

Rapport annuel 2000 à l'attention de l'Office fédéral de l'énergie

Rapporteur: **Dr Daniel Pahud, LEEE, DCT, SUPSI**
Laboratorio di energia, ecologia ed economia (LEEE)
Dipartimento di costruzioni e territorio (DCT)
Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI)
daniel.pahud@dct.supsi.ch

Mandataire: **LASEN, DGC, EPFL**
Laboratoire de systèmes énergétiques (LASEN)
Département de génie civil (DGC)
Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL)
<http://lasenwww.epfl.ch/wwwlasen/default.htm>

Titre du Projet:

Etude pilote pour les bâtiments du Centre Suva Lucerne. Analyse des réponses de 2 sondes tests et optimisation du stockage diffusif

Résumé:

Dans le cadre de la construction des nouveaux bâtiments de la SUVA à Gisikon, près de Lucerne, un stockage de chaleur de type diffusif dans le terrain sera intégré dans le concept énergétique des bâtiments.

Le but de ce projet est d'évaluer le concept énergétique et de quantifier le bilan énergétique du système de chauffage et de refroidissement des bâtiments de la Suva à Lucerne. Le stockage de chaleur dans le terrain sera utilisé pour servir de source froide à une pompe à chaleur en hiver, et de réservoir de froid pour des besoins de refroidissement en été. Un groupe chaleur force est prévu pour fournir l'électricité à la pompe à chaleur et de l'énergie thermique aux bâtiments. Des capteurs solaires sont également prévu pour la recharge thermique du terrain si nécessaire.

Dans une première phase, deux tests de réponse sur deux sondes géothermiques de 160 m sont effectués pour déterminer les caractéristiques thermiques du terrain et des sondes. L'analyse de ces résultats permet également d'établir que l'influence d'un mouvement de l'eau souterraine n'est pas significative. Les caractéristiques mesurées in situ sont ensuite utilisées pour simuler les performances thermiques.

Dans une deuxième phase, différents concepts d'installation sont évalués avec l'outil de simulation PILESIM afin de pouvoir opérer un choix. Finalement, un outil de simulation dynamique