /279/.

A quoi est dû cet engouement des suédois pour le stockage et pour l'utilisation du sous-sol comme source de pompes à chaleur ?

D'abord, leur climat assez froid entraîne des frais de chauffage importants et il est logique qu'ils s'intéressent à des systèmes qui leur permettent de réduire ces frais.

Ensuite, le déphasage entre l'apport d'énergie solaire et l'utilisation de chaleur est plus prononcé pour les latitudes élevées /204/.

Le faible coût de l'électricité, en Suède, surtout durant l'été, favorise l'utilisation de pompes à chaleur à compresseur électrique /73/.

Enfin, et c'est là l'élément le plus important, il y a depuis une dizaine d'années une volonté politique de réduire la dépendance énergétique de la Suède. Il est également prévu de fermer les centrales nucléaires progressivement, de façon à ne plus du tout les utiliser en l'an 2010.

Les nouvelles sources d'énergie, les pompes à chaleur et les systèmes de stockage sont donc favorisés /220/.

L'investissement national pour la recherche dans ce domaine s'élève à environ l'équivalent de 23 milliards de francs belges pour la période 1975/1987.

L'équivalent de 260 millions de FB a été investi depuis 1979 pour

la recherche dans le seul domaine du stockage et 325 millions de francs belges ont servi à financer 15 projets en vraie grandeur /180/.

Les aides financières pour des installations utilisant des sources alternatives d'énergie sont nettement plus avantageuses en Suède qu'en France par exemple.

En France, la promotion de ces techniques se fait par des subsides (10 % du coût de l'installation), tandis qu'en Suède, elle est réalisée par des prêts à des taux d'intérêt avantageux.

4.2.2. La France /218/

L'exploitation directe des ressources thermiques superficielles à bas niveau de température (sol peu profond, et surtout nappes aquifères), s'est développée en France en tirant parti de conditions de site favorables : de nombreuses villes sont en effet établies dans des bassins sédimentaires disposant de niveaux aquifères dont la température est stable entre 10 et 15 °C.

Ainsi, dans la région de Strasbourg, près de 100 installations de puissance moyenne ou élevée (> 100 kW thermiques) sont en service.

Les Pouvoirs Publics encouragent ces techniques, qui bénéficient désormais de garanties financières sur la découverte et la pérennité de la ressource thermique.

Plusieurs opérations en vraie grandeur de stockage souterrain ont été menées depuis 1975, en parallèle avec une recherche intensive dans le domaine.

Le stockage superficiel basse température, où les sources sont en général les calories climatiques ou solaires, dopées ou non par une pompe à chaleur, les rejets de climatisation d'été et les rejets industriels, est exploité en vraie grandeur notamment à Aulnay-sous-Bois, à Montreuil et à St-Quentin en Yvelines.

Une opération de taille importante est en préparation sur le site de Sarcelles où le stockage de la chaleur provenant d'une usine d'incinération est prévu dans une nappe à moyenne profondeur à une température de 85 °C.

4.2.3. Autres pays

Le Canada et les Etats-Unis ont une activité intense dans le domaine du stockage, aussi bien en projets de démonstration en vraie grandeur qu'en recherche et en tests comparatifs. Le besoin de climatisation estivale se manifeste cependant davantage que le besoin de chauffage, surtout aux U.S.A., et le stockage de froid est souvent rencontré.

L'engouement n'est cependant pas aussi marqué qu'en Suède : il s'agit d'initiatives ponctuelles et non d'une volonté politique (l'énergie ne fait pas défaut dans le nord de l'Amérique).

De plus, les U.S.A. et le Canada ont un intérêt beaucoup plus marqué que les pays d'Europe pour les systèmes rentables à court terme.

Enfin, il semblerait qu'il y ait un désir de commercialisation de systèmes considérés comme suffisamment étudiés.

La Suisse est également un pays dynamique en matière de stockage. Elle collabore à un certain nombre de recherches de l'Agence Internationale de l'Energie.

L'Office Fédéral de l'Energie et le Fonds National de la Recherche Energétique sont deux institutions suisses qui financent les projets de grande ampleur.

Les firmes privées agissent au niveau de la maison unifamiliale; c'est ainsi, par exemple, que plusieurs centaines de systèmes de chauffage domestique basés sur une pompe à chaleur couplé à des puits verticaux ont été installés en Suisse ces cinq dernières années /173/.

Aux Pays-Bas, un programme de recherche et de développement sur l'énergie solaire a commencé dès 1978. L'équivalent d'un demi milliard de francs belges a été investi dans une première phase pour le développement des boilers solaires, et environ 400 millions de francs belges pour les systèmes de chauffage de l'habitat.

Le travail de R & D concernant le stockage intersaisonnier est en grande partie dirigé vers les échangeurs verticaux (projet de Groningen) et vers les aquifères.

Les hollandais participent également au projet SPEOS à Dorigny en Suisse dans le cadre de la tâche VII de l'A.I.E. /105/.

Rarement représentée dans les conférences internationales, la Chine Populaire possède néanmoins une tradition d'utilisation du sous-sol pour des besoins de chauffage et de climatisation.

A Shanghai, 492 puits en terre, 29 millions de m³ de stockage en eau, 5 aquifères de 70 m d'épaisseur, 1 100 TJ utilisés en

refroidissement, font la preuve que ces techniques sont bien connues /292/.

Dans la province de Jiangsu, à Changzhou, les eaux souterraines sont utilisées thermiquement depuis plus de 30 ans. Actuellement, on y estime à 300 000 m³ par jour l'eau souterraine extraite à cette fin /210/.

Les aquifères sont beaucoup utilisés dans l'industrie textile (recharge et extraction), les industries électrique, chimique, les cinémas, théâtres, hôtels, aéroports.

C'est le conditionnement d'air qui est l'activité principale avec, par exemple, une nappe utilisée en stockage de froid pour le conditionnement de l'aéroport Hong Qiao, à Shanghai /213/.

5. QUESTIONS SPECIALES

Dans ce chapitre, nous examinerons quelques points particulièrement étudiés par les différents groupes de recherche dans tous les pays.

5.1. L'ENVIRONNEMENT ET LA LEGISLATION

5.1.1. L'environnement

Les techniques d'extraction et de stockage de chaleur dans le sol sont basées sur des conditions spécifiques à chaque site et donc des impacts spécifiques sur l'environnement local.

Les recherches sur ces impacts environnementaux sont très limitées.

De nouveau, c'est la Suède qui montre l'exemple avec un programme de recherche à l'initiative du " Swedish Council for Building Research ".

Les systèmes utilisant le sous-sol comme source pour une pompe à chaleur peuvent induire un effet négatif sur l'activité biologique du sol, spécialement sur les vers de terre. Les effets sur l'herbe et sur quelques fleurs de jardin sont plus diversifiés.

En général, les espèces résistantes sont peu affectées. Il est donc possible de contrer les effets négatifs du stockage en choisissant des espèces adaptées à un climat variable.

La toxicité, la mobilité et la stabilité du fluide employé comme caloporteur doivent également être étudiées prioritairement /33/.

Lorsque l'eau souterraine est le réservoir d'énergie, il semble d'abord évident que la réinjection de l'eau dans la nappe, après extraction de la chaleur, soit indispensable pour assurer l'équilibre hydrique du sous-sol.

Pour 1986, on a estimé en France que 50 000 équivalents-logements utiliseraient un système de chauffage pompe à chaleur/eau souterraine, soit un prélèvement brut de 150 millions de m³ par an et il n'est pas absurde de présumer que ces consommations se chiffreront par plusieurs centaines de millions de m³/an vers la fin du siècle /11/.

Même si la réinjection devenait la règle et éliminait le problème quantitatif de la ressource en eau, des contentieux dus aux interférences thermiques seront inévitables, du moins dans les zones à forte concentration.

De plus, une zone froide est créée au puits de réinjection. Le refroidissement peut affecter les propriétés chimiques de l'eau en changeant la solubilité des constituants et les propriétés hydrauliques en réduisant la viscosité.

La précipitation de fer et de manganèse, l'introduction éventuelle de sel, l'infiltration d'eau de surface riche en humus dans les nappes profondes, sont également étudiées.

Les effets écologiques induits par un stockage thermique sont toujours localisés aux environs immédiats du volume de stock.

Cependant, un problème pourrait se poser si la technique se généralisait.

Notamment, les microfissures créées et propagées dans la roche lorsque les tensions thermiques excèdent un certain seuil affectent les propriétés mécaniques et physiques de la roche et, par exemple, peuvent entraîner une diminution du module d'élasticité et des forces de compression internes et donc une instabilité du sol /64/.

Egalement, les infiltrations d'eau chaude des cavernes suédoises dans l'environnement immédiat pourraient détruire l'équilibre des minéraux /66/.

Lorsque les lacs sont les sources de pompes à chaleur, le refroidissement hivernal des eaux profondes entraîne un mouvement d'eau vers le haut et donc une redistribution des éléments nutritifs et de l'oxygène pouvant réduire l'activité de la faune et de la flore aquatiques.

Cependant, les expériences actuelles ne donnent pas lieu à des problèmes écologiques majeurs et il semble qu'un dimensionnement adéquat peut éviter un bon nombre d'effets négatifs.

Dans les cavernes suédoises, par exemple, les interactions entre l'eau de stockage et l'eau souterraine sont faibles /36/; la formation de précipités métalliques et la mobilité des parois rocheuses ne semblent pas entraîner de détérioration grave de l'environnement /283/; la légère influence sur la croissance des arbres aux alentours immédiats des cavernes reste négligeable /68/.

Egalement, l'influence sur la faune et la flore qu'un prélèvement de chaleur du sous-sol entraînerait éventuellement, est considérée comme de caractère très marginal et d'une étendue

locale si le stock est régénéré ou se régénère naturellement durant l'été /301/.

La préoccupation essentielle est probablement l'assèchement du sol autour des échangeurs qui peut détruire ses propriétés mécaniques.

Cependant, ce phénomène cause plus de problèmes techniques qu'environnementaux /221/.

De même, le gel du sol peut entraîner certains problèmes d'équilibre écologique s'il n'est pas contrôlé.

Au niveau de " l'épiderme " du sol, les variations de température maximales à un mètre de profondeur sont observées pour les cavernes et les puits creusés dans la roche (+ 2.4°C et + 5.5°C respectivement) /91/.

Le stockage en aquifère, quant à lui, ne semble pas détériorer l'environnement de façon excessive.

A Dorigny en Suisse (projet SPEOS), on a observé quelques perturbations dans les cycles de végétation et une croissance accélérée du gazon des terrains de football environnants. Un noyer et un érable ont montré une forte augmentation de leur allongement naturel. Cependant, aucun effet négatif n'a été observé /313/.

Quant au stockage dans des réservoirs d'eau enterrés, il ne pose aucun problème écologique si ce n'est au moment de la construction /275/.

Parmi les 5 000 installations de pompes à chaleur sur le sol de la firme suédoise AGA-Thermia, 10 ont suscité des plaintes concernant des dommages biologiques sur des arbres fruitiers et des légumes. Dans aucun cas cependant, on n'a pu prouver que le dommage était réellement dû à l'extraction de chaleur /108/.

Selon le " Swedish Council for Building Research ", il serait possible d'utiliser les échangeurs enterrés en évitant les variations excessives de température dans le sol qui pourraient causer des dommages écologiques /295/.

Quoiqu'il en soit, l'aspect environnemental ne doit pas être négligé car les effets à grande échelle et à long terme ne sont pas encore bien connus.

Une étude suédoise /122/ menée sur 5 périodes de végétation a consisté à étudier les aspects pédologique, biologique et hydrologique du sol et de la végétation au-dessus d'un volume de terre avec échangeur sur pompe à chaleur, en comparaison avec une zone de référence sans extraction thermique.

Les résultats sont les suivants dans la première zone par rapport à la seconde :

- assèchement plus important du sol à la fin de l'été et teneur en eau plus importante pendant l'hiver;
- saison de croissance retardée de deux semaines;
- moins de vers de terre présents dans le sol;
- survivance des plantes résistantes, destruction des plantes à bulbes.

5.1.2. La législation

5.1.2.1. La Suède

Les suédois se plaignent d'un manque de législation en matière de droit de l'énergie /24/.

Cependant, c'est encore dans ce pays que la réglementation est la plus sévère.

Le droit d'utiliser l'énergie du sous-sol appartient à son propriétaire.

Il existe cependant des exceptions. Par exemple, le propriétaire d'un terrain sera indemnisé si un tiers exploite une mine dans son sous-sol, mais il ne sera pas propriétaire des minerais extraits.

Verticalement, il n'y a aucune frontière à la propriété. Celle-ci va vers le bas jusqu'au centre de la terre (en convergeant) et jusqu'à l'infini vers le haut (en divergeant). L'eau du sous-sol appartient à son propriétaire, mais il ne peut pas pour autant l'utiliser librement car, s'il possède la portion de nappe en-dessous de son terrain, il ne possède pas l'entièreté de la nappe et il est quasi impossible de ne pas affecter la température de l'eau du voisin. Dans ce cas, la chaleur perdue est disponible pour ce voisin mais également, celui-ci peut réclamer une réparation dans le cas de dommages causés par l'utilisation du sous-sol.

La prévention et le traitement de contentieux sont contrôlés par l' " Environmental Protection Act " qui est applicable notamment

à toute utilisation du sous-sol pouvant induire une quelconque pollution (eau, air, bruit, ...).

Pour pouvoir utiliser un aquifère, la permission doit être demandée au " Swedish Franchise Board for Environmental Protection ", au " Water Court " et également aux autorités locales. De plus, il peut être nécessaire de sauvegarder les intérêts de certaines personnes en ce qui concerne la distribution d'eau et l'excavation du sol /136/.

Les règles suédoises en matière de pollution des eaux sont très strictes : par exemple, l'eau de la mine de Kopparberg (voir § 3.3.1.5.) ne pouvait pas être injectée directement dans un système de chauffage sans purification préalable /73/.

Bien qu'un certain nombre de lois sont applicables en Suède, il peut exister des problèmes de législation non encore résolus en matière d'utilisation thermique du sous-sol.

Les suédois estiment qu'il est encore nécessaire d'améliorer beaucoup la législation.

5.1.2.2. La France

En ce qui concerne l'utilisation des nappes aquifères, seules les exploitations profondes (100 m et plus) sont assujetties au code minier relatif aux gîtes géothermiques à basse température (ainsi que les forts débits sur des eaux moins profondes à plus de 20°C, cas particulièrement rare) : demande d'autorisation de recherche et permis d'exploitation.

Les forages moins profonds ressortent du régime général des prélèvements d'eau souterraine. La réglementation destinée à prévenir les conflits d'usage n'est pas unique; elle dépend des débits prélevés, des profondeurs, des régimes.

La réglementation des rejets en tant qu'actes susceptibles d'altérer la qualité de l'eau souterraine est par contre plus générale.

L'eau souterraine appartient à celui qui en a l'usage une fois l'eau extraite : aucun texte ne protège un exploitant contre le fait qu'un pompage voisin peut assécher son captage (sauf malveillance intentionnelle).

Les travaux souterrains doivent être déclarés à la Direction Interdépartementale de l'Industrie à laquelle une autorisation doit être demandée dans certaines zones de France.

Le permis de construire doit éventuellement être demandé à la Direction Départementale de l'Équipement.

Le prélèvement de l'eau doit faire l'objet d'une déclaration au préfet et d'une déclaration annuelle à l'Agence Financière de Bassin.

Les rejets sont soumis à une autorisation préfectorale.

Un outil de gestion efficace serait nécessaire.

Mis à la disposition des décideurs, il pourrait servir à :

- évaluer les bilans hydrauliques thermiques et économiques découlant d'hypothèses d'exploitation variées;
- préserver les diverses utilisations de la nappe;
- optimiser l'exploitation thermique de ces ressources /11/.

5.1.2.3. Les autres pays

Peu de pays, en dehors de la Suède et la France, ont investi dans une recherche au niveau de la législation des sources et stockages thermiques.

Le seul texte traitant du sujet concerne le Danemark où la réinjection d'eau souterraine après emploi doit être faite dans le même aquifère afin d'éviter les problèmes chimiques résultant du mélange de différents types d'eau souterraine.

5.2. LA CHIMIE

5.2.1. Le chimisme des aquifères

5.2.1.1. Les mécanismes et leurs effets

Dans les aquifères, les mouvements de vase, de fines particules, de produits de corrosion, de bactéries, à travers les pores, peuvent donner lieu à une accumulation locale et à un colmatage des drains, réduisant ainsi les performances de l'aquifère /190/.

Les variations de température subies par l'eau et par le terrain, tant au stockage qu'à la récupération, se traduisent par une modification des équilibres physico-chimiques, pouvant entraîner :

- une précipitation de carbonates de calcium dans l'échangeur de stockage, lors de la phase de stockage;
- une précipitation de silice amorphe dans l'échangeur de récupération et de silico-aluminates aux crépines des puits périphériques, lors de la phase de récupération /200/.

Ces deux derniers phénomènes sont les principales causes de l'écaillage des échangeurs et du colmatage des puits /51/.

D'autres composants peuvent également précipiter, selon la nature de l'eau et du terrain, le carbonate de magnésium, le sulfate de calcium, le sulfate de barium, l'hydroxide d'aluminium /190/. Les hydroxides de fer, symptomatiques de l'altération de l'argile à température élevée sont également observés dans l'eau /54/.

De façon générale, l'augmentation des concentrations de silicium, de sodium, de potassium et de calcium sont le résultat de la hausse de température.

Des corps, comme le fer et le magnésium, sont plutôt absorbés par la roche /53/.

Des réactions liquides/solides peuvent altérer la perméabilité de l'aquifère et les composants métalliques.

Ces réactions incluent l'expansion minérale de l'argile, la dissolution du ciment des roches, le décollement de fines particules, l'hydrolise des minéraux silicatés qui produit des argiles, la corrosion des tuyaux. Par exemple, des tests réalisés à l'aquifère de St.Paul, au Minnesota, ont montré que le matériau cimentant les roches se dissout dans l'eau, de fines particules de roche, ainsi libérées, se dispersent dans l'eau, migrent et finissent par colmater des régions entières, diminuant ainsi la perméabilité de l'aquifère /192/. Cette perméabilité cependant n'est pas tellement affectée par l'élévation de température, mais

sa dégradation est surtout observée lors de l'inversion du flux pour la décharge. Ceci tendrait à prouver que la cause de la dissolution des matériaux est davantage le débit que la température /140/.

Le pH de l'eau et son potentiel REDOX sont affectés par la libération de CO₂ gazeux, ce qui peut provoquer une évolution chimique particulière /312/, /51/.

A température élevée, le développement de bactéries ferroxydantes (*Gallionella* et *Siderocapsa*) est capable d'influer de manière significative sur le colmatage des drains. Cependant, l'état sanitaire de la nappe ne se dégrade pas d'un point de vue microbiologique car les critères concernent surtout les germes de la pollution anthropogène, laquelle n'est pas induite ici.

A l'inverse, on constate un certain impact de la température sur la flore aérobie mésophile et germes saprophytes, à savoir une inhibition microbienne à haute température, avec recrudescence de la vie biologique au refroidissement /316/.

5.2.1.2. Les remèdes

Dans quelques cas, bien que l'eau de l'aquifère soit sursaturée en carbonate de calcium à plus de 200 % lors de l'injection, les performances du stockage n'en sont pas affectées /201/.

Dans d'autres cas, un traitement est indispensable.

Le colmatage des drains peut être guéri par une injection ponctuelle d'acide chlorhydrique et même évité grâce à l'adjonction continue d'acide dès le milieu de la période de charge. L'impact sur l'environnement reste réduit si les quantités d'HCl utilisées ne sont pas trop importantes /316/. Dans le cas de SPEOS à Dorigny en Suisse (où ce traitement a été effectué), les prévisions de colmatage étaient bien plus pessimistes que la réalité et des mesures ont pu être rapidement prises afin de conserver les performances élevées du stockage /312/.

D'autres traitements chimiques peuvent être utilisés : traitement par résines échangeuses d'ions en amont de l'échangeur /193/, décarbonation par précipitation à la chaux avec coagulation au chlorure ferrique, avant passage sur l'échangeur de stockage, désiliciage par précipitation à l'aluminate de sodium et à la chaux avec coagulation au chlorure ferrique, après passage sur l'échangeur de récupération /200/, passage de l'eau souterraine à travers un réacteur constitué d'un lit de pierres calcaires écrasées, nettoyage avec des agents microbicides, chélation, ... /190/.

Le traitement physique est souvent limité à un filtrage permettant d'éliminer les particules accidentelles dans la boucle.

Dans certains cas plus graves, l'eau souterraine locale doit être remplacée par de l'eau potable, comme à Bunnik aux Pays-Bas, afin de réduire la concentration en fer dans le stock /166/.

De façon générale, on évite la majorité des problèmes si la température de l'aquifère ne dépasse pas 40...50°C /136/, /200/.

5.2.2. Le chimisme des stockages dans des réservoirs d'eau

A Lambohov, la caverne de 10 000 m³ a été remplie d'eau de distribution et la température a été élevée jusqu'à 60°C.

Quelques mois après, des problèmes de colmatage ont été observés dans les tuyaux /72/. L'analyse de la vase montra que 50 % étaient composés d'une faune bactériologique et 50 % de matériaux inorganiques provenant de la corrosion de métaux.

Quant à l'analyse de l'eau, elle montra que le pH était descendu à 4, que les concentrations en zinc, fer, nickel et cuivre avaient considérablement augmenté, que les concentrations en particules et en calcium avaient diminué.

Une sévère corrosion des matériaux fut observée, ainsi qu'une saturation en oxygène de plus de 100 % dans tout le volume d'eau.

La clef du problème était en fait l'oxygène de l'air ambiant, qui, s'introduisant par une fuite, entraînait la diminution du pH, la corrosion, etc...

Un traitement chimique et une filtration permanente purent dans ce cas améliorer la situation.

Dans une caverne, l'eau chaude en contact avec la roche provoque la dissolution d'ions des minéraux. Jusqu'à un certain niveau de concentration, selon la température, l'eau peut retenir les ions en solution. Au-dessus de ce niveau de saturation, les ions se déposent soit en croûtes cristallines, soit en particules flottantes qui se déposent comme un matériau argileux /283/.

L'effet de dissolution des ions est encore 3 à 5 fois plus important si l'eau injectée dans la caverne est de l'eau de mer /66/.

La libération des ions commence immédiatement lors du contact de l'eau chaude avec la surface rocheuse; elle augmente avec la

température, surtout pour les ions de silice et est fort affectée par le quotient volume d'eau / surface de réaction.

Lors de l'extraction de l'énergie, la température diminue, causant des conditions de sursaturation et donc une précipitation sur les murs de la caverne ou sur les échangeurs.

Particulièrement dignes d'intérêt, les matériaux utilisés comme ballast dans la fabrication du béton présentent très souvent les mêmes réactions de dissolution ionique lorsqu'ils sont en contact avec l'eau, pouvant même affecter les propriétés mécaniques du béton. Comme la plupart des éléments dissous sont de la silice et des alcalis, il serait intéressant de trouver un matériau de ballast sans alcalis /74/.

Ce problème de dissolution se rencontre avec une plus grande acuité encore dans les volumes de réutilisation, comme les mines désaffectées immergées où les composants des minerais jadis extraits ont largement eu le temps de se dissoudre dans l'eau /73/.

Comme à Lambohov, l'air semble être le principal acteur des problèmes de formation de méthane dans les cuves d'eau à la F.U.L..

Le contact de l'air sur les surfaces libres des vases d'expansion crée une fermentation biologique qui entraîne la formation très rapide de grandes quantités de méthane. Une protection par un film de paraffine ou d'huile de lin sur la surface de l'eau semble être une bonne solution à ce problème.

5.3. LA STRATIFICATION DANS LES RESERVOIRS D'EAU

Lorsque l'eau dans un réservoir est chauffée, la poussée de cette eau chaude provoque une stratification, l'eau chaude demeurant sur le dessus et l'eau froide en dessous.

L'injection et la distribution de la chaleur stockée peuvent donc se faire par mouvements de front et non alternatifs : ce qui permet de conserver le niveau de température (niveau exergetique) de l'énergie stockée /275/.

De plus en plus, des méthodes améliorant la stratification sont utilisées.

Dans la première partie, nous avons fait mention de tuyaux souples et légers, de diffuseurs et de formes particulières de cuves. Il convient d'ajouter ici un dispositif automatisé de tubes mobiles pour l'injection et l'extraction d'eau dans la caverne de Lyckebo qui permet d'obtenir une température variant de 40°C à 90°C sur la hauteur, avec une isocline nettement marquée /104/, /311/.

Un dispositif automatisé également, basé sur un moteur pas à pas et sur un nombre impressionnant de vannes, permet à son inventeur allemand d'assurer une excellente stratification, mais au prix d'une complexité exagérée /309/.

Comme nous l'avons observé à la F.U.L., des cuves cylindriques placées horizontalement possèdent une très mauvaise stratification thermique. Si cependant cette situation est imposée, par une contrainte d'espace par exemple, il convient d'y placer des diffuseurs d'entrée qui peuvent améliorer de 5 à 11 % les performances de stockage, selon leur design /276/.

La cause principale de la destruction de la stratification, si la

convection du circuit de distribution a pu être évitée, est le phénomène de court-circuit thermique et de pertes par les parois du réservoir. Les pertes par les parois d'une caverne, non seulement entraînent une diminution globale de la température du stock, mais aussi créent une convection naturelle le long des parois /290/.

5.4. LES STOCKAGES A PLUSIEURS NIVEAUX DE TEMPERATURE

Si la stratification est quasi naturelle dans un réservoir d'eau, surtout s'il est vertical, la stratification thermique peut également être favorisée dans un volume de stockage en terre ménageant une zone haute température et une zone basse température.

Ce type de situation se rencontre fréquemment dans les réseaux de tubes verticaux.

Une zone centrale, assez dense et mieux isolée, est chargée prioritairement; elle sert de stock à plus court terme et permet la distribution directe dans le circuit de chauffage.

Une zone extérieure, plus lâche et moins bien isolée, est chargée par les " pertes " de la zone centrale et par l'excès de chaleur obtenu lorsque cette zone est à température suffisamment élevée; elle sert de stock à plus long terme et nécessite une pompe à chaleur.

Les deux zones sont connectées aux circuits d'injection et de puisage par un jeu de vannes motorisées et une stratégie de

charge/décharge permet de favoriser en permanence la stratification des deux volumes.

A Kullavik, en Suède, la zone " HT " centrale possède un volume de 200 m³ et est chauffée jusqu'à 60°C; la zone "BT " périphérique, de 7 900 m³, varie de 10 à 25°C /119/, /152/.

Le même principe est appliqué :

- à Musile di Piave, en Italie,
où 4 tubes centraux peuvent être isolés des 12 autres /159/;
- à Kleinviecht, en Allemagne,
où la géométrie de 3 cylindres concentriques de tubes permet l'isolation du cylindre central /154/;
- à Lulea, en Suède,
où la stratification est assurée par des groupes de 5 tubes mis en série /233/.

Dans les stockages mixtes, où l'eau et les échangeurs enterrés sont utilisés (cfr § 3.1.2.3.), le stockage en eau est également à température plus élevée que le stockage en terre : il permet le stock à court terme, avec distribution directe.

C'est le cas du stockage de Goteborg, en Suède, où un tunnel horizontal rempli d'eau est couplé à un réseau de puits dans la roche /116/.

C'est également le cas à Kerava, en Finlande, avec un volume central d'eau de 1 500 m³ dans la roche et un réseau de tuyaux verticaux en grappe divergente de 11 000 m³ /176/ et à Groningen, en Hollande /274/.

Les aquifères à puits " chaud " central et réseaux de puits " froids " extérieurs répondent également au même principe de stratification /131/, /136/.

A Lubeck, en Allemagne, ce sont deux cuves d'eau de 4 et 20 m³ qui sont utilisées à deux niveaux de température différents /273/.

5.5. STOCKAGE DIURNE OU INTERSAISONNIER ?

Si le stockage est diurne, le nombre de cycles annuels est estimé à 20-30; s'il est calculé sur une base d'une ou deux semaines, il se charge et se décharge en moyenne 5 à 10 fois par an; tandis qu'un grand stockage intersaisonnier n'assure que 1 à 1.3 cycles thermiques.

En termes de quantité absolue d'énergie, le plus grand stock fournit l'énergie annuelle la plus importante /231/.

Actuellement, si le choix est posé, c'est plutôt au stockage intersaisonnier que va la préférence.

En effet, le stockage dimensionné pour conserver la chaleur d'une saison à l'autre offre un certain nombre d'avantages sur le stock à court terme, particulièrement aux latitudes élevées pour l'énergie solaire, puisque le déphasage offre/demande est important.

Si la source est le soleil, seul un stock intersaisonnier permet d'obtenir une fraction solaire proche de 100 %, évitant ainsi les frais d'un chauffage auxiliaire. La température étant plus basse, les capteurs possèdent un meilleur rendement et la surface de capteurs nécessaire par rapport au volume stocké est plus faible.

Bien que le stock à long terme soit plus sensible aux pertes, puisqu'il doit conserver la chaleur pendant un temps plus long et qu'il constitue une part importante du coût total de l'installation, l'effet de taille joue fréquemment en sa faveur /25/.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie, les systèmes avec stockages intersaisonniers sont plus rentables dans tous les cas avec des fractions solaires toujours au-dessus de 0.4 et parfois bien plus élevées et une utilisation efficace de la superficie de captage.

Bien sûr, les petits systèmes, surtout ceux ne possédant aucun stockage, offrent-ils le plus faible coût unitaire d'énergie solaire livrée, mais leur apport dans la balance énergétique de la plupart des pays est insignifiant /182/, /248/.

A l'inverse, les grands systèmes influencent favorablement l'économie d'un pays, surtout lorsqu'ils sont adaptés à des charges importantes (chauffage urbain par exemple) et qu'ils peuvent utiliser d'autres sources que la seule énergie solaire (chaleurs perdues par exemple).

Le meilleur système cependant est celui qui parvient à coupler les deux types de stock. Le stockage intersaisonnier offre une grande capacité à coût raisonnable, alors que l'écrêtage des pointes donne un rendement thermique élevé.

Le stockage de la chaleur dans l'eau peut répondre aux deux objectifs, surtout celui de courte durée /275/.

Le stockage mixte diurne/intersaisonnier avec deux volumes différents et deux niveaux de température est probablement le système qui sera choisi à l'avenir.

En effet, l'ajout d'un petit réservoir d'eau, par exemple dans un

circuit de stockage à long terme, ne représente qu'un coût marginal modéré, puisqu'on profite des engins de chantier, des tuyauteries et du contrôle du système global, tout en ménageant la possibilité d'écrêtage des pointes et de faible inertie.

5.6. NECESSITE D'UNE RECHARGE THERMIQUE

La technique du stockage en terre couplée à une pompe à chaleur est à la limite entre la simple utilisation du sol comme source et le stockage d'énergie.

Plutôt que présenter cette alternative comme deux sciences différentes, mieux vaut poser le problème différemment :

" Etant donné un échangeur enterré connecté à l'évaporateur d'une pompe à chaleur, faut-il lui injecter artificiellement de l'énergie, compte tenu du fait que cette injection, bien que bénéfique, nécessite un investissement supplémentaire ? "

Si aucune régénération artificielle n'est prévue, il faut compter sur les flux thermiques naturels : les mouvements d'eau souterraine, le flux géothermique et la chaleur solaire diffusant à partir de la surface du sol.

Dans le cas de la récupération d'une ancienne mine à Norberg, en Suède, ces trois flux sont considérés égaux et valent approximativement 100 kW chacun /282/.

Si le stockage est à une profondeur telle que la chaleur solaire ne l'influence pas et si, de plus, on ne peut pas compter sur

l'eau souterraine, seul le flux géothermique est disponible, soit de l'ordre de 0.1 W/m² (en Suisse).

Si on estime qu'un puits dans la roche, par exemple, peut extraire 12 GJ par an, la recharge de ce puits exige la consommation de tout le flux géothermique annuel sur une surface de 3 900 m². Pour être tous rechargés, il faudrait que les puits soient espacés au minimum de 70 m, ce qui est une limite impraticable puisqu'une maison individuelle exige au moins 4 puits /173/.

Dans la majorité des cas, heureusement, les autres flux naturels sont disponibles. C'est ainsi qu'après avoir étudié 9 cas concrets de stockages par échangeurs enterrés aux U.S.A., Hughes et Hackner concluent que les affirmations concernant l'impossibilité de recharge naturelle totale autour de tubes horizontaux ou verticaux ne sont pas fondées /151/.

Quoiqu'il en soit, il est certain que les échangeurs horizontaux sont plus aptes d'une part à capter l'énergie solaire, puisqu'ils sont en général situés à faible profondeur et, d'autre part, à capter le flux géothermique puisqu'ils forment toujours une barrière à sa progression vers le haut.

Les expériences récentes ont montré que le sol est toujours régénéré naturellement jusqu'à une profondeur de 1 mètre, permettant le fonctionnement de la pompe à chaleur à une température d'évaporateur toujours supérieure à - 5°C. Une surface de 2.5 m² de sol par mètre carré de surface chauffée est nécessaire dans ce cas. En dessous de 1.2 m de profondeur, une recharge artificielle est souvent nécessaire /149/.

Par exemple, une expérience suédoise de puits unique dans la roche jusqu'à 100 m de profondeur montre que 60 % de la

régénération provient des flux naturels, le reste étant assuré par un convecteur sur l'air extérieur /237/.

La recharge naturelle à faible profondeur sera d'autant plus efficace que l'échangeur offre une surface d'échange importante au flux de chaleur, comme ces échangeurs en tranchée décrits au § 3.3.5.7. /150/.

Pour les maisons unifamiliales possédant un petit stockage enterré, la conclusion de tous les auteurs est unanime : la très faible amélioration du rendement obtenue lorsqu'on recharge artificiellement le stockage ne justifie jamais l'investissement des moyens mis en oeuvre /156/, /157/, /183/, /185/, /219/.

Pour les systèmes de plus grande ampleur, lorsqu'on espère retirer une puissance importante d'un réseau serré de serpentins verticaux par exemple, la recharge basse température peut être assurée par des convecteurs sur l'air extérieur, par un échangeur sous l'asphalte d'une allée, par les eaux usées du bâtiment ou par des collecteurs solaires non vitrés.

5.7. LA CLIMATISATION ET LE STOCKAGE DU FROID

Aux Etats-Unis, au Canada et en Suède, la climatisation estivale des immeubles est pratique courante. Même dans les autres pays, la climatisation des immeubles du tertiaire est devenue presque indispensable.

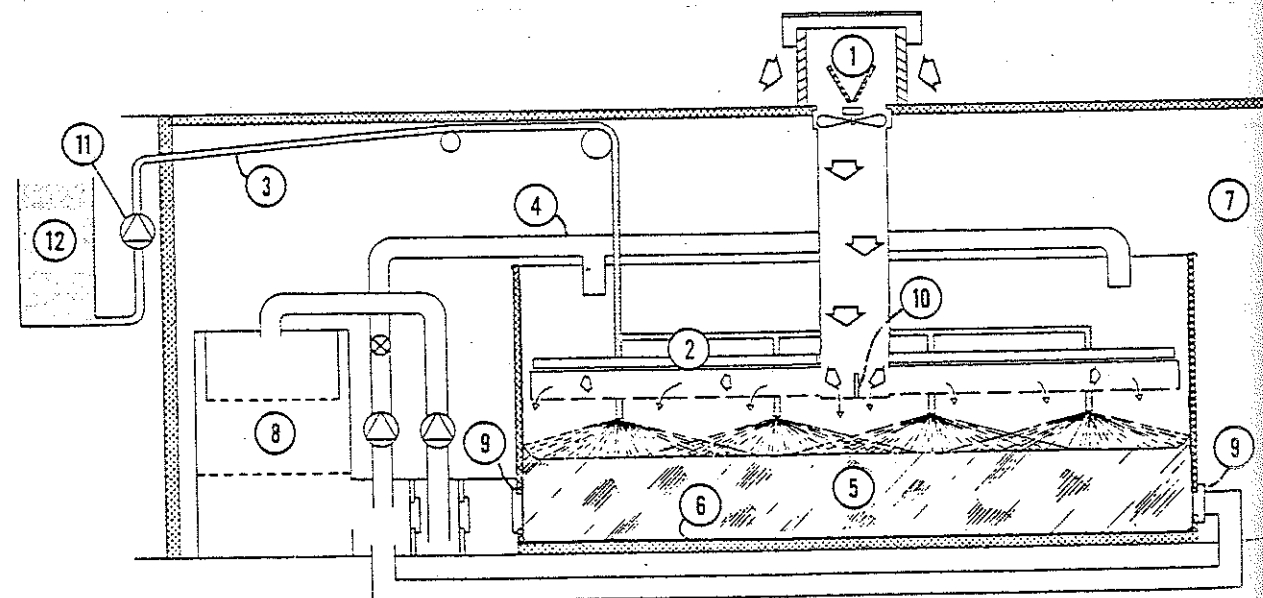
Par exemple, à Scarborough, au Canada, un immeuble du "Canada Centre" consomme plus en climatisation qu'en chauffage. Ceci est dû aux priorités de conservation d'énergie données lors

du dimensionnement, et aux gains internes (éclairage, ordinateur, équipement) /208/.

Si la chaleur peut être conservée d'une saison à l'autre, de la même façon, on peut réaliser un stockage intersaisonnier de froid : en effet, à l'instar de l'énergie solaire, il existe un déphasage saisonnier entre l'offre de froid hivernale et la demande estivale de climatisation.

Quelques expériences de stockage de glace en réservoirs non enterrés ont été pratiquées aux Etats-Unis et au Canada /35/, /240/.

Des machines à produire la glace (figure 38) sont utilisées dans le but de capter le froid naturel de l'hiver pour fabriquer un volume de glace par échange avec l'air ambiant.



Ice production system tested: 1. air system intake; 2. air and water distribution systems; 3. water supply line, the water flow is a function of the outside air temperature; 4. ice melting system (deactivated during the winter); 5. ice; 6. plastic liner used to form a watertight reservoir; 7. air outlet; 8. vegetable precooling system (deactivated during the winter); 9. ice reservoir doors; 10. integrator sensor; 11. pump; 12. water tank.

FIGURE 38

Le principal problème de ces réservoirs aériens, comme pour le stock de chaleur, se révèle être l'isolation thermique, et il n'est pas certain que ces systèmes soient rentables.

L'utilisation d'aquifères pour le stockage du froid est assez fréquente : le principe est de refroidir l'eau de l'aquifère de 8°C à 6°C par passage dans une tour de refroidissement en hiver, puis de réutiliser cette eau froide pour des besoins de climatisation en été /27/, /195/, /141/, /144/.

Ce type d'utilisation s'avère rentable puisqu'il permet de réduire les coûts de consommation électrique à 50 % par rapport à l'emploi de moyens traditionnels.

Cependant, la technique de conservation du froid en aquifère étant récente, la plupart des bureaux d'étude et des entreprises manquent d'expérience et certains problèmes doivent encore être résolus (contrôle, matériaux, ...).

La même technique peut être utilisée dans le cas " d'aquifères " artificiels constitués de sable et graviers saturés en eau, recouverts d'un isolant et munis d'échangeurs /241/.

Les serpentins dans le sol sont également adaptés au stockage du froid. Le fonctionnement idéal de tels stocks est de stocker le froid en hiver et la chaleur en été dans le même volume /145/. Cette configuration apparaît même comme une nécessité imposée par le marché : au Canada, par exemple, le coût actuel de l'énergie est tel qu'un système de pompe à chaleur sur le sol n'est justifié économiquement que s'il est utilisé à la fois pour le chauffage et pour le refroidissement /172/.

Le rejet de la chaleur fournie par le fonctionnement en conditionnement d'air de la pompe à chaleur suffit à la recharge thermique du sol.

Ce système d'utilisation mixte peut bien sûr s'appliquer également aux aquifères /191/ et aux réservoirs d'eau pour lesquels un programme de dimensionnement a été mis au point par le CNRS en France /272/.

5.8. LA CONGELATION DU SOL

Dans les comparaisons économiques, le coût actuel de l'énergie fossile ne permet pas des investissements importants en matière de stockage. De faibles coûts d'installation et une capacité thermique élevée sont donc requis. Ces exigences peuvent être remplies par un stockage constitué de tuyaux verticaux dans le sol par exemple. Puisque l'eau possède une capacité thermique importante, l'argile à haute teneur en eau sera préférée.

Une argile saturée à grains fins contient, en volume, de 60 à 80 % d'eau. Les minéraux de l'argile constituent un squelette dans lequel l'eau remplit les pores laissés vides.

Les grains d'argile sont connectés par leurs coins, leurs faces ou leurs arêtes et, comme l'eau remplit complètement les vides entre les grains, elle participe à la transmission des forces internes dans le sol.

Dans un profil d'argile non remaniée, le poids du sol situé au-dessus d'un volume d'argile est exactement compensé par le squelette formé par les grains minéraux (c'est la tension effective) et par l'eau (c'est la pression des pores).

Lorsque le sol est chauffé, l'eau dans les pores s'expande, comme le squelette; mais, comme le coefficient d'expansion de l'eau est supérieur à celui des grains, la pression de préconsolidation naturelle du sol est rompue et la surface du sol se soulève.

Le retour à la situation d'origine conduit nécessairement à un réajustement car une partie de l'eau des pores s'est échappée du volume chauffé.

Lors du refroidissement, le volume se contracte et il y a appel d'eau venant de l'extérieur du volume /43/.

Il paraît économiquement très avantageux de pouvoir utiliser la congélation dans un stockage d'argile, puisqu'on profite alors de la chaleur latente de changement de phase de l'eau présente dans les pores. En effet, la chaleur sensible d'un mètre cube de sol est de l'ordre de 2.5 MJ/K au-dessus de 0°C et la congélation complète de ce même volume donne environ 100 MJ /235/, /160/, /45/.

Cependant, la congélation crée de nouveaux problèmes.

Dans la littérature, il est rarement fait mention du comportement de l'argile lors du gel et du dégel et il est nécessaire de pousser plus avant les expériences dans ce domaine.

A l'heure actuelle, certaines constatations sont apparues lors d'expériences de congélation du sol :

- L'eau contenue dans l'argile ne gèle pas en totalité à 0°C, le contenu en eau liquide décroît graduellement sous 0°C.
- L'argile ne congèle pas de façon homogène, la zone gelée consiste en petites lentilles de glace avec de l'argile entre.
- Lorsque l'argile gèle, son volume s'accroît de 6 à 8 %, ce qui augmente la pression sur les tuyaux et également, l'argile est pressée en dehors de la zone de l'échangeur.

Aussi longtemps que le sol est gelé, rien ne se passe. Mais, au dégel, l'eau migre vers le dessus et l'argile s'écroule vers le bas, créant des trous au-dessus de chaque tube /120/ (figure 39).

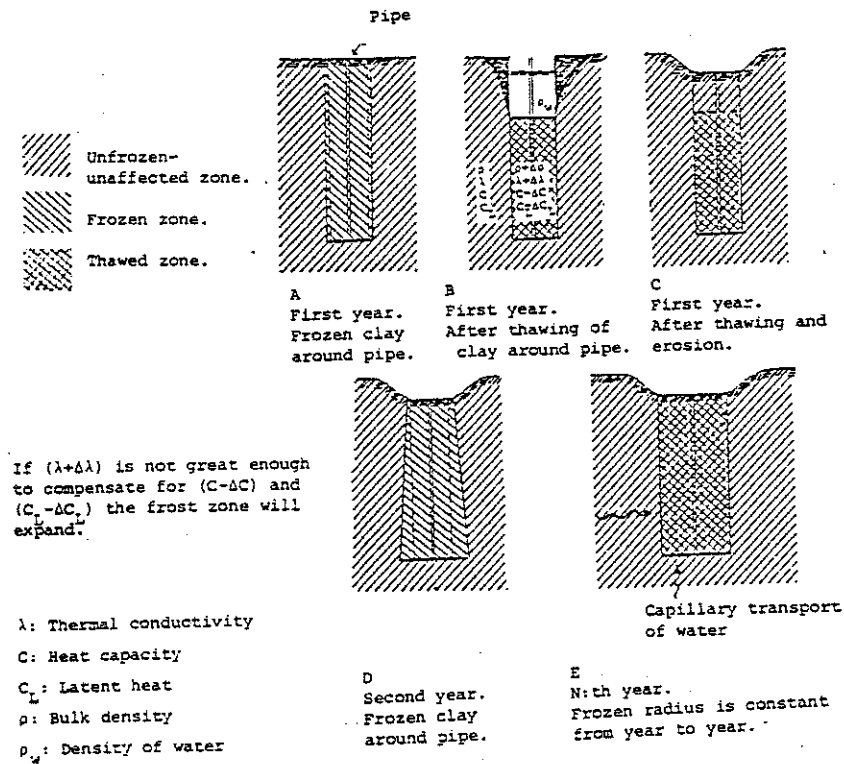


FIGURE 39

- Suite à ce phénomène, la teneur en eau de l'argile autour des tubes diminue, ce qui entraîne la diminution de la capacité thermique et de la chaleur latente potentielle.
- Lorsque le sol aux alentours du tube est constitué de sable, il semble, au contraire, que la teneur en eau augmente due à la succion cryogénique et à l'infiltration d'eau dans le sol pendant les phases de recharge d'énergie provenant de la fusion de la glace qui se forme sur la partie extérieure du sol de l'échangeur /235/.

De façon générale, la congélation crée donc un gradient de la tension de l'eau dans le sol entraînant un flux d'eau vers l'échangeur ou en dehors de celui-ci /115/.

Non seulement les caractéristiques thermiques du sol se modifient (voir par exemple la variation de la diffusivité en fonction de la teneur en eau d'allure tout à fait différente lorsque le sol est gelé sur la figure 40) /171/, mais également les échangeurs se dégradent /242/, s'ils sont métalliques; le gel peut augmenter la corrosion /243/ et la structure du sol autour du tube se dégrade de façon irréversible /172/ comme le montre la figure 41.

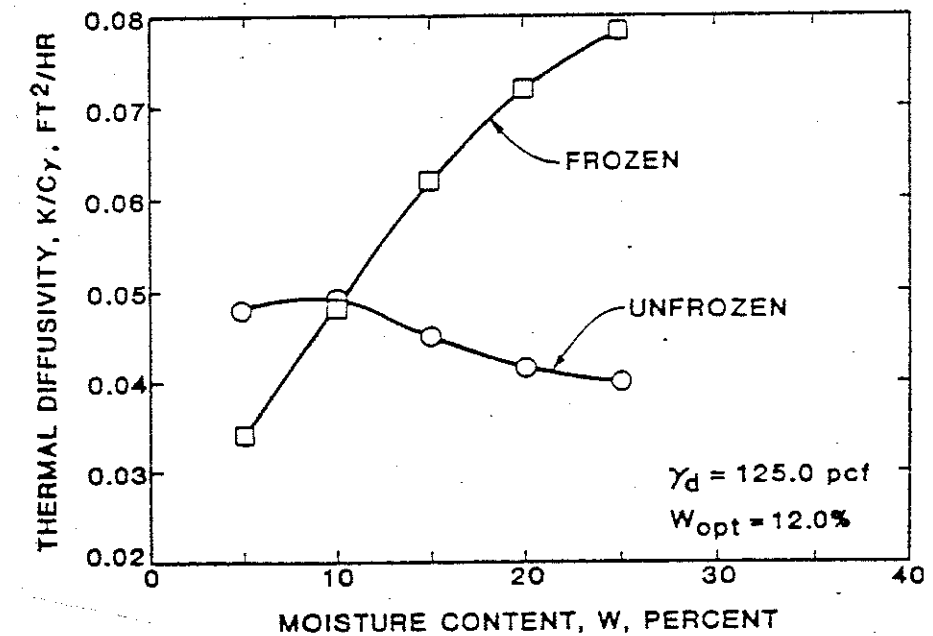


FIGURE 40

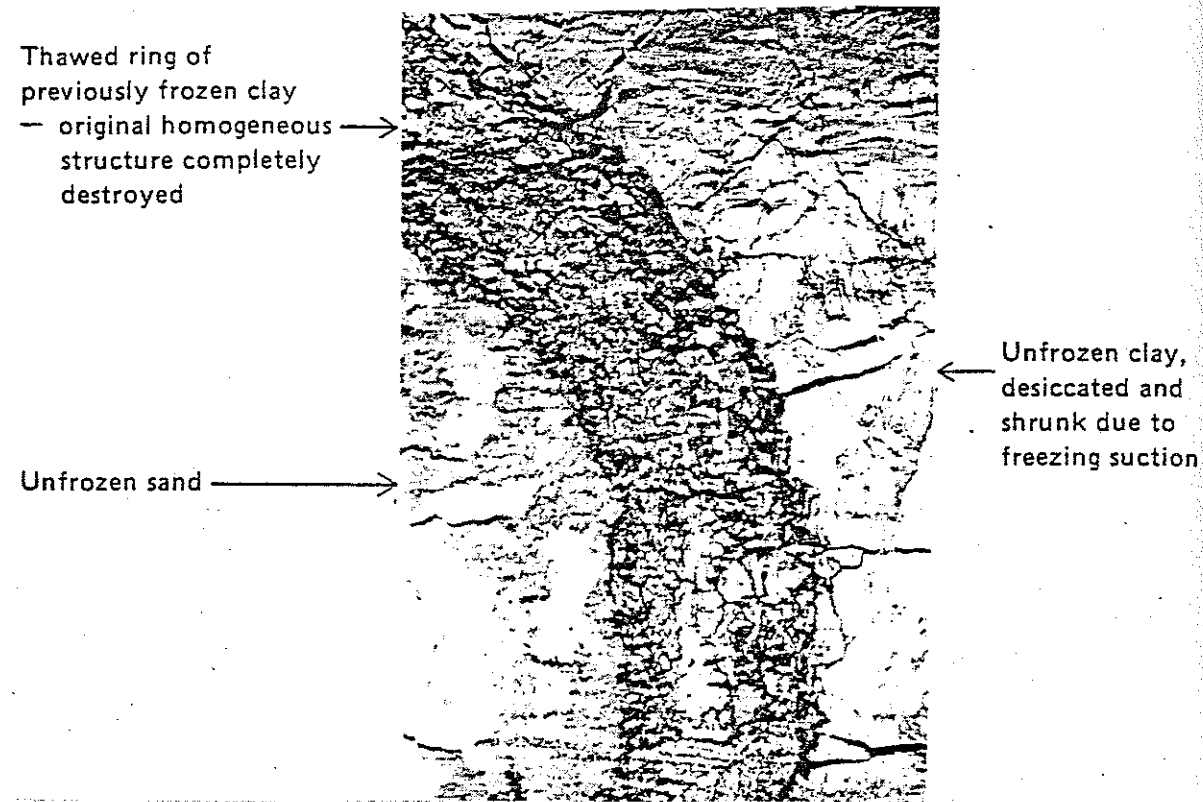


FIGURE 41

Certaines configurations de récipients d'eau permettent également la congélation sans craindre la destruction du récipient due à la dilatation de la glace.

Il s'agit, par exemple, " d'aquifères " artificiels où la partie supérieure est constituée de graviers non immergés permettant l'expansion du volume /165/, /241/.

Il s'agit également des puits verticaux creusés dans la roche et remplis d'eau où la surface supérieure reste libre /156/.

5.9. LA GESTION, LE CONTROLE DES SYSTEMES

Il est admis que le rendement d'un système de chauffage, quel qu'il soit, est amélioré lorsqu'un contrôle efficace lui est imposé /219/.

Lorsqu'un stockage est ajouté à un système, la régulation est d'autant plus difficile qu'il faut faire intervenir une gestion de l'énergie à plus long terme et même l'histoire de l'évolution de température dans le stock /178/. Les utilisateurs d'aquifères, par exemple, sont convaincus que les débits d'injection et d'extraction, les durées des cycles de charge/décharge, ainsi que la température de retour du circuit de chauffage sont des éléments très importants qui peuvent influencer de façon non négligeable le taux de récupération d'énergie /142/, /207/, /129/.

Il est certain que des contrôles différents peuvent mener à des résultats diamétralement opposés pour un même système /292/.

Plusieurs philosophies peuvent constituer la base d'un bon contrôle.

Il est logique par exemple d'utiliser en premier lieu l'équipement le plus efficace (celui qui utilise le moins d'énergie auxiliaire pour une fourniture de chaleur fixée) jusqu'aux limites de sa capacité avant de donner le relais aux autres équipements /191/.

Cependant, lorsqu'une énergie est gratuite, il convient de l'utiliser au moment propice, même à rendement moins bon.

Lorsqu'un système est basé sur des capteurs solaires couplés à un stockage enterré, seul l'excès d'énergie solaire doit être

stocké, la distribution directe doit être toujours prioritaire /48/, /146/, /154/.

De même, si le stockage est à température suffisante pour permettre la distribution directe, il faut éviter de faire fonctionner la pompe à chaleur.

Le stockage ne sera chargé efficacement que si la température du fluide dans la source d'énergie est de quelques degrés supérieure à celle du stock; ce ΔT peut être ajusté selon l'échange.

Lorsque des convecteurs sur l'air extérieur, couplés à une pompe à chaleur, sont employés, les contraintes sont différentes : la pompe à chaleur peut relever le niveau de température de la source jusqu'à un niveau accepté par le stock. Dans ce cas, il convient de choisir un seuil de température de fluide dans les convecteurs en dessous duquel on ne stocke pas (par exemple 5°C) et une température maximum du stock (par exemple 50°C) /159/.

Avec un stockage à deux niveaux de température, le contrôle est plus complexe.

A Kerava, en Finlande, où un stockage mixte eau + sol est couplé à un chauffage urbain, le réservoir d'eau au centre est chargé en premier lieu, puis on charge le sol avoisinant qui bénéficie en outre des pertes du volume d'eau. A la décharge, c'est le sol qui est d'abord utilisé, puis le réservoir d'eau /40/, /176/.

A Kullavik, en Suède, les serpentins basse température ou haute température sont utilisés à la charge, selon la température du fluide des collecteurs solaires, tandis qu'à la décharge, la zone à température élevée est prioritaire sur la zone périphérique où la pompe à chaleur est nécessaire. L'appoint n'est employé que

sous une température de stockage de 0°C et pour satisfaire les demandes de pointe /153/.

Plus le système est complexe, plus les critères de gestion seront complexes et plus l'appareil de régulation sera sophistiqué.

Le contrôle du chauffage exige au minimum la variation du débit de distribution en fonction de la température extérieure /175/, mais, de façon générale, les paramètres climatiques sont importants, de même que les paramètres économiques et éventuellement même d'autres paramètres comme les aspects chimiques d'un aquifère par exemple /207/.

En particulier, si le système possède plusieurs sources d'énergie et plusieurs possibilités de stockage, la stratégie doit être guidée par un ordinateur.

Le système de la F.U.L. est un exemple où une régulation manuelle ne peut pas suffire. Dès qu'un processeur intelligent est présent, rien n'interdit d'écrire le programme d'un algorithme complexe. Plusieurs études s'orientent actuellement vers le contrôle optimal d'un système multi-énergies : étant donné le système de chauffage, le coût de l'énergie, les besoins annuels et instantanés et les conditions météorologiques, le contrôle optimal découlera de la valeur minimale donnée à une fonction incluant le degré d'inconfort de l'habitant et le coût de l'énergie d'appoint /100/, /272/.

6. EVOLUTION DES MATERIAUX ET DES TECHNIQUES

Avec le succès croissant du stockage enterré et de l'utilisation du sous-sol comme source pour une pompe à chaleur, un nombre de plus en plus élevé de firmes et de centres de recherche dans différents domaines s'y intéressent.

Il en résulte l'introduction de matériaux et de techniques provenant d'autres disciplines, mais également la mise au point d'outils spécifiques à l'échange thermique dans le sol.

En parallèle avec cette évolution, il existe aussi un retour à la simplicité, qui n'est d'ailleurs pas incompatible avec l'introduction de matériaux originaux et de techniques nouvelles.

Nous verrons dans le chapitre consacré à l'économie des systèmes que le " do-it-yourself " permet de faire gagner énormément d'argent.

En particulier pour les maisons unifamiliales, il est essentiel que les matériaux mis en oeuvre soient ceux habituels du bâtiment et que le chantier relève du terrassier, du charpentier, et de l'électricien, pour rester à la portée de Monsieur Tout le Monde /322/.

6.1. LES MATERIAUX

Les matériaux d'isolation thermique et hydraulique doivent répondre aux critères de résistance à la compression, de tenue à haute température, d'insensibilité aux infiltrations d'eau,

d'étanchéité à la vapeur, de vieillissement modéré, d'usinabilité, de faible expansion thermique et hygroscopique, de faible prix /34/.

Pour la construction d'un stockage en fosse remplie d'eau par exemple, on s'aperçoit que les matériaux organiques ne sont applicables que dans certaines limites. Seul, le polyéthylène haute densité peut éventuellement convenir.

Des matériaux tels que le béton non poreux, ou des couches d'argile peuvent satisfaire les contraintes de résistance en température et de faible vieillissement /291/.

Par exemple, des granulés d'argile frittée très légers, cimentés ou non, apparaissent comme un système très simple d'emploi /71/.

Le béton, lui, requiert un effort de fabrication important et est rarement indiqué.

Par contre, la bentonite est utilisée de plus en plus.

La bentonite est une argile naturelle composée de 90 % de Montmorillonite et de 10 % de Feldspath. Elle fut découverte et appliquée pour la première fois aux U.S.A. pour la stabilisation des puits de pétrole. Le ciment de bentonite reste plastique et les fissures dans un mur se resoudent d'elles-mêmes /165/.

De plus, la bentonite semble posséder une bonne tenue à long terme. Cependant, la perméabilité à l'eau des parois reste un problème : celle-ci dépend du pourcentage de bentonite dans le mélange composant le mortier, de la température de l'eau et du temps.

La bentonite ne semble pas être facilement maniable avec les instruments traditionnels du maçon; les coûts sont élevés et diffèrent considérablement d'une firme à l'autre.

Les propriétés physiques de la bentonite sont résumées dans le tableau 5 /34/, /154/ :

DENSITE	1 040 kg/m ³ (sèche)
CONDUCTIVITE THERMIQUE	
sèche	0.113 W/mK
en mélange avec l'eau	0.5 ... 0.7 W/mK
gelée	1.5 W/mK

TABLEAU 5

La bentonite remplace souvent le sable pour assurer un bon contact thermique entre les tuyaux et le sol : sa plasticité autorise les dilatations et contractions du tube échangeur en maintenant un contact avec l'argile /154/.

Le verre cellulaire, avec sa conductivité de 0.059 W/mK et surtout ses bonnes propriétés mécaniques reste sans doute le meilleur matériau isolant; il est cependant relativement cher.

Les matériaux métalliques peuvent être employés pour des usages d'isolation de stockages, les techniques de soudure et d'assemblage de ces matériaux sont parfaitement maîtrisées. La technologie de l'espace a notamment permis le développement de métaux isolants thermiques.

Cependant, à l'inverse, les problèmes de corrosion des métaux traditionnels entraînent le remplacement de beaucoup de composants (pompes, vannes, ...) jadis métalliques par des éléments en polypropylène /312/, l'acier inoxydable étant écarté en raison de son prix.

6.2. LES TECHNIQUES D'EXCAVATION ET DE FORAGE

Dans l'argile douce, les installations les moins chères sont réalisées par simple enfouissement des tuyaux dans la terre, soit au moyen des engins utilisés pour l'enfoncement des pieux (" pile-drivers ", figure 42), soit par de petites machines portables pour les petits stockages.

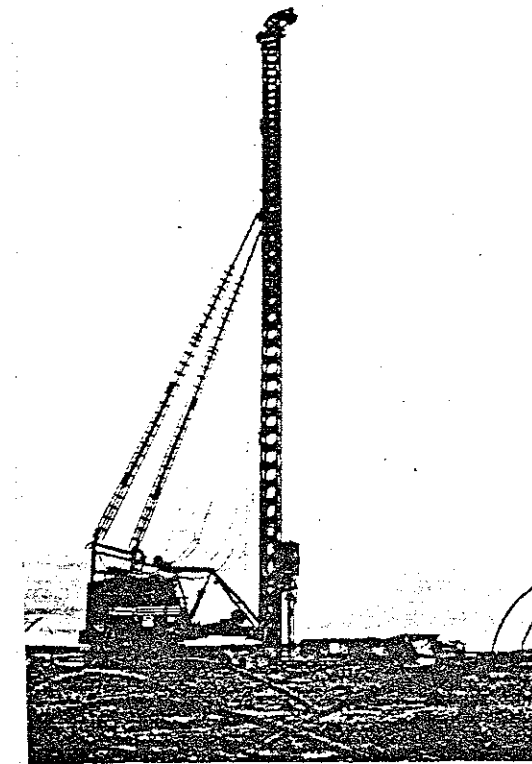


FIGURE 42

Des coûts inférieurs à 130 FB/mètre sont possibles /239/.

Dans les sols sableux ou limoneux, on utilisera plutôt des appareils à vibration avec injection permanente d'eau. C'est ce qu'on utilise par exemple à Groningen, en Hollande, où le sol peut grossièrement être décrit comme du sable saturé avec des couches épaisses d'argile /42/.

Ce type d'appareil peut réaliser en quelques jours un échangeur complet constitué de tubes en U reliés les uns aux autres d'un seul tenant, enfoncés jusqu'à 20 mètres de profondeur.

Pendant l'insertion, le tube flexible est protégé dans sa partie coudée. Lorsque la lance est retirée, la vibration n'est pas stoppée, ce qui permet au sol de redevenir dense. Enfin, le sol manquant est remplacé par du sable (figure 43).

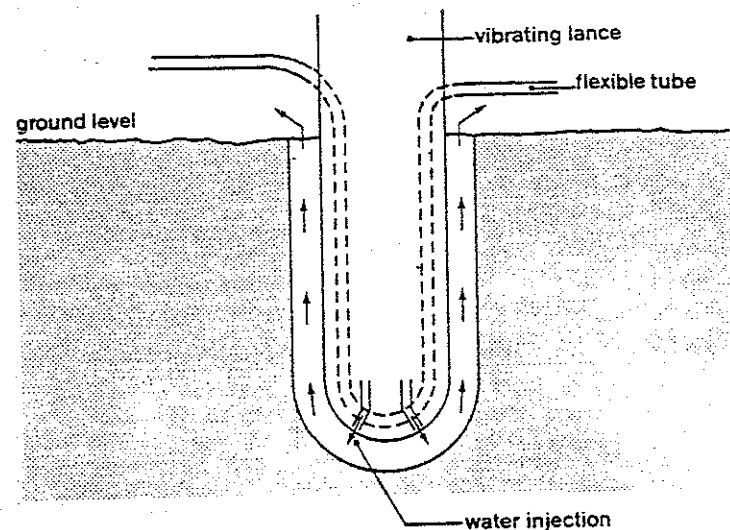


FIGURE 43

Dans les sols plus durs, il faut faire appel à des équipements rotatifs et des tarières, ce qui augmente les coûts.

Lorsqu'on ne rencontre pas de pierres, une combinaison de forage et lavage continu du sol peut être intéressante; le prix d'une telle méthode est environ de 5 000 ... 6 000 FB/mètre /175/.

Dans la roche, deux méthodes de percussion sont employées : la technique du marteau fond-de-puits (down-hole hammer) et celle du marteau en surface (top hammer) utilisée surtout dans les mines.

Le coût du forage en Suède peut aller de 650 à 3 500 FB/mètre selon la dureté de la roche et l'épaisseur du sol au-dessus de la roche /239/.

Quoiqu'il en soit, il convient d'être très soigneux lors du forage et de l'insertion des tubes car toute méthode entraîne pratiquement toujours un contact thermique déficient entre le tuyau et le sol /172/.

Dans certains cas, le stockage par serpentins horizontaux semble moins cher.

Cependant, selon les entreprises de forage, les prix peuvent basculer en faveur des puits verticaux /151/. En particulier, il semble que pour les échangeurs enterrés verticalement, la profondeur du stock n'affecte pas le coût total de façon excessive : il serait donc intéressant de forer à profondeur élevée, de façon à diminuer le coût spécifique du stock (FB/m³) /152/.

Les techniques employées pour les échangeurs horizontaux sont variables : excavation complète d'une fouille par des engins classiques, création d'une tranchée par une machine à chaînes ou charrues à bras mobiles spécialement développées pour cette application /108/.

Les échangeurs créés par fissuration profonde de la roche utilisent des engins spécifiques de fracture (figure 44) : en augmentant la pression entre deux bourrages dans un puits, une fracture est obtenue à partir de la pointe d'une échancrure préalablement pratiquée dans la roche.

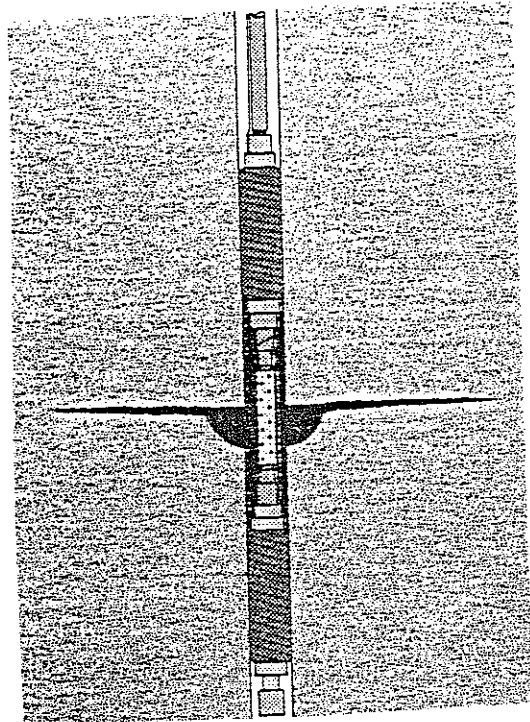


FIGURE 44

6.3. LE FLUIDE CALOPORTEUR

Lorsque le fluide caloporteur est de l'eau, il convient de lui ajouter un antigel.

Le glycol est souvent utilisé à cette fin.

Une étude allemande a cependant montré les avantages de solutions de méthanol /150/. Le méthanol est toxique, mais présente peu de danger pour l'eau.

Une comparaison de la demande biochimique en oxygène du méthanol et du glycol montre que le méthanol est décomposé plus rapidement que le glycol.

Le méthanol ne présente aucun effet corrosif sur la plupart des métaux, ni d'effet destructeur sur le caoutchouc.

Une solution de 65 % en poids d'eau et 35 % en poids de méthanol reste liquide jusqu'à une température de -30°C .

L'air continue également à être utilisé comme fluide caloporteur dans certaines configurations particulières (stockages dans les cailloux par exemple) /59/, mais également lorsque le stockage en terre est suffisamment poreux, soit par échangeurs troués, soit par circulation directe à travers le milieu (" membraneless in-earth exchangers ") /63/.

7. LE RESTE DU SYSTEME DE CHAUFFAGE

7.1. LA POMPE A CHALEUR

La technologie de la pompe à chaleur est l'une des disciplines les plus prometteuses.

Son principe permettant une meilleure utilisation de l'énergie primaire et une accélération du processus de remplacement du pétrole vers d'autres types d'énergie, la pompe à chaleur sera sans doute largement utilisée dans l'avenir.

A l'heure actuelle cependant, deux éléments freinent nettement son application.

S'il est possible de réaliser un stockage en terre pour une application domestique pour 50 000 FB, la pompe à chaleur, elle, coûte au moins 150 000 FB : c'est souvent elle qui fait augmenter le temps de retour financier d'une installation.

Une chaudière à mazout, à peine plus simple, coûte 3 fois moins cher à puissance identique.

Il est donc essentiel de développer des pompes à chaleur à prix moins élevé, mais ceci dépendra surtout de la demande future. Cette demande augmentera probablement si les performances de la pompe à chaleur s'améliorent.

Et c'est là le second élément à développer : créer des compresseurs à haute efficacité et à bas prix, et également utilisant d'autres types d'énergie que l'électricité /294/.

Les systèmes suédois sont souvent rentabilisés en une période plus courte que les systèmes des autres pays : cela est dû en grande partie au prix très bas de l'électricité en Suède où il n'est pas intéressant d'utiliser un autre combustible pour entraîner le compresseur /301/.

L'inconvénient de l'électricité est que son prix ne peut pas être garanti dans le futur /147/.

Par ailleurs, l'introduction intensive de pompes à chaleur de très grande dimension peut avoir une influence significative sur la fourniture d'électricité d'un pays; elle doit donc être convenablement planifiée. Il convient donc d'encourager l'introduction d'autres combustibles /136/.

Le gaz naturel, par exemple, est intéressant car si le rendement mécanique d'un moteur à gaz est plus faible que celui d'un moteur électrique, et varie également avec la charge, il est cependant facile de récupérer en permanence une grande partie des pertes (chemises d'eau-fumées). Le rendement global est alors peu variable. Si l'on tient compte que le rendement de production d'énergie électrique à partir d'énergie primaire est de l'ordre de 0.3, le gain est considérable tout au moins au point de vue macroéconomique /298/.

Dans une pompe à chaleur diesel, on estime que 38 % de l'énergie contenue dans le gaz amené peuvent être transformés en énergie mécanique pour le compresseur /301/.

Le COP est relativement faible : de l'ordre de 1.25 en moyenne /159/.

Cependant, 12 % de l'énergie initiale constituent des pertes dues aux gaz de fumées. Puisque le gaz naturel ne contient pas de produits de combustion corrosifs, il est possible de refroidir les fumées et d'utiliser la chaleur de condensation pour le

préchauffage de l'eau. Le COP peut alors être proche de 2. Cette technique est particulièrement avantageuse lorsque la source froide est en quantité limitée et à température très basse.

La régulation de ces moteurs est différente de celle des moteurs électriques : il convient, dans le cas d'un moteur de voiture de série, de ne pas dépasser un à deux démarrages par jour et de prévoir une régulation de la vitesse en fonction de la température extérieure.

Sont également possibles les moteurs diesel mazout, les moteurs à charbon avec piston, les moteurs à charbon avec turbine à vapeur. Dans tous les cas, le COP se situe entre 1.2 et 1.8 et malheureusement, le coût d'installation est toujours supérieur à celui d'une pompe à chaleur électrique /159/, /154/. Elle nécessite également dans certains cas un stockage de carburant : par exemple, une pompe à chaleur diesel au mazout de 10 kW thermiques consomme environ 0.4 litre par heure, ce qui représente 2 000 - 2 500 litres annuels /154/.

L'électricité, en tant que vecteur d'énergie, est facile d'emploi et aisément réglable : une option pourrait être de garder le compresseur électrique, mais de produire soi-même son électricité, soit par un groupe cogénérateur de type TOTEM (Fiat) /158/, soit par un réseau de cellules photovoltaïques (figure 45). Une maison unifamiliale nécessiterait environ 30 m² de cellules /183/.

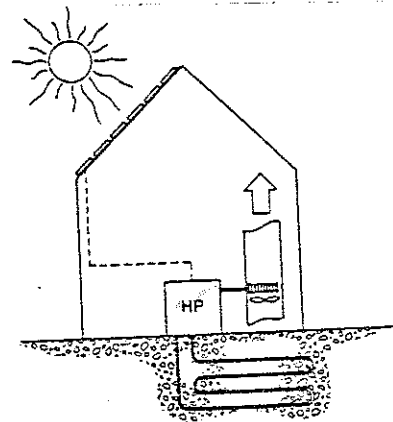


FIGURE 45

Un grand avenir est également réservé aux pompes à chaleur à absorption.

Comme nous l'avons fait remarquer (§ 3.3.7.), une machine à absorption peut être employée à la fois comme stockage d'énergie et comme pompe à chaleur /269/.

Le principe d'une telle machine consiste à séparer, puis à remélanger les constituants d'un mélange binaire, dont l'un a une volatilité négligeable comparée à celle de l'autre, la séparation d'une part et le mélange d'autre part se faisant par vaporisation et condensation.

Le processus de désorption concentre la solution et, pendant la phase de décharge, le processus d'absorption vaporise la solution en libérant de l'énergie /256/.

Le séparateur et le mélangeur n'ont évidemment aucune obligation de fonctionner simultanément : des réservoirs de stockage peuvent être intercalés entre ces appareils /300/ (figure 46).

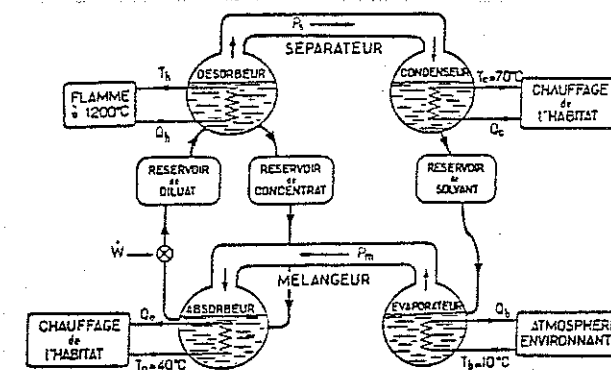


FIGURE 46

Ces réservoirs stockent en fait de l'exergie (et non l'enthalpie de réaction, comme dans un stockage chimique par réaction réversible).

Ce système est mono-énergie (énergie thermique seule); il permet de découpler les fonctions de séparation et de mélange; il ne vieillit pas et il possède de fortes densités de puissance thermique; il est cependant encore fort cher et n'est encore pratiquement qu'un instrument de laboratoire.

Dans les pompes à chaleur mécaniques, un sous-refroidisseur, récupérant la chaleur sensible du fréon avant la détente, est souvent utilisé pour préchauffer un réservoir d'eau sanitaire /183/ ou l'air de distribution dans l'habitation /175/.

Par ailleurs, il est peut-être possible d'améliorer les performances d'une pompe à chaleur par une meilleure régulation et un meilleur entretien.

En améliorant le design d'un compresseur, on peut par exemple atteindre plusieurs millions de démarrages annuels et ainsi augmenter la fréquence et la finesse de la régulation /175/. Le COP d'une pompe à chaleur sur échangeur enterré pour une maison unifamiliale se situe généralement entre 2.7 et 3.3 /149/.

Pour un fonctionnement sous 0°C, la pompe à chaleur doit être optimisée en choisissant un mélange approprié de fréons (RMB par exemple, meilleur que R22 et R502) /150/ et en dimensionnant convenablement la vanne d'expansion. Le COP peut ainsi être amélioré de 20 à 25 %.

Lorsque la source de chaleur à stocker est à très basse température (eau d'un lac par exemple) et qu'il est nécessaire de remonter son niveau d'exergie avant stockage par la pompe à chaleur, le fait d'utiliser deux fois la pompe à chaleur (à l'injection et à l'extraction) est une grande pénalité économique /231/.

Le marché des pompes à chaleur sur serpentins enterrés, sur chaleurs perdues par les industries, sur l'eau souterraine est en pleine expansion.

Cependant, il n'y a pas que les aspects techniques à considérer. La plupart des chauffagistes se sont improvisés installateurs de pompes à chaleur et il est temps de prévoir une formation efficace pour cette technique qui fait intervenir des notions de thermodynamique qu'il faut dominer.

En Suède, des cours de pompes à chaleur se donnent depuis 1983 au Technical College de Katrineholm et au Aso High School à Stockholm. Egalement, un training en technologie du froid est donné dans 19 écoles.

Par ailleurs, il est primordial de développer dans les entreprises un service technique compétent et des conditions de garantie valables /294/, /295/.

7.2. LE TRANSPORT DE LA CHALEUR

La source de chaleur, le stock de chaleur et la centrale de chauffage peuvent être à une certaine distance l'un de l'autre. Dans la plupart des cas, il vient s'ajouter un coût pour le transport de la chaleur.

Pour le projet suisse SPEOS, la distribution de la chaleur à distance coûterait environ 0.10 - 0.20 FB/MJ. Ainsi, la valeur du mégajoule à la sortie de l'installation de stockage ou de production doit être comprise entre 0.35 et 0.40 FB pour être acceptable économiquement en Suisse /312/.

Si la température du fluide transporté n'excède pas 20°C, le prix de la distribution peut être très faible. Pour deux canalisations en parallèle et une pompe à chaleur de 5 MW assurant 25 % de la demande de pointe, une étude suédoise estime à 0.007 FB/MJ par km le coût du transport, la distance représentant le parcours total source / PAC / stock.

Dans de telles conditions, des distances de transfert de 10-20 km sont tout à fait acceptables pour des agglomérations de taille moyenne /31/, /301/, /138/.

Cependant, dans le cas d'utilisation des eaux usées comme source d'énergie, il semble que souvent, la distance entre la station d'épuration et les utilisateurs dans la ville soit trop grande pour justifier une récupération de chaleur /294/.

Le problème de la distance se pose de façon générale lorsque la localisation de la production ou du stockage de chaleur est imposée : c'est le cas des chaleurs perdues d'entreprises, des aquifères, mais aussi des cavernes remplies d'eau car il faut choisir un endroit où la roche est suffisamment cohérente et où aucun flux d'eau voisin ne vienne pomper l'énergie stockée.

A Lyckebo, en Suède, les capteurs solaires, la caverne et l'utilisation sont très éloignés l'un de l'autre /68/.

Dans certains cas, comme à Stockholm, pour le chauffage urbain, le transport de l'énergie doit être réalisé à l'intérieur d'un tunnel isolé suffisamment grand que pour être accessible dans un but de maintenance /49/.

La distance source-stock ou source-utilisation doit en tout cas être un élément important du " cahier des charges " d'une installation ou simplement d'un inventaire des ressources /194/. A cet égard, le système idéal est probablement l'échangeur

vertical enterré où un énorme volume de stockage peut être placé directement sous l'immeuble utilisateur, qui profite par la même occasion des pertes thermiques vers le haut /112/, /153/.

7.3. LES CAPTEURS D'ENERGIE

Les auteurs sont unanimes à annoncer de très bonnes performances et une bonne fiabilité des collecteurs solaires classiques. Il semble que la technique soit maintenant bien connue et qu'il n'y ait plus beaucoup de problèmes de mise en oeuvre même si, dans certains cas, les rendements mesurés sont un peu plus faibles que les valeurs annoncées par le constructeur.

Le degré de fiabilité peut être chiffré à 90-97 %.

L'efficience varie entre 23 et 58 % sur une base annuelle, avec des valeurs de pointe pouvant atteindre 80 %.

Les rendements les plus élevés sont rencontrés pour les collecteurs plats classiques, parce qu'ils travaillent à température assez basse, ainsi que pour les installations récentes, à pertes faibles, et où la surface de collecte est bien dimensionnée.

Les rendements les plus faibles sont rencontrés pour les collecteurs haute température, comme les collecteurs évacués, ainsi que pour les anciennes installations, les systèmes complexes et mal dimensionnés /170/.

En général, les calculs de rendement sous-estiment les pertes dans les vannes, les supports de tubes, les pompes, etc..

Mais, si les collecteurs solaires sont devenus fiables et performants, ils restent des composants très chers : entre 3 000 et 10 000 FB/m² selon leur complexité.

Le prix peut descendre à 500 - 800 FB/m² si on fait appel à des convecteurs sur l'air ambiant. Cependant, leur utilisation exige une pompe à chaleur : un calcul d'optimisation économique doit être fait /260/.

Très peu de renseignements sont disponibles dans la littérature au sujet de ces convecteurs, certainement pas assez pour pouvoir dimensionner un système facilement /178/.

Une des études les plus complètes à cet égard a été réalisée par l'Institut Fédéral de Recherches Suisses en Matière de Réacteurs /169/.

Ces convecteurs sur l'air ambiant ou collecteurs solaires non vitrés, qu'ils soient constitués de tubes collés les uns aux autres (figure 47) ou séparés par un grillage métallique à mailles fines (figure 48), conviennent particulièrement pour des applications où le fluide caloporteur se trouve à une température proche de celle de l'air ambiant, comme les piscines, la recharge de stockages enterrés ou le chauffage par pompes à chaleur.

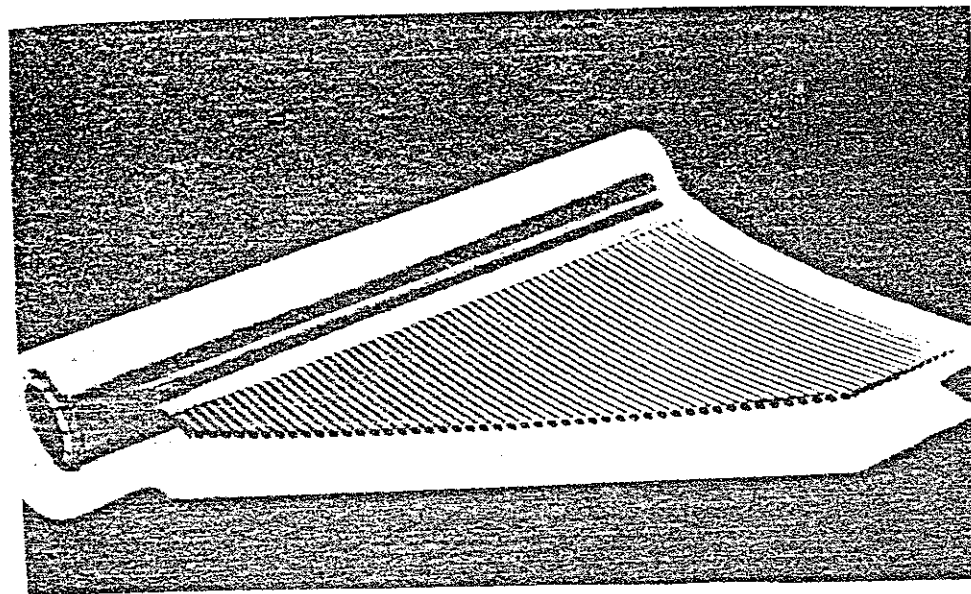


FIGURE 47

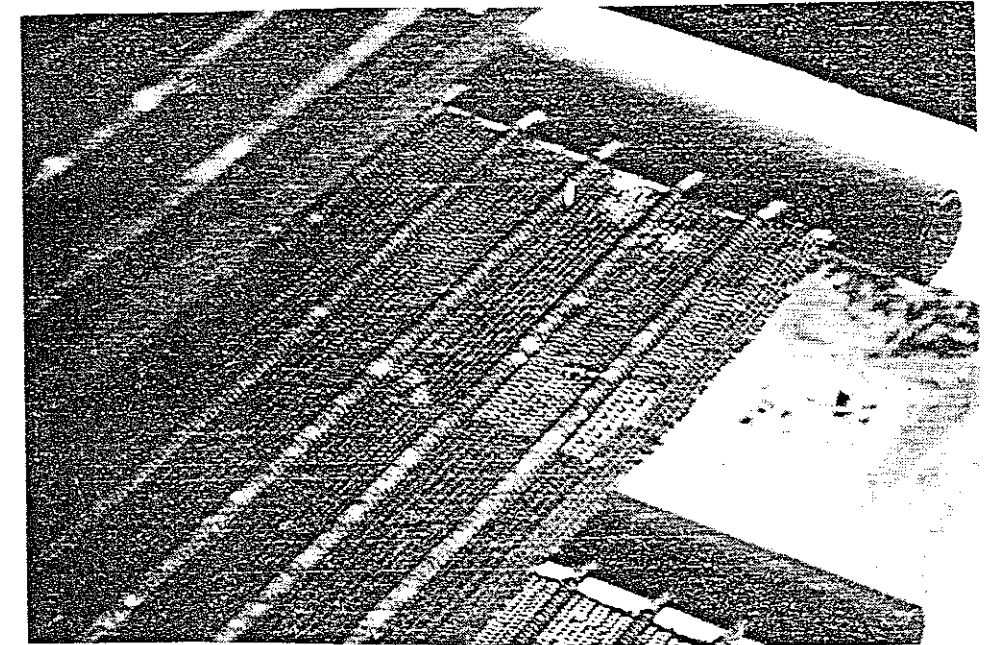


FIGURE 48

Par rapport aux collecteurs solaires classiques, les convecteurs sur l'air ambiant présentent les avantages suivants :

- ils possèdent des pertes thermiques très faibles;
- ils peuvent délivrer de l'énergie même à insolation nulle surtout s'ils sont couplés à une pompe à chaleur;
- le gain énergétique est influencé par la vitesse du vent, par la quantité d'eau condensée dans l'atmosphère, par les radiations infrarouges et par la pluie, en plus des radiations ultraviolettes du soleil;
- si la température de la surface se trouve sous le point de rosée ou sous 0°C, la chaleur de solidification de la vapeur d'eau condensée est également collectée; cependant, à l'inverse, il faut déduire une énergie de dégel de l'eau; le

gel est d'ailleurs une situation défavorable pour ce type de capteurs /156/;

- le COP d'une pompe à chaleur puisant son énergie sur de tels convecteurs peut descendre très bas si la température de l'air décroît.

Les conclusions de cette étude sont que la vitesse du vent constitue le facteur le plus important, responsable d'une variation de 35 % par mètre/seconde, la condensation de la vapeur d'eau étant le second effet majeur, avec une augmentation pouvant atteindre 50 % par rapport à la situation normale.

Dans la majorité des petites applications, où un stockage enterré doit être régénéré à sa température naturelle, ces capteurs non vitrés sont employés : l'énergie marginale récupérée dans le stockage lorsqu'on place un vitrage se chiffre à seulement quelques pour-cents de l'énergie initiale et rend le capteur vitré non rentable /175/.

Pour les grandes applications de stockages profonds dans l'argile ou dans l'eau des cavernes, le capteur classique couvert reste d'application. Mais la technologie a évolué et le prix des capteurs diminue encore actuellement, grâce à l'emploi de matériaux nouveaux et à une industrialisation poussée.

A titre d'exemple, la figure 49 montre les capteurs utilisés pour le projet suédois de Kullavik qui passent pour présenter le meilleur rapport qualité/prix actuellement.

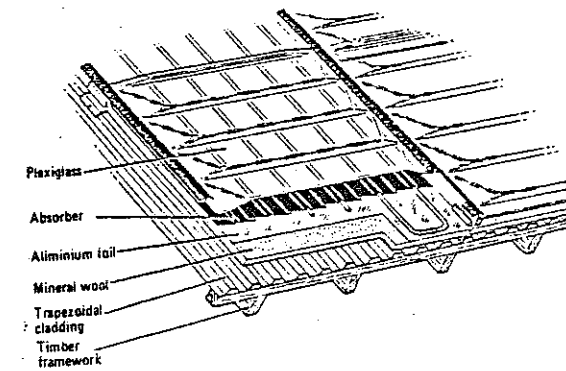


FIGURE 49

Dans presque tous les cas, la technique de la toiture " solaire " intégrée est d'application (figure 50); c'est elle qui permet les coûts les moins élevés.

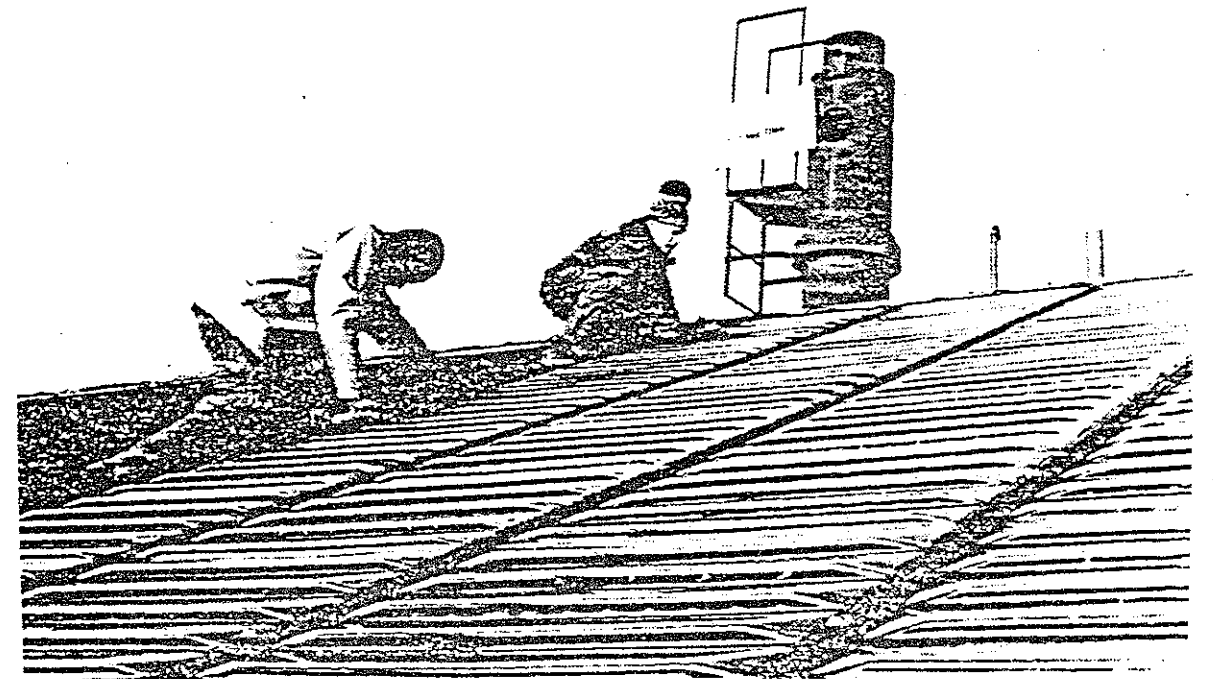


FIGURE 50

Cependant, un certain nombre de capteurs, surtout basse température, font preuve d'originalité; par exemple :

- une grille de tubes thermo-plastiques de 9.5 mm de diamètre placés à 25 mm sous la couverture en asphalte d'un court de tennis /125/;
- un échangeur horizontal sous une allée de garage /149/;
- un immense échangeur sur l'air ambiant constitué de boucles concentriques de tuyaux (figure 51) /237/;

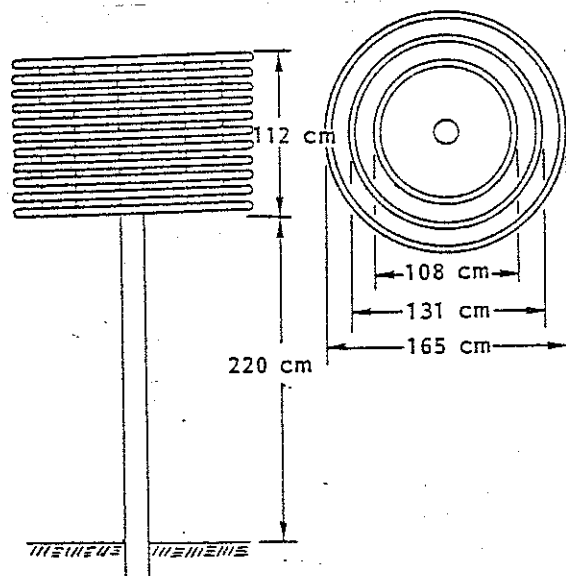


FIGURE 51

- une surface de sol ou de béton recouverte, à une certaine distance, d'une vitre /303/;
- exploitant le même principe, mais sans vitrage, les nombreuses installations d'échangeurs horizontaux enterrés à faible profondeur.

Alliant l'esthétique à l'efficacité, le principe de grandes serres solaires, comme à Vingaker en Suède /153/ ou à Landskrona en Suède - où une rue entière est recouverte de verre /135/ -, est d'application lorsque le site et l'infrastructure le permettent.

Dans une serre horticole, le seul capteur solaire est la serre elle-même. L'air chaud passe directement dans un stockage souterrain de cailloux /97/.

7.4. LES AUXILIAIRES

Si le coefficient de performance des pompes à chaleur doit être augmenté dans l'avenir, il convient également d'agir sur les auxiliaires en reconsidérant le dimensionnement de pompes et l'agencement général des circuits (bypass, minimisation des longueurs, vannes, ...) /257/.

Si le concept de la caverne de Lambohov, par exemple, est excellent (collecteurs solaires, stockage en eau et distribution basse température), l'utilisation d'un système compliqué et cher élimine tous les avantages de ce concept. L'équipement connecté à la pompe à chaleur et au système d'injection de chaleur est très onéreux et très difficile à contrôler. Le coût de la partie conventionnelle est considérable. Cette part du coût total est extrêmement importante et est souvent négligée dans les calculs /163/.

Ainsi, pour l'immeuble de Scarborough, au Canada, avec une pompe à chaleur sur aquifère, le coût d'investissement de l'aquifère

est de 12 millions de francs belges, tandis que le reste de l'installation s'élève à 15 millions de francs belges /191/.

De même, la pompe d'extraction de l'eau de la nappe s'avère être le plus grand consommateur avec 64 % de l'énergie entrée dans le système.

Lorsqu'on calcule le COP d'une pompe à chaleur, il est parfois intéressant d'y inclure la consommation des pompes de circulation à l'évaporateur et au condenseur. Dans une installation convenablement dimensionnée, cette consommation ne devrait pas excéder 10 % de la consommation totale et en tenir compte ne modifie pas énormément le coefficient de performance /301/.

Cependant, dans bien des cas, les auxiliaires de la pompe à chaleur consomment davantage (30 % à la F.U.L. par exemple) et beaucoup d'auteurs n'en tiennent pas compte dans leurs calculs /155/.

Il est bien connu également que l'isolation convenable de l'immeuble et des tuyaux de distribution peut faire gagner au départ 50 % d'énergie /170/, /273/.

Enfin, pour retirer un maximum de gain d'un concept de chauffage avec stockage thermique, pompe à chaleur et éventuellement capteurs d'énergie, il est nécessaire de dimensionner convenablement l'ensemble du système et de choisir avec soin les tailles relatives des divers composants : pente des collecteurs, taille et isolation du stock, puissance des pompes, ...

La façon de connecter les sous-systèmes entre eux ne coule pas toujours de source. A cet égard, des programmes de simulation peuvent fournir une aide précieuse : par exemple, ils montrent que pour un système basé sur des convecteurs sur l'air ambiant, un aquifère et une pompe à chaleur, les éléments se connectent en

parallèle, alors que les capteurs solaires couplés à une pompe à chaleur et un stockage par serpentins se connectent en série /178/. Ils permettent également de donner un seuil de fraction solaire en dessous duquel le système est du type basse température avec pompe à chaleur et au-dessus duquel, il est du type distribution directe haute température /264/.

7.5. LE TEMPS DE VIE DES SYSTEMES

Les systèmes de pompes à chaleur couplées à un stockage enterré intersaisonnier sont trop récents pour pouvoir estimer leur temps de vie. On est actuellement limité à émettre des suppositions et à estimer le temps de vie en fonction d'une éventuelle dégradation dans les premières années.

C'est ainsi qu'on estime à 15-30 ans le temps de vie d'un stockage par serpentins enterrés /150/, /183/, que la caverne de Avesta ne présente aucune dégradation après deux ans /283/, que les stockages enterrés en Autriche ne présentent aucun dommage depuis 6 ans d'activités /149/.

Les collecteurs solaires, eux, ainsi que les pompes à chaleur, sont des composants actuellement bien connus qui, s'ils sont bien conçus et bien utilisés, possèdent un temps de vie d'au-moins 15 ans /150/ (30 ans pour les convecteurs basse température) /183/, temps de vie supérieur en général à celui d'une chaudière classique.

8. LA TAILLE DES INSTALLATIONS

8.1. CHAUFFAGE DE MAISONS UNIFAMILIALES

/120/, /145/, /148/, /149/, /150/, /151/, /154/, /155/,
/156/, /175/, /183/, /273/

Beaucoup de systèmes basés sur une pompe à chaleur couplée avec un stock enterré s'avèrent rentables économiquement lorsque l'installation est commune à une petite dizaine d'habitations ou lorsqu'elle concerne un immeuble de bureaux ou d'appartements.

Cependant, la catégorie de maisons la plus représentative du parc immobilier est l'habitation individuelle où l'habitant désire être indépendant en ce qui concerne son chauffage.

Aux Etats-Unis, deux tiers des nouvelles habitations sont des maisons unifamiliales. Un effort particulier doit donc être consacré à ces maisons qui demandent d'ailleurs 50 % d'énergie en plus que les immeubles à appartements /183/.

Parmi les expériences concernées par les références lues, beaucoup sont des maisons unifamiliales; pour la plupart d'entre elles, le chauffage consiste en une pompe à chaleur couplée à un volume de terre, régénéré ou non durant l'été.

La charge d'une telle habitation varie de 15 à 150 GJ/an, selon la taille de la maison et selon son isolation.

Une valeur typique est environ 55 GJ/an, ce qui représente une maison relativement bien isolée (la moyenne en général se situant plutôt vers 70 GJ/an), montrant la motivation de l'habitant en matière d'économie d'énergie. Avec une pointe de consommation

typique de 12 kW, ces chauffages sont équipés d'une pompe à chaleur dimensionnée pour satisfaire l'entièreté de la charge, sans appoint. Le volume en terre est pourvu d'échangeurs horizontaux (450 m² en moyenne), ou d'échangeurs verticaux (pour un volume moyen de sol de 500 m³).

La recharge, si elle existe, est effectuée par des convecteurs sur l'air ambiant, des collecteurs solaires basse température ou par le conditionnement d'air estival.

Dans les cas où elle n'existe pas, l'échangeur enterré est considérablement plus grand : pour 6 cas aux Etats-Unis, on observe une valeur de 25 m² de surface de sol en moyenne utilisée pour les échangeurs horizontaux par gigajoule consommé, soit 4 à 5 fois plus qu'un stockage intersaisonnier.

De façon générale, il semble que cette solution d'augmenter la longueur des tubes est plus avantageuse que l'investissement d'un système de recharge estivale /156/.

S'il est vrai que ces systèmes ne peuvent être rentables pour une charge de pointe de moins de 100 kW (soit beaucoup plus qu'une maison unifamiliale) /120/, les calculs doivent être nuancés lorsque le client est un particulier.

En effet, ce dernier peut en général construire une bonne partie du système lui-même, ou il a des amis, des connaissances, des voisins qui peuvent lui apporter une aide et les prix sont alors tout à fait différents. Il semble qu'un système de pompe à chaleur sur échangeur enterré soit envisageable pour moins de 200 000 FB, auquel il faut ajouter le système de distribution classique /154/, /150/. Dans ces conditions, un temps de retour financier de 4-5 ans est tout à fait réaliste.

Dans la majorité des cas, ces installations sont dimensionnées sans calculs complexes (" rule of thumb ") et l'usage prouve que ce type de design est suffisant. Cependant, certaines

installations sous-dimensionnées montrent l'intérêt de la diffusion d'un certain nombre de " lignes-guides ", d'abaques et de courbes de dimensionnement applicables aux maisons unifamiliales.

Tous les utilisateurs sont satisfaits de leur système et très peu ont observé de graves défauts à l'installation.

Cependant, l'incertitude de rentabilité liée aux conditions de site extrêmement variables, demande tout de même une étude préalable et, toujours, une réduction maximale des coûts (inclure la production d'eau chaude sanitaire, creuser un minimum de tranchées et placer un maximum de tubes par tranchée, optimiser l'isolation et les auxiliaires, ...).

8.2. LE CHAUFFAGE URBAIN

A l'autre extrémité de l'échelle, les très gros systèmes de chauffage centralisés utilisant un stock en terre ou en eau alimenté par des collecteurs solaires ou des chaleurs perdues d'entreprises, ont de très grandes chances de s'avérer rentables à moyen terme.

L'idée de grouper les frais de construction du stockage est excellente; les problèmes essentiels restant à résoudre sont ceux de la taille des pompes à chaleur à installer et la distribution de chaleur à basse température dans le réseau.

Un effort particulier vers ce type de démarche est en cours dans les pays nordiques.

A l'heure actuelle, environ 130 villes suédoises disposent d'un système de chauffage urbain.

En 1984, ces systèmes ont répondu à 25 % de la demande de chaleur totale, représentant 52 % des immeubles à appartements et 6 % des maisons unifamiliales. Les 18 principales installations de chauffage urbain ont produit plus de 1 800 TJ d'énergie thermique, la demande fluctuant entre 300 MW et 2 000 MW. Ce sont probablement ces grandes installations qui s'intéresseraient le plus au stockage thermique saisonnier à grande échelle.

Quelque 15 centrales stockent la chaleur à court terme dans des réservoirs hors terre dont la plupart ont une capacité de 45 000 m³.

On connaît bien les critères opérationnels et économiques de cette forme de stockage et il n'est pas rare que l'investissement soit récupéré en 3 à 5 ans.

L'expansion des systèmes de chauffage urbain en Suède, aujourd'hui, se caractérise par les efforts concertés que l'on déploie pour remplacer le mazout afin de réduire la dépendance du pays à l'égard du pétrole.

A l'heure actuelle, le chauffage urbain utilise d'autres formes d'énergie que le pétrole : rejets industriels, incinération d'ordures, charbon, ...

L'Association Suédoise du Chauffage Urbain a constaté que les sources d'énergie se répartissaient comme suit en 1985 :

- ENERGIE LIVREE 14 x 10 ¹⁶ J	
<u>Sources d'énergie utilisées</u> (x 10 ¹⁶ J)	
Pétrole	2.7
Gaz	0.2
Charbon	5.9
Tourbe	1.2
Biomasse	1.7
Ordures ménagères	2.0
Pompes à chaleur	2.5
Chaudières électriques	0.3
Rejets de chaleur	0.9

- ENERGIE FOURNIE	17.4

Seuls quelques projets de stockages intersaisonniers sur chauffage urbain ont vu le jour jusqu'ici. Ce sont habituellement les centrales thermiques alimentées au mazout qui répondent à la demande de pointe, mais, malgré les charges fixes peu élevées qu'elles doivent assumer, cette forme d'énergie coûte cher. Aussi, le stockage de la chaleur pourrait constituer une solution de rechange valable /232/, /250/.

Les U.S.A. et le Canada font également un effort de centralisation des installations de chauffage.

Dans nos pays d'Europe Centrale, le pourcentage de logements connectés à un chauffage urbain reste très faible.

En France, 2.5 % environ, soit 500 000 logements sont dans le cas et les réseaux de chaleur sont peu nombreux relativement au nombre d'habitants : ils représentent néanmoins de façon absolue

une fourniture de 10×10^{16} J et une puissance installée de 14 000 MW /218/.

Aux Pays-Bas, un exemple est la ville de Almere où environ 17 000 logements et immeubles divers seront connectés en 1990 au réseau de chaleur alimenté par une installation co-génératrice, représentant une fourniture moyenne annuelle de 950 TJ. Une étude de faisabilité en cours envisage le couplage d'un stock en aquifère qui pourrait faire économiser 250 TJ par an /211/.

9. LA METROLOGIE ET LES CARACTERISTIQUES DU SOL

9.1. NECESSITE DE MESURER LES CARACTERISTIQUES DU SOL

Le dimensionnement d'un stockage dépend toujours des résultats d'un modèle. Ce modèle peut être une approximation simple de la réalité dans le cas du " rule of thumb "; il utilise néanmoins d'une manière ou d'une autre les valeurs des paramètres géohydrologiques et physiques du sol.

Il y a quelques années, les modèles utilisés étaient parfois complexes mais, invariablement, les valeurs des caractéristiques du sol étaient puisées dans des livres, des tables standards. Or, si l'on considère un facteur comme la conductivité thermique, qui est l'un des plus importants, on s'aperçoit qu'il peut varier du simple au quintuple en fonction de la densité et de la teneur en eau du sol : la figure 52 montre la variation de la conductivité thermique (W/mK) du sable en fonction de ces deux facteurs.

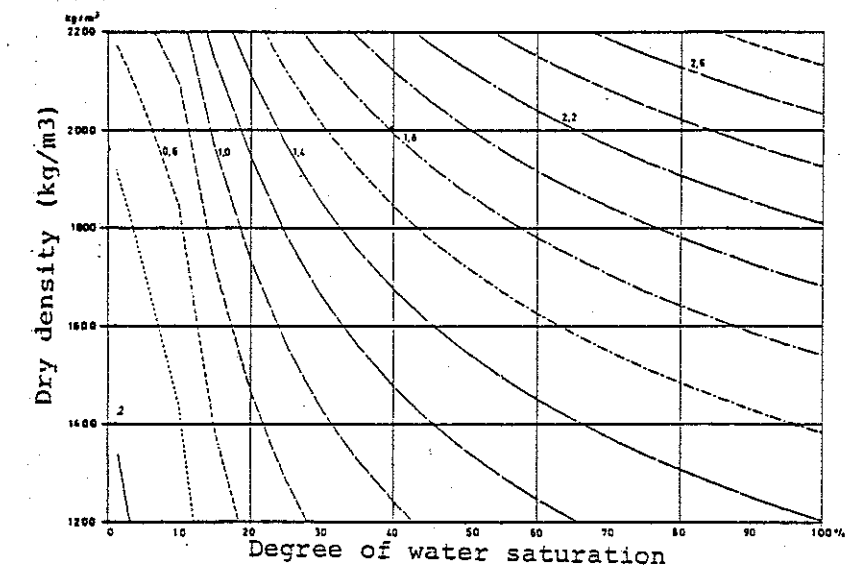


FIGURE 52

On s'aperçoit par exemple que la conductivité augmente beaucoup l'hiver au moment de la fonte des neiges.

Si donc la variation des paramètres n'est pas fournie en fonction de la teneur en eau ou d'autres caractéristiques du sol, les modèles peuvent donner lieu à des conclusions erronées.

Un autre exemple de données inadéquates est l'utilisation d'une simple fonction sinus pour simuler la température extérieure annuelle.

D'abord la seconde harmonique s'avère indispensable pour tenir compte de l'orbite elliptique de la terre autour du soleil et de plus, il est nécessaire d'ajouter un terme aléatoire pour simuler un climat réel /305/.

Actuellement, et c'est là une évolution récente, les auteurs sont unanimes : la prévision correcte des performances d'un échangeur souterrain dépend pour une large part de la connaissance des paramètres du sol /171/, /230/.

Les diverses disciplines nécessaires à l'étude et à la mise en oeuvre des stockages ont trait, soit au milieu souterrain lui-même (hydrogéologie, mécanique des sols et des roches, géochimie, biologie, ...), soit à la surface et aux aspects " systèmes " (thermique, modélisation, matériaux, gestion-régulation, ...) /218/.

Si tous sont d'accord sur le principe, il reste à répondre aux questions suivantes :

- Quels sont les paramètres à déterminer ?

- Comment peut-on les mesurer ou les déduire d'autres mesures ?
- Quelle doit être la précision de la mesure ? /23/.

9.2. QUELS SONT LES PARAMETRES A DETERMINER ?

Selon Benet et al. /223/, /319/, l'état du sol en tout point de l'axe vertical de mesure est défini par 5 variables d'état :

- ρ , la masse volumique apparente du sol;
- T, la température;
- W, la teneur en eau;
- p_g , la pression totale de la phase gazeuse;
- p_v , la pression partielle de la vapeur d'eau.

Pour compléter la connaissance des phénomènes, des mesures de λ (la conductivité thermique) et de Ψ (la succion capillaire) sont également utiles.

La firme suédoise AGA Thermia détermine, pour chaque installation d'échangeurs enterrés, la distance totale de tubes, l'espace entre tubes, la profondeur de l'échangeur et le type de tube (simple ou double). A cette fin, les paramètres à mesurer ou à estimer sont la conductivité thermique du sol congelé et non congelé, la sensibilité du sol au gel, la quantité et la distribution de l'énergie extraite durant l'année pour satisfaire

la charge, la température moyenne annuelle du sol et également l'utilisation future de la surface du sol /108/.

Comme les propriétés thermiques du sol dépendent en grande partie de sa teneur en eau, il est souvent utile de connaître le niveau de l'eau souterraine /234/.

Selon Ewen /93/, les principes thermodynamiques peuvent être utilisés pour connaître les propriétés du sol dans certaines gammes de teneur en eau et de température à partir de valeurs mesurées pour une température fixe. Par conséquent, les seules mesures requises, selon lui, sont la porosité, la densité, la conductivité hydraulique insaturée à température constante dans un domaine de teneur en eau, la teneur en eau critique, la capacité thermique spécifique et la conductivité thermique dans un domaine de teneur en eau.

Quels que soient les paramètres déterminés, les deux expressions à connaître finalement en chaque point du stock et pour différentes valeurs d'autres propriétés (teneur en eau, température, ...) sont :

- la diffusivité thermique : $\alpha = \lambda / \rho C_p$

(C_p étant la chaleur spécifique)

- la capacité conductive : $\sqrt{\lambda \rho C_p}$

La première, représentative de la vitesse de déplacement du front thermique (en m²/sec), présente en général un maximum en fonction de la teneur en eau; la seconde, caractéristique de l'efficacité de transfert thermique (en J/(m²Ksec^{1/2})), est en général croissante dans tout le domaine de teneur en eau.

Si le sol est homogène, ces expressions peuvent être directement employées dans un modèle analytique.

Le sol étant rarement homogène, il faut tenir compte de différentes valeurs de λ et de ρC_p .

La conductivité comprend deux termes : le premier, dû à la conduction dans la matrice terreuse et dans l'eau; le second, dû à la chaleur latente de transport thermique par diffusion de la vapeur d'eau. Ces deux termes sont additifs.

Le produit ρC_p est additif par rapport à chaque composant : particules de sol et eau /103/.

La préinvestigation d'un aquifère pressenti comme milieu stockeur peut comprendre la mesure du mouvement de l'eau souterraine (vitesse de Darcy), la mesure de l'épaisseur de la nappe, la porosité, la conductivité thermique apparente, la capacité calorifique apparente /207/.

Lors d'un forage de reconnaissance, il est toujours utile également de tenter de connaître les caractéristiques géologiques des différentes couches du sol.

C'est ainsi qu'à Dorigny (projet suisse SPEOS), on a découvert lors des premières expériences seulement qu'une couche d'argile peu perméable séparait en fait l'aquifère utilisé en deux parties, ce qui modifiait considérablement le fonctionnement prévu /197/.

9.3. COMMENT DETERMINER LES PARAMETRES ?

Certains paramètres peuvent être mesurés :

- La conductivité thermique et la température sont mesurées par une sonde à choc thermique (figure 53). La sonde est constituée d'une enveloppe métallique dans laquelle est placée une résistance chauffante. On mesure la température à la surface de la sonde. Lorsque la résistance est alimentée sous puissance constante, l'évolution de la température de la sonde est fonction de la conductivité thermique du sol /319/.

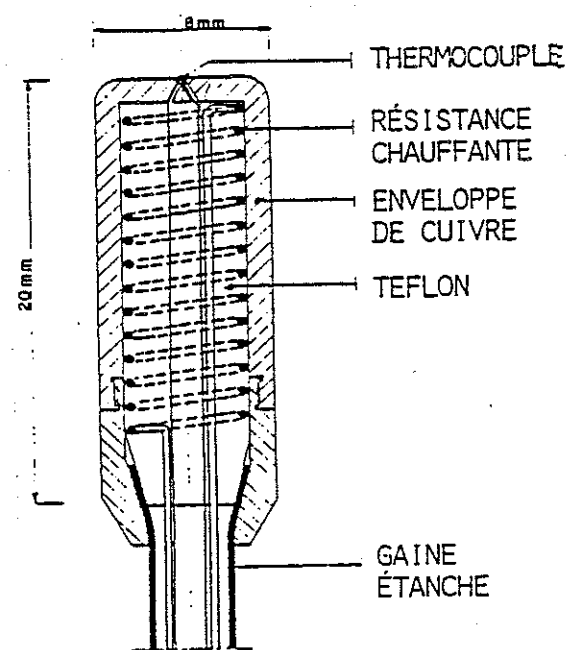


FIGURE 53

Les méthodes transitoires utilisées permettent de mesurer avec précision non seulement la conductivité, à partir de la pente de la droite T en fonction du logarithme du temps, mais

également la diffusivité, à partir du point d'intersection fictif de cette droite avec l'axe des températures à $\ln t = 0$ /296/, /297/.

Il est essentiel dans ces mesures de conserver constante la puissance de chauffage de la résistance, d'éviter la dérive de la mesure de température, de garder l'élément chauffant en contact intime avec le tube métallique et de calibrer soigneusement la sonde dans des substances connues. La chaleur spécifique peut également être mesurée dans un calorimètre.

- La pression de l'eau du sol est mesurée à travers une pierre poreuse par un tensiomètre (figure 54). Le tensiomètre est relié à un manomètre à mercure et permet ainsi de déterminer Ψ , la succion capillaire. Dans l'exemple de la figure 54, un dispositif de saturation est prévu pour chasser les bulles d'air éventuelles.

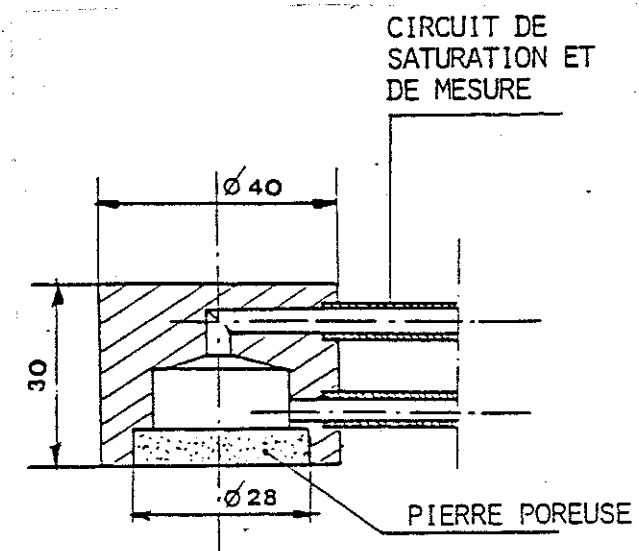


FIGURE 54

- La pression totale de la phase gazeuse est mesurée par un tube en cuivre dont l'extrémité perforée est placée dans le sol et raccordé à un simple manomètre.
- La mesure de la pression partielle de la vapeur d'eau dans le sol est basée sur le principe du psychromètre (figure 55).

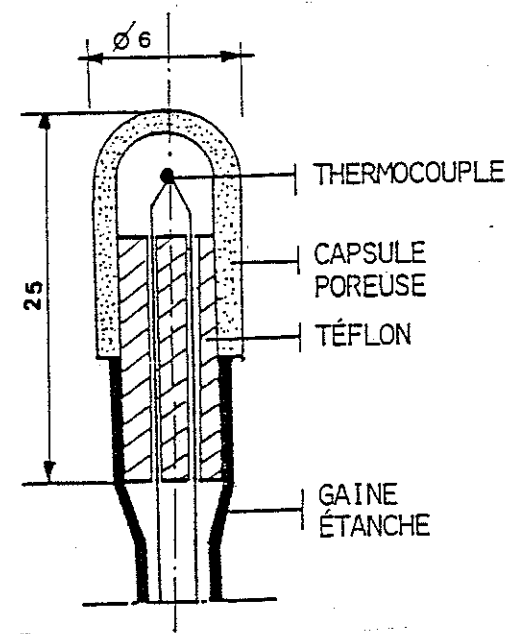


FIGURE 55

Un thermocouple protégé par une capsule poreuse est placé dans le sol; la phase gazeuse contenue dans la capsule est à la même composition que la phase gazeuse du sol. Le thermocouple donne la température du sol. La température de la jonction du thermocouple est abaissée par effet Peltier; il y a condensation sur la jonction du thermocouple qui donne alors la température de rosée de la vapeur d'eau. La différence entre la température initiale et la température de rosée donne la pression partielle de la vapeur d'eau dans le sol après étalonnage en laboratoire.

- La densité peut être mesurée par extraction in situ d'un volume de sol connu suivi d'un pesage avant et après passage en étuve. Les variations de densité peuvent être mesurées par un tassomètre (figure 56) utilisant le principe des vases communicants. Les déplacements verticaux du réservoir sont repérés par les variations du niveau d'eau dans la burette graduée.

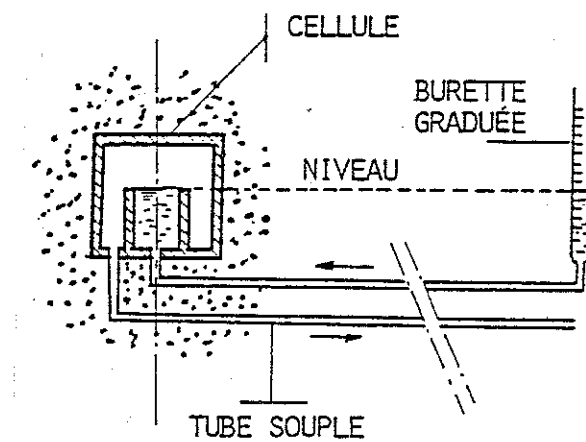


FIGURE 56

- Le profil de la teneur en eau peut être déterminé par une sonde à neutron utilisant le phénomène de rétro-diffusion des neutrons par l'eau du sol.

Bien que l'on estime qu'il soit indispensable de mesurer les paramètres thermiques in situ /117/, une estimation de leurs valeurs à partir de la connaissance d'autres paramètres peut parfois être suffisante.

Par exemple, si on connaît la variation de la texture du sol (densité et teneur en eau), la méthode consistant à considérer la conductivité apparente comme la moyenne géométrique pondérée des différents constituants peut être appliquée aux sols saturés /307/.

On a montré également que les propriétés thermiques pouvaient être déterminées avec bonne précision par un examen géotechnique classique : distribution de la taille des grains, densité du sol sec, degré de saturation du sol et porosité /58/.

La porosité d'un aquifère, par exemple, peut se déterminer à partir des flux de l'eau souterraine (mesurés par tests de dilution dans des puits) et de sa vitesse (mesurée par traceurs chlorés) /209/.

Cependant, un calcul trop simple peut conduire à une mauvaise estimation des paramètres.

Persaud et Chang ont comparé 4 méthodes de détermination simple de la diffusivité du sol à partir de mesures de température à deux niveaux : les résultats des 4 méthodes sont loin d'être identiques et il est difficile de choisir la méthode la meilleure /304/.

A l'inverse, certaines méthodes sont complexes et certainement hors de portée d'un particulier; par exemple :

- détermination des conditions de la roche par profil sismique et forage à grande profondeur /110/;
- estimation de la diffusivité par mesures sur échantillons en laboratoire où l'on tente de reconstituer les conditions du sol in situ /165/;
- l'analyse des microfissures dans les roches par microscopie optique en lumière transmise ou réfléchie, par microscope électronique, par analyse d'images digitales ... /64/.

Entre ces deux extrêmes se trouvent sans doute quelques méthodes simples pour pouvoir déterminer avec une assez bonne précision les paramètres thermiques des sols. Certaines de ces méthodes

seront nécessairement des mesures in situ. Par exemple, la meilleure façon de déterminer la transmissivité d'un aquifère est encore un test de pompage /53/.

D'autres méthodes pourront probablement être résumées à une simple analyse visuelle du milieu : c'est ainsi que la relation entre la conductivité thermique et la composition minérale de la plupart des roches est quasi univoque /236/.

9.4. LA PRECISION DES MESURES

Pour certains paramètres, une précision de 10-20 % est suffisante pour un dimensionnement. Pour d'autres cependant, une mesure très précise et reproductible est indispensable.

En particulier, l'établissement de bilans thermiques d'une installation nécessite des mesures précises de température : une erreur de 0.2 °C par exemple sur une différence de température de 1 °C aux bornes de capteurs solaires entraîne une erreur de 20 % sur le bilan /155/.

9.5. LA VARIATION DE LA CONDUCTIVITE THERMIQUE AVEC L'HUMIDITE

De tous les paramètres utiles pour dimensionner un système de stockage, la conductivité thermique est sans doute le plus important : c'est lui qui détermine l'efficacité d'un stock en régime et qui régit les transferts thermiques.

Mais ce paramètre est également un des plus difficiles à mesurer. Dans un aquifère par exemple, la conductivité est influencée par des effets dispersifs comme le flux d'eau, le système poreux, l'hétérogénéité de la nappe /135/.

Pour un stockage par échangeurs enterrés, l'assèchement du sol autour des tubes provoque la création de vides constituant des poches d'air : la conductivité effective autour des tubes est donc fortement diminuée /145/.

La conductivité est sujette à des variations dans l'espace, mais également dans le temps.

Durant l'hiver, la teneur en eau d'un sol reste relativement constante, assurant la saturation et donc une conductivité élevée.

Pendant l'été, par contre, on note une chute de performance d'échangeurs enterrés car le sol s'assèche rapidement, jusqu'à des valeurs de 10 % de la saturation, entraînant donc une diminution de conductivité.

Dans le sol, la teneur en eau est primordiale : la conductivité d'un sable saturé est 4 fois plus grande que celle d'un sable sec. La figure 57 montre la variation de la conductivité du sable (W/mK) à différentes teneurs en eau /236/.

Dans les minéraux, la porosité et la conductivité des grains minéraux sont importantes. La figure 58 montre la conductivité thermique (W/mK) de différents matériaux à saturation.

On remarque les limites de chaque type de sol :

Moran = till	Gyttjelera = argile Gyttja
Leran = argile	Torv = tourbe

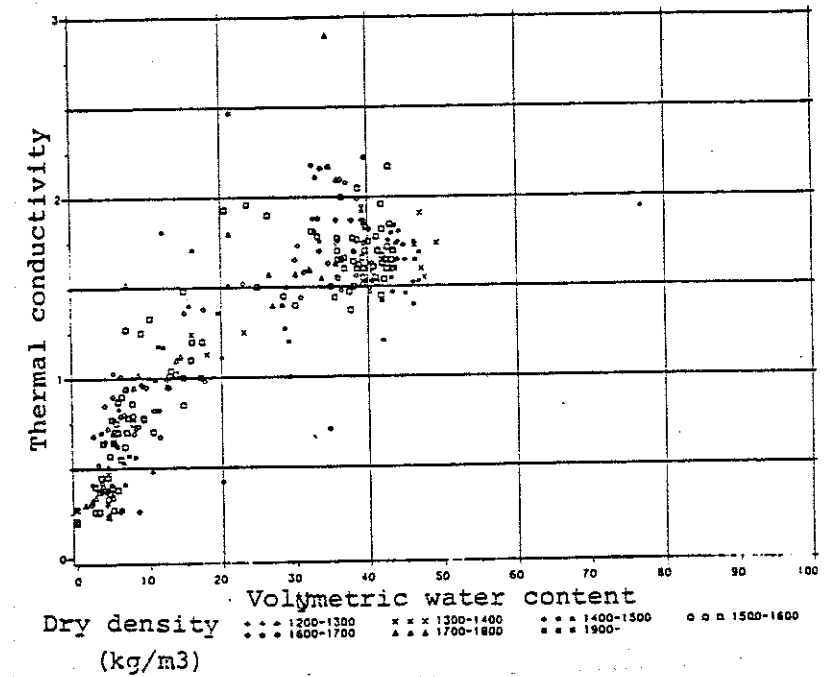


FIGURE 57

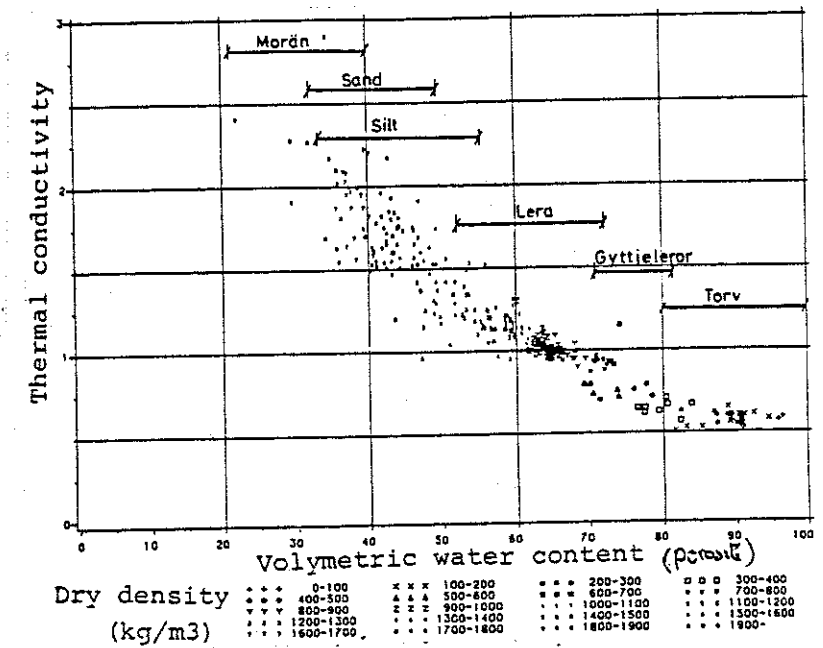


FIGURE 58

Liée étroitement à la teneur en eau, la densité constitue également une variable essentielle pour les paramètres thermiques. La figure 59 montre l'évolution de la conductivité, de la capacité et de la diffusivité thermiques en fonction de la densité du sol.

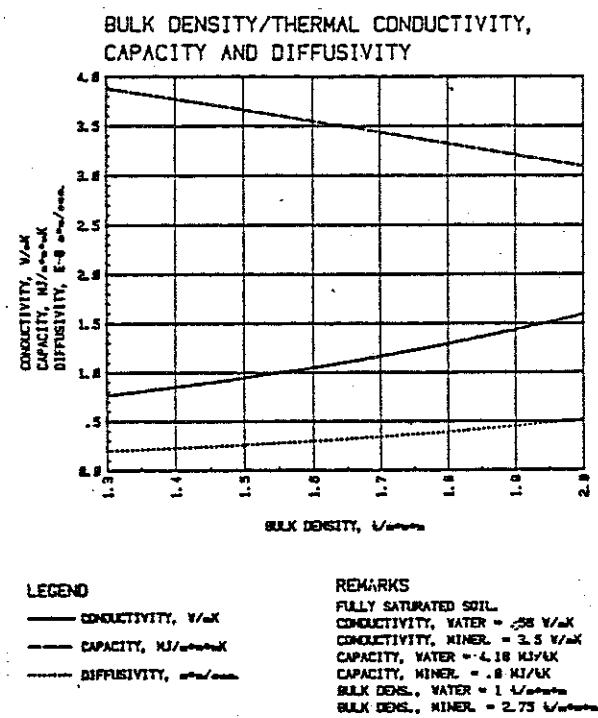


FIGURE 59

A cause de l'influence de la teneur en eau, de la porosité ou de la densité, une simple mesure discrète de la conductivité par exemple par sonde à choc thermique est insuffisante. L'échantillon extrait in situ devrait idéalement subir un séchage régulier avec mesure continue de la conductivité. La figure 60 montre des courbes caractéristiques de la résistivité d'une carotte de sol en fonction de la teneur en eau pour différents types de sols canadiens.

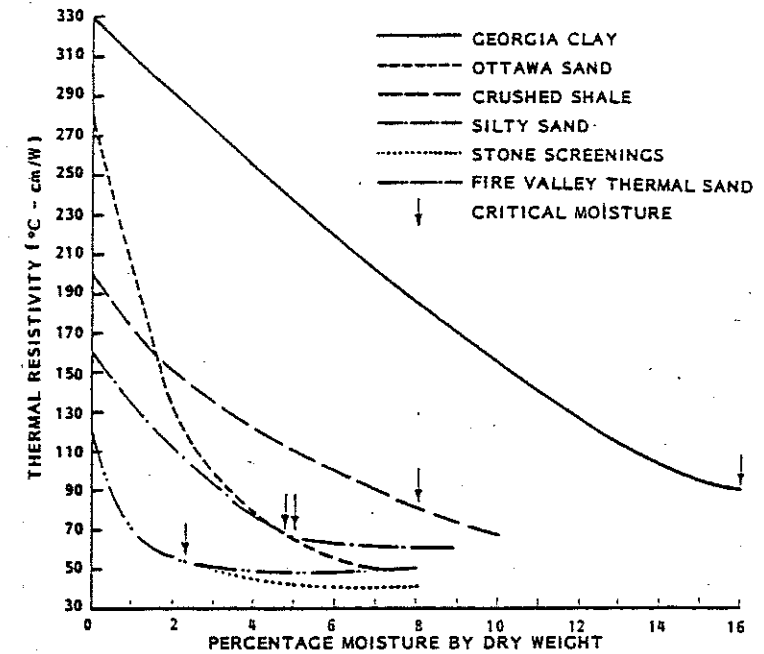


FIGURE 60

9.6. LE SUIVI D'INSTALLATIONS

Afin de montrer l'évolution de la métrologie ces quelques dernières années, nous citons ici quelques exemples de suivi scientifique d'installations de stockage.

- A Nantes, en France, une expérience d'injection de chaleur dans le sol via 19 tubes verticaux est constamment suivie par 7 séries de thermocouples sur 7 échangeurs, 56 thermocouples distribués dans le sol selon 14 profils et en surface, 6 sondes de mesure de la conductivité, 5 piézomètres, 3 séries de 3 cellules capacitives, mesurant la teneur en eau du sol superficiel, 6 tuyaux pour déterminer les profils de la teneur en eau par sonde à neutron et 6 séries de 3 tensiomètres pour mesurer le potentiel contrôlant les mouvements d'eau /102/.
- Le volume de terre muni d'échangeurs verticaux à Groningen, aux Pays-Bas, est muni de 18 cannes verticales et 2 cannes horizontales comportant chacune 12 thermocouples, de 4 fluxmètres horizontaux, de 12 mesures de pression, de 3 tubes pour mesurer la densité, de 6 puits d'observation, de 9 points de mesure des déformations verticales et de 4 balises verticales pour la mesure des déformations horizontales /42/.
- A Lyckebo, en Suède, la caverne et son contenu en eau fait l'objet d'analyses chimiques, de mesures de température à tous les niveaux pour vérifier la stratification, du suivi des expansions et compressions de la matrice rocheuse et de l'observation de la végétation autour du stock /68/.

- Le stockage par puits verticaux dans la roche à Lulea, en Suède, est étudié par 40 sondes de température à différents niveaux dans 10 puits de mesures à l'intérieur et à l'extérieur du volume, par le suivi continu de la qualité de l'eau de circulation et celui des mouvements de la roche et par la mesure de la conductivité hydraulique de la roche /110/.
- L'aquifère de Angus, au Canada, est truffé de sondes de température qui permettent la détermination très précise et continue des isothermes /209/.

9.7. L'INSTALLATION CONSIDEREE COMME INSTRUMENT DE MESURE

Toute sonde de mesure est basée sur un modèle mathématique d'un phénomène physique : la mesure de la vitesse d'air par tube de Pitot par exemple est déterminée lorsque l'on "cale" le modèle, en l'occurrence l'équation de Bernouilli, sur les valeurs de pression mesurées.

La sonde de mesure de la conductivité décrite au § 9.3. est un bel exemple d'utilisation de la théorie de la diffusion thermique.

En fait, cette sonde constitue elle-même un "tube échangeur", puisqu'on injecte une puissance constante dans le sol. Si on imagine le même dispositif expérimental à plus grande échelle, la conductivité équivalente de tout un volume de terre peut être mesurée. C'est ainsi que les dispositifs expérimentaux à échelle réduite, voire des installations en vraie grandeur, peuvent servir d'instruments de mesure lorsqu'on ajuste un modèle aux valeurs mesurées.

Imaginons un fluide caloporteur circulant à travers un tube vertical dans un puits de telle manière que la puissance injectée ou extraite soit maintenue constante : si on mesure de façon continue la température du fluide à la sortie de l'échangeur, on en dérive aisément la résistance thermique fluide/sol. Cette méthode, identique à celle de la sonde à choc thermique, peut être appliquée à une grande variété de géométries et de types de tubes et de sols /117/.

En fait, l'ajustement de la température de l'eau de retour, sur l'ensemble d'une évolution expérimentale, devrait conduire à une estimation simultanée non seulement de la résistance fluide/sol, mais également de la conductivité et de la diffusivité du sol, dans la mesure où les évolutions des coefficients de sensibilité de la réponse de l'échangeur à chacun de ces paramètres sont linéairement indépendantes /230/.

C'est cette méthode qu'on utilise dans un modèle réduit de stockage en laboratoire à la F.U.L..

Un tube échangeur est placé au centre d'un volume de sable ou d'argile. Un fluide à température constante circule dans ce tube et un ensemble de 25 températures dans le milieu sont mesurées de façon continue. L'ajustement à ces mesures d'un modèle numérique de conduction à symétrie axiale permet de déterminer les conductivités thermiques du tube et du sol, leurs capacités calorifiques et la résistance de contact sol/tube.

10. LES PROBLEMES

10.1. CATALOGUE DES PROBLEMES ET DES ERREURS

Il y a actuellement une évolution manifeste vers une meilleure fiabilité des systèmes basés sur le stockage thermique. Cette évolution est due en grande partie aux leçons de l'expérience : les erreurs sont corrigées et la conception des systèmes est revue en fonction des problèmes rencontrés dans d'autres installations.

Dans un rapport, une communication ou une publication, on fait rarement mention des problèmes; cependant, un catalogue des erreurs et problèmes serait au moins aussi utile qu'un modèle mathématique. Une telle liste, avec éventuellement les remèdes possibles, permettrait sans doute d'améliorer encore la fiabilité des systèmes, surtout la première année. On constate en effet que la plupart des problèmes surviennent dès le début de l'expérience. Après correction, le système se stabilise et peut être considéré comme fiable après quelques années /149/.

10.2. LES COLLECTEURS SOLAIRES

L'Agence Internationale de l'Energie a déjà établi une liste de 70 leçons glanées dans des publications ou des discussions concernant essentiellement le sous-système collecteurs solaires.

Ces leçons sont classées :

- par catégories chronologiques : conception, construction et évaluation;
- par sous-systèmes : collecteurs, transport, charge et contrôle;

elles sont identifiées par installation.

Il est difficile de résumer ces leçons en dehors du contexte du système spécifique, mais considérées ensemble, elles montrent des tendances claires.

En dernière analyse, les leçons suggèrent que, comme le bon sens le laissait deviner, le concepteur d'une installation doit anticiper les problèmes de maintenance future en ne négligeant aucun détail /170/.

- Par exemple, les dimensions relatives de la surface de collecte et du volume de stockage sont importantes : il est fréquent de rencontrer des systèmes où la surface de capteurs est surdimensionnée /163/ ou sous-dimensionnée /158/.

- La simplification de la conception améliore toujours la fiabilité.

- Le problème du gel est fréquent : si un système de drainage automatique de l'eau est prévu, il reste souvent un peu d'eau dans un endroit mal drainé et le gel peut détériorer les capteurs /161/. Le gel peut être dû également à un mauvais contrôle du système /163/, /258/.

- La corrosion des capteurs ou des convecteurs sur l'air ambiant /120/ pose le problème du choix des matériaux.
- Les joints et tuyaux de raccordement doivent être soigneusement testés avant la pose.
- Il est primordial de tenir compte de la capacité en fluide des capteurs et des tuyaux de circulation lors du dimensionnement d'un réseau de collecteurs solaires.
- Les pièces à remplacer doivent être disponibles, en stock, standardisées et à bas prix.
- L'accessibilité aux capteurs, vannes et pompe est importante.

10.3. LE CONTROLE

De nombreux problèmes surviennent à cause d'une mauvaise régulation du système. Soit le contrôle est trop simple et il ne permet pas de tirer le meilleur parti de l'énergie solaire, soit il est basé sur un micro-ordinateur et il peut se poser des problèmes de pannes, de coupure accidentelle de la tension d'alimentation, ... /176/, /163/, /162/.

10.4. LA POMPE A CHALEUR

Les problèmes liés à l'utilisation d'une pompe à chaleur sont presque toujours des problèmes de dimensionnement dus au fait que les performances sont de loin inférieures à celles qu'annonce le constructeur. Les COP espérés ne sont pas atteints, l'évaporateur est sous-dimensionné, les compresseurs fonctionnent mal et doivent être remplacés /146/, /161/, /261/.

La pompe à chaleur étant en général un des éléments les plus chers et les plus importants dans une installation, il est essentiel de prévoir, dès l'achat, une garantie et une maintenance de l'installateur.

Ceci est d'autant plus nécessaire que la pompe à chaleur travaille à basse température : par exemple, si l'on désire congeler le sol, il faut s'assurer que le type de fréon, les échangeurs, le compresseur sont prévus pour un fonctionnement sous 0°C.

10.5. LES FUITES

Qu'il s'agisse de collecteurs solaires, du circuit de distribution, d'échangeurs enterrés ou de cuves d'eau, le problème des fuites de fluide est extrêmement fréquent.

Lorsque ce fluide est de l'eau glycolée, il se pose, en plus de la réparation de la fuite, le problème du remplacement du fluide qui peut être assez cher.

Les causes de fuites sont diverses : vannes non étanches /146/, mouvements de terrain dans un stock /162/, manipulation d'outils tranchants trop près des tuyaux échangeurs /146/, corrosion, ...

10.6. PROBLEMES SPECIFIQUES AUX AQUIFERES

En plus des problèmes chimiques et biologiques des aquifères, déjà cités plus haut (colmatage, formation de précipités, bactéries, ...) /190/, un certain nombre de problèmes sont spécifiques aux aquifères :

- Les bilans de chaleur sont difficiles à estimer au moment de la conception, à cause des effets mal connus de flux d'eau souterraine, d'inhomogénéité du sol, ...
- Les modifications de l'environnement dues à l'activité microbologique doivent être envisagées.
- La législation concernant l'utilisation d'une nappe doit être connue /133/.
- Pour les systèmes à piston horizontal, le basculement du front thermique peut conduire à une perte du contrôle hydraulique /139/.
- Les fronts thermiques horizontaux, eux, sont sensibles à des distorsions causées par l'impact hydrodynamique de l'injection et de l'extraction. Les plus grandes distorsions se manifestent près des puits par la formation de " cônes " dans le front (" upconing " à l'extraction, " downconing " à l'injection) /134/.

- L'inhomogénéité de l'aquifère et la convection ont des conséquences particulièrement néfastes lorsque la température d'injection est élevée /143/.
- Les pertes thermiques transitoires et en régime sont influencées par la forme et le volume de l'aquifère, par son épaisseur, par la conductivité des couches géologiques voisines, par la stratégie de pompage /134/.
- Le court-circuit entre puits chaud et puits froid est évidemment très sensible à la distance entre les puits /205/.

10.7. PROBLEMES SPECIFIQUES AUX ECHANGEURS ENTERRES

- Les infiltrations d'eau dans l'isolant, s'il est présent, détruisent tous les avantages d'une isolation thermique /163/.
- Le manque de données précises sur les propriétés du sol conduit souvent à un mauvais dimensionnement des échangeurs /324/.
- On tient rarement compte d'effets possibles à long terme : comment évolue le bilan hydrique du sol après quelques années ?
- Le phénomène de séchage du sol autour des échangeurs, ainsi que celui de la rétraction de l'argile subséquente au cyclage charge/décharge a déjà été largement discuté /226/, /227/.

10.8. MAUVAIS DIMENSIONNEMENT

De mauvaises performances d'un système sont souvent dues à une prévision erronée du comportement de l'installation lors de la phase de conception. Le rendement de collecteurs solaires, le COP d'une pompe à chaleur, l'efficacité d'un stockage ont été surestimés et ont conduit à un mauvais dimensionnement. De même, il n'est pas opportun de considérer l'échangeur enterré et la pompe à chaleur comme deux technologies séparées : il est essentiel de concevoir des systèmes complets parfaitement intégrés /324/.

10.9. LES SOLUTIONS

Un catalogue des problèmes et des erreurs devrait, pour être complet, suggérer un certain nombre de solutions à ces problèmes. Simplement, à titre d'exemples, citons la création d'un by-pass à l'extérieur d'un aquifère pour neutraliser l'effet du mouvement de l'eau souterraine, l'injection d'acide chlorhydrique, avec les effets sur l'environnement, pour résoudre les problèmes d'entartrage des échangeurs, ... /197/.

De telles suggestions, parfois des " systèmes D ", très simples, sont particulièrement utiles lors de la conception d'une installation.

11. LE POINT DE VUE ECONOMIQUE

11.1. LE NIVEAU MACRO-ECONOMIQUE

11.1.1. Le stockage considéré au niveau de l'économie nationale

On considère trop souvent la rentabilité d'un stockage au seul niveau de l'utilisateur qui désire amortir son investissement en un minimum de temps.

On n'insiste jamais sur le fait qu'un système de stockage intersaisonnier est quasi toujours rentable au niveau de l'économie nationale : il crée de l'emploi et utilise des matériaux disponibles dans le pays et, même si le rendement est faible, il constitue une évolution vers l'indépendance énergétique d'une nation.

Bien entendu, rares sont les utilisateurs qui accepteraient d'investir leurs propres deniers pour permettre à leur pays de diminuer l'importation d'énergie.

Cependant, les pays peuvent agir de diverses manières :

- d'abord, par des subventions, des avantages fiscaux, des encouragements : un effort réel est déjà en cours; pour s'en convaincre, il suffit de lire les quelques mots de remerciement au bas de presque tous les articles;

- ensuite, par une plus grande souplesse au niveau institutionnel : les problèmes purement administratifs qui

découlent de la mise en oeuvre d'une nouvelle technique sur une grande échelle constituent un frein important à son développement /248/;

- en encourageant les initiatives d'industrialisation, de modularisation des processus : une étude menée en Suède montre que le développement des techniques et l'extension du marché pourraient réduire les coûts des systèmes de 20 à 40 % /180/;

- enfin, en favorisant les études faites au niveau national : intégration de projets dans une politique à long terme, étude des coûts des systèmes en fonction des disponibilités des matériaux et des entreprises et des prix de l'énergie afin d'établir des combinaisons judicieuses au niveau local /249/.

C'est également à l'échelle d'un pays qu'il convient de décider que tel système a atteint un niveau de développement suffisant pour orienter les travaux futurs vers la mise au point de produits et non plus vers la recherche. C'est ce que le Ministère de l'Energie danois a décidé en ce qui concerne le stock en aquifères /189/.

De même, l'ajout d'un stockage à un chauffage urbain basé sur la cogénération ou sur la récupération de chaleurs perdues n'est pas toujours économique au niveau consommation d'énergie primaire. Même si cette solution offre des avantages au niveau technique et au niveau du prix payé réellement par l'utilisateur, elle doit parfois être écartée : cette décision doit se prendre au niveau national /128/.

11.1.2. Comparaisons entre pays

Il est particulièrement difficile de comparer la rentabilité des systèmes d'un pays à l'autre.

Non seulement les possibilités de terrain ne sont pas les mêmes, mais la politique d'aide, la disponibilité de matériaux et de main-d'oeuvre, les techniques changent d'un Etat à un autre.

Le prix de l'énergie, par exemple, est évidemment un facteur clé dans les calculs de temps de retour.

Le tableau 7 montre les prix en francs belges par mégajoule de différents combustibles pour quelques pays (ceux pour lesquels les données sont disponibles).

Ces prix sont valables pour 1985 et sont calculés avec le cours de change de l'époque. De plus, ces prix sont variables à l'intérieur d'une même nation en fonction de l'utilisation (été/hiver, industriel/particulier, jour/nuit, ...) et, pour les Etats-Unis, en fonction de la localisation de l'Etat (le coût de l'énergie est supérieur dans le Nord) /224/.

	ELECTRICITE	MAZOUT	GAZ
ALLEMAGNE	1.3	0.5	0.4
AUTRICHE	1.0	0.6	-
BELGIQUE	1.3	0.5	0.4
CANADA	0.5	-	-
DANEMARK	1.1	-	-
PAYS-BAS	1.0	0.4	0.2
SUEDE	0.6	0.6	-
SUISSE	0.8	-	-
U.S.A.	1.3	-	0.3

TABEAU 7

Néanmoins, ce tableau illustre assez bien les différences d'un pays à l'autre.

On remarque notamment que le coût de l'électricité en Suède et au Canada permet à une pompe à chaleur électrique de concurrencer plus rapidement une chaudière à mazout que dans les autres pays : le calcul du temps de retour est donc plus optimiste.

En ce qui concerne les autres coûts, on remarque que le prix de cuves en acier est à peu près le même partout, de même que celui des puits en sol sec.

Cependant, selon la géographie du pays et le type de sol, les coûts de forage peuvent être fort différents.

Les pays à climat chaud justifient en général un investissement plus faible en chauffage mais, par ailleurs, utilisent le stockage pour la climatisation estivale /231/.

11.2. RENTABILITE DES SYSTEMES

11.2.1. Les critères de rentabilité

Le choix d'un système économiquement optimum dépend du coût de la source d'énergie et de celui de l'énergie d'appoint /182/.

Un calcul d'optimisation économique se basant sur les prix du marché est faisable très facilement. Cependant, ce calcul doit mettre en évidence un facteur suffisamment clair pour permettre à l'utilisateur de prendre une décision. Cette décision sera différente d'un utilisateur à l'autre.

Pour les immeubles commerciaux par exemple, il y a toujours un conflit entre le constructeur du bâtiment et l'occupant innocent qui vit dans l'immeuble et paye l'énergie.

Le constructeur a des vues à court terme : il est moins cher de construire un système qui ne satisfait qu'une partie de la demande de pointe et d'y ajouter un appoint (de 0 à 25 000 FB/kW installé) que de construire un système autonome au point de vue énergétique (de 25 000 à 50 000 FB/kW installé).

La société qui occupe le bâtiment, elle, a des vues à plus long terme et elle payera moins cher le Megajoule utilisé dans le second cas.

Pour ces immeubles, il existe donc un problème social : les forces du marché favorisent l'installation de stockages partiels, tandis que l'intérêt de la société est de favoriser un système où la demande limite l'emploi du stockage et non l'inverse, parce qu'il est moins coûteux d'épargner un kW de consommation que de le produire.

Plusieurs distributeurs d'énergie aux U.S.A. ont compris ce problème et créent des conditions de prix favorables pour donner la garantie aux consommateurs que la différence de prix entre un système assurant l'entièreté de la charge et un système partiel sera comblée. Ce n'est qu'à cette condition que les immeubles commerciaux seront touchés par le marché du stockage /279/.

Pour le particulier qui paye à la fois l'investissement du système et son énergie consommée annuellement, les conditions sont différentes et le critère du temps de retour est encore le meilleur. Il permet de mesurer le choix de l'option du système efficient et cher par rapport à celle du système moins coûteux, mais moins efficient.

Une étude américaine montre que pour assurer une pénétration du marché à 50 %, on ne peut tolérer un temps de retour supérieur à 4-6 ans. Une pénétration à 20 % du marché peut être atteinte si on se satisfait d'un temps de retour de 7 à 9 ans.

Le critère d'un temps de retour de 8 ans peut être choisi à l'heure actuelle pour les études /183/.

La méthode de la valeur actualisée des coûts, déjà décrite dans la première partie, bien que de moins en moins utilisée, possède encore des adeptes.

Elle consiste à calculer le coût énergétique spécifique (en FB/MJ ou FB/kWh) ramené à la première année. Cette valeur est en fait la somme de l'investissement annuel (annuités x investissement) et des coûts opératoires (maintenance + énergie), divisée par la demande d'énergie annuelle /260/.

Par exemple, si on utilise un taux d'intérêt réel de 6 %, tenant compte de la compensation de l'inflation, et une période de remboursement de 15 ans, le facteur d'annuité sera de 0.103.

Les coûts d'exploitation constituent souvent un certain pourcentage du coût d'investissement, ce qui permet de calculer en première approximation le prix du stockage intersaisonnier en FB par MJ ou par kWh /57/, /275/, /206/.

Cette méthode a l'avantage de pouvoir comparer ce prix au prix de l'énergie " classique " (électricité, mazout, ...). C'est elle qui est utilisée lorsque l'on compare des coûts spécifiques (voir plus loin).

11.2.2. Le choix du système de référence

Le temps de retour (payback period) dépend évidemment du système " classique " choisi et de ce qu'on y inclut.

Considérons l'exemple d'une maison consommant 72 GJ/an, munie d'un système de pompe à chaleur sur échangeur enterré qui a coûté 300 000 FB sans le système de distribution.

Une pompe à chaleur électrique avec un COP de 3 donnera lieu à une dépense annuelle de 30 000 FB si le kWh électrique vaut 4.5 FB en moyenne et si l'entièreté de la charge est assurée.

Le chauffage électrique direct aurait coûté 90 000 FB/an et si on considère que les radiateurs électriques coûtent le prix du système de distribution, l'investissement est nul dans ce cas, et le temps de retour est $300\ 000 / 60\ 000 = 5$ ans.

Le chauffage au mazout aurait coûté environ 37 500 FB/an, soit à peine plus que le système avec pompe à chaleur mais, pour un même circuit de distribution, il faut déduire les coûts de la chaudière, de la cuve à mazout et de la cheminée.

Le temps de retour sera alors dépendant des coûts choisis pour ces derniers éléments. Il est de 20 ans si le système classique coûte 150 000 FB; il est nul s'il coûte 300 000 FB, comme le suggère une étude autrichienne /149/.

Cependant, n'y a-t-il pas une différence à faire au niveau des systèmes de distribution ?

Ne faut-il pas tenir compte des coûts de maintenance différents selon les systèmes choisis ?

L'intégration d'une pompe à chaleur à l'installation de chauffage ne requiert-elle pas un coût aussi important que la construction d'une cheminée (socle en béton, installation électrique, ...) ? /292/.

Toutes ces questions auxquelles viennent se greffer des éléments subjectifs (bruit, niveau de confort, attrait des énergies alternatives, ...) rendent le choix très difficile.

La méthode du choix d'un système de référence utilisant le même type de combustible que la pompe à chaleur est cohérente, mais peut conduire à des différences énormes par rapport à un système utilisant un combustible bon marché.

Ainsi, la firme MASSER, en France, a fait le bilan d'une centaine de ses installations de pompes à chaleur sur échangeur horizontal enterré et a constaté qu'en moyenne le temps de retour de leur système comparé au chauffage électrique direct était de 6 à 10 ans /41/. Quel aurait été ce temps si on avait choisi une chaudière à gaz par exemple ?

Un autre choix possible est la pompe à chaleur air-air, parce qu'elle utilise la même énergie et la même technologie, et donc la même maintenance et parce qu'elle est assez bien répandue dans nos régions /292/.

Quel doit être le système de référence de la serre de Vingaker /153/, où l'espace n'est normalement pas habitable au sens classique du terme (voir § 3.3.9.) ?

Quel que soit le système de référence choisi et les coûts inclus dans le calcul, il s'agit d'être très prudent lorsqu'on interprète des chiffres de temps de retour : un inconditionnel du

stockage peut calculer un temps nettement inférieur à celui calculé par un partisan du chauffage classique.

Ainsi, Bruck et Gerbert /150/ calculent une économie annuelle de 60 000 FB/an pour leur système de pompe à chaleur sur échangeur en tranchée; ce qui conduit à un temps de retour de 3 ans environ. A l'opposé, une étude théorique des possibilités d'utilisation d'aquifères pour le chauffage de l'habitat en France calcule un temps de retour de 22 ans par rapport au système électrique direct /129/.

11.2.3. Les conclusions

Les valeurs des temps de retour ne sont pas encore très optimistes dans l'ensemble.

Une étude de l'Agence Internationale de l'Energie concernant 10 projets précis dans 10 pays différents fournit, avec quelques simplifications, les conclusions suivantes /321/ :

Autriche :

temps de retour de 8 à 10 ans

Canada :

décourageant

Communauté Européenne (Ispra) :

temps de retour de 16 ans

Danemark :

concept économiquement attractif

Allemagne de l'Ouest :

peu d'intérêt économique

Pays-Bas :

les données de coûts sont trop peu précises pour faire un pronostic valable

Suède :

les systèmes rentables sont possibles

Suisse :

temps de retour de 50 à 70 ans

Grande-Bretagne :

décourageant

U.S.A. :

coûts compétitifs

Il ne faut cependant pas conclure trop rapidement face à ces jugements car ils concernent tous des projets de recherche et non des projets réellement commerciaux et, de plus, la tâche VII de l'AIE, concernée ici, a commencé en 1979, à une époque où pratiquement aucun système n'était rentable.

Lors du Workshop de Vienne en 1985, toutes les communications ont fait preuve d'un optimisme prudent en matière économique. Quelques systèmes peuvent néanmoins déjà concurrencer des installations traditionnelles /219/.

Cet " optimisme prudent " peut se traduire de la façon suivante :

Aucune conclusion ferme concernant la viabilité économique des systèmes de stockage ne peut être tirée à l'heure actuelle. Cependant, un temps de retour de 2 à 7 ans est possible si certaines conditions idéales sont remplies : choix du bon type de stockage pour la bonne fonction, cumul de plusieurs utilisations du stock (chaud/froid, chauffage/piscine, eau sanitaire, ...), source d'énergie bon marché et si les barrières institutionnelles pouvaient être rompues. Les systèmes ne remplissant pas ces conditions ne deviendront rentables que moyennant une augmentation du prix des combustibles et/ou un système d'aide financière /183/, /248/.

11.2.4. Les chiffres

Les temps de retour pour les maisons unifamiliales sont fort variables :

- 6 ans pour la maison de Gofis en Autriche (pompe à chaleur sur serpentins horizontaux et absorbeurs basse température en toiture);

- 25/35 ans pour la maison de Runzler en Autriche (absorbeur sous asphalte, pompe à chaleur et échangeur horizontal) /149/;
- 25/30 ans pour les maisons de Cortailod-Neuchâtel (Suisse) (capteurs solaires, échangeur vertical, cuves tampons, pompe à chaleur, module TOTEM), mais le système est surdimensionné /158/;
- 6/10 ans en moyenne pour les systèmes de la firme française MASSER (pompe à chaleur sur tubes horizontaux, sans régénération) /41/;
- 3 ans pour la maison de Vienne en Autriche (pompe à chaleur sur échangeurs en tranchée, sans régénération) /150/.

En Suède, les puits forés dans la roche avec pompe à chaleur, cuve d'eau sanitaire et installation, sans le système de distribution, coûtent entre 350 000 FB et 450 000 FB, soit environ 10 % du prix de l'habitation elle-même /44/.

Dans le cas de 9 maisons individuelles aux U.S.A., le gain en combustible se chiffre à 12 000 - 50 000 FB/an.

En ce qui concerne les aquifères utilisés pour une maison individuelle, mieux vaut ne forer qu'un seul puits et travailler à basse température (20-30°C). Le système classique du doublet de

forage augmente les prix de 3 à 22 %, sans augmenter les performances dans la même proportion.

En négligeant les coûts de pompage, l'économie d'énergie par rapport à un chauffage classique se chiffre à 15-27 %.

Le coût de la chaleur injectée dans la nappe ne doit pas dépasser 0.007 à 0.06 FB/MJ, dépendant de la température d'injection et de la profondeur du forage /212/.

En ce qui concerne les systèmes de plus grande importance, la rentabilité est fonction du type de stockage.

Pour le stock en eau dans les cavernes, les puits, les fosses, les seules applications en vraie grandeur sont encore au stade de prototypes et il est difficile d'estimer leur coût dans une phase commerciale. Néanmoins, on remarque que les systèmes les plus rentables sont ceux qui travaillent à température élevée, sans pompe à chaleur /275/.

Pour les échangeurs verticaux, un système complet (y compris pompe à chaleur, convecteurs sur l'air extérieur et placement) pour une charge de 3 600 GJ/an coûte environ 1.6 - 2.4 millions de francs belges et la maintenance se chiffre à 1 % de ce prix /260/.

L'utilisation des aquifères à grande échelle s'avère en général assez rentable.

Par exemple, un aquifère rechargé par la chaleur d'un lac à Klippan en Suède coûte environ 90 millions de francs belges et permet d'alimenter un chauffage urbain de 2 MW. Investissement compris, l'énergie fournie revient à 1.4 FB/kWh (0.4 FB/MJ).

L'utilisation d'un aquifère, à Stockholm, pour assurer 8 MW de chauffage et 3 MW de refroidissement permet d'économiser 1 000 m³ de mazout par an.

Dans ce projet, dont le temps de retour est estimé à 5 ans, l'aquifère représente une part mineure du coût total; c'est la pompe à chaleur, la pompe d'extraction et le contrôle qui coûtent cher /198/.

A Falköping, en Suède, une application comprenant aquifère, pompe à chaleur délivrant 180 kW thermiques et convecteurs sur l'air ambiant, demande un investissement total de 6.5 millions de francs belges, mais permet d'économiser 2 millions de FB par an.

Par contre, à Scarborough au Canada, le stockage en aquifère ne s'avère pas rentable surtout à cause du fait que l'équilibrage des charges de chauffage et de refroidissement au cours de l'année ne rend pas le stock indispensable /191/.

Toujours au Canada, à Downsview, le seul coût de l'étude de faisabilité de stockage en aquifère a coûté 12 millions de francs (forages de reconnaissance, essais de pompage, modélisation,..) ! Ceci prouve que ce poste ne doit jamais être négligé dans un projet /126/.

Les systèmes les plus rentables, tous types de stockage confondus, sont ceux dont la source est constituée de chaleurs perdues : le temps de retour est invariablement de l'ordre de 2 à 5 ans.

Par exemple, la récupération, le stockage et la réutilisation des chaleurs perdues par les groupes frigorifiques d'un supermarché à Finspong en Suède, est un système purement commercial qui a coûté l'équivalent de 15 millions de FB, qui permet un gain de 60 % de combustible et qui est rentabilisé en moins de 5 ans /268/.

Les deux domaines où le stockage thermique s'avère particulièrement prometteur sont :

1. Les applications des serres avec stock en lits de cailloux, avec un temps de retour à peine supérieur à 1 an.
2. Le stockage de glace pour le conditionnement d'air avec un temps de retour de l'ordre de 4 à 5 ans /292/, /242/, /244/.

11.2.5. Les coûts spécifiques

Si le temps de retour financier d'un système permet de déterminer un seuil de choix pour l'utilisateur, le coût spécifique par unité d'énergie, de volume ou de longueur d'échangeur, permet de relativiser l'installation et de calculer le prix d'un système adapté à son propre cas. Cependant, à l'instar du temps de retour, les coûts spécifiques sont soumis à des réserves d'interprétation. Lorsqu'un coût par unité d'énergie est fourni, il s'agit de préciser s'il concerne uniquement l'investissement ou l'énergie délivrée à l'utilisateur, compte tenu de l'énergie utilisée par les auxiliaires et du rendement de stockage.

Il s'agit également de savoir si le système complet est inclus dans le coût ou seulement le stock.

Enfin, la variation de température d'un stockage est évidemment un élément essentiel qui n'est pas toujours précisé, bien qu'un ΔT implicite soit généralement accepté par type de stock (50 K dans l'eau, 10-15 K dans la terre, 15 K dans les aquifères, ...).

Il existe beaucoup moins d'information de coût sur les stockages thermiques que sur les pompes à chaleur ou sur les systèmes classiques, simplement parce qu'il existe beaucoup moins d'installations opérationnelles.

Comme les coûts dépendent de la taille du stock et du type de système, il n'est jamais possible de donner un prix unique. Il

faut insister sur le fait que les prix spécifiques fournis par type de stockage ne donnent qu'un ordre de grandeur et ne peuvent être utilisés pour établir un choix parmi les types. En effet, ceux-ci ont chacun leur domaine d'application, dépendant de la charge, du site, du climat, ...

Les trous dans la roche, les aquifères et les échangeurs enterrés offrent le meilleur coût par Mégajoule délivré (de 0.5 à 3 FB/MJ) pour un cycle de la totalité de la capacité par année (en considérant par exemple 6 % de taux d'intérêt réel et 15 ans de temps de vie) /295/.

Cependant, les stocks basés sur des réservoirs d'eau notamment possèdent également un intérêt à court terme, c'est-à-dire à plusieurs cycles annuels. De plus, le stock peut descendre à une température inférieure à celle qu'il avait au départ de l'injection de chaleur, augmentant donc le ΔT et donc l'énergie extraite. Ceci réduit les coûts spécifiques de telle manière qu'il est possible d'atteindre dans certains cas 0.05 à 0.2 FB/MJ par cycle d'un stock par chaleur sensible.

Comparé à plus de 350 FB/MJ pour le stockage par chaleur latente, ce coût permet de choisir la chaleur sensible pour le long terme et la chaleur latente pour une très courte période.

Pour calculer le coût du Mégajoule réellement livré à l'utilisateur, il faut d'abord calculer le coût spécifique de l'investissement ramené à la première année (méthode de la valeur actualisée) et y ajouter les coûts opérationnels annuels. Le coefficient de performance moyen annuel d'une station à pompe à chaleur est estimé à 2.8, ce qui signifie que dans la production de 1 MJ, il entre 0.36 MJ d'énergie électrique.

Il s'ajoute à ceci l'apport d'électricité aux pompes du système, qu'on peut estimer à 10 % de la consommation du compresseur de la pompe à chaleur.

L'apport d'électricité cumulée devient alors 0.4 MJ par MJ thermique.

Les frais de maintenance des différentes parties constituantes de la station sont évalués en moyenne à 2-5 % des frais d'investissement.

Les frais de fonctionnement dépendent de la taille de la station et ne sont pas estimés à plus de 0.5 % de l'investissement en général. Pour plus de simplicité, on peut par exemple considérer les frais d'exploitation égaux à 3 % des frais d'investissement /301/.

Ces coûts ont déjà été présentés dans le tableau 1 /294/. Ils ne constituent bien sûr qu'un ordre de grandeur, mais sont confirmés par la plupart des expériences en cours.

Dans le cas des cavernes et des fosses remplies d'eau, des coûts de 2 FB/MJ annuel sont rencontrés; mais, à l'autre extrême, on note également 60 FB/MJ, tous deux supérieurs à la limite de rentabilité estimée à environ 1.5 FB/MJ /275/.

Les larges puits verticaux creusés dans la roche et remplis d'eau (bore-holes), ainsi que les échangeurs verticaux dans la roche figurent parmi les systèmes dont l'investissement est peu élevé : de l'ordre de 70 à 130 FB par m³ de volume concerné par le flux de chaleur (non compris tuyaux et connexions).

Si on considère une variation de température de 20 K environ, un coût de 2 FB/MJ peut être retenu, compte tenu de 10 % de pertes du stock /231/, /250/.

Dans la roche, les coûts de forage sont plus importants que dans l'argile, typiquement 900 FB par mètre linéaire en Suède, mais comme la roche possède une conductivité thermique plus élevée (3 à 3.6 W/mK, contre environ 1 à 1.2 W/mK pour l'argile), on peut espacer davantage les trous (de 3 à 4 m en moyenne, contre 1 à 2 m pour l'argile). Les coûts volumétriques pour l'argile et pour la roche seront donc presque égaux, avec cependant un léger avantage à l'argile à grande profondeur (30 mètres), où 18 FB/m³ sont possibles /47/, /221/.

De plus, le ΔT permis dans l'argile (15 K environ) est en général plus faible que celui qu'on utilise dans la roche; ce qui fournit des coûts identiques par unité d'énergie livrée (de l'ordre de 1.5 à 2 FB/MJ).

Les prix avancés sont en général ceux de la Suède où le puits dans l'argile par exemple coûte 8 000 à 16 000 FB selon sa profondeur (10-40 mètres) /260/.

Certaines différences peuvent exister selon les pays.

Pour les aquifères, les coûts spécifiques sont variables selon la localisation et le type d'aquifère.

On note une moyenne d'environ 15 FB/m³, qui correspond à un coût d'énergie nette livrée de 0.3 à 0.8 FB/MJ pour une puissance totale installée de 0.5 à 2 MW /231/, /292/.

Les coûts peuvent se distribuer ainsi :

- 35 % pour les frais d'investissement, ramenés à une dépense annuelle;
- 55 % pour l'électricité nécessaire au compresseur de la pompe à chaleur, à la pompe d'extraction et autres accessoires;
- 10 % pour la maintenance et les autres frais d'opération, comme le détartrage, ... /206/.

Les volumes de récupération, eux, sont en général peu onéreux puisque le réservoir est gratuit.

Pour 60 kW installés, l'utilisation de la mine de Norberg, en Suède, permet un coût de 0.7 FB/MJ /282/.

Les installations prototypes ou expérimentales ou les installations complexes peuvent conduire à des coûts spécifiques beaucoup plus élevés que ceux décrits jusqu'ici : l'instrumentation, l'accessibilité, les vannes et clapets supplémentaires, la rigueur du placement d'échangeurs élèvent les frais et rendent toute comparaison impossible /48/, /162/.

La présentation de systèmes par coûts spécifiques a l'avantage de permettre le rapprochement avec des coûts connus, comme ceux de l'électricité, du mazout ou du gaz (environ 0.75 FB/MJ pour une installation moyenne au mazout en Suède, par exemple, à peu de chose près la même valeur qu'en Belgique).

Selon le Swedish Council for Building Research, un coût de 0.1 à 0.3 FB par MJ livré est possible en améliorant un peu la technique (conception, volume, source, niveau de température,...), mais surtout par une percée plus importante du marché du chauffage /180/, /220/.

11.2.6. L'effet de taille

La rentabilité d'un système est fonction de sa taille : les coûts fixes communs aux petites et aux grandes installations désavantagent les premières. Le déplacement des engins de chantier, l'infrastructure, les connexions de la pompe à chaleur, le contrôle, constituent autant de frais qui passent inaperçus

dans les coûts relatifs d'un système de grande taille, mais qui sont essentiels pour la maison unifamiliale.

C'est ainsi par exemple que les collecteurs solaires haute température et les stockages en réservoir d'eau ne sont rentables que pour les chauffages urbains.

A Kerava, en Finlande, le stockage mixte eau/sol a coûté 260 millions de FB dont 25 millions pour les collecteurs solaires et 35 millions pour le réservoir d'eau.

Le coût du MJ livré a été jugé excessif, bien que dans ce cas précis les habitants des 44 appartements concernés ne payent qu'un prix normal, grâce aux subsides gouvernementaux.

Des calculs théoriques indiquent qu'il aurait été plus intéressant de construire un système pour 500 appartements avec une fraction solaire plus importante /176/.

La firme Andersson & Hultmark à Goteborg, en Suède, a réétudié le projet SUNCLAY, réalisé en 1979, qui consiste en 1 500 m² de collecteurs solaires non vitrés, 86 000 m³ d'argile et une pompe à chaleur diesel. Différents dimensionnements ont été testés par une modélisation technico-économique pour la même charge : une école avec un système de distribution par 15 000 m² de planchers chauffants. Cette remarquable étude /181/ conclut au design suivant : collecteurs solaires simple vitrage, volume de terre et pas de pompe à chaleur. Une température plus élevée est admise dans le stock pour permettre la distribution directe et un appoint électrique assure éventuellement la charge de pic. Dans ces conditions, l'énergie est livrée à 0.5 FB/MJ et à 81 % de fraction solaire.

Ces deux exemples ne sont pas les seuls : les systèmes importants justifient le stock à température élevée, sans pompe à chaleur. En effet, les pompes à chaleur de plusieurs mégawatts sont

excessivement chères, à la fois à l'achat et au fonctionnement. Et réciproquement, les stocks haute température, comme les cuves d'eau isolées, ne se justifient que pour les installations de grande taille.

Les systèmes importants autorisent également des coûts fixes élevés résultant par exemple de l'utilisation de volumes naturels, comme les aquifères, et de chaleurs perdues d'entreprises.

Les petits systèmes devront se contenter de stocks en terre sans recharge, avec pompe à chaleur, donc moins performants, mais également nettement moins chers /295/.

La figure 61 montre clairement l'effet de taille par la décroissance des coûts spécifiques en fonction du volume de stock.

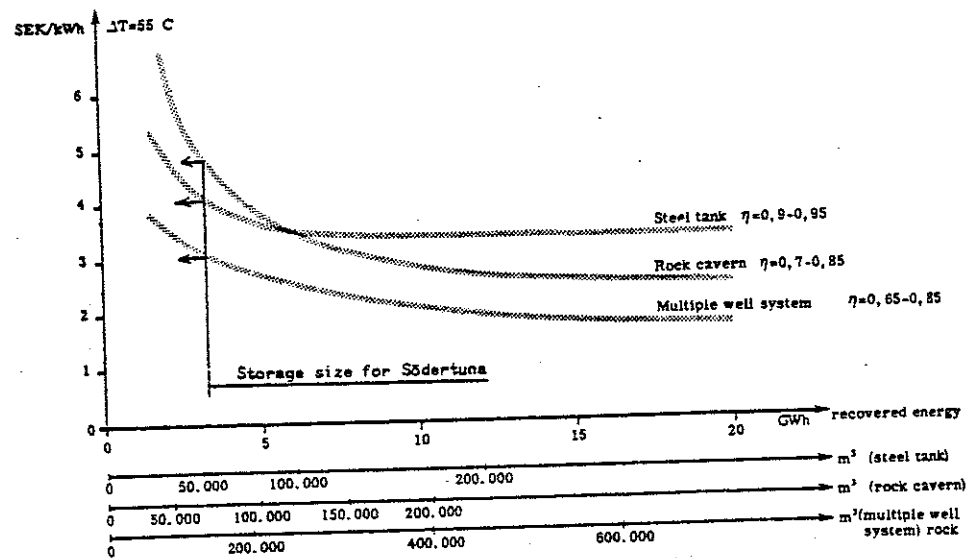


FIGURE 61

11.3. LES SOUS-SYSTEMES

11.3.1. La répartition des prix

Citons ici 4 exemples de stockages d'importance moyenne ou élevée et la répartition des coûts entre les différents postes d'investissement.

La caverne de Lyckebo, en Suède : 100 000 m³ d'eau avec collecteurs solaires et chaudière électrique /164/

- investigation préliminaire, conseils	: 6 %
- caverne et remplissage d'eau	: 38 %
- préchauffage, consolidation	: 6 %
- chaudière électrique	: 6 %
- distribution	: 13 %
- contrôle	: 7 %
- collecteurs solaires	: 24 %

Les puits dans la roche à Lulea, en Suède : 100 000 m³ de roche avec collecteurs solaires et pompe à chaleur /232/

	systeme actuel de 2 GW	systeme de 20 GW
- conception, dimensionnement	11 %	5 %
- pompe à chaleur et installations thermiques de surface	28 %	32 %
- préparation du terrain et forage	27 %	27 %
- connexions	17 %	17 %
- site, capital, frais administratifs, ...	17 %	19 %

L'aquifère de Sarcelles, en France : alimenté par une usine d'incinération, pour le chauffage de 14 000 logements /193/

- forage	: 41 %
- installations thermiques de surface	: 17 %
- système de pompage	: 15 %
- surcoûts scientifiques, maîtrise d'oeuvre	: 27 %
- traitement des eaux	: 0.02 %

Le stockage en terre par nappes horizontales de serpentins à Vaulruz, en Suisse : 3 500 m³ de terre, 510 m² de collecteurs solaires, fraction solaire = 65 % /48/

- stockage en terre	: 36 %
- collecteurs solaires	: 31 %
- pompe à chaleur	: 8 %
- contrôle	: 5 %
- installations thermiques de surface	: 10 %
- autres	: 15 %

Ces exemples montrent que si le stockage constitue en général le poste le plus important, les collecteurs solaires, lorsqu'ils sont présents, grèvent les prix de manière sensible.

Quant à la pompe à chaleur, élément le plus cher pour les petites installations de maisons individuelles, elle reste ici à un niveau raisonnable, sauf lorsque le système est de très grande taille (elle n'est pas présente à Lyckebo et fait augmenter les coûts de ce poste pour le système de 20 GW à Lulea).

11.3.2. Les capteurs d'énergie

Nous l'avons remarqué, les collecteurs solaires, lorsqu'ils sont présents, constituent un investissement élevé, trop élevé dans les installations modestes. Les conditions idéales de leur

utilisation sont : taille importante, utilisation maximum (ajouter la production d'eau chaude sanitaire, éventuellement le chauffage d'une piscine, ...), simplicité des systèmes /147/.

Les installations solaires ne peuvent pas encore entrer en compétition avec les formes d'énergie les moins chères. Cependant, comme l'indique le tableau 8, les coûts d'investissement des systèmes complets d'eau chaude sanitaire solaire (pour l'année 1984) peuvent varier très fort d'un pays à l'autre :

PAYS	COÛT D'INVESTISSEMENT (FB/m ²)
U.S.A.	26 000 - 39 000
FRANCE	16 000 - 39 000
JAPON	16 000
CANADA	24 000
ITALIE	16 000
PAYS-BAS	11 000
AUSTRALIE	13 000
SUEDE	18 000

TABLEAU 8

Ces coûts peuvent également descendre si la taille du système augmente : 6 000 FB/m² en Suède pour des immeubles à appartements /295/.

Dans le cas du chauffage des locaux, c'est précisément cette taille qui peut jouer en faveur des collecteurs solaires. La dernière génération des systèmes solaires (capteurs, équipement, contrôle) couplés à des pompes à chaleur peut produire de l'énergie à 0.4 FB le MJ (1.5 FB/kWh).

Cependant, la situation suédoise sur laquelle se basent ces calculs, est plus favorable que celle de bien d'autres pays : connecté à un chauffage urbain suédois, le sous-système " énergie solaire " peut coûter 9 000 FB/m², coût dont la moitié environ est dû aux capteurs solaires eux-mêmes.

Et il semble qu'il soit encore possible de diminuer ce coût (0.4 - 0.5 FB/MJ) en augmentant le rendement des collecteurs /294/.

Au Danemark également, les collecteurs actuels, à 4 000 FB/m², sont jugés fiables, légers et faciles à installer /175/.

Cependant, si le prix des capteurs est encore légèrement trop élevé pour être concurrentiel, c'est peut être dû au vitrage qui, bien souvent, ne justifie pas son surcoût par ses performances /175/.

Il y a un avenir certain aux capteurs basse température, du type convecteurs sur l'air extérieur, avec des coûts aussi bas que 500 FB/m² /260/.

11.3.3. Les pompes à chaleur

Le poste " pompe à chaleur " reste fort gourmand dans le budget total d'une installation.

Pour 1 kW thermique installé, la pompe à chaleur coûte de :

- 33 000 à 46 000 FB pour les petites puissances (maisons unifamiliales);

- 29 000 à 42 000 FB pour les puissances plus grandes (groupes de maisons) /295/;
- 10 000 à 16 000 FB pour les puissances importantes (lotissements, immeubles de bureau, ...) /260/.

Les coûts des très grosses pompes à chaleur sont variables, mais toujours élevés car il s'agit souvent de pièces uniques. En raison de cet investissement important, il est déconseillé de faire assurer à la pompe à chaleur plus d'une partie de la charge thermique. Le reste de la puissance utile peut être couvert par un appoint léger et peu onéreux /301/.

C'est en grande partie le prix de la pompe à chaleur et des auxiliaires qui empêche la pénétration du marché des installations de stockage. Mais, il est possible que ce prix diminue dans l'avenir avec notamment l'emploi de moteurs à mazout et à gaz.

Le Gaz de France publie pour une pompe posée + échangeurs (pour une application air extérieur/eau) un prix de 6 000 à 8 000 FB par kW thermique.

11.3.4. Les cuves enterrées

L'enthousiasme de départ pour le stockage thermique a fait place au réalisme économique.

Le type de stock le plus touché à ce niveau est certainement la cuve ou la fosse remplie d'eau /164/.

Considéré comme stockage intersaisonnier, le réservoir d'eau est rarement économique : selon certains, il ne devient réellement avantageux qu'au-delà d'une centaine de cycles par an /55/. Cependant, son intérêt augmente pour les volumes importants, situés entre 10 000 et 70 000 m³ d'eau /70/, /76/.

Il semble qu'une grande part du prix de ce système soit l'isolation thermique du réservoir. Pour les installations moyennes, lorsqu'on travaille avec pompe à chaleur, il est donc conseillé de ne pas isoler le fond et les côtés des réservoirs et de fonctionner à température plus basse /61/.

11.3.5. Les forages /212/, /185/, /239/, /154/, /173/, /175/, /181/, /183/, /156/, /260/

Le coût spécifique (au mètre linéaire) d'un échangeur vertical dans le sol dépend du type d'équipement utilisé, du nombre de trous, de la nature du sol.

Il évolue de 140 FB/m (pour l'argile douce et pour un nombre de trous élevés et à grande profondeur ou pour un équipement très simple de bricoleur) à 3 000 FB/m (pour le forage en roche avec de la terre meuble à stabiliser en surface).

La moyenne est de 300 FB/m pour l'argile et 2 500 FB/m pour la roche.

Un puits d'aquifère peut coûter de 5 000 à 6 000 FB/m en moyenne.

11.4. L'EVOLUTION DES PRIX

Il est difficile de prévoir comment vont évoluer les prix et donc la rentabilité des systèmes de stockage.

Cela dépend essentiellement de la percée du marché, mais également de l'évolution des techniques et des coûts locaux des forages, des excavations, des tuyaux, ainsi que de l'avenir des pompes à chaleur.

Beaucoup de modèles technico-économiques incluent des hypothèses trop générales et ne font jamais intervenir les conditions propres à chaque expérience, les petits avantages locaux, la partie qu'on réalise soi-même à moindres frais, etc..

C'est pour cette raison que presque tous ces modèles concluent à la non-rentabilité des installations de stockage dans la situation actuelle, avec les coûts des combustibles tels qu'on les connaît aujourd'hui /160/, /259/, /260/.

Pratiquement, il existe cependant beaucoup d'installations rentables, avec des temps de retour de 3 à 6 ans, un système fiable qui permet une économie importante de combustible.

Il s'agit par conséquent de ne pas conclure trop vite à la non rentabilité à la seule lecture des résultats de modélisations.

Certes, les coûts doivent diminuer :

- le coût des collecteurs solaires a diminué considérablement ces 3-4 dernières années /258/, mais il doit encore descendre davantage /255/;

- il faut réduire également les coûts du sous-système stockage par une recherche intensive et de nombreuses expériences /258/;
- pour le stockage en eau surtout, il s'agit de mettre en commun tous les enseignements issus des expériences pour pouvoir réduire les coûts /292/;
- pour le stockage par échangeurs enterrés, il faut simplifier la tuyauterie, diminuer le prix des connexions, améliorer l'efficacité de l'échange fluide/sol pour pouvoir utiliser une longueur de tube plus faible, permettre la congélation du sol, afin de tirer un meilleur parti d'un même volume de terre /225/, /239/, /260/, /306/, /324/;
- le coefficient de performance des pompes à chaleur doit augmenter et leur prix doit diminuer /257/;
- il faut simplifier et améliorer les performances des auxiliaires (pompes, vannes, ...) /257/;
- il s'agit également de mieux dimensionner les systèmes afin de ne pas faire de frais inutiles /260/;
- enfin, la percée du marché doit être plus intense, pour permettre des fabrications standardisées, en série /220/.

L'avenir est relativement optimiste : depuis 3 ans, les coûts diminuent et les performances augmentent.

En Suède par exemple, le rendement des collecteurs solaires a augmenté et leur prix a diminué grâce à une meilleure technique de fabrication et à une production en série /163/.

L'introduction d'échangeurs enterrés en spirale, en tubes multiples, et l'utilisation du cuivre, moins cher que certains plastiques, augmenteront l'échange thermique et autoriseront un volume de terre plus petit pour une même puissance fournie /172/.

Enfin, la " démocratisation " des techniques devrait permettre à l'amateur de réaliser lui-même une bonne partie des travaux. Le " do-it-yourself " n'est jamais un paramètre des prévisions théoriques et des modèles économiques; il correspond cependant à une réalité qui peut souvent faire diminuer les coûts de façon considérable.

Le plus bel exemple de " réalisation-maison " est le système de Reuss et Schulz /154/, près de Munich en Allemagne.

Il s'agit d'une installation comprenant des absorbeurs solaires non vitrés, basse température, qui fournissent la chaleur à un stockage vertical dans le sol ou à une pompe à chaleur diesel (4 kW compresseur).

Les collecteurs, constitués de tubes de plastique, ont été posés sur la toiture par le propriétaire de la maison et l'échangeur enterré (34 tubes verticaux à 9 m dans l'argile) a été réalisé au moyen d'un simple derrick utilisé pour les piquets de clôtures agricoles (figure 62).

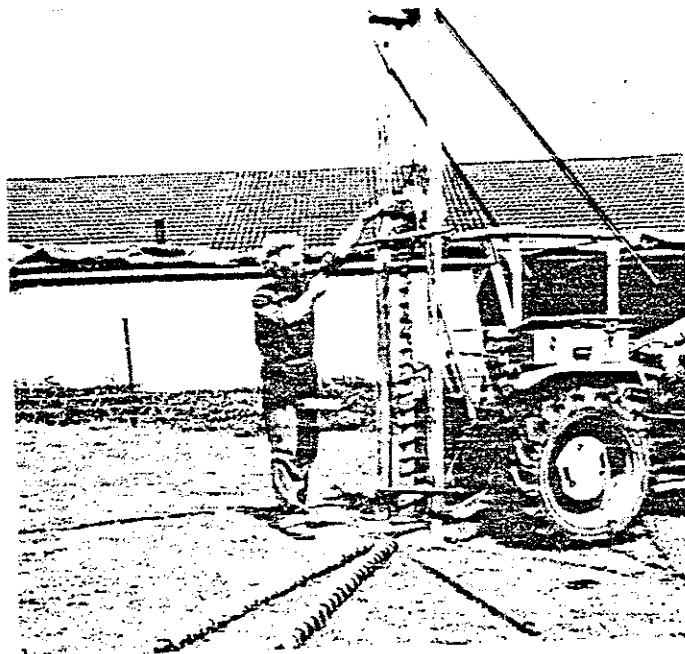


FIGURE 62

La pompe à chaleur est pilotée par un petit moteur Diesel Yanmar consommant 0.38 litres de mazout par heure, avec récupération de la chaleur des gaz d'échappement.

Le contrôle est élémentaire et les frais ont été réduits au minimum.

Ce système qui, certes, n'est pas vraiment optimal et qui nécessiterait quelques améliorations, a coûté l'équivalent de 180 000 FB (collecteurs solaires + installation + stock + PAC), soit 200 FB/m³ tout compris.

Le temps de retour financier a été estimé à 3 ans environ.

En conclusion, il y a un réel espoir d'amélioration des coûts et de perfectionnement des techniques dans l'avenir. Il serait vraiment dommage d'abandonner les efforts consentis depuis une quinzaine d'années sous prétexte que le prix du pétrole est momentanément très bas. Il faut remarquer d'ailleurs que la recherche en matière de chauffage de l'habitat est ingrate car elle est toujours liée au portefeuille du consommateur, à l'inverse de la majorité d'autres recherches (médecine, espace, informatique, ...) où l'argent de " Monsieur Toulemonde " est moins concerné.

Au vu de cette évolution manifeste en quelques années, ne serait-il pas temps de revoir la politique globale en matière de chauffage des locaux, afin de diminuer le gaspillage et de progresser vers l'indépendance énergétique nationale ?

12. LES OUTILS DE DIMENSIONNEMENT

12.1. LE BESOIN D'OUTILS

L'inconvénient de la fabrication " do-it-yourself ", c'est que le concepteur fait rarement appel à des outils de dimensionnement valables; tout au plus, fait-il éventuellement référence à l'une ou l'autre ligne de conduite captée au hasard d'une lecture. Son installation, bien qu'intéressante, est rarement dimensionnée au mieux et il peut parfois en résulter un mauvais **fonctionnement** du système. Mais, même pour les stockages de plus grande taille, dimensionnés par des bureaux d'études, la majorité des problèmes techniques proviennent du manque d'expérience des concepteurs /144/.

L'expérience de 15 ans de stockage thermique peut à présent servir la cause des ingénieurs concepteurs, des bureaux d'études ou de l'amateur averti : il faut que les erreurs de jadis servent de conseils pour l'utilisateur de demain /232/.

Malheureusement, jusqu'à il y a quelques années, il y avait un manque de modèles pratiques utilisables directement pour le dimensionnement de systèmes pour des conditions locales fixées. Souvent, l'intuition, le " rule-of-thumb " guidait le concepteur et on constatait un manque de connaissance des caractéristiques du sol, du transfert thermique, du climat et même de la charge /98/, /306/.

Actuellement, sous l'impulsion notamment de l'Agence Internationale de l'Energie et suite aux Conférences Internationales, la communauté scientifique s'organise, les théoriciens ne créent plus des modèles " pour-le-modèle ", mais

des livres, des " handbooks ", des logiciels commencent à être diffusés au départ des universités et des centres de recherche. Le besoin est le suivant /170/ :

- méthodes d'analyse et de simulation capables de prévoir avec précision les performances d'une variété de systèmes sous des conditions variables avec le temps;
- outils de dimensionnement qui optimisent simultanément toutes les variables géométriques et physiques concernées par le coût et les performances des systèmes;
- modules-types qui peuvent être combinés pour former de grandes installations;
- diffusion des pratiques conseillées sous une forme standardisée, acceptable à la fois pour les petits et pour les grands systèmes;
- rencontre des experts et des praticiens sous la forme de conférences, de cours, de discussions.

Le choix d'un stockage, d'une source, d'une pompe à chaleur et de leurs dimensions respectives constitue un problème de décision multi-critères complexe qui doit faire appel aux théoriciens, mais qui doit utiliser des données issues des expériences techniques /107/.

Typiquement, les variables de sortie de ce problème sont : la capacité du stock, le domaine de température de travail, la façon d'injecter et de soutirer la chaleur, la distribution de la température à l'intérieur du stock, les puissances requises pour l'injection et l'extraction, les composants du stock (cuves, isolation, vannes, ...), le système de contrôle, le coût. Quant aux contraintes permettant d'établir les équations du problème, elles sont également diverses : le stock doit être capable de recevoir et de délivrer de l'énergie à une cadence maximale, sans exiger des forces thermodynamiques exagérées; il doit également supporter un grand nombre de cycles charge/décharge sans diminution de sa capacité; enfin, il doit être bon marché.

Il faut aussi remarquer que, même si le modèle idéal était disponible, il conviendrait de lui fournir des données correctes. Si les paramètres réels ne sont pas exactement ceux qui sont injectés dans le modèle, il est impossible de garantir une économie réelle. Il existe donc également un besoin de méthodes de pré-investigation, de mesures préalables, besoin souvent sous-estimé /202/.

Une étude de faisabilité de stockage doit passer par les étapes obligatoires suivantes :

- fixation des conditions géologiques, climatiques et de charge;
- établissement des contraintes en fonction de ces conditions;
- établissement d'un programme de développement en fonction de ces contraintes, au moyen d'outils de dimensionnement;
- enfin, conception du prototype.

12.2. QUELQUES EXEMPLES OU LES OUTILS SONT NECESSAIRES

A Groningen, aux Pays-Bas, les concepteurs ont eu l'intelligence de se pencher longuement sur le dimensionnement. Après un premier design, ils ont jugé utile de perfectionner leur conception par des programmes d'ordinateur et ils sont arrivés à un second design où les tailles du stockage et de son isolation étaient modifiées et où les coûts étaient réduits de 50 % /42/.

Parfois, le peu de temps imparti ou le manque d'outils ou de souplesse d'exécution ne permet pas de revoir le design avant la réalisation et c'est seulement lors des premiers essais que l'on s'aperçoit des erreurs.

C'est le cas, par exemple, du projet suisse de Cortaillod-Neuchâtel pour lequel on a constaté que les collecteurs solaires étaient moins efficaces que prévu, que le groupe TOTEM ne fonctionnait pas assez souvent pour produire la chaleur pour l'eau sanitaire. Par ailleurs, en recalculant l'installation, on s'est aperçu qu'on aurait pu réduire le volume du stock de 15 %, la longueur des tubes de 30 % et la surface de capteurs solaires de 25 % /158/.

C'est le cas également de l'installation de Lulea, en Suède, où l'on s'est aperçu qu'un stockage 10 fois plus important aurait été plus économique /233/.

Lorsque le stock est constitué de tubes verticaux enterrés, son comportement est fort dépendant de la taille du stockage et des niveaux de température durant le cycle annuel, surtout s'il n'y a pas d'isolation /46/ et, également, les coûts de construction sont fort influencés par le design de l'échangeur /127/.

Fréquemment, il est aussi constaté que l'évaporateur ou le compresseur de la pompe à chaleur était mal dimensionné /161/, ou que l'isolation du stock, trop humide, ne fonctionne pas comme on le pensait /123/.

Enfin, pour les maisons unifamiliales, le petit budget exige des lignes-guides faciles à employer et accessibles à tous /118/.

12.3. QUELQUES OUTILS

Il existe différentes catégories d'outils de dimensionnement /37/ :

12.3.1. L'expérience et l'intuition (" rules of thumb ")

Elles peuvent convenir pour des sites précis où le sol et les conditions climatiques ne varient pas trop, mais ne peuvent guère être extrapolées à d'autres expériences.

On retient par exemple quelques conseils et ordres de grandeur pratiques issus d'expériences diverses :

a/ Pour le stockage en fosses remplies d'eau

- l'imperméabilisation de la fouille est primordiale; elle doit être efficace et tenir à température élevée;

- une température maximale de 70-80°C est recommandée;
- le stockage doit présenter un petit rapport surface/volume et l'isolation supérieure est souvent nécessaire;
- les meilleures conditions géologiques sont un sol stable et libre d'eau souterraine /321/.

b/ Pour les cuves d'eau

- des raisons de structure limitent leur taille par cuve à 100 000 m³ et à une hauteur maximale de 13 mètres; mais on peut utiliser plusieurs cuves.

c/ Pour les cavernes rocheuses

- il ne faut pas prévoir d'isolation thermique car la roche aux alentours participe au stockage également;
- des quantités considérables de chaleur sont nécessaires les premières années pour chauffer cette masse; mais, après, les pertes se stabilisent à un niveau assez bas.

d/ Pour les échangeurs enterrés

- en principe, le sol devrait être saturé, mais une grande perméabilité et un mouvement d'eau souterraine peuvent créer des pertes thermiques; celles-ci peuvent être évitées par un écran imperméable;

- la température du stock ne doit pas excéder 40°C;
- pour les tubes horizontaux, les dimensions courantes sont données dans le tableau 9 /37/, /149/;

Surface au sol, par mètre carré de locaux chauffés :
- 2.5 m ²
Longueur de tube, en mètres par kW :
- 19 à 37 (cuivre-acier)
- 28 à 37 (plastique)
Profondeur, en mètres :
- 1.3 avec conditionnement d'air estival
- 0.5 à 0.8 sans conditionnement d'air estival
Espacement, en mètres :
- 1.3 à 1.6
Diamètre extérieur du tube :
- dimensionner le diamètre intérieur pour minimiser la puissance des pompes
- un grand diamètre extérieur augmente la surface de contact, mais augmente aussi la quantité de fluide
Débit de circulation :
- de 0.04 à 0.07 litres par seconde et par kW
- assurer un nombre de Reynolds assez élevé pour ne plus se situer dans la zone de flux laminaire, mais assez bas pour minimiser la puissance (5 000 < Re < 10 000)

TABLEAU 9

- pour les tubes verticaux, il faut retenir qu'une plus grande longueur de tubes équivaut à une surface d'échange plus élevée (au détriment du prix), qu'une capacité thermique élevée peut remplacer un volume élevé et qu'une conductivité élevée permet de diminuer la distance entre tubes /45/; le remplissage du coeur par du sable est toujours conseillé et le prix minimum est

obtenu pour un tuyau en double U avec un espacement entre branches de 0.5 m /127/;

- pour les tubes en tranchées, les conditions optimales sont : 45°C dans le stock, un climat correspondant à un maximum de 4 000 degrés-jours et un sol saturé /150/.

e/ Pour les tubes verticaux dans la roche

- un minimum de 30 K de variation de température est nécessaire pour rentabiliser ce stock /233/;
- un stock tampon en eau peut être utilisé pour réduire les pics;
- la température peut atteindre 100°C dans les puits profonds.

f/ Pour les systèmes, globalement

- l'addition de charges estivales (eau chaude sanitaire, piscine) améliore la rentabilité /185/, /187/;
- si une pompe à chaleur est présente, il n'est pas nécessaire d'assurer le chauffage direct des locaux à partir des capteurs solaires /264/;
- il ne faut pas dimensionner la pompe à chaleur à plus de 40 % de la demande de puissance maximum (ce qui correspond, en moyenne, à 80 % de la charge énergétique annuelle); le pic doit être assuré par un appoint classique le meilleur marché possible /138/, /259/.

12.3.2. Les modèles stationnaires ou transitoires

Pour optimiser effectivement un dimensionnement, l'approche de la modélisation est nécessaire, afin de pouvoir prédire des performances en réponse à un changement dans les conditions du sol ou de climat.

Les modèles transitoires fournissent les températures du fluide et du sol en fonction du temps, tandis que les modèles stationnaires supposent l'état de régime atteint.

Or, le régime stationnaire n'est quasi jamais atteint car, d'une part chaque cycle dure un an et, d'autre part les conditions extérieures se modifient en permanence. C'est la raison pour laquelle les grandeurs calculées par ce second type de modèle sont souvent surdimensionnées /37/.

Les modèles peuvent être uni-, bi- ou tri-dimensionnels, avec évidemment une complexité accrue avec le nombre de dimensions.

Les situations et géométries évoluées nécessitent le passage par une discrétisation d'espace, et de temps si l'approche est transitoire : ce sont les modèles numériques.

Ils sont souvent présentés comme des logiciels où l'on peut introduire pratiquement n'importe quel paramètre, avec sa variation temporelle, et n'importe quelle géométrie de stockage.

Ils sont de deux types :

- 1/ les modèles par différences finies;
- 2/ les modèles par éléments finis.

A l'inverse, les modèles analytiques permettent de fournir la valeur continue des températures et des flux en fonction du temps et de l'espace. Ils ne peuvent cependant pas tenir compte de situations complexes et nécessitent souvent des hypothèses

simplificatrices. Pourtant, ils sont souvent utilisés car ils sont plus simples à manipuler et peuvent par exemple être appliqués sur une simple calculette de poche.

De plus, l'influence de chaque paramètre est clairement perçue dans les formules. Ces équations analytiques donnent lieu, par exemple, à l'établissement de tableaux, courbes, abaqués, rendant la modélisation très rapide.

Entre le modèle analytique stationnaire unidimensionnel, qu'on utilise sur une petite machine, et le modèle par éléments finis transitoire tridimensionnel, qui nécessite un ordinateur puissant, la précision est évidemment proportionnelle aux moyens mis en oeuvre. Cependant, le premier modèle permet de fixer les idées pour une première approche (parfois la seule dans le cas de maisons unifamiliales) et le second peaufinera éventuellement les dimensions calculées par le premier.

Nous allons citer ici un certain nombre de modèles destinés au dimensionnement de systèmes, pour lesquels les théoriciens, en accord avec les données des expérimentateurs, ont réellement fait un effort de présentation, de synthèse et de modularité pour assurer la souplesse d'emploi.

D'autres modèles ont été conçus; ils seront en partie présentés dans un chapitre ultérieur. Mais, ces derniers sont axés sur une recherche plus fondamentale des phénomènes mis en jeu et beaucoup moins sur le design et l'aspect financier.

12.3.2.1. Les modèles analytiques

Pour les systèmes basés sur un stockage intersaisonnier de divers types:

- OPENSOL est un logiciel d'optimisation de différents systèmes :
 - a) traditionnels avec stock solaire en tampon;
 - b) avec liaison directe possible entre captage et chauffage;
 - c) avec tous les cycles possibles;
 - d) avec tous les cycles et débits variables continuellement;
 - e) pour les pompes à chaleur et les aéro-convecteurs.

Il a été mis au point à l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris et il calcule la commande optimale par minimisation d'une fonction /265/.

- SOLPAC est un logiciel élaboré par le Bureau des Recherches Géologiques et Minières, en France, sur ordinateur compatible IBM/PC. La pompe à chaleur sur nappe, le stock en aquifère, les échangeurs enterrés horizontaux ou verticaux, ainsi qu'une étude financière, sont possibles. Le programme fournit des sorties utiles, du type longueur de tube ou temps de retour, au moyen de formules simplifiées /270/.

Pour les échangeurs verticaux dans le sol :

- Formules et abaques pour le calcul du flux de chaleur et des températures du sol lors de l'emploi d'échangeurs coaxiaux comme source de PAC, ont été mises au point dans le cadre du système CORAIL, financé par l'Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie.
Ces outils, utilisables sur un micro-ordinateur, permettent par exemple de calculer l'évolution des températures pour un fonctionnement continu à puissance constante, avec cette puissance comme paramètre /9/.
- Le Bureau d'Ingénieurs Conseils finlandais EKONO a mis au point un modèle simple utilisant seulement quelques paramètres (par exemple, le rapport conductance/longueur de tube, la distance entre tubes, ...) pour optimiser un stock par échangeur vertical dans la roche /99/.
- G. Hultmark, de la firme suédoise Andersson & Hultmark, utilise pour ses dimensionnements son programme SUNSYST qui calcule les températures et les puissances dans un système de chauffage solaire avec stock et pompe à chaleur.
L'originalité de cette étude est de ramener tous les sous-systèmes à un même niveau moyen de température /181/.
- Le Département de Physique Mathématique de l'Institut de Technologie de Lund en Suède est particulièrement actif en ce qui concerne l'approche théorique des stocks en terre.
Il présente notamment une série de formules simples, faciles d'emploi pour le dimensionnement de puits verticaux profonds

dans la roche /225/ et également pour celui de tuyaux en épingles enfoncés verticalement dans le sol /227/. Il fournit aussi des formules analytiques pour le calcul de différents types d'échangeurs verticaux /228/.

Ces formules peuvent être utilisées sur calculette de poche ou sur un micro-ordinateur. Elles permettent de fournir des ordres de grandeur utiles, comme par exemple le temps t nécessaire pour atteindre le régime stationnaire, donné par la relation $\alpha t/r^2 = 0.2$ où α est la diffusivité du sol et r le rayon considéré à partir du centre du tube.

- Le Laboratoire de Thermocinétique de l'Université de Nantes, en France, a mis au point un modèle utilisable pour les tuyaux coaxiaux enterrés verticalement /230/.

Pour les réservoirs d'eau enterrés

- Le CSTB à Sophia Antipolis (France) a développé un outil très simple de dimensionnement qui fournit rapidement un ordre de grandeur des performances d'un système de chauffage solaire avec stock en eau. Cet outil permet de mettre en évidence les paramètres essentiels et peut conduire à une évaluation graphique simple.
Les données d'entrée sont la météorologie, la charge thermique, les caractéristiques des collecteurs et du stock /85/.

Pour les aquifères

- Les chercheurs du " Strata Engineering " de Toronto au Canada, en collaboration avec l'Université de la ville, ont pu mettre en formules un certain nombre de facteurs influençant le temps de court circuit entre puits d'injection et puits de production /205/.

12.3.2.2. Les modèles numériques

Pour les systèmes

- Le plus connu des modèles numériques pour les systèmes globaux est TRNSYS commercialisé par le " Solar Energy Laboratory " de l'Université du Wisconsin à Madison, U.S.A.. Il comprend, en standard, les composants spécifiques suivants : collecteurs solaires, stockage en eau ou en galets, contrôleur, pompes, vannes, tuyaux, chauffage auxiliaire, échangeurs, bâtiment. Cependant, beaucoup de routines compatibles TRNSYS et développées par divers centres de recherche à travers le monde sont actuellement disponibles, comme par exemple ce module de stockage en terre par différences finies développé par J.W. Andrews, de la Brookhaven National Laboratory.
Cependant, TRNSYS utilise beaucoup de temps calcul et d'espace mémoire et sa présentation en routines à assembler en font un outil destiné à des utilisateurs avertis /249/.

- Le code MINSUN, quant à lui, a été développé dans la tâche VII de l'AIE, selon une idée de base du Studsvik Energiteknik AB (Suède). Il permet plusieurs options à l'intérieur de chaque sous-système (figure 63).

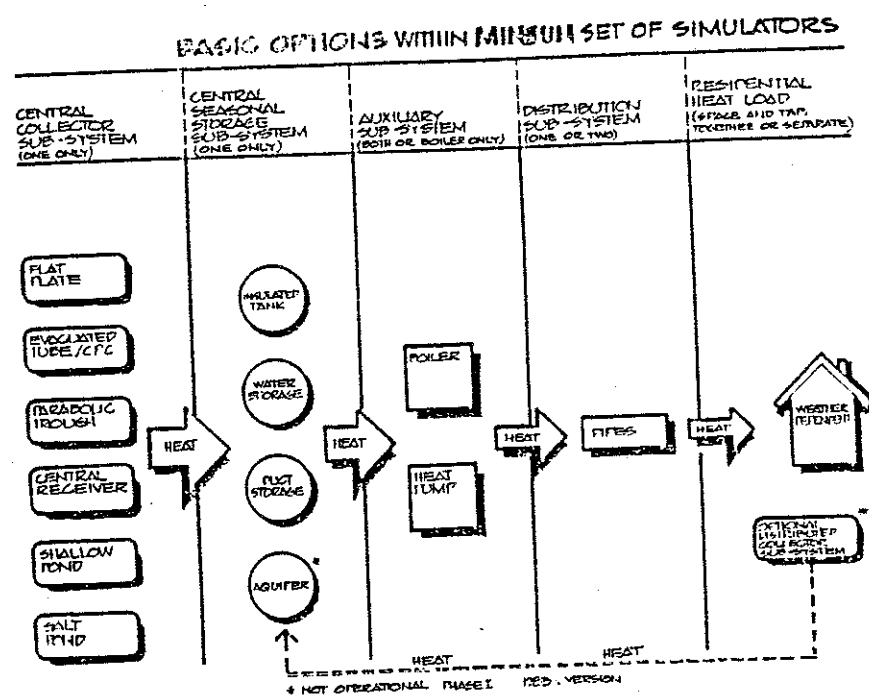


FIGURE 63

Il utilise des modèles simplifiés pour chaque composant et permet l'ajout de paramètres de dimensionnement propres à l'utilisateur. On peut réaliser une simulation simple, des simulations multiples ou une optimisation.

Le programme permet donc la simulation d'un système donné, l'analyse de sensibilité des paramètres et, grâce au module économique, le calcul des coûts (figure 64).

OVERVIEW OF MINSUN SET OF PROGRAMS

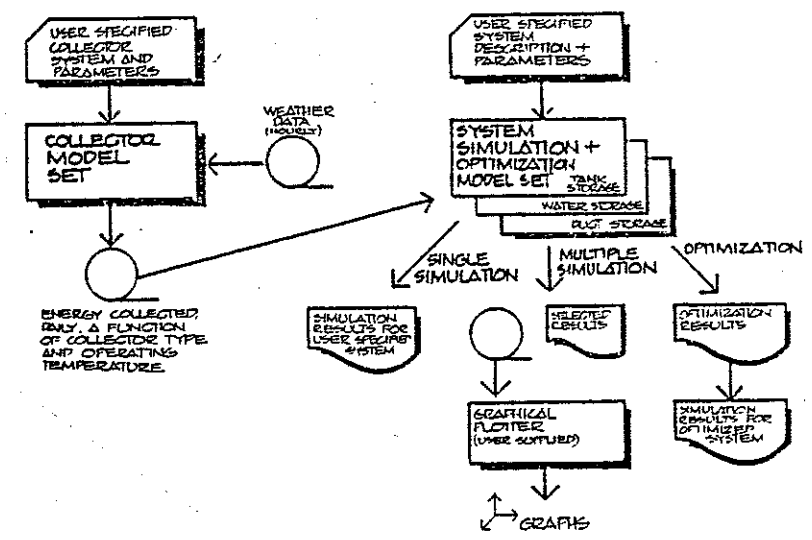


FIGURE 64

Sa simplicité lui permet d'être implanté sur un petit ordinateur et son usage est loin d'être complexe. Il présente un très bon agrément avec un programme plus évolué comme TRNSYS, ses seules limitations étant la rigidité du système : il n'existe pas de modules sous-systèmes indépendants et " connectables " de façon souple /174/, /320/, /323/.

Pour les échangeurs verticaux enterrés

- Le Laboratoire de Thermocinétique de l'Université de Nantes a développé un programme mixte analytique/numérique pour l'optimisation d'un stockage par tubes verticaux dans le sol, avec l'évaluation des performances de façon simple /8/.

- L'Institut für Wärmetechnik de la Technische Universität de Graz, en Autriche, a développé, sur base de données expérimentales et d'un programme par différences finies, un certain nombre de diagrammes permettant de dimensionner un échangeur sur base de la conductivité du sol (voir par exemple la figure 22) /157/.

Cette étude met par exemple en évidence une relation simple entre L , la longueur de tubes,

A , l'aire des collecteurs solaires,

QHS , la charge fournie à la sortie de la pompe à chaleur,

$$\text{soit } AL = C(QHS)^\eta$$

où C est fonction de la température du fluide caloporteur (40 m³/MWH² pour 5°C)

η est environ 2

- Le " Lawrence Berkeley Laboratory " de l'Université de Californie a mis au point le code PT qui calcule la distribution axisymétrique de température autour d'un système à simple tube vertical /94/.

Pour les échangeurs horizontaux enterrés

- Le Laboratoire de Génie Civil du CNRS, à Montpellier, fournit, sur base d'un programme par différences finies, des courbes de puissance par mètre de tube en fonction de la densité du sol, de sa teneur en eau et du nombre de cycles charge/décharge /235/.

- Le département de géologie de la " Chalmers University of Technology " de Goteborg, en Suède, fournit, pour un modèle par différences finies, la longueur de tube nécessaire en fonction de divers paramètres tels que propriétés thermiques du sol, climat, charge, pompe à chaleur /234/.

- La Compagnie Française des Pétroles et l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, sur base d'un modèle numérique développé dans le cadre du projet ENERGEROC, fournit une série d'abaques pour les grands échangeurs horizontaux réalisés par fracturation de la roche. Ces abaques servent à déterminer, pour différents débits et différentes tailles de fractures, la décroissance de la puissance de production en fonction d'un temps adimensionnel /131/.

Pour les réservoirs d'eau enterrés

- Hooper et Rosen de l'Université de Toronto, au Canada, ont développé un modèle numérique permettant la prédiction des

caractéristiques de pertes thermiques dans les réservoirs talutés /81/.

Pour les aquifères

- D2AQ est un programme par éléments finis issu de la " Technical University of Denmark " à Lyngby. Il constitue un bon outil pour la prédiction et l'interprétation d'expériences de stockage en aquifère. Il inclut notamment les effets de la viscosité et de la convection induite thermiquement /82/.

12.3.3. Les manuels et les " handbooks "

- L'American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) projette de publier très prochainement un manuel de dimensionnement destiné aux ingénieurs praticiens. Ce manuel rassemble les informations pertinentes disponibles dans la littérature et identifie l'état de l'art des systèmes actuellement opérationnels. La figure 65 donne sa table des matières /171/.

DESIGN DATA MANUAL CONTENTS

The ASHRAE Design Data Manual in its present form consists of three major sections plus the appendices and bibliography. These are:

- 1) INTRODUCTION AND OVERVIEW
 - a) The Closed-Loop Ground-Coupled Heat Pump Concept
 - b) Earth Temperature Variations
 - c) Thermal Behavior of Ground-Coupling Systems
- 2) PRELIMINARY DESIGN PROCEDURES
 - a) Site, Climate, and Economic Considerations
 - b) Determination of Soil Thermal Characteristics
 - c) Ground-Coupling System Selection
 - d) Building Design Load and Energy Calculations
- 3) GROUND-COUPLING SYSTEM DESIGN METHODS
 - a) Design of Ground Heat Exchangers
 - b) Determination of Soil Resistance
 - c) Optimization, Simulation and Numerical Methods
- 4) APPENDICES
 - a) Soil Properties
 - b) Ground Heat Exchanger Configurations
 - c) Mathematical Derivations and Background
 - d) Pipe Selection and Pressure Drop Considerations
 - e) Circulating Fluids
 - f) Equipment Room Requirements
 - g) Building Design Load Calculations

FIGURE 65

- Le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM, France) va prochainement éditer un handbook rassemblant les différentes techniques d'évaluation des projets : doublets géothermiques, stockage d'eau chaude en aquifère par puits unique et par doublet, pompes à chaleur sur nappes superficielles et échangeurs enterrés en sol non perméables /270/.
- Le Département de Physique Mathématique de l'Institut de Technologie de Lund, en Suède, a publié un handbook dont les références sont :

CLAESSON, EFTRING, ESKILSSON, HELLSTROM. 1983. Markvarme. En handbok om termiska analyser. (Ground heat systems. A handbook on Thermal Analysis), Mathematical Physics, Lund Institute of Technology, Lund, Sweden.

Ce manuel, disponible bientôt en version anglaise, traite des stocks en réservoir d'eau, en conduits enterrés et en aquifère, ainsi que des échangeurs dans le sol considérés comme sources d'extraction pour une pompe à chaleur /90/.

- Pour les stockages diurnes, on peut citer également les références suivantes /288/ :

- a/ EPRI Commercial Cool Storage Design Guide
- b/ EPRI Chilled Water Design Manual
- c/ EPRI Cool Storage Seminar
- d/ ASHRAE 1985 Technical Data Bulletin - Thermal Storage
- e/ ASHRAE Survey of Thermal Storage - Installations in USA and Canada

EPRI = Electric Power Research Institute américain

ASHRAE a déjà été défini

- De façon générale, les conclusions de workshops et de conférences internationales fournissent les grandes lignes de conduite; par exemple, elles permettent de répondre à la question : " Quel type de stock choisir pour un petit, un moyen ou un grand système ? " /21/.

12.3.4. La démarche de la conception

La conception doit toujours commencer par une investigation du terrain qui fournit des informations sur la taille et la localisation des formations géologiques, des lacs. Parfois, les données de cartes sont suffisantes si celles-ci sont précises. Ensuite, une information supplémentaire concernant les paramètres thermiques et hydrauliques du sol fournissent le potentiel de la ressource.

Enfin, une information plus détaillée (analyses chimiques, capacité et flux de l'eau souterraine, ...) est parfois nécessaire aux calculs de dimensionnement /32/.

Au niveau de cette investigation, une " check-list " comportant les différents éléments à mesurer ou à évaluer est particulièrement utile.

Le tableau 3, par exemple, montrait les paramètres à déterminer pour l'exploitation thermique d'un aquifère /126/. Cette dernière application nécessite précisément une investigation poussée et généralement coûteuse. Il s'agit d'abord de forer un ou deux premiers puits d'observation et de test.

Ensuite, il faut effectuer des tests de pompage, ainsi qu'un certain nombre de mesures de l'hydrodynamique et de la chimie de l'aquifère.

Enfin, il faut tester l'aquifère thermiquement par une injection continue de chaleur.

C'est seulement à la condition que ces tests soient concluants que l'installation réelle peut être dimensionnée /127/, /196/.

Pour le stockage par échangeurs enterrés également, il s'agit de placer un réseau de sondes de mesures dans le sol, et d'en analyser les résultats avec minutie. Ces résultats, injectés dans plusieurs modèles de dimensionnement (il est utile de les comparer entre eux) fourniront les grandeurs utiles pour la conception /142/.

Les trois paramètres de taille doivent d'abord être déterminés : taille de la collecte de chaleur, taille du stock et taille de la pompe à chaleur /260/.

Il est intéressant de comparer, pour ces 3 paramètres, ainsi que pour d'autres (profondeur de l'échangeur, niveau de température, etc.), différentes combinaisons de sous-systèmes /114/.

Il ne faut jamais perdre de vue lors de ces comparaisons que le système doit d'abord être dimensionné en fonction de la charge thermique de l'immeuble et que, par exemple, s'il y a du conditionnement d'air estival pouvant recharger le stock, c'est sur ce pic de refroidissement qu'il faut calculer la taille d'échangeurs enterrés. En effet, les conditions de sécheresse estivale rendent le transfert thermique moins efficient. Le surdimensionnement hivernal n'est de toute façon jamais inutile /145/.

13. LA MISE EN COMMUN DE RESULTATS

Un modèle théorique, aussi bon qu'il soit, ne présente sur l'expérience réelle que l'avantage de la souplesse.

La mise en commun des résultats d'expériences diverses menées partout dans le monde reste la meilleure source d'information du concepteur de système.

A cause des grandes difficultés rencontrées lorsque les projets réels sont ainsi comparés, il a été proposé, suite aux conférences internationales, de normaliser la présentation des résultats selon des formats communs. Il est clair que les difficultés essentielles proviennent du traitement des aspects économiques à cause de la dépendance de cette matière avec les politiques nationales, les taux d'intérêt pratiqués, le marché et les services de maintenance locaux /23/.

Régulièrement, les experts de tous les pays se rencontrent et établissent des recueils de résultats.

L'Agence Internationale de l'Energie organise régulièrement des réunions de travail sur le design et les performances des installations. Le programme général de l'AIE est guidé par un Comité Exécutif, tandis que l'organisation des tâches individuelles est confiée à des Agents de supervision.

En ce qui concerne le programme de Chauffage et de Refroidissement Solaires les 10 tâches sont les suivantes :

Tâche I :

Investigation des performances des systèmes de chauffage et de refroidissement solaire.

Supervision : Technical University of Denmark

Tâche II :

Coordination de la R & D concernant le chauffage et le refroidissement solaire.

Supervision : Solar Research Laboratory - Girin, Japan

Tâche III :

Test de performances des collecteurs solaires.

Supervision : University College, Cardiff, U.K.

Tâche IV :

Développement d'un " handbook " sur l'insolation et l'instrumentation.

Supervision : U.S. Department of Energy

Tâche V :

Utilisation de données météorologiques existantes pour les applications d'énergie solaire.

Supervision : Swedish Meteorological and Hydrological Institute

Tâche VI :

Performances des systèmes de chauffage, refroidissement et de production d'eau chaude sanitaire utilisant des collecteurs sous vide.

Supervision : U.S. Department of Energy

Tâche VII :

Installations centrales de chauffage solaire avec stockage intersaisonnier.

Supervision : Swedish Council for Building Research

Tâche VIII :

Bâtiments basse énergie solaires passifs et hybrides.

Supervision : U.S. Department of Energy

Tâche IX :

Radiation solaire et études pyranométriques.

Supervision : Canadian Atmospheric Environment Service

Tâche X :

Recherche et tests de matériaux.

Supervision : Solar Research Laboratory, Girin, Japan

Les objectifs de la tâche VII sont de déterminer la faisabilité technique et la rentabilité de grands systèmes solaires avec stockages intersaisonniers.

La phase I, terminée en 1983, comprenait 5 sous-tâches :

étude des systèmes et optimisation;

sous-système collecteurs;

stockage de chaleur;

système de distribution;

étude préliminaire de dimensionnement.

La phase II, terminée fin 1985, comprenait 3 sous-tâches :

amélioration du logiciel MINSUN;

évaluation des concepts des systèmes;

échange de l'information.

De nombreux rapports sont actuellement disponibles et constituent une mine d'informations du plus haut intérêt /170/, /182/, /186/, /320/, /321/.

Une étude de l'énergie solaire couplée à une pompe à chaleur pour le chauffage et le conditionnement des locaux a été menée par le Département de l'Energie des Etats-Unis (D.O.E.).

Beaucoup de systèmes envisagés utilisaient le sol comme source de chaleur ou comme volume de stockage.

Les résultats de cette étude sont également intéressants /183/.

Des workshops sur le thème " Solar assisted heatpumps with ground coupled storage " sont organisés régulièrement conjointement par l'AIE et le Joint Research Centre des Communautés Européennes à Ispra, en Italie. Les proceedings, rassemblant les communications, ainsi que les conclusions des présidents de séances, sont riches en enseignements divers. Jusqu'à présent, deux workshops ont été organisés : à Ispra en 1982 et à Vienne en 1985 /185/, /187/, /219/.

De la même manière, les conférences internationales sur le thème du stockage de l'énergie pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments (Seattle, 1981; Stockholm, 1983 et Toronto, 1985) donnent lieu à d'excellents recueils de communications qui ont d'ailleurs constitué la matière première du présent rapport /232/.

Une analyse statistique de tous les résultats des diverses expériences mondiales serait très utile.

Déjà, certaines théories statistiques ont été appliquées localement.

Par exemple, l'utilisation de la théorie de la prise de décision multi-critères a servi à déterminer la capacité optimale d'un système avec stockage thermique /107/.

La corrélation longueur de tubes enterrés/surface de collecteurs solaires a permis la déduction de formules simples de dimensionnement /157/.

Lorsqu'un institut de recherche ou une firme dispose d'un certain nombre d'installations dont il peut extraire des données standardisées, les résultats statistiques tirés de ces données apportent davantage que n'importe quelle étude théorique, par exemple : 10 installations de stockage de grande dimension étudiées par l'AIE /170/, 9 sites dans l'Etat de New York où la pompe à chaleur utilise le sol comme source d'énergie /151/, 60 pompes à chaleur sur tubes verticaux dans la roche pour maisons individuelles étudiées par le Swedish State Power Board /156/, 5 000 pompes à chaleur sur sol installées par la firme suédoise AGA Thermia /108/.

Dans nos pays, le rapport qualité/prix des installations prototypes ne peut plus guère augmenter sans une sérieuse stimulation des initiatives privées : il est temps de lancer des projets strictement commerciaux qui parviendront à percer le marché, actuellement limité à quelques fanatiques des énergies alternatives /188/, /189/.

C'est pour cette raison qu'il a été décidé d'inviter tout spécialement les firmes privées intéressées aux prochaines conférences et workshops /185/.

Enfin, la technique du stockage dans le sol nécessite la mise en commun de l'expérience de spécialistes d'origines extrêmement variées (géologues, informaticiens, constructeurs, architectes, biologistes, chimistes, économistes) /312/.

A cet égard, à une échelle réduite (10 personnes de formations différentes), l'expérience de l'équipe Energie de la Fondation Universitaire Luxembourgeoise s'avère très fructueuse.

14. RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

Dans ce chapitre seront traités les problèmes encore en cours d'investigation en matière de stockage thermique : ces problèmes qui occupent actuellement les laboratoires de recherche et les bureaux d'études et qui donnent lieu à des expériences et des modèles mathématiques divers.

14.1. LA GEOTHERMIE

L'utilisation thermique des sources chaudes remonte à la plus haute antiquité, et les premières applications industrielles sont apparues au début de ce siècle, en Hongrie, pour la production de chaleur et en Italie, pour la production d'électricité. En 1974, près de 40 pays recouraient à ce type d'énergie, essentiellement pour la production d'électricité, à partir de gîtes de vapeur à haute température.

La France est un des pays pionniers en matière d'exploitation des ressources en eau chaude. Le doublet géothermique a été mis au point par un ingénieur pétrolier français, Pierre Maugis. Fin 1984, 50 installations de doublet sur aquifère profond sont en exploitation en France et une vingtaine d'autres sont en cours d'équipement ou de réalisation /17/.

La ressource est gigantesque.

On sait que la température du sous-sol augmente régulièrement avec la profondeur; le gradient de température, ou gradient géothermique, est, en moyenne de 1°C pour 30 mètres. Toutefois,

dans certaines zones, il peut être notablement plus élevé et atteindre des valeurs de l'ordre de 3°C pour 30 m.

La température profonde est imposée par une énergie d'origine interne qui provient essentiellement de deux sources :

- la désintégration des isotopes radioactifs;
- la chaleur provenant de la formation de la terre et des modifications de sa structure.

Cette énergie thermique se dégage vers l'extérieur sous forme de flux géothermique de deux manières :

- par conduction, des régions chaudes vers les régions froides;
- par convection, en accompagnant toute matière en déplacement (eau ou magma), ce qui peut conduire à de fortes accumulations locales de chaleur.

Les zones superficielles à gradient géothermique anormal peuvent donc être associées soit à des domaines où la radioactivité locale est intense, soit à des zones affectées par des effets de convection.

A titre d'exemple, le refroidissement très lent du fait de la faible conductivité thermique des roches d'une intrusion magmatique lenticulaire de 1 km d'épaisseur et de 20 km de diamètre, mise en place à 1 200°C, dégage environ 10^{20} Joules, soit l'équivalent de la consommation totale en énergie de la France pendant 100 ans /20/.

Il est pratiquement exclu d'exploiter le flux géothermique normal transmis par conduction (en moyenne de 60 mW/m²), même sur le Massif Central où l'on note une anomalie positive de flux de 110 mW/m² ou à l'Ouest de la Mer du Japon, où l'on mesure 120 mW/m². Il faudrait une surface de plusieurs centaines de milliers de mètres carrés de sol pour capter cette énergie. De même, les manifestations directes des volcans sont beaucoup trop irrégulières et inconstantes. Les seuls gisements exploitables sont constitués par des masses d'eau ou de vapeur imprégnant le terrain poreux. A faible profondeur, ce sont les aquifères superficiels dont nous avons largement discuté et à plus grande profondeur, ils'agit de gisements à température élevée.

En règle générale, il faudra forer à 4 000 mètres de profondeur pour atteindre des températures de 120-140°C et à 6 000 mètres pour environ 200°C. Dans le premier cas, la chaleur ainsi produite pourrait être utilisée à des fins de chauffage domestique ou industriel; dans le second cas, pour la production d'électricité.

Remarquons que ces gisements d'eau souterraine constituent en fait des immenses stockages d'énergie thermique que la Nature approvisionne par conduction et par convection.

A nous d'en tirer parti !

Cependant, un certain nombre d'obstacles ont entravé jusqu'à présent le développement de cette énergie.

Des obstacles économiques, car le coût d'investissement initial reste élevé (de 250 à 350 millions de F.B.) par rapport à la mise en oeuvre d'autres énergies.

Des obstacles techniques, car deux contraintes conditionnent essentiellement l'utilisation de cette énergie :

- la première est due au fait que le marché de la chaleur géothermique est un marché captif : celle-ci ne peut être utilisée que sur place;
- la seconde est apparue plus récemment : il faut que la nappe présente certaines caractéristiques optimales de porosité et de localisation pour être exploitable.

Pour les aquifères superficiels, le doublet géothermique est largement utilisé.

Pour les gisements profonds, leur exploitation par sondages crée une circulation spontanée qui y remplace l'eau extraite et se réchauffe au contact de la roche. Même en l'absence d'apport de chaleur d'origine profonde, la chaleur ainsi emmagasinée peut fournir de l'énergie pendant longtemps (1 km² de roche à 250°C pourrait produire 10 MW pendant un siècle).

Les échangeurs utilisés pour cette récupération d'énergie sont alors du type " fracturation du massif rocheux en profondeur ".

14.2. LE SOL CONSIDERE COMME UN MILIEU POREUX INSATURE

Le sol insaturé occupe une position intermédiaire entre une roche sèche et une formation saturée (aquifère). Ce fait rend le traitement de ses propriétés très complexe car il convient de considérer le transport de la chaleur dans un milieu très variable et à travers une multitude de mécanismes.

Qualitativement, on peut dire que la chaleur peut être transportée en 3 phases : à travers la matrice solide du sol, ou par la phase liquide ou la phase gazeuse.

Les mécanismes dominants sont : la conduction dans les solides, la conduction et la convection dans le liquide, la chaleur latente disponible par diffusion de la vapeur dans les pores. De plus, le transfert de la chaleur dépendra de la teneur en eau et de la température /103/. Ce transfert de la chaleur, ainsi que le mouvement d'eau qui peut entraîner une convection dans la zone insaturée, sont donc d'un grand intérêt à la fois au-dessus et en-dessous du point de congélation de l'eau.

La congélation conduit à un changement fondamental des propriétés thermiques et hydrauliques et peut également induire un gradient d'humidité au front de solidification.

On remarque de façon générale que la pratique habituelle qui consiste à négliger les termes convectifs dans les modèles doit être sérieusement mise en question afin de déterminer les erreurs introduites /23/.

La convection peut se produire horizontalement, à cause des différences de pression, mais aussi verticalement à cause des variations de densité de l'eau souterraine, qui entraînent une poussée d'Archimède.

Les équations mises en jeu sont :

- l'équation de continuité,
- la loi de Darcy qui évalue la vitesse de l'eau souterraine,
- l'équation de l'énergie avec un terme convectif /87/.

Le mouvement vertical de l'eau est lié en partie au phénomène d'évaporation de l'eau du sol.

La variation temporelle de la teneur en eau peut s'exprimer comme le laplacien de l'élévation; c'est l'équation de Richards qui est largement utilisée dans la plupart des modèles.

Cette équation, qui exprime la conservation de l'eau dans un sol isotherme, peut être généralisée aux sols non isothermes. Cependant, la modélisation devient plus complexe car elle doit tenir compte des effets de la température, comme le flux liquide thermique, la diffusion de vapeur thermique, le flux de vapeur thermique, la diffusion isothermique de vapeur et la variation des coefficients de transport de la teneur en eau /308/.

En plus de l'évaporation, la convection associée aux précipitations et à la percolation, comme le montre la figure 66, peut être suffisante pour augmenter de façon substantielle les pertes thermiques /25/.

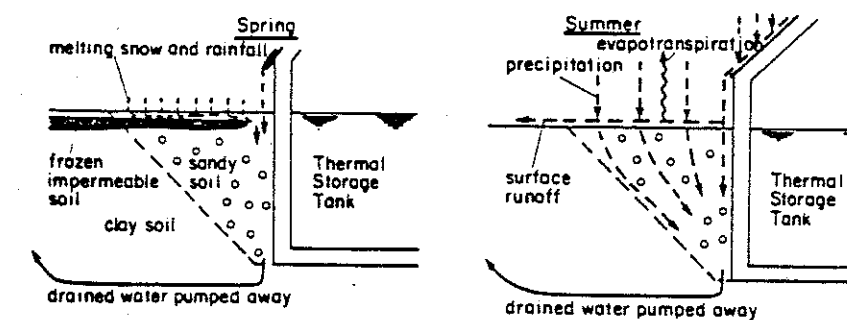


FIGURE 66

Dans un stock par échangeurs enterrés, l'eau souterraine à l'intérieur du volume, plus chaude, s'élève à cause de sa faible densité. Ceci crée une convection néfaste qui peut entraîner le flux thermique en dehors du réservoir de chaleur. Ceci peut être mis en évidence par des brusques sauts d'humidité lors d'une mesure de profil de teneur en eau par sonde à neutrons /123/. L'introduction d'un écran diminue ce transfert convectif /87/.

De même, dans les cavernes suédoises, un petit flux d'eau souterraine pourrait entraîner de légères pertes thermiques du stockage /163/.

Cependant, ni le mouvement naturel de l'eau induisant d'éventuelles pertes, ni la thermomigration induite par le gradient de température ne semblent avoir d'effets réellement néfastes sur le stock.

Dans une étude expérimentale de transfert de masse et d'énergie au-dessus d'un stockage de chaleur, il n'a pas été constaté de modifications importantes de l'équilibre de l'eau dans le sol et de la pression de la phase gazeuse /319/.

Aucun changement appréciable de la teneur en eau n'a été observé dans un bac expérimental, au Canada /325/ : ce qui permet de supposer que la diffusion est négligeable.

Dans aucune des 9 expériences en vraie grandeur menées dans l'Etat de New York, la migration de l'humidité en dehors de la zone de l'échangeur n'a causé un effet néfaste sur les performances /151/.

Dans le stock par tubes verticaux de Groningen, l'effet de convection peut être négligé /238/.

Ces observations expérimentales sont confirmées par la théorie. Même dans le cas extrême où le niveau de l'eau souterraine se trouve proche de la surface du sol, l'effet du mouvement d'eau est relativement faible : au grand maximum de 10 % sur l'extraction de chaleur. Le seul effet de l'infiltration verticale est indirect : elle influence la conductivité thermique et modifie l'effet conductif /89/. Il semble qu'aucun phénomène hydrogéologique ne soit causé par le stock de chaleur, ni l'inverse /102/.

En ce qui concerne l'évaporation, si on néglige l'influence de tous les termes induits thermiquement, l'erreur sur la vitesse d'évaporation n'est jamais supérieure à 1 % /308/.

En fait, pour les perméabilités considérées dans un sol normal, la vitesse naturelle de l'eau souterraine est en général trop faible pour influencer le flux thermique /301/, /87/.

Cependant, lorsque la perméabilité augmente, la convection naturelle de l'eau du sol peut réduire considérablement l'efficacité d'un stockage /302/.

Par exemple, dans un stock thermique en aquifère, il convient de ne pas sous-estimer ce flux souterrain /197/.

Par ailleurs, dans un sol à faible porosité, il semble qu'on ne peut négliger ces phénomènes hydrauliques que si le sol n'est pas congelé /45/.

Sinon, les seuls effets importants liés à la migration d'eau sont locaux : elle entraîne un assèchement autour des tuyaux échangeurs qui diminue le transfert thermique /226/.

Jadis, les modèles de flux hydrauliques souterrains se basaient sur la relation de Philip et de Vries (PdV) établie dès 1957. Actuellement, l'application de la thermodynamique irréversible a permis de développer une théorie beaucoup plus générale /308/. Cependant, la complexité des relations rend les modèles de

stock inabornables si on désire tenir compte à la fois du flux thermique et du flux d'eau.

Un certain nombre d'auteurs se sont néanmoins risqués à des modèles simplifiés, unidimensionnels :

- tel TRUCHAM, modèle analytique développé par l'Université de Toronto /226/;
- tel ce modèle par éléments finis, mis au point par la " Westfaelische Technische Hochschule " de Aachen, en RFA, qui tient compte du flux d'eau souterrain dans les aquifères /86/, /179/;
- tel enfin cet excellent modèle numérique développé au Département des Sciences du Sol de l'Université suédoise de Uppsala, SOIL, qui peut tenir compte de l'infiltration, de l'évapotranspiration, des précipitations, de la température de l'air, de la fonte des neiges et du gel du sol /115/, /328/.

14.3. L'EXERGIE

Depuis la fin des années 50, un concept, l'EXERGIE, est utilisé en thermodynamique comme une mesure de la qualité ou de la valeur d'une quantité de chaleur.

Si la chaleur est utilisée pour créer un travail mécanique ou pour fabriquer de l'électricité, la quantité maximum de travail produite - lorsqu'une quantité fixée de chaleur est portée aux conditions de température et de pression de son environnement - est une mesure de la qualité de l'énergie, ou du potentiel de la quantité de chaleur fixée initialement.

Ce travail maximum est l'exergie.

Si le travail possède une valeur, par exemple en FB/MJ, il existera une valeur correspondante pour l'exergie, toujours plus faible à cause des pertes inévitables de qualité /286/.

L'exergie, comme l'enthalpie, est exprimée en Joules par kilogramme, mais elle ne constitue que la fraction convertible en travail.

L'exergie est perdue à tous les niveaux dans un processus de transformation, à la fois par la perte d'énergie thermique et par l'augmentation d'entropie /262/.

Le changement d'exergie entre la chaleur de charge et la chaleur de décharge d'un système de stockage constitue une mesure de la perte de qualité de l'énergie.

C'est l'avis d'un certain nombre d'auteurs de préférer les bilans exergétiques pour les installations comportant des capteurs solaires, un stockage et surtout une pompe à chaleur qui peut relever l'exergie en dégradant cependant une énergie noble, l'électricité, qui sert à actionner son compresseur /23/.

L'exergie est calculée simplement lorsque les conditions de la quantité d'énergie et de l'environnement sont connues.

Pour l'eau, par exemple,

$$e = 4.18 \times (T - T_0 - T_0 \times \ln T/T_0) \text{ kJ/kg} \quad (2)$$

où T est la température absolue de l'eau

T_0 est la température absolue de l'environnement
(terre, roche)

Le bilan exergetique d'un stock est toujours plus pessimiste que le bilan énergétique car il existe des pertes irréversibles, irrécupérables.

Par exemple, si on injecte dans un réservoir d'eau une quantité de chaleur entre 30°C et 40°C et qu'on récupère la même quantité de chaleur entre 30°C et 20°C, si l'environnement est à 10°C, le rendement énergétique est égal à l'unité, tandis que le rendement exergetique n'est que 0.6.

Comme l'énergie ainsi récupérée exigera un travail plus important de la part de la pompe à chaleur pour être utilisable dans le circuit de distribution, on remarque que l'exergie constitue, plus que l'énergie, un facteur de mesure de l'aspect économique d'un processus.

14.4. LES MODELES MATHEMATIQUES

14.4.1. L'utilité d'un modèle

Lors de l'étude des stockages thermiques, les simulations utilisant des modèles mathématiques jouent un rôle important. Elles servent à plusieurs usages /39/.

- Pour comprendre les processus : par des études génériques, quelques facteurs-clés peuvent donner lieu à une investigation pour tenter de mieux comprendre le processus obtenu. Ces facteurs sont par exemple la dispersion dans les aquifères, le séchage autour d'échangeurs enterrés, ...
- Pour déterminer la sensibilité aux paramètres et, par exemple, évaluer la précision nécessaire pour la mesure d'un paramètre.
- Pour dimensionner une installation, déterminer les lignes-guides et l'instrumentation.
- Pour tester une installation a posteriori, et mettre en évidence les éventuelles imperfections du modèle et/ou de l'installation.
- Pour prévoir le comportement d'un système, étant donné la situation actuelle et différents scénarios possibles /39/.

14.4.2. Le " cahier des charges " des modèles /38/

Le processus thermique dans un stockage est différent pour chaque type de stock. Les modèles seront donc également différents. Ils devront cependant répondre à des exigences similaires pour la région en dehors du volume de stockage.

Une description raisonnablement correcte de la conduction de chaleur dans le sol avoisinant est nécessaire pour déterminer les pertes. Ce processus extérieur est couplé au processus à l'intérieur du stock et aux conditions de charge variables dans le temps.

Pour la description de la zone extérieure, le modèle doit tenir compte :

- d'une conduction de chaleur en 3 dimensions, éventuellement avec une symétrie cylindrique;
- de propriétés thermiques hétérogènes;
- de la présence d'une isolation thermique à n'importe quel endroit autour du stock;
- d'un débit variable dans le temps pendant l'injection et l'extraction de la chaleur;
- d'une température d'entrée du fluide variable ou d'une puissance donnée d'injection/extraction;
- d'une température de surface variable.

Un certain nombre de points secondaires peuvent être également étudiés dans un modèle; il s'agit :

- de la congélation du sol;
- du flux local d'eau souterraine;
- de la thermoconvection induite;
- du flux d'eau dans les fissures du sol;
- de l'infiltration de l'eau de pluie;
- de la migration de l'humidité du sol.

Pour les stockages en conduits (échangeurs horizontaux ou verticaux), les points suivants doivent être envisagés :

- le processus thermique " global ", tridimensionnel à l'intérieur de la région de stock;
- le processus local autour de chaque tuyau;
- le couplage thermique entre ces deux processus;
- la variation spatiale de la température du fluide caloporteur le long d'un tube, avec un bilan de chaleur qui considère l'interaction avec le processus local;
- un arrangement quelconque des tubes (espacement, disposition, ...);

- la possibilité de zones hydrauliquement séparées, pour créer une stratification entre, par exemple, une zone centrale et une zone extérieure.

Pour les stocks en réservoirs d'eau, les exigences du modèle seront :

- le transfert par convection et diffusion à travers le stock couplé au flux de chaleur à travers les parois;
- l'effet des pierres dans le cas d'un stock mixte eau/cailloux;
- l'injection et l'extraction de l'eau à des niveaux variables, selon la température de l'eau de stockage.

Pour le stock en aquifère, il faut tenir compte :

- d'un transfert de chaleur tri-dimensionnel avec des conductivités thermiques différentes selon le rayon et selon la verticale;
- d'un transfert de chaleur convectif radial;
- d'une dispersion à travers la nappe.

14.4.3. Revue des différents modèles /37/, /88/

Il est impossible de citer ici tous les modèles disponibles : pratiquement chaque auteur a développé son propre modèle pour sa propre expérience.

Dans les modèles analytiques, beaucoup d'effets parasites (convection, changement de phase, anisotropie, ...) sont souvent négligés. La géométrie du système doit être simple et il n'est pas évident de trouver des solutions explicites lorsque le problème dépasse une dimension.

Citons les modèles de Kalman (Georgia Tech.), Panrod (Kentucky University), Ingersoll et Plass (University of Wisconsin), Hadley (EEI), Vestal (Texas A & M), Laborelec (Belgique), ...

Une méthode rarement utilisée est celle des paramètres répartis, où par exemple le sol peut être modélisé comme une série de volumes cylindriques concentriques autour d'un tube, avec une seule valeur de température par volume, fonction du temps uniquement (American Helio-thermal - Denver, Colorado; Technical University - Denmark; Lund University - Sweden).

Les études détaillées, elles, sont confiées aux méthodes numériques par différences finies ou par éléments finis. Les éléments finis permettent une grande flexibilité de modélisation pour des formes géométriques complexes. La précision de la solution dépend davantage de la discrétisation lorsque les différences finies sont utilisées.

On peut par exemple retenir le modèle GROCS, développé par Andrews et ses collaborateurs à la " Brookhaven National Laboratory ". Il s'agit d'un modèle par différences finies,

compatible TRNSYS, qui permet la représentation de serpentins horizontaux ou verticaux ou de réservoirs d'eau.

14.4.4. L'efficacité des modèles

On peut considérer qu'un bon nombre de modèles actuellement disponibles sont suffisamment au point pour fournir un accord satisfaisant avec les mesures expérimentales.

Les modèles de l'Université de Lund en Suède ont, par exemple, été vérifiés à partir de 8 expériences en vraie grandeur sans présenter de défaut majeur /38/.

Même les modèles concernant le stock en aquifère, où il faut faire intervenir la conduction et la convection, le flux d'eau souterraine, les effets gravitationnels, l'anisotropie et une géométrie complexe, donnent d'excellents résultats lorsqu'ils sont appliqués à des cas réels.

Pour se convaincre de l'intense activité dans ce seul secteur des aquifères, citons les modèles actuellement disponibles :

- PT, développé par le Lawrence Berkeley Laboratory; il calcule le couplage des flux d'eau et de chaleur dans un milieu poreux saturé ou un milieu poreux fracturé /197/;

- SFM, mis également au point par le Lawrence Berkeley Laboratory, qui est un modèle stationnaire beaucoup plus simple, mais aussi beaucoup plus limité que PT /96/;
- l'Université de technologie de Helsinki, en Finlande, a développé un modèle tri-dimensionnel validé avec succès sur une expérience à Rajamaki /204/;
- USGS3-D, le modèle réalisé par Hooper & Angus Associates au Canada, fournit d'excellents résultats, sauf en ce qui concerne l'anisotropie de l'aquifère /127/;
- GREASE2, de GeoTrans à Reston aux USA, est un modèle par éléments finis qui fournit un bon accord général avec l'expérience, même en dépit d'incertitudes sur les valeurs de certains paramètres spécifiques au terrain /95/;
- AQUASTOR, du Pacific Northwest Laboratory à Richland aux USA, est un modèle qui s'occupe de l'analyse économique des ATEs /96/, /215/;
- CFEST, du même laboratoire, constitue la partie technique de l'étude et représente un modèle par éléments finis très complet /96/, /215/;

- ATESSS,
a été développé, toujours par le même laboratoire, pour tenir compte des effets de la stratégie opératoire sur les performances des ATEs /215/;

- AFM,
développé par le Pacific Northwest Laboratory, établit le lien entre les différents modèles cités /96/;

- USGS,
de Angus et Williams et
ASMP (thèse doctorale chinoise),
ont été utilisés avec succès dans le cadre des expériences chinoises d'utilisation des aquifères pour le refroidissement des locaux /217/;

- AST
ASM
sont deux programmes mis au point par l'Université suédoise de Lund qui ont permis de mettre en évidence l'influence de l'inhomogénéité sur les performances de l'aquifère de Scarborough, au Canada /208/.

14.4.5. Quelques domaines encore à développer

Dans ces nombreux modèles développés à travers le monde, il manque parfois quelques points spécifiques qui mériteraient qu'on s'y attarde et qui sont peu abordés par les théoriciens.

Les transferts de masse et d'énergie dans la zone insaturée comprise au-dessus d'un stock sont particulièrement importants. En effet, cette zone constitue le tampon entre le stockage, largement modélisé et relativement connu et la surface du sol, soumise aux aléas de la météorologie.

Le Laboratoire de Génie Civil de l'Université des Sciences et Techniques du Languedoc, à Montpellier en France, s'est penché sur le problème et conclut qu'il est possible d'envisager des modèles simplifiés donnant rapidement le profil de température et de teneur en eau, ainsi que les flux de chaleur dans cette zone particulière /84/.

Les problèmes d'infiltration, d'évapotranspiration et de redistribution dans le profil du sol, l'influence des précipitations, de la fonte des neiges ne sont traités que dans de rares modèles, comme SOIL (déjà cité en 14.2), mis au point par le Département des Sciences du Sol de l'Université agricole de Uppsala en Suède /115/, /328/.

L'interface sol/air est en général négligé dans les modélisations. Considérer par exemple que la température de la première couche du sol est égale à la température de l'air ambiant est pratique courante, qui entraîne cependant une surestimation du transfert thermique de l'air vers le sol. La seule façon correcte de faire est d'établir le bilan d'énergie de la première couche superficielle /83/.

Le modèle MINTEQ, utilisé par le Pacific Northwest Laboratory pour l'évaluation des performances du stock en aquifère, est un des seuls qui tiennent compte de l'activité chimique des constituants dans l'aquifère. Il s'agit pourtant d'un phénomène qu'il ne faut pas négliger dans l'étude des ATEs /140/.

Les problèmes, déjà soulevés plus haut, de la couche frontière fluide/tube dans un échangeur enterré, de la résistance thermique du tube lui-même et de la résistance de contact tube/sol, s'ils sont négligés dans un modèle, peuvent conduire à une accumulation d'erreurs et à une simulation irréaliste de stockage en terre /325/.

Les modèles permettant à la fois l'analyse technique et l'analyse économique des performances d'un système global sont rares et souvent peu vérifiés par l'expérience réelle /160/, /177/.

14.4.6. Modèle simple ou modèle complexe ?

Entre le modèle très simple, utilisable sur un petit ordinateur, et le modèle numérique complexe, en passant par les méthodes analytiques employant la technique de superposition des phénomènes /89/, /329/, le choix est parfois difficile.

Dans plusieurs cas, pour un dimensionnement " courant " (par exemple : serpentins horizontaux sur pompe à chaleur pour une habitation unifamiliale), les modèles simples, les " rules-of-thumb " suffisent /151/.

Lorsqu'on s'intéresse à des problèmes stationnaires, les méthodes analytiques simples donnent à peu de chose près les mêmes résultats que les modèles numériques complexes /92/, /96/, /84/, /85/. Ils ont l'avantage de fournir très rapidement un ordre de grandeur des performances des systèmes, en ne nécessitant que peu de paramètres d'entrée, mais sont inadéquats lorsqu'on veut étudier de près un phénomène transitoire complexe.

La comparaison du modèle simple MINSUN et du modèle complexe TRNSYS, pour une même configuration, montre que MINSUN surestime l'énergie solaire récupérée aux capteurs, les températures des premières couches du sol et la fraction solaire /264/.

S'il est vrai que les modèles simples s'avèrent plus pratiques pour la plupart des bureaux d'études, il est également vrai que le développement des micro-ordinateurs permet actuellement à n'importe quelle petite société d'implanter un logiciel comme TRNSYS sur un simple PC /185/.

14.4.7. Les limitations des modèles mathématiques

Les résultats de simulations mathématiques doivent être analysés avec un esprit critique car il faut considérer qu'ils sont issus de lois physiques idéales et que les paramètres qu'on injecte dans les modèles ne sont pas toujours mesurés avec une grande précision. Avant d'utiliser ces résultats, il convient donc de vérifier la correspondance avec certains résultats expérimentaux et de les confronter avec les résultats d'autres modèles /99/, /165/.

Enfin, la portabilité des modèles dépend pour une large part de celui qui transfère le code et de celui qui le reçoit. Un bon contact entre chercheurs pourrait donner lieu à une standardisation des supports magnétiques et des variables d'entrée et de sortie des programmes.

La coopération entre les utilisateurs de modèles devrait également permettre l'utilisation pratique d'un code après quelques communications téléphoniques /23/.

14.5. LES MODELES NON MATHEMATIQUES

Si les modèles mathématiques jouissent d'un succès croissant avec les progrès de l'informatique, les modèles exploitant les analogies hydraulique et électrique des phénomènes thermiques restent d'actualité : ils permettent de visualiser rapidement l'équivalent d'un flux de chaleur ou d'une température.

Une autre forme de modèle, la maquette de stockage utilisée en laboratoire, possède l'avantage sur l'expérience en vraie grandeur que tous les paramètres peuvent être maîtrisés (soleil artificiel, température contrôlée, humidité imposée, homogénéité du sol, ...). Leur principal inconvénient est leur petite taille, qui ne permet pas toujours l'extrapolation au stockage réel, 1 000 ou 10 000 fois plus volumineux.

Comme il a été signalé au paragraphe 9.7, ces maquettes peuvent en outre servir d'instruments de mesure lorsqu'un modèle mathématique est ajusté aux résultats expérimentaux.

Au laboratoire de la F.U.L., nous possédons un bac expérimental de 0.6 m³ rempli actuellement de sable, dans lequel est installé un tube échangeur horizontal où peut circuler de l'eau à température et débit fixés. Une vingtaine de sondes de température permettent le suivi d'expériences qui ont pu, par exemple, mettre en évidence l'importance de la résistance de contact sol/tube.

C'est un bac à peu près similaire, bien que moins profond, qu'a imaginé Svec (Canada) pour étudier le transfert thermique des échangeurs enterrés (figure 67).

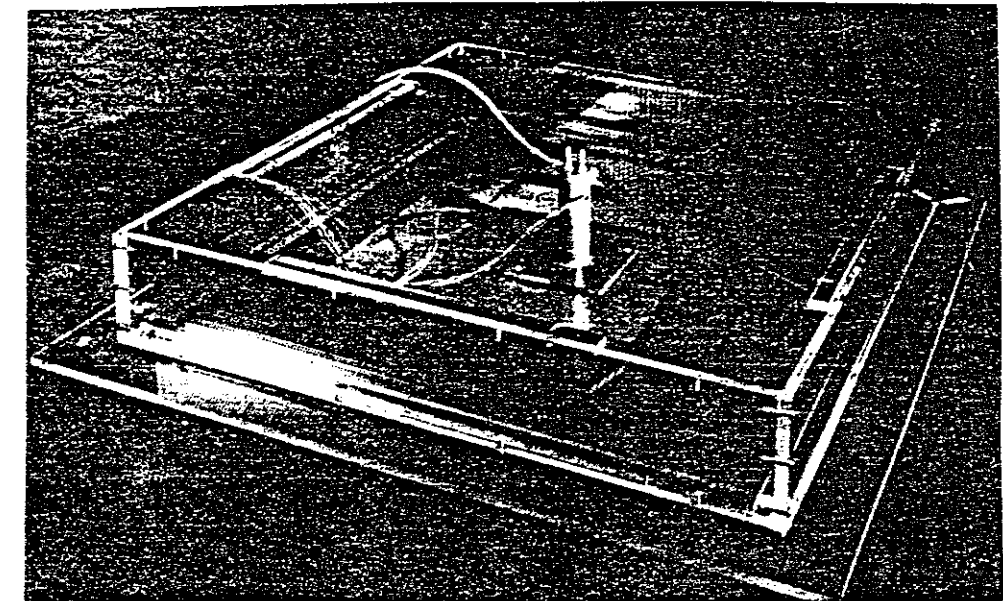


FIGURE 67

Il s'agit d'un récipient en plexiglas de 0.9 m x 0.9 m x 0.15 m rempli de terre et muni de l'échangeur à tester. Une mince tôle métallique perforée est placée à 2 cm des parois extérieures : l'espace ainsi créé constitue un réservoir d'eau qui maintient le sol dans des conditions de saturation permanente /98/, /325/.

Le transfert thermique et hydraulique au-dessus d'un stockage de chaleur en sol non saturé a été étudié sur un modèle physique par Bénét et collaborateurs /223/, /319/.

La zone de stock est simulée par un bac en béton armé rempli de sable saturé.

La température du bac est régulée par des résistances chauffantes; elle peut varier entre l'ambiance et 60 °C.

La couche de sol non saturé de 3 m d'épaisseur est constituée d'une succession de couches de limon compactées (figure 68).

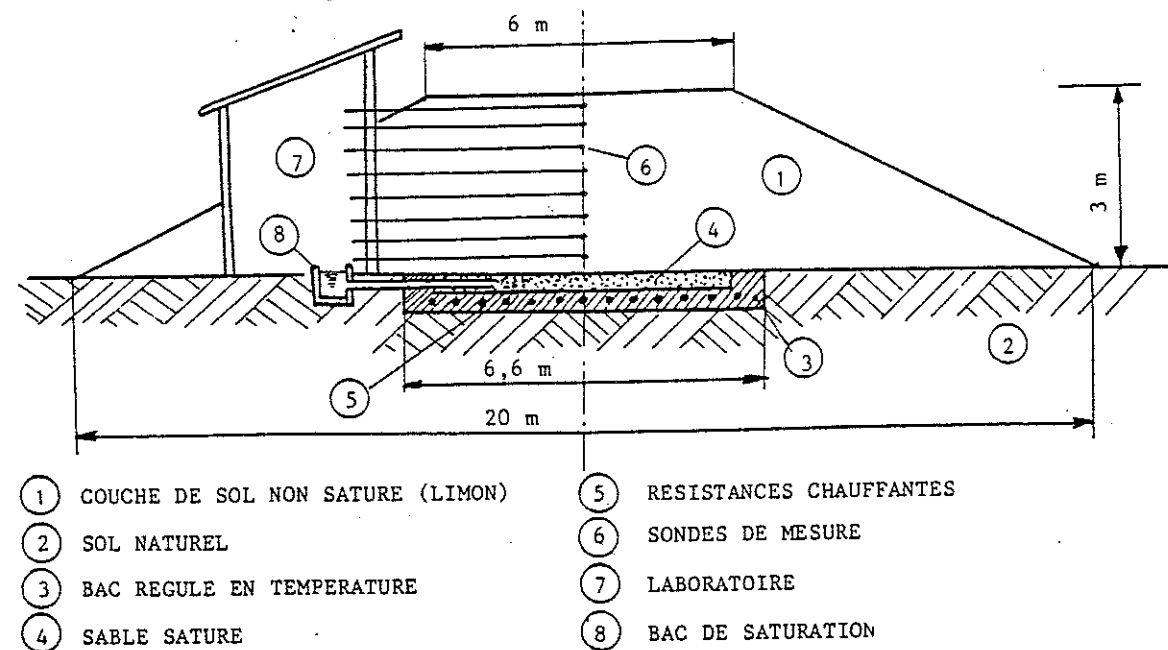


FIGURE 68

Pour modéliser un stock en terre sous une serre, où le fluide caloporteur est l'air, les québécois de l'Université McGill ont imaginé deux récipients de 6 m x 1 m x 1 m, remplis l'un de sable et l'autre d'argile.

Dans chaque récipient, de simples tubes non perforés ont été placés comme échangeurs.

L'air est chauffé par effet de serre à travers une vitre et est conduit dans les tubes par un ventilateur (figure 69) /97/.

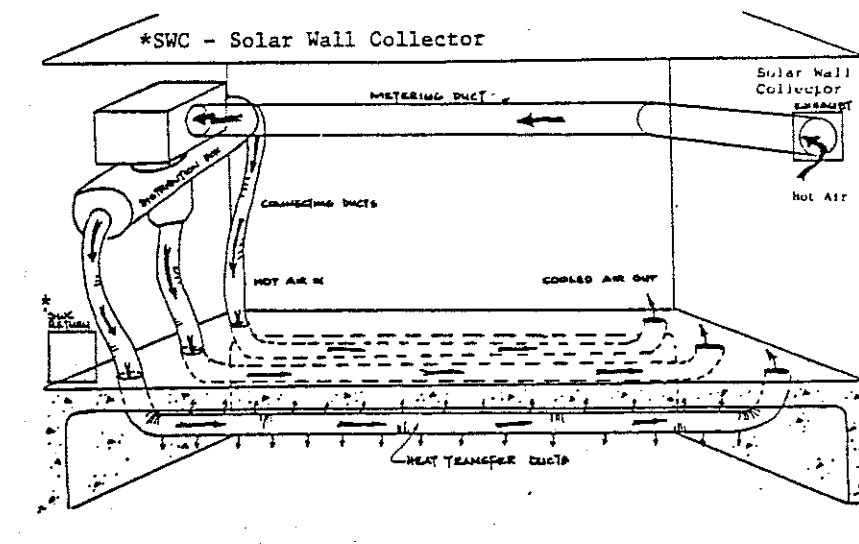


FIGURE 69

La récupération de chaleur par échangeur posé dans les sédiments au fond d'un lac a été modélisée à la Chalmers University of Technology au moyen d'un bassin de laboratoire de 1.2 m x 5.6 m x 3.0 m placé en atmosphère contrôlée et recréant des conditions typiques des lacs en hiver (figure 70) /121/.

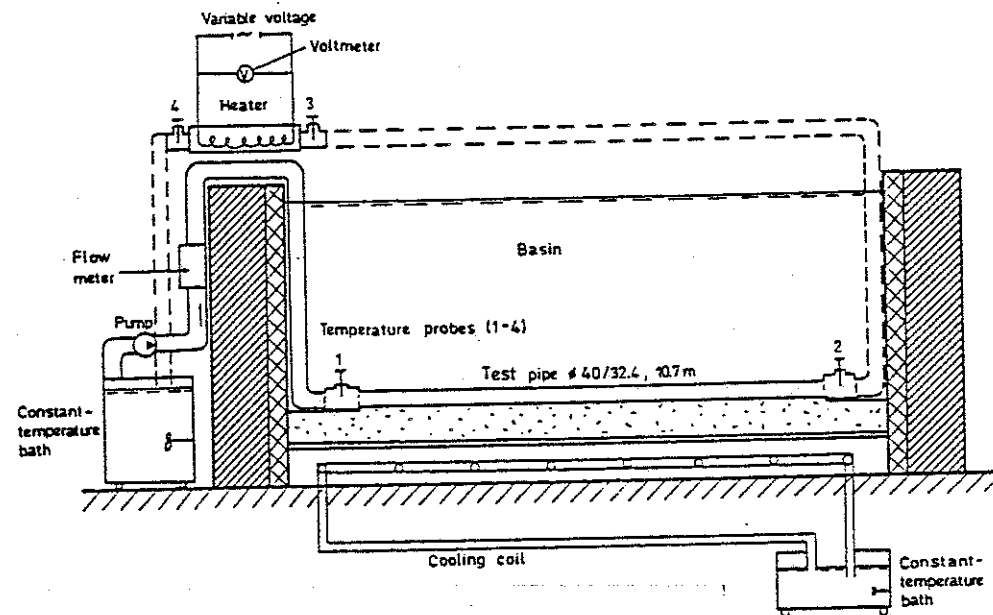


FIGURE 70

Une maquette parallélépipédique en plexiglas remplie d'eau et munie de thermocouples a servi à des chercheurs français de Toulouse /277/ pour déterminer les paramètres d'écoulement et la géométrie d'un stock réel.

C'est également une cuve de dimensions réduites (44 litres) qui a permis aux chercheurs de l'Université de New Mexico, aux USA, de mettre au point différentes formes de diffuseurs de fluide à l'entrée d'un réservoir horizontal de stockage /277/.

En 1979, Ambo, dans une thèse de licence, au Danemark, avait réalisé une expérience sur le stockage de la chaleur dans une nappe aquifère. La boîte de sable utilisée mesurait 2.24 m x 0.195 m x 0.18 m. On injectait à l'une de ses extrémités une eau élevée à une température de 80°C /189/.

Plus récemment, le département d'hydraulique du " Royal Institute of Technology " de Stockholm, a effectué une série de tests sur un modèle en deux dimensions (Hele - Shaw test, figure 71) dans lequel l'aquifère est simulé par une mince fente verticale entre deux feuilles de plastique. L'eau souterraine native est simulée par de la glycérine, tandis que l'eau chaude injectée est simulée par une eau colorée /139/.

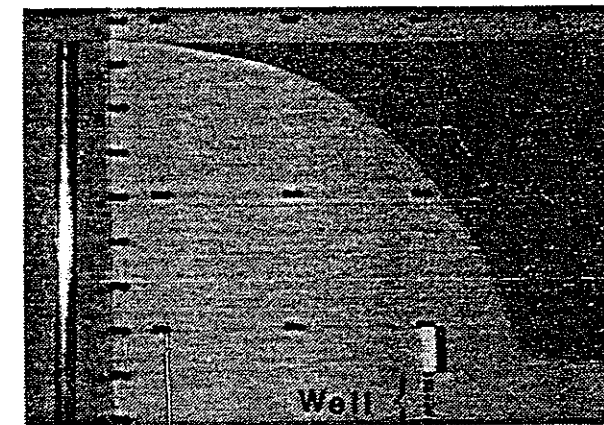


FIGURE 71

Enfin, on peut signaler que le stock en lits de cailloux peut avantageusement être simulé en laboratoire par un récipient rempli de sphères de stéatite, de diamètre unique (par exemple 50 mm).

Ces sphères possèdent des propriétés similaires aux roches, tout en présentant la facilité de modélisation que n'ont pas les pierres de taille arbitraires /165/.

15. LE STOCKAGE DANS L'AVENIR

L'état actuel des connaissances en matière de stockage thermique permet d'être optimiste pour l'avenir.

Un bon nombre de systèmes sont au point.

Les expériences de dimensionnement, de construction et de fonctionnement des nombreux projets actuels doivent logiquement conduire à l'adaptation des concepts pour des installations commerciales rentables /267/.

Les outils de dimensionnement sont opérationnels, la plupart des techniques commencent à être maîtrisées, les balbutiements du début ont fait place à une recherche organisée qui doit conduire naturellement à la modularisation du stockage et à la standardisation des méthodes.

Malheureusement, le long terme n'est pas un objectif courant; on préfère la rentabilité immédiate.

Or, le stockage saisonnier est précisément un secteur où il n'est pas possible de mesurer des effets à court terme. Le cycle charge/décharge dure une année complète et ce n'est en général qu'après 4 ou 5 ans que l'état de régime peut être considéré comme atteint. Il ne faut donc pas conclure trop vite : les pertes thermiques dans un stockage enterré, par exemple, peuvent être vues comme un investissement pour l'avenir et non comme un élément négatif du bilan à court terme /164/, /283/.

A Thiverval-Grignon, le facteur de récupération de l'énergie stockée en aquifère profond est estimé à 60 %, chiffre atteint seulement au quatrième cycle annuel /200/.

Une conclusion hâtive de non-efficacité la première année serait donc beaucoup trop prématurée. Les effets thermiques sont lents : prenons donc nous aussi notre temps avant d'agir.

S'il est important de dimensionner convenablement un système avant sa réalisation, il n'est par contre pas opportun d'en figer le contrôle, la gestion. En effet, ceux-ci dépendent des analyses thermiques, physiques, chimiques, économiques du stockage après un certain temps d'utilisation /207/.

A la FUL, par exemple, ce n'est qu'après 3 ans d'exploitation, qu'un algorithme efficace de captage et de stockage de l'énergie solaire a pu être mis au point pour nos bâtiments. Cet algorithme se base davantage sur l'expérience et l'intuition du technicien qui gère le système que sur de beaux modèles théoriques.

Certes, il reste des problèmes à surmonter avant que le stockage à long terme ne soit tout à fait compétitif avec d'autres formes de chauffage. Cependant, on pourrait comparer cette technique à celle des réacteurs à fusion : les principes sont établis et bien connus; les prototypes existent, mais il reste certaines choses à mettre au point et il serait dommage d'étouffer les projets dans les universités et les centres de recherche /292/. Les conférences internationales le prouvent : c'est dans ces institutions que naissent les idées originales et ces idées, mises en commun avec les techniques développées par les entreprises commerciales, peuvent certainement aboutir à des réalisations performantes à la fois au point de vue technique et au point de vue économique.

L'introduction du stockage de chaleur à l'intérieur du système énergétique est d'un intérêt évident. Où le stockage se trouve, se trouvent également la gestion, l'organisation et la compétence en matière d'énergie. Le stockage décentralisé est, par nature,

plus local que la production centrale d'électricité et peut améliorer de façon sensible les liens sociaux.

Il ne s'agit pas uniquement d'un avantage local : le stockage peut également renforcer la solidité et la stabilité d'un pays. La crise du pétrole des années 70 nous a donné un aperçu de ce qu'une rupture d'approvisionnement en énergie au niveau international pouvait entraîner. Une capacité importante de stockage peut, au moins temporairement, constituer une protection contre ces risques. De même, un réseau centralisé est plus vulnérable (pannes, catastrophes naturelles, sabotages, ...) que des installations disséminées de stockage /28/.

Bien sûr, comme il a été signalé, le stock ne constitue qu'un " ajout " à un système de chauffage et, s'il faut utiliser une pompe à chaleur, il faut aussi utiliser de l'électricité. Mais il s'agit là d'une motivation supplémentaire pour la poursuite de la recherche : puisque cette énergie est chère et pose parfois des problèmes d'environnement, cherchons à ne pas la gaspiller et à la remplacer éventuellement en utilisant un autre combustible pour les pompes à chaleur /292/.

En fait, il n'y a jamais eu de conflit entre la production et la conservation de l'énergie. Au contraire, convenablement planifiée, la conservation de l'énergie peut servir les intérêts de la production. Par exemple, le stockage de chaleur permet des températures plus basses dans les systèmes de chauffage urbain; il réduit les pertes de distribution et crée des conditions plus favorables à l'application de l'énergie solaire ou à l'utilisation de chaleurs perdues /294/.

L'utilisation en série de l'énergie, avec stockages intermédiaires, ne peut aboutir qu'à un bilan positif : on

minimise dans tous les cas la fraction de chaleur envoyée à l'atmosphère /262/.

Alors ...

Quels problèmes restent encore en suspens ?

Pourquoi le stockage de l'énergie ne perce-t-il pas le marché ? Pourquoi, en particulier en Belgique, le stockage a-t-il moins de succès que dans d'autres pays, comme la Suède, la France ou le Canada ?

A cette dernière question, on peut tenter de répondre en avançant les arguments suivants.

Comme il a été signalé au paragraphe 11.2.3., un temps de retour intéressant n'est atteint que lorsqu'on arrive à rassembler un certain nombre de conditions idéales.

En Belgique, peu de ces conditions sont présentes.

Le climat tempéré belge n'est ni assez froid pour justifier un engouement vers de nouvelles formes d'énergie, ni assez ensoleillé pour rentabiliser une installation de capteurs solaires.

La climatisation des locaux et le chauffage de piscines restent des besoins marginaux : ce qui diminue les possibilités d'utilisation estivale des stockages.

La composition du sol est un facteur déterminant.

Nous ne possédons :

- ni la matrice rocheuse suédoise propre à l'élaboration de cavernes;

- ni le sable argileux hollandais dans lequel les tuyaux en épingles s'enfoncent par simple vibration;
- ni le potentiel gigantesque français en eau souterraine.

Nous n'avons pas non plus de tradition dans la technique d'excavation et de forage, comme en Suède, en France, en Italie : les outils manquent ou ne sont pas adaptés et les prix sont sensiblement plus élevés.

La structure de l'habitat belge n'est guère un atout favorisant l'établissement de stockages et de chauffages urbains.

En effet, 59 % des logements, dont la moitié date d'avant 1945, sont habités par leur propriétaire : l'habitat est donc ancien, c'est-à-dire peu souple pour le chauffage basse température et le propriétaire aime être indépendant en ce qui concerne son chauffage.

Or, l'avenir du stockage thermique, c'est son utilisation dans les centrales de chauffage, pour un groupe d'au-moins 10 maisons, ou même pour une ville entière.

La proportion suédoise de chauffage urbain (§ 8.2., 2ème partie), est loin d'être atteinte dans notre pays.

Cependant, les avantages du propriétaire, c'est d'être libre d'investir comme il l'entend et également de posséder un tempérament de " bricoleur " en ce qui concerne son habitation.

Le marché belge du stockage existe donc de façon potentielle, mais il manque les initiatives commerciales de grande ampleur pour créer le déclic nécessaire aux investissements.

Nous l'avons signalé, une industrialisation en grande série de capteurs solaires et de pompes à chaleur pourrait faire chuter les prix de manière significative.

Un autre frein à l'utilisation de pompes à chaleur puisant l'énergie du sol, c'est le coût élevé de l'électricité en Belgique par rapport à la Suède ou au Canada.

On peut également mettre en cause la formation des chauffagistes : il n'y a chez nous que peu d'écoles de techniciens de pompes à chaleur ou de techniciens de chauffage solaire.

Enfin, il reste à mentionner les problèmes administratifs, institutionnels et de politique énergétique.

L'utilisation de chaleurs industrielles se heurte souvent à des problèmes contractuels au sujet du prix de la vente de l'énergie aux utilisateurs ou aux compagnies productrices.

Il faudrait probablement investir à plus long terme et considérer l'énergie au niveau macro-économique et toujours viser l'indépendance énergétique nationale, même si, temporairement, le prix du combustible importé est faible.

16. QUE RESTE - T - IL A FAIRE ?

Même si les systèmes commencent à être au point, il ne s'agit pas pour autant de considérer l'état actuel comme un aboutissement : il reste pour les chercheurs et pour la société beaucoup de points particuliers à résoudre; il reste des techniques récentes à exploiter; il reste des matériaux et des méthodes à essayer.

Le coût demeure le principal problème à surmonter.

Les perfectionnements de la technique actuelle ne peuvent pas contribuer beaucoup à la réduction des coûts; c'est pourquoi, dans certains cas, il faut modifier la technique; dans d'autres cas, on utilisera l'installation d'une autre façon /275/.

- Les coûts de construction peuvent être réduits par le développement de nouvelles méthodes de forage et d'excavation et par la réalisation d'un système de stockage intégré au reste de l'installation.
- Le transfert d'énergie vers et en dehors du stock pourrait être amélioré par une meilleure qualité des échangeurs enterrés (géométrie, matériau, remplissage des puits, profondeur, espacement), par une meilleure stratégie d'injection/extraction et par une meilleure configuration du stockage par rapport à la source (échelles relatives, localisation).
- Les pertes thermiques peuvent diminuer si on utilise un isolant naturel ou artificiel (au détriment du coût : un

optimum est à trouver), ou en abaissant le niveau de température du stock /324/.

- Ce niveau de température, qui doit rester assez bas dans le cas des échangeurs enterrés (pour éviter la dégradation du sol), limite les performances du système : ce problème devrait être analysé /221/.
- Les méthodes de caractérisation des propriétés thermiques du sol (conductivité, ...) doivent être améliorées et mises à la disposition des concepteurs.
- Le comportement thermique du sol doit donner lieu à une investigation plus poussée : il reste les problèmes d'assèchement du sol autour des échangeurs, de la régénération estivale de température et d'humidité, des conséquences de la congélation et du dégel.
- Des modèles encore plus complets pourraient être développés : outre les aspects techniques et économiques, ils pourraient inclure divers types d'échangeurs enterrés, la régulation, ... /306/.
- Les installations existantes doivent être suivies systématiquement et des rapports doivent être écrits et diffusés sur les aspects positifs et les aspects négatifs de tous les systèmes /295/.

- Des manuels, handbooks, lignes-guides doivent être encore édités et mis à la disposition de tous les concepteurs.
- Un large marché doit être développé, des systèmes de taille industrielle en vraie grandeur doivent être construits, au détriment de prototypes expérimentaux de taille plus réduite /306/, /295/, /220/, /180/.
- Les échangeurs profonds créés par fissuration de la roche in situ sont intéressants : il faut les étudier davantage /221/.
- Il faut développer des systèmes qui augmentent la capacité de stock et qui permettent de profiter du faible ensoleillement hivernal (stocks à différents niveaux de température, stocks mixtes caverne/roche ou eau/terre, couplage d'un réservoir de stockage à court terme à un stock intersaisonnier ...) /273/.
- Il faut modulariser les volumes de stockages diurnes par chaleur latente /288/.
- Le problème de la législation concernant l'utilisation thermique du sous-sol reste trop peu développé /185/.
- Si le rendement des collecteurs solaires s'est amélioré et si leur prix a diminué ces dernières années, on peut encore diminuer les pertes thermiques vers le milieu ambiant et augmenter la qualité et la durabilité des matériaux employés /295/.

- Le coût des systèmes de stockage par chaleur latente doit diminuer.
- De manière générale, c'est surtout l'équipement de collecte de la chaleur qui fait encore défaut :
 - les évaporateurs des pompes à chaleur ne sont pas adaptés à toutes les sources d'énergie;
 - les performances des échangeurs diminuent lorsque le milieu est congelé;
 - les convecteurs sur l'air extérieur et les collecteurs solaires basse température sont employés de plus en plus, mais il manque des informations, des recherches, des tests, des fabricants /185/;
 - le compresseur de la pompe à chaleur pourrait être amélioré et, par exemple, utiliser un autre combustible.

Ces améliorations, cette recherche future ne peuvent se concevoir que dans le cadre d'une collaboration internationale efficace. Ce n'est que par la coordination des efforts déployés dans plusieurs pays que l'on a pu construire des bases de données nécessaires à l'optimisation de grands systèmes, que l'on a pu mettre au point le programme MINSUN, ...

La combinaison de toutes les connaissances est un outil puissant pour créer des projets innovateurs /249/.

- (P) - Colloque : " Transferts de chaleur dans le sous-sol; applications à son exploitation thermique " Paris, 14 et 15 novembre 1984
- (S) - International conference on " Subsurface heat storage in theory and practice " Stockholm, June 6-8, 1983
- (V) - 2nd IEA-CEC Workshop : " Solar assisted heat pump systems " Vienna (Austria), May 8-10, 1985 Preprint of Proceedings
- (T) - " Enerstock 85 " Toronto (Canada), September 22-26 septembre 1985 Proceedings

BIBLIOGRAPHIE

- 1.- BORIES, S.
" Fragments de description de la physique des transferts thermiques dans le sous-sol "
P, communication 1
- 2.- GABLE, R., COLENO, B., WATREMEZ, P.
" Mesures et modèles conductifs "
P, communication 2
- 3.- BRUNET, Y., VAUCLIN, M., VACHAUD, G.
" Thermo-hydraulique de la zone non saturée en relation avec les échanges sol-atmosphère "
P, communication 3
- 4.- BENET, J.C., JOUANNA, P., SAIX, C.
" Transferts de chaleur dans la zone non saturée "
P, communication 4
- 5.- MENJOZ, A.
" Chauffage de pavillons par pompe à chaleur sol-eau sur tubes enterrés "
P, communication 5
- 6.- GAUDET, J.P., AUDIBERT, S., MENOUD, M.
" Stockage par échangeurs enterrés, influence de la zone non saturée "
P, communication 6
- 7.- LEROY, G., SANEJOUAND, R.
" Stockage intersaisonnier de chaleur par conduction dans le sol. Bilan de deux années d'expérimentation "
P, communication 7

- 8.- LEROY, G., SANEJOUAND, R.
" Stockage intersaisonnier de chaleur dans le sol à basse température "
Revue Générale de Thermique, n° 254, février 1983, pp. 117-124.
- 9.- AUSSEUR, J.Y., SAUTY, J.P.
" Comportement thermique d'un forage à double flux associé à une pompe à chaleur "
P, communication 8
- 10.- ARNOULD, M., DEVEUGHELE, M., EFFORSAT, J.
" Utilisation de carrières souterraines de la région parisienne pour le stockage intersaisonnier d'énergie solaire pour l'habitat "
P, communication 9
- 11.- SAUTY, J.P., AUSSEUR, J.Y.
" L'exploitation hydrothermique des nappes par pompe à chaleur eau-eau "
P, communication 10
- 12.- IRIS, P.
" Pompe à chaleur sur nappe et héliogéothermie. Une opération pilote sur 224 logements à Aulnay-sous-Bois "
P, communication 11
- 13.- BOISDET, A.
" Stockage de chaleur intersaisonnier en aquifère à moyenne profondeur "
P, communication 12
- 14.- DESPOIS, J.
" Stockage en nappe profonde à haute température. Pilote de PLAISIR "
P, communication 13
- 15.- LEJEUNE, J.M.
" Stockage de chaleur en nappe de surface : les pilotes de Montreuil et de Lyon Gerland "
P, communication 14
- 16.- LANDON, E., PETIT, J.P.
" Projet de stockage intersaisonnier de calories climatiques en aquifère "
P, communication 14bis
- 17.- VATHAIRE, J.C.
" La ressource géothermique française. Utilisation et perspectives "
P, communication 15

- 18.- MARTIN, G.
" Géothermie basse enthalpie en France. Conception des doublets géothermiques. Déroulement d'une opération-type "
P, communication 16
- 19.- JAUD, P., LAMETHE, D.
" Installations géothermiques de Bouillante "
P, communication 17
- 20.- CORNET, F., LEDOUX, E.
" Exploitation de la chaleur des roches chaudes peu perméables "
P, communication 18
- 21.- MUNRO, I.
" Closing speech of the conference "
S, Proceedings - main volume, pp. 8-13
- 22.- BERNTSSON, T.
" Subsurface heat storage. A general overview "
S, Proceedings - main volume, pp. 23-34
- 23.- " Summaries of sessions "
S, Proceedings - main volume, pp. 35-59
- 24.- ABERG, N.
" Legal aspects on subsurface heat storage "
S, Proceedings - main volume, pp. 62-68
- 25.- HOOPER, F.C.
" A technical and economic overview of seasonal heat storage in Canada "
S, Proceedings - main volume, pp. 69-76
- 26.- HARRIS, J.F.
" Economic advantages of solar coupled storage techniques "
S, Proceedings - main volume, pp. 77-85
- 27.- GYUK, I.
" Overview of aquifer thermal energy storage in the United States "
S, Proceedings - main volume, pp. 86-92
- 28.- ERIKSSON, O.
" Social and national aspects on the introduction of storage systems for space heating "
S, Proceedings - main volume, pp. 93-104

- 29.- KARLSSON, R., HENRIKSSON, M.
" Full scale tests on single wells for applications
in multiple well heat storage systems "
S, Proceedings - main volume, pp. 105-109
- 30.- IRIS, P.
" The heliogeothermal doublet. Large scale demon-
stration project at Aulnay-sous-Bois "
S, Proceedings - main volume, pp. 110-114
- 31.- HYDEN, H.
" Potential for heat storage in aquifers in Sweden "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 19-28
- 32.- SVENSSON, G.
" A method for investigation of heat sources for
heat pumps "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 29-35
- 33.- SVENSSON, T.
" Swedish research on environmental impact of heat
storage and absorption in earth, rock and water "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 36-41
- 34.- BRETSCHNEIDER, H., CZIESIELSKI, E., MARESKE, A.,
RUHNAU, R., VOIGT, B., KOCH, H.
" Research project on a depressurized long service
heat accumulation in Berlin "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 42-51
- 35.- MASOERO, M.
" Subsurface long-term storage of ice for cooling.
Theoretical and experimental results of the
Princeton Ice Pond experiment "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 52-61
- 36.- BJURSTROM, S.
" Heat storage in rock caverns in Sweden "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 62-75
- 37.- AUER, F., BALL, D.A., FISCHER, R.D., HODGETT, D.L.
" Design methods for ground-source heat pumps "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 76-101
- 38.- HELLSTROM, G.
" Comparison between theoretical models and field
experiments for ground heat systems "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 102-115

- 39.- TSANG, C.F.
" Aquifer storage simulation - in theory and in
practice "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 116-125
- 40.- LAHTINEN, J.
" KERAVA solar village : a solar heat pump system
in Finland utilizing a seasonal heat storage "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 126-134
- 41.- CARDI, J.M., NOLAY, P., DAYDE, G.
" Experimental results on 100 water-water heat pumps
with horizontal tubes systems "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 135-138
- 42.- WIJSMAN, A.J.T.M.
" The Groningen project - 100 houses with seasonal
solar heat storage in the soil using a vertical heat
exchanger "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 139-147
- 43.- ADOLFSSON, K., LINDBLOM, U., RHEN, I.
" Geotechnical and geological consequences of
heating/cooling and freezing/thawing of clay "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 148-160
- 44.- ANDERSSON, S., ERIKSSON, A., TOLLIN, J.
" Small-scale heat extraction systems. Energy wells.
Results from field tests "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 161-167
- 45.- FRANCK, P.A., BERNTSSON, T.
" Design of a vertical earth heat pump system.
Results from system simulations "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 168-175
- 46.- HULTMARK, G.
" Earth storages with vertical pipes "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 176-181
- 47.- MARGEN, P.
" Storage of high temperature heat in channeled
rock "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 182-194
- 48.- CHUARD, P., CHUARD, D., VAN GILST, J., HADORN, J.C.
MERCIER, C.
" The IEA Task VII Swiss project in VAULRUZ.
Design and first experiences "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 195-206

- 49.- NILSSON, G.
" Large-scale seasonal storage of waste heat in the district heating system in Goteborg "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 207-219
- 50.- MOROFSKY, E.L.
" Overview of Canadian aquifer thermal energy storage field trials "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 221-231
- 51.- HAGELSKJAER, J., LETH, J.A., MORTENSEN, J.
" Underground heat storage in HORSOLM, Denmark. I. Demonstration plant and experience "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 232-241
- 52.- IRIS, P., MARIE, J.P.
" Overview of french activity in the field of heat storage in aquifer "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 242-245
- 53.- GUSTAFSON, G.
" Aspects on heat storage in aquifers "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 246-252
- 54.- SAUGY, B., GAMPER, R., MATHEY, B., MISEREZ, J.J., PARRIAUX, A., VUILLEUMIER, F.
" First results of a large scale underground heat storage plant. Pilot plant SPEOS "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 253-266
- 55.- SCHOLZ, F.
" Uncoupling demand and incidence of heat and electricity by thermal storage "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 267-276
- 56.- LINDBLOM, U.
" The role of thermal storage in the introduction of novel heat sources in heating systems "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 277-284
- 57.- DYTCHAK, M., HANSEN, K.K., HANSEN, P.N., USSING, V.
" HJORTEKAER - A central solar heating plant with seasonal storage "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 294-301
- 58.- HANSEN, K.K., HANSEN, P.N., USSING, V.
" Heat storage in an uninsulated water pit. (Construction and testing of a 500 m3 store) "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 302-308

- 59.- BOURDEAU, L., MARTIN, J.
" Full scale experiment of a long term rock-bed heat storage, with air as thermal vector "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 309-313
- 60.- CORDIER, A., MERCIER, J.R.
" Storage of passive solar heat in a pebble bed. Simulation and monitoring of an individual house in South West of France "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 314-317
- 61.- BREUER, STRICKRODT, DYHR
" Investment costs and economy of a long-time heat storage in Germany "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 318-326
- 62.- FRACASTORO, G.V., SAGGESE, G., SAGGESE, M., SAGGESE, P.
" Analysis of seasonal storage with heat pump and solar collector systems in the italian climate "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 327-332
- 63.- BESLER, G.J., KOWALCZYK, W., SPRYSZYNSKI, Z.
" Investigations of a membraneless in-earth heat and mass exchanger for a ventilating system "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 333-337
- 64.- ALM, O., ROSHOFF, K., ANDERSSON, G.
" Identification of thermally induced micro-cracks in rock materials "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 338-342
- 65.- BOGDANOFF, I., LINDBLOM, U.
" Block-filled rock caverns and pits for thermal storage "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 343-346
- 66.- CLAEISSON, T., RONGE, B.
" Water-rock interaction at elevated temperatures. Chemical alteration of the water composition when storing heated water in rock "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 347-351
- 67.- ERICSSON, A., HALLENBERG, J.
" Low temperature heat storage in an old hydro power tunnel. Construction and measuring equipment "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 352-359
- 68.- KJELLSSON, E.
" The LYCKEBO project. Solar district heating with seasonal storage in a rock cavern "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 360-366

- 69.- MARTNA, J.
" The AVESTA research plant for hot water storage.
State of the project "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 367-372
- 70.- PERERS, B., ROSEEN, R.
" The experiences from the central solar heating
demonstration plant at STUDSVIK "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 373-379
- 71.- SODERLUND, G.
" The LAMBOHOV heat store "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 380-383
- 72.- SODERLUND, G.
" Water chemistry problems in heat storage "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 384-386
- 73.- SODERMAN, E.
" Iron-mine seasonal heat storage in Kopparberg,
Sweden. A full scale pilot project "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 387-390
- 74.- RONGE, B., CLAESSON, T.
" Reaction between water and glaciofluvial
material in the temperature range 50°C - 150°C "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 391-395
- 75.- VASSEUR, B.
" Heat loss from and stability problems in a
water-filled density-stratified rock cavern "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 396-400
- 76.- ZINKO, H., PERERS, B., ROSEEN, R.
" Earth pits for large scale central solar
heating applications "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 401-408
- 77.- COMEZ, F., OSKAY, R., UCER, A.S.
" Large scale energy storage "
S, Proceedings - Appendix - part I, pp. 409-416
- 78.- BREGER, D.S., MCGARITY, A.E., MICHAELS, A.I.
" A solar district heating system using seasonal
storage for the Charlestown, Boston Navy Yard
redevelopment project "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 417-422
- 79.- JUSKO, R.M.
" A solar energy rock bed storage system "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 423-429

- 80.- WALTON, M., McSWIGGEN, P.
" Heat accumulation, storage and recovery in flooded
mines at ELY, Minnesota, USA "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 430-437
- 81.- HOOPER, F.C., ROSEN, M.A.
" A design method for heat loss calculation for par-
tially buried, bermed heat storage tanks "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 438-443
- 82.- OLSEN, H., REFFSTRUP, J.
" Underground storage in HORSHOLM, Denmark.
II. Numerical simulation based on data from field
experiment "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 444-450
- 83.- DUNAND, A., GAUDET, J.P., VAUCLIN, M.
" Critical analysis of methods used to estimate
soil surface temperature in simulation models of heat
extraction from the subsoil : application to a case
study "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 451-457
- 84.- SAIX, C., DELLA-VALLE, G., BENET, J.C., JOUANNA, P.
" Physical model for the study of mass and energy
transfers in the non saturated layer of soil above
a heat storage zone "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 458-463
- 85.- SALAGNAC, J.L.
" A simple method for calculation of in-ground long
term storage solar heating systems and storage heat
losses "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 464-468
- 86.- PELKA, W.
" Numerical method for calculating heat transport
in saturated-unsaturated groundwater flow "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 469-474
- 87.- VAN MEURS, G.A.M., HOOGENDOORN, C.J.
" Influence of natural convection on the heat losses
for seasonal heat storage in the soil "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 475-480
- 88.- ANDERSSON, O., WIBERG, N.E.
" Computer methods for heat storage problems "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 481-486
- 89.- CLAESSON, J., DUNAND, A., VACHAUD, G.
" Mathematical analysis of heat extraction from
horizontal pipes in the subsoil "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 487-493

- 90.- CLAESSION, J., EFTRING, B., HELLSTROM, G.
" Ground heat systems. A handbook on thermal analyses "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 494-499
- 91.- EFTRING, B.
" Top-soil thermal impact of ground heat systems "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 500-506
- 92.- SCHUCAN, T.H., WEBER, H.
" Analytical tool for the prediction of the transient behaviour of heat-storages in the earth "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 507-512
- 93.- EWEN, J., ROGERS, B.A.
" Heat transfer to unsaturated ground "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 513-517
- 94.- DOUGHTY, C., NIR, A., TSANG, C.F., BODVARSSON, G.S.
" Heat storage in unsaturated soils. Initial theoretical analysis of storage design and operational methods "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 518-523
- 95.- HUYAKORN, P.S., DOUGHERTY, D.E., FAUST, C.R.
" A efficient finite element model for subsurface heat storage : theory and application "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 524-529
- 96.- VAIL, L., KINCAID, C.
" A simple areal flow model. A screening tool for managing aquifer thermal energy storage systems "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 530-535
- 97.- ALWARD, R., COFFIN, W., LAWAND, T.A., PAPADOPOLI, N.
" Solar-assisted underground heat storage and support systems. Underground heat storage in greenhouses "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 536-541
- 98.- SVEC, O.J., PALMER, J.H.L.
" A heat exchanger for in-ground heat storage "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 542-547
- 99.- PUNTTILA, A., SAASTAMOINEN, J.
" Annual solar heat storage in the bedrock "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 548-555

- 100.- CARDI, J.M., MORAND, P., LENOIR, Y., POTTIER, M., CHOUARD, P.
" An optimal control strategy for space heating systems using long term heat storage "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 557-562
- 101.- GAUDET, J.P., PERSON, J.P., SARETTE, C., VACHAUD, G., DE LA CASINIÈRE, A., KERNEVEZ, N.
" Seasonal underground heat storage of solar energy for a family house. Presentation of a pilot experiment "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 563-565
- 102.- SANEJOUAND, R., LEROY, G., BARDON, J.P.
" Seasonal heat storage by conduction in soil. A vertical tube exchanger store model. An experimentation in water saturated little pervious soils "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 566-571
- 103.- NIR, A.
" Heat storage in unsaturated soils : from theory to application "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 572-579
- 104.- GIANANDREA, B., MARIO, G.
" Dwellings built in Treviglio (Italy) heated following the " Geldin system " "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 580-585
- 105.- van MOURIK, G.J.
" Overview of the Dutch national R & D activities in the field of heat storage "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 586-588
- 106.- WIJSMAN, A.J.T.M.
" The GRONINGEN project : seasonal storage of solar heat in the soil using a vertical heat exchanger "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 589-591
- 107.- BAVITA, I., BRINZEI, S., GHEORGHITA, V., IRIMIE, N., MAILATESCU, E., MANESCU, V., MIHAITA, N., PREDA, G.
" The multi-criterion decision-making in determining the optimal capacity of thermal energy storage systems in solar heating installations of buildings "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 592-597
- 108.- AHLKRONA, D., JOHANSSON, I.
" Experience of shallow pipe grids in soil as heat source for heat pumps "
S. Proceedings - Appendix - part II, pp. 598-603

- 109.- ANDERSSON, S., ERIKSSON, A., JOHANSSON, S.,
LJUNG, L.
" Multiple well system in rock - an alternative
for heat storage in the IEA-project at Sodertuna "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 604-609
- 110.- ANDERSSON, S., ABYHAMMAR, T., NORDELL, B.
" Full-scale multiple well heat storage system for
experiment and demonstration "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 610-615
- 111.- BRUCE, T., KARLSSON, P.O., NILSSON, J.
" Comparison between various systems for seasonal
storage of solar energy in Sodertuna "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 616-621
- 112.- ENGSTROM, L., KELLNER, J.
" SUNCOURT - Glazed courtyard as heat source for
a building heating system, including a heat pump
and duct storage in rock "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 622-627
- 113.- HALLENBERG, J., NORBACK, K.
" The use of bottom sediment in a lake for sea-
sonal storage. Construction and results from project
TORSANG, Sweden "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 628-632
- 114.- HYDEN, H., MATSSON, L.O.
" Preliminary design of a sunstore installation at
STORA SKUGGAN recreational center "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 633-637
- 115.- JANSSON, P.E., LUNDIN, L.C.
" The significance of soil texture, hydrology and
climate when selecting an optimal soil heat
extraction rate "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 638-643
- 116.- MARGEN, P., INGRE, P.
" Seasonal and daily storage of heat by the
Sunstore deep rock storage concept, and possible
application to industrial waste heat storage in
Gothenburg "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 644-651
- 117.- MOGENSEN, P.
" Fluid to duct wall heat transfer in duct system
heat storages "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 652-657

- 118.- RHEN, I., SUNDBERG, J., WILEN, P.
" Experiences from and design of shallow horizontal
heat extraction systems in earth "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 658-664
- 119.- OLSSON, S.
" KULLAVIK project - Ground heat storage with high
temperature "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 665-669
- 120.- ROSENBLAD, G.
" Seasonal heat storing 1979-1983 in Utby ground
heat pump project "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 670-678
- 121.- SVENSSON, T., SORMAN, L.O.
" Pipe heat exchangers on lake bottoms. Results
of laboratory and field tests "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 679-684
- 122.- TROEDSSON, T.
" Ecological effects of soil-heat extraction in
soil and vegetation "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 685-688
- 123.- BREMER, P., KELLER, L.
" Seasonal storage in a solar heating system "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 689-694
- 124.- MATHEY, B.
" A vertical earth heat storage system.
Interpretation of measurements and results after
one year "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 695-702
- 125.- MASKELL, S.J., PATRICK, M.A., RAWLINGS, R.H.D.
" Solar swimming pool heating using a transient
ground store "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 703-707
- 126.- MOROFSKY, E.L., MIRZA, C.
" Geotechnical aspects of thermal storage in
aquifers "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 708-717
- 127.- WILLIAMS, G.T., ANGUS, S.G., MARTIN, M.P.,
HOOPER, F.C.
" Pilot test results of an aquifer-based cooling
system demonstration "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 718-723

- 128.- BOLDT, J., QVALE, B.
" Cogeneration and large scale seasonal heat storage. VII : The role of energy storage in national energy systems "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 724-729
- 129.- BONFILS, R., ADNOT, J., IRIS, P.
" Solar heating and seasonal heat storage in aquifer "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 730-736
- 130.- HOSANSKI, J.M., BERMAUDAT, F., LEDOUX, E.
" Hydraulic and thermal characterization of shallow depth heat exchangers in an artificially fractured granitic formation "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 737-743
- 131.- C.E.A./S.N.E.A.
" Prototype of an underground heat storage system at THIVERVAL-GRIGNON (France) "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 744-749
- 132.- GHOSH, D.K.
" Geological setting for subsurface heat storage. A survey of Indian sub-continent "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 750-756
- 133.- GROENEVELD, G.L., SNIJDERS, A.L.
" Aquifer thermal energy storage as part of the Dutch national solar energy research programme "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 757-761
- 134.- ANDERSSON, S., ERIKSSON, A., JOHANSSON, S.
" Heat storage in natural ground water basins "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 762-767
- 135.- GEDDA, C.
" Results from a field test with heat storage in a fissured limestone aquifer "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 769-774
- 136.- HYDEN, H.
" Groundwater as a heat storage medium for district heating systems "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 775-780
- 137.- KRONQVIST, L.
" Hallbybrunn - a planned air and groundwater heat pumps "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 781-783

- 138.- LEMMEKE, L.
" Low-temperature heat storage in aquifers for domestic heating purposes "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 784-792
- 139.- ABERG, B.
" Thermal front stability in very permeable aquifers "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 793-799
- 140.- BLAIR, S.C., DEUTSCH, W.J.
" Determination of important physicochemical processes at an aquifer thermal energy storage site in Minnesota using both laboratory and field techniques "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 800-804
- 141.- KANNBERG, L.D., RAYMOND, J.R., ALLEN, R.D.
" Results of recent research on aquifer thermal energy storage technical issues "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 805-811
- 142.- MILLER, R.T.
" Thermal-energy storage in a deep sandstone aquifer in Minnesota : field observations and preliminary modeling "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 812-816
- 143.- MOLZ, F.J., MELVILLE, J.G., GUVEN, O.
" Aquifer thermal energy storage experiments at the Mobile field test facility : recent results "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 817-822
- 144.- SCHAEZLE, W.J., BRETT, E., RICHEY, L.H.
" Experience with two " free cooling " systems using aquifer thermal energy storage "
S, Proceedings - Appendix - part II, pp. 823-828
- 145.- JOHNSON, W.S., MCGRAW, B.A., BAUGH, R.N., GRIFFITH, W.A.
" Horizontal-coil ground coupled heat pump-measured system performance "
V, pp. 1-11
- 146.- HADORN, J.C., CHUARD, P., CHUARD, D.
" The VAULRUZ project - First experimental results "
V, pp. 13-26
- 147.- SCHNEITER, P., WACHTER, E.
" Practical experience and economics of heat pump - energy roof installations "
V, pp. 27-35

- 148.- SORENSEN, S., ANDREASEN, C.
" Heat pump with energy collector and ground hose "
V, pp. 37-49
- 149.- RUNZLER, H., MULLNER, H., FANINGER, G.
" Horizontal multi-layer ground heat exchangers for
the heating of one- and multi-family houses "
V, pp. 51-77
- 150.- BRUCK, M., GERBERT, H.
" Experiences with vertical " Trench ground-heat-
exchangers " : thermal performance and economic
analysis "
V
- 151.- HUGHES, P.J., HACKNER, R.H.
" The New York State (USA) demonstration of resi-
dential earth coupled heat pumps : synopsis of
monitored performance "
V, pp. 79-91
- 152.- HULTMARK, G.
" The KULLAVIK project "
V
- 153.- HULTMARK, G.
" VINGAKER - Solar ground heating "
V
- 154.- REUSS, M., SCHULZ, H.
" Two years experience with a solar assisted heat
pump with ground storage "
V, pp. 93-112
- 155.- OCHIFUJI, K., NAKAMURA, M.
" Study of heat recovery from ground heat storage
of solar energy using a vertical pipe system "
V, pp. 113-133
- 156.- LARSSON, M., SPANTE, L.
" The effect of solar assistance to small heat
pump systems with an energy well as heat source "
V, pp. 123-133
- 157.- KATONA, O., BRANDNER, R.
" System analysis of heat pumps with vertical
earth heat exchangers, with or without recharging "
V

- 158.- MATHEY, B., PILLONEL, B.
" Solar assisted gas heat pump with ground coupled
storage for twelve family houses. Technical perfor-
mance and thermal balance after one year "
V, pp. 135-143
- 159.- LAZZARIN, R.M., SCHIBUOLA, L.
" Some results for the experimental plant (absorption
heat pump, energy roof, vertical tube earth storage)
of Musile di Piave, Italy "
V, pp. 145-155
- 160.- FANINGER, G., ZIMMERMANN, H., FEUERSTEIN, A.
" Solar-assisted water storage for one - and two -
family houses : the solar house " Gofis " "
V, pp. 157-173
- 161.- ELEFSEN, F.
" Combined solar / ground storage tank / heat pump
system for a single family " zero energy house " "
V, pp. 175-188
- 162.- PONCELET, J.P., NICOLAS, J.
" One year experiment with the F.U.L. hybrid solar
heating system "
V, pp. 189-197
- 163.- DALENBACK, J.O.
" A solar heating plant with heat pump and seasonal
storage. System design influence on thermal perfor-
mance and economy "
V, pp. 199-212
- 164.- BRUNSTROM, C., LARSSON, M., HILLSTROM, C.G.
" The LYCKEBO rock cavern seasonal storage "
V, pp. 213-224
- 165.- HAHNE, E., FISCH, N., SOHNS, J.
" Design and planned operation of a solar-assis-
ted heat pump / ground storage pilot test facility "
V, pp. 225-238
- 166.- CROOYMANS, A., GROENEVELD, G.J.
" Solar heating of a large office building using
a heat pump and seasonal heat storage "
V, pp. 239-251
- 167.- IRIS, P., VIENNOT, P.
" Heat pump on aquifer with thermal recharge with
wind collectors : an exemple on 224 collective
apartments "
V, pp. 253-267

- 168.- UMEMIYA, H., HAGA, E., KUDOO, M.
" Field experiment of thermal energy storage
utilizing aquifer "
V, pp. 269-291
- 169.- KELLER, J.
" Characterization of the thermal performance of
uncovered solar collectors by parameters including
the dependance on wind velocity, humidity and
infrared sky radiation as well as on solar irradiance "
V, pp. 293-326
- 170.- BANKSTON, C.A.
" Findings of the International Energy Agency
Workshop on the design and performance of large
solar thermal collector arrays "
V, pp. 327-335
- 171.- BOSE, J.E., PARKER, J.D., McQUISTON, F.C.
" Status of the ASHRAE data design manual for
closed-loop ground-coupled heat pumps "
V, pp. 337-354
- 172.- SVEC, O.J.
" Potential for improvement between ground and
heat pump energy exchange "
V, pp. 355-364
- 173.- GILBY, D.J., HOPKIRK, R.J.
" The coaxial vertical heat probe with solar
recharge. Numerical simulation and performance
evaluation "
V
- 174.- ZINKO, H., PERERS, B.
" MINSUN - simulation of a solar heated duct
storage in comparison to measurements "
V
- 175.- FORDSMAND, Ma., FORDSMAND, Mo.
" A simple model for a subsoil heatexchanger and
practical experiences from a solar heated heatpump
system with vertical ground storage "
V, pp. 365-375
- 176.- LUND, P.D., PELTOLA, S.S., ROUTTI, J.T.
" Computational optimization of system control in
KERAVA solar village "
V, pp. 377-389

- 177.- SORENSEN, S.N.
" Economical and technical analysis of the perfor-
mance of heating systems based on ground water heat-
pumps, low temperature solar collectors, and low
temperature aquifer heat storage "
V
- 178.- BOLDT, J.
" Choice of system design for utilization of low-
temperature natural heat sources in combination with
groundwater heat-pumps "
V, pp. 391-399
- 179.- PELKA, W.
" Computing thermal effects of earth and groundwater
heat pumps on the aquifer "
V, pp. 401-411
- 180.- LUNDIN, S.E.
" Thermal energy storage programme in Sweden
1978-1987 "
V, pp. 453-458
- 181.- HULTMARK, G.
" SUNCLAY - Optimized system configurations and
economy "
V
- 182.- BANKSTON, C.A.
" Technical and economic feasibility of Central
Solar Heating plants with seasonal storage "
V, pp. 413-426
- 183.- ANDREWS, J.W., CATAN, M.A.
" Comparative evaluation of ground-coupled heat
pumps that use solar energy "
V, pp. 427-451
- 184.- CATAN, M., DALENBACK, J., VAN HATTEM, D.
" Review and findings "
V
- 185.- NICOLAS, J.
" Second workshop on solar assisted heat pumps
with ground coupled storage - Vienne - du 8 au 10
mai 1985 "
Rapport SPPS, mai 1985
- 186.- IEA
" CSHPSS system evaluation. Studies completed "
Solar update, n°7, January 1986, pp. 1-3

- 187.- VAN HATTEM
" Workshop assesses heat pump / Ground storage system options "
Solar update, n°77, January 1986, pp. 6-7
- 188.- KANNBERG, L.D.
" Aquifer thermal energy storage in the United States "
T, pp. 3-8
- 189.- QVALE, B.
" The Danish aquifer thermal-energy storage program "
T, pp. 15-16
- 190.- ALLEN, R.D.
" Impact of water quality on aquifer thermal energy storage "
T, pp. 20-24
- 191.- ARTHURS, D.M., CHANT, V.G.
" Seasonal heating and cooling through aquifer energy storage "
T, pp. 25-32
- 192.- BLAIR, S.C.
" Permeability of Ironton - Galesville sandstone at elevated temperature and pressure "
T, pp. 33-37
- 193.- BOISDET, A., MENJOZ, A.
" Projet de stockage thermique en aquifère profond (SARCELLES - FRANCE). Présentation technique et analyse économique "
T, pp. 38-42
- 194.- BOLDT, J.
" Potential for seasonal storage of industrial surplus heat "
T, pp. 43-47
- 195.- BRETT, C.E., SCHAEZLE, W.J.
" Experience with chilled water storage in a water table aquifer "
T, pp. 48-52
- 196.- CAROTENUTO, A., FUCCI, F., LA FIANZA, G., REALE, F., BIGGIERO, V.
" ATEs experimental project in Italy "
T, pp. 53-57

- 197.- DOUGHTY, C., TSANG, C.F.
" Investigation of the vertical-flow aquifer thermal energy storage concept and numerical simulation of the DORIGNY field experiment "
T, pp. 58-64
- 198.- ERIKSSON, A., JOHANSSON, S., ABYHAMMAR, T.
" Brunkeberg aquifer thermal energy storage in central Stockholm "
T, pp. 65-67
- 199.- HOLM, T., WILEN, P.
" Low temperature thermal aquifer storage. A full scale experiment with the purpose of avoiding long term cooling of the subsurface environment "
T, pp. 68-70
- 200.- HOUSSE, B.A., DESPOIS, J.
" Prototype de stockage souterrain de chaleur à haute température à THIVERVAL-GRIGNON (France) "
T, pp. 71-74
- 201.- HOYER, M.C., WALTON, M., KANIVETSKY, R., HOLM, T.R.
" Short-term aquifer thermal energy storage (ATES) test cycles, St PAUL, MINNESOTA, U.S.A. "
T, pp. 75-79
- 202.- HYDEN, H.
" Aquifer heat storage technology in Sweden "
T, pp. 80-84
- 203.- IRIS, P., AUSSEUR, J.Y., SAUTY, J.P., VIENNOT, P.
" Heat storage and heat pumps on aquifer : two case studies "
T, pp. 85-89
- 204.- KANGAS, M.T., LUND, P.D., LAITINEN, T.
" Comparison of long-term ATEs experiments to 3-D computer simulations "
T, pp. 90-94
- 205.- LAU, K.C., CRAWFORD, A.M., MIRZA, C.
" Aquifer thermal energy storage systems with two aquifers "
T, pp. 95-99
- 206.- LEMMEKE, L., SUNDLOF, B.
" Project for low-temperature storage of solar heat in KLIPPAN, Sweden "
T, pp. 100-104

- 207.- MENJOZ, A., BOISDET, A.
" Projet de stockage thermique en aquifère profond (SARCELLES - FRANCE). Simulation du comportement hydraulique et thermique du système "
T, pp. 105-109
- 208.- MIRZA, C., LAU, K.C., MOROFSKY, E.L., CRAWFORD, A.M.
" ATEs experience with the SCARBOROUGH field trial "
T, pp. 110-114
- 209.- PALMER, C.D., BLOWES, D.W., FRIND, E.O.
" Design and implementation of a heated water injection experiment in an unconsolidated aquifer "
T, pp. 115-120
- 210.- SHEN, G.J., TANG, Y.B., PANG, B.Q.
" Research on energy storage in the underground water and its quality in CHANGZHOU city "
T, pp. 121-124
- 211.- SNIJDERS, A.L., VAN WOERKOM, A.A.F.
" The feasibility of seasonal storage of excess heat for the district heating system at ALMERE "
T, pp. 125-128
- 212.- SORENSEN, S.N., OLSEN, H., QVALE, B.
" Groundwater heat pumps in combination with low-temperature " natural heat sources ". Economical and technical aspects "
T, pp. 129-133
- 213.- YUNG-FU, S., HE-YUANG, S.
" Economical effect of the introduction of aquifer cold preservation for air-conditioning and temperature lowering of SHANGHAI HONGQIAO airport "
T, pp. 134-137
- 214.- TSANG, C.F., WILT, M.J.
" Monitoring of hot water plume movements in an aquifer with borehole / surface resistivity measurements "
T, pp. 138-143
- 215.- VAIL, L.W., KANNBERG, L.D., KINCAID, C.T.
" A computer code for analyzing the performance of aquifer thermal energy storage systems "
T, pp. 144-148
- 216.- VAN DER BRUGGEN, R.J.A., SNIJDERS, A.L.
" Heating of an office building using solar energy in combination with a heatpump and seasonal heat storage "
T, pp. 149-153

- 217.- BAIZHONG, Z., RONGYI, Z.
" Analysis of air-conditioning system with chilled-water storage in aquifer "
T, pp. 154-158
- 218.- BOILEAU, Y., FERRANDE, R., MARIE, J.P.
" Les filières de stockage thermique souterrain en France. Etat actuel de développement et perspectives "
T, pp. 161-165
- 219.- CATAN, M., DALENBACK, J., VAN HATTEM, D.
" Review and findings of the second EC-IEA workshop on solar assisted heatpumps systems with ground coupled storage "
T, pp. 172-180
- 220.- LUNDIN, S.E.
" Thermal energy storage programme in Sweden "
T, pp. 190-194
- 221.- ANDERSSON, S.
" Ground heat storage technology in Sweden "
T, pp. 202-207
- 222.- ANDERSSON, S., ERIKSSON, A., SCMIED, H.
" Soil air as a heat source for domestic heating by heat pumps "
T, pp. 208-212
- 223.- BENET, J.C., SAIX, C., JOUANNA, P.
" Etude expérimentale des transferts de masse et d'énergie au-dessus d'un stockage de chaleur en sol non saturé "
T, pp. 213-217
- 224.- BREGER, D.S., MICHAELS, A.I.
" An evaluation of solar heating systems with seasonal storage in New England : systems using duct storage in rock and heat pumps "
T, pp. 218-221
- 225.- CLAEISSON, J., ESKILSON, P.
" Thermal analysis of heat extraction boreholes "
T, pp. 222-227
- 226.- CRAWFORD, A.M., LAU, K.C., RADHAKRISHNA, H.S.
" The effect of cyclic thermal loading on near-surface energy storage facilities "
T, pp. 228-232

- 227.- HELLSTROM, G., PALMGREN, C., RYDELL, B.
" Heat storage in clay. A technical and economical evaluation of vertical earth heat exchangers "
T, pp. 233-238
- 228.- HELLSTROM, G.
" Thermal performance of ground heat exchangers. Analytical formulas "
T, pp. 239-244
- 229.- HYDEN, H., KELLNER, J.
" The SUNCOURT project "
T, pp. 245-248
- 230.- LEROY, G.
" Réponse transitoire d'un échangeur cylindrique vertical dans le sol. Caractérisation thermique du terrain "
T, pp. 249-253
- 231.- MARGEN, P.
" The economics of different types of energy storage for large and medium space heating systems "
T, pp. 254-264
- 232.- NORDELL, B., SEHLBERG, T.
" Economic aspects of borehole heat stores in Sweden "
T, pp. 265-267
- 233.- NORDELL, B., SEHLBERG, T., ABYHAMMAR, T.
" System design for borehole heat stores, general aspects and operational experience from the store at LULEA, Sweden "
T, pp. 268-271
- 234.- RHEN, I., SUNDBERG, J.
" Design of shallow horizontal pipe systems used as a heat source for heat pumps "
T, pp. 272-278
- 235.- SAIX, C., JOUANNA, P.
" Aptitudes d'un sol, saturé ou non saturé, à restituer des calories par gelification "
T, pp. 279-283
- 236.- SUNDBERG, J.
" Thermal conductivity of rock and soil "
T, pp. 284-289

- 237.- TOLLIN, J.
" Heat pump with a hard rock well equipped for thermal recharging "
T, pp. 290-294
- 238.- WIJSMAN, A.J.T.M., VAN MEURS, G.A.M.
" Validation of " duct-store " models with experimental data from the GRONINGEN project "
T, pp. 295-299
- 239.- WILEN, P., RHEN, I., BACKSTROM, B.
" Development of heat storage systems with vertical pipes in earth and rock "
T, pp. 300-304
- 240.- BUIES, S.
" The " Fabrikaglace " process to make and store natural ice "
T, pp. 307-315
- 241.- FRANCIS, C.E.
" An annual storage ice system for summer cooling "
T, pp. 316-320
- 242.- FRANCIS, C.E., TAMBLYN, R.T.
" Seasonal ice storage "
T, pp. 321-327
- 243.- GRANSTROM, B., KJAERBOE, P.
" Ice water basins used as a latent heatsink in the Dairy industry "
T, pp. 328-330
- 244.- MARQUETTE, C.J.
" Ice storage systems that cost less than conventional systems. A breakthrough for building owners "
T, pp. 331-336
- 245.- MOROFSKY, E.
" Cooling with ice - Canadian progress "
T, pp. 337-340
- 246.- VIGNEAULT, C., LEMIEUX, M.
" Ice production using ambient winter temperatures "
T, pp. 341-344
- 247.- VIGNEAULT, C., GALLICHAND, J., JACOB, G.
" Precooling vegetables using a block of ice produced by winter coolness "
T, pp. 345-349

- 248.- BANKSTON, C.A.
" Technical and economic feasibility of central solar heating plants with seasonal storage "
T, pp. 353-357
- 249.- BOYSEN, A.
" Central solar heating plants with seasonal storage : an international feasibility study "
T, pp. 364-368
- 250.- SABEL, H.
" Seasonal storage of heat for district heating in Sweden "
T, pp. 375-384
- 251.- VAN MOURIK, G.J.
" Heat storage R & D in the Netherlands "
T, pp. 396-399
- 252.- AKIYA, T., OWA, M., NAKAIWA, N., KAWASAKI, S.,
ISHIBASHI, Y., ANDO, Y.
" Study of cool storage using refrigerant gas hydrate "
T, pp. 404-408
- 253.- ALLEN, G., KANI, M.
" Integrated thermal storage in energy systems for canadian low energy houses "
T, pp. 409-415
- 254.- BENSON, D.K., CHRISTENSEN, C.B., BURROWS, R.W.,
SHINTON, Y.D.
" New phase-change thermal energy storage materials for buildings "
T, pp. 416-420
- 255.- BRUNSTROM, C., LARSSON, M., HOLST, P., ZINKO, H.,
HILLSTROM, C.G.
" The LYCKEBO rock cavern seasonal storage plant experience of one year of operation "
T, pp. 421-425
- 256.- BUGAJ, A.H., HAHNE, E.
" Analysis of a thermochemical energy storage system with liquid absorbents "
T, pp. 426-431
- 257.- CHARLIER, M., WAUTERS, P.
" Modélisation d'une installation de chauffage comportant capteurs solaires, cuve de stockage et thermopompe "
T, pp. 432-436

- 258.- DALENBACK, J.O.
" A solar heating plant with heat pump and seasonal storage. System design influence on thermal performance and economy "
T, pp. 437-442
- 259.- DYTCHAK, M., TURLEJSKI, S.
" Analysis and theoretical design of CSHPS in Poland "
T, pp. 443-447
- 260.- FRANCK, P.A., BERNTSSON, T.
" Optimization of a combined heat pump / storage system with solar or convective heat collectors "
T, pp. 448-455
- 261.- HADORN, J.C., CHUARD, P., CHUARD, D.
" The VAULRUZ project - experimental results "
T, pp. 456-460
- 262.- HAUSZ, W.
" Thermal energy storage in the energy ecosystem "
T, pp. 461-465
- 263.- ISMAIL, K.A.R., ALVES, C.L.F.
" Latent heat storage in finned tubes "
T, pp. 466-470
- 264.- KRISCHEL, D.
" Comparison of concepts for central solar heating plants with seasonal storage "
T, pp. 471-474
- 265.- LENOIR, Y., SNEED, C.
" OPENSOL : logiciel d'optimisation du dimensionnement et de la commande des systèmes de chauffage complexes comportant un stockage de chaleur à long terme "
T, pp. 475-479
- 266.- MONAGHAN, P.F., O'DONNELL, G.N.
" Storage of off-peak electrical energy in building floors with particular reference to resistance heating and heat pump systems "
T, pp. 480-484
- 267.- NORDELL, B.
" The borehole heat store at LULEA, Sweden "
T, pp. 485-489

- 268.- OSTENSSON, B.
" A HVAC system based on seasonal heat storage "
T, pp. 490-493
- 269.- RESTUCCIA, G., CACCIOLA, G., RECUPERO, V.,
DI LEONARDO, R.
" Energy storage by absorption of water on
zeolite for building heating "
T, pp. 494-498
- 270.- SAUTY, J.P., AUSSEUR, J.Y.
" Présentation d'un progiciel pour l'évalua-
tion automatisée des projets de stockage de chaleur
dans le sol "
T, pp. 499-503
- 271.- VAN LOEY, J., VAN DE PERRE, R., LESKENS, E.
" Simulation and experiments in moderate climate
conditions on the behaviour of greenhouses, fitted
out with a short-term rock-bed thermal storage "
T, pp. 504-507
- 272.- VASSELIN, P.H.
" Gestion optimale de stocks de chaleur couplés à
une centrale de chauffage et climatisation : mise
en équation et exemple de solution "
T, pp. 508-512
- 273.- WEIK, H., PLAGGE, J.
" A new interseasonal storage concept for solar
heat applications in private buildings in moderate
climates "
T, pp. 513-517
- 274.- WIJSMAN, A.J.T.M.
" The GRONINGEN project : 96 solar houses with
seasonal heat storage in the soil "
T, pp. 518-521
- 275.- GUSTAFSON, G.
" Heat storage in caverns, tanks and pits "
T, pp. 525-531
- 276.- BURGEFF, D.C., WILDIN, M.W.
" An experimental study of the effects of an
inlet diffuser on performance of horizontal cylin-
drical hot water storage tank "
T, pp. 539-543
- 277.- CAYRON, L., PAUZIN, S.
" Etude expérimentale d'une maquette simulant
un réservoir de stockage "
T, pp. 544-548

- 278.- COHEN, R.R., TANTON, D.M., PROBERT, S.D., NEVRALA, D.J.
" Synergism of a thermal-energy store with a
central-heating boiler "
T, pp. 549-553
- 279.- DE LA MORINIÈRE, O.
" Designing the most cost-effective thermal storage
for cooling in new buildings "
T, pp. 554-561
- 280.- HANSEN, K.K., HANSEN, P.N., USSING, V.
" Stratified operation of a 500 m³ test pit "
T, pp. 562-566
- 281.- HANSEN, P.N.
" General theory of heat and cold storage "
T, pp. 567-572
- 282.- KJAERBOE, P.
" Heat storage and extraction from the abandoned
water-filled mines in NORBERG, Sweden.
Idea and experiences "
T, pp. 573-578
- 283.- MARTNA, J.
" The AVESTA research plant for hot water storage.
Summary of research 1982-1985 "
T, pp. 579-583
- 284.- REHBINDER, G.
" Strains in the rock around an unlined hot water
storage cavern "
T, pp. 584-588
- 285.- ROSEN, M.A., HOOPER, F.C.
" A concise method for evaluating the heat loss
from bermed heat storage tanks "
T, pp. 589-593
- 286.- ROSENBLAD, G.
" Quality loss from seasonal storage of heat in
rock, magnitude and evaluation "
T, pp. 594-599
- 287.- SVENSSON, T.
" Experience from a lake heat system at
O. GREVIE, Sweden "
T, pp. 600-604
- 288.- TAMBLYN, R.T.
" Diurnal thermal storage "
T, pp. 605-612

- 289.- TRUMAN, C.R., ROYBAL, L.G., WILDIN, M.W.
" A finite difference model for stratified chilled water thermal storage tanks "
T, pp. 613-617
- 290.- VASSEUR, B.
" Experience of heat loss from and temperature distribution in a water-filled density-stratified rock cavern "
T, pp. 618-622
- 291.- VOIGT, B., RUHNAU, R., SCHILF, L.
" Long term heat accumulator in Berlin (West Germany). Storage construction, first results and further developments "
T, pp. 623-629
- 292.- NICOLAS, J.
" Conférence ENERSTOCK 85 - TORONTO (Canada) du 22. au 26 septembre 1985 "
Rapport SPPS, septembre 1985
- 293.- BOURDEAU, L.
" Stockage intersaisonnier d'énergie solaire sur lit de cailloux enterrés "
Revue Générale de Thermique, 254 (1983), pp. 125-129
- 294.- SWEDISH COUNCIL FOR BUILDING RESEARCH
" Solar heating - Heat pumps - Energy storage - District heating "
- 295.- SWEDISH COUNCIL FOR BUILDING RESEARCH
" Energy use in the built environment "
Stockholm 1985
- 296.- ACHARD, G., ROUX, J.J., SUBLET, J.C.
" Description d'une sonde de mesure des caractéristiques thermiques des couches superficielles du sol. Résultats d'une campagne de mesures "
Revue Générale de Thermique, 267 (1984), pp. 177-188
- 297.- STEINMANIS, J.E.
" Thermal property measurements using a thermal probe "
?
- 298.- " Les pompes à chaleur à compression à moteur à gaz "
" G ", 32 (1978), pp. 1-11

- 299.- SWEDISH STATE POWER BOARD
" Heat pumps and solar energy "
Vallingby, Sweden (1982)
- 300.- DIETRICH, E., LE GOFF, P., LE GOFF, H., BARKAOUI, M., RAMADANE, A., TRAP, J.C.
" Une nouvelle technologie de la pompe à chaleur à absorption multi-étagée, avec stockage incorporé de l'exergie "
Revue Générale de Thermique, 281 (1985), pp. 537-544
- 301.- LEMMEKE, L.
" Stockage saisonnier de la chaleur solaire "
Swedish Council for building research - rapport - Stockholm 1983
- 302.- VAN DEN BRINK, G.J., HOOGENDOORN, C.J.
" Ground water flow heat losses for seasonal heat storage in the soil "
Solar Energy, 30 (1983), pp. 367-371
- 303.- SRIVASTAVA, A., HUSSAIN, S.Q., SHARMA, B.N., TIWARI, G.N.
" Thermal performance of ground as an inexpensive solar collector and storage system "
Energy Conservation Management, 22 (1982), pp. 197-204
- 304.- PERSAUD, N., CHANG, A.C.
" Computing mean apparent soil thermal diffusivity from daily observations of soil temperature at two depths "
Soil Science, 139 (1985), pp. 297-304
- 305.- PERSAUD, N., CHANG, A.C.
" Analysis of the stochastic component in observed soil profile temperature "
Soil Science, 138 (1984), pp. 326-334
- 306.- SVEC, O.J.
" R & D needs to realize potential of ground heat source systems "
T
- 307.- KASUBUCHI, T.
" Heat conduction model of saturated soil and estimation of thermal conductivity of soil solid phase "
Soil Science, 138 (1984), pp. 240-247

- 308.- MILLY, P.C.D.
" A simulation analysis of thermal effects on evaporation from soil "
Water resources research, 20 (1984), pp. 1087-1098
- 309.- PATIL, M.D., SAUER, E.
" Stepless automatic controlling of thermal stratification in a hot water storage tank "
International conference on Energy Storage - Brighton, UK, April 29 - May 1, 1981
- 310.- SKANSKA
" Swedish rock technique : LYCKEBO seasonal energy storage plant "
DANDERYD, Sweden 1983
- 311.- KJELLSSON, E., WAHLANDER, I., WESTAS, H.
" The LYCKEBO project : solar district heating with seasonal storage in a rock cavern "
- 312.- SAUGY, B., MATHEY, B., ARAGNO, M., DOY, R., GEISTER, M., LAVANCHY, Y., MISEREZ, J.J., PARRIAUX, A., RIEBEN, C., TISSIERES, P., VUILLEUMIER, F.
" Réalisation d'un accumulateur de chaleur en nappe souterraine : le projet SPEOS à DORIGNY-LAUSANNE. SPEOS : Synthèse après deux ans d'exploitation "
Rapport LENER, Lausanne 1984
- 313.- SAUGY, B., DOY, R., MATHEY, B., ARAGNO, M., GEISTER, M., RIEBEN, C., MISEREZ, J.J., PARRIAUX, A., TISSIERES, P., VUILLEUMIER, F.
" Accumulateur de chaleur en nappe souterraine SPEOS. Bilan de deux ans d'exploitation "
Ingénieurs et architectes suisses, 15-16 (1984), pp. 255-260
- 314.- LUND, P.D., MAKINEN, R., ROUTTI, J.T., VUORELMA, H.
" Simulation studies of the expected performance of KERAVA solar village "
Helsinki University of Technology (Finlande), report TKK-F-A484 (1982)
- 315.- " Hydrock : a method for energy storage "
Chalmer University of Technology - Goteborg (Suède), Information (1983)
- 316.- MISEREZ, J.J., SAUGY, B., MATHEY, B.
" Comportement et implications chimiques dans le cadre du stockage pilote en nappe souterraine SPEOS (Suisse) "
T

- 317.- AUSSEUR, J.Y., RAMPON, G.
" Etude d'un projet de stockage intersaisonnier de chaleur en milieu alluvial confiné derrière des parois étanches à Lyon-Gerland (69) "
T
- 318.- VERSTRAETE, P.E., AMBERGER, G.F.
" Critique des données nécessaires pour la simulation d'une nappe souterraine "
Gaz - Eaux - Eaux usées, 9 (1983), pp. 485-500
- 319.- BENET, J.C., DELLA VALLE, G., JOUANNA, P., SAIX, C.
" Etude expérimentale des transferts de masse et d'énergie au-dessus d'un stockage de chaleur en sol non-saturé "
Revue Générale de Thermique, 281 (1985), pp. 517-528
- 320.- CHANT, V.G., BIGGS, R.C.
" Central solar heating plants with seasonal storage : tools for design and analysis "
IEA Report (1983)
- 321.- BOYSEN, A.
" Central solar heating plants with seasonal storage : preliminary designs for ten countries "
IEA Report (1984)
- 322.- FOHR, J.P., TIERNY, R.
" Expérimentation et optimisation d'un système de chauffage solaire d'une serre horticole "
Revue Générale de Thermique, 278 (1985), pp. 89-98
- 323.- CHANT, V.G., HAKANSSON, R.
" Central solar heating plants with seasonal storage : the MINSUN simulation and optimization program - application and user's guide "
IEA Report (1983)
- 324.- SVEC, O.J.
" Potential of ground heat source systems "
Prepared for submission to International Journal of Energy Research (Jan 1986)
- 325.- SVEC, O.J., GOODRICH, L.E., PALMER, J.H.L.
" Heat transfer characteristics of in-ground heat exchangers "
Energy Research, 7 (1983), pp. 265-278
- 326.- RHEN, J., SUNDBERG, J., WILEN, P.
" Horizontal pipe systems in soil for heating and cooling of single family houses "
Earth heat pump group - report nr 13 - Goteborg (1984)

- 327.- NICOLAS, J.
" Le stockage thermique "
Programme national R & D Energie - SPPS - (1983)
- 328.- JANSSON, P.E., HALLDIN, S.
" Soil water and heat model. Technical
description "
Report " Swedish Coniferous Forest Project ",
Swedish University of Agricultural Sciences,
Uppsala - Sweden (1980)
- 329.- CLAEISSON, J., DUNAND, A.
" Heat extraction from the ground by horizontal
pipes. A mathematical analysis "
Swedish Council for Building Research -
Document D1 (1983)

*

* *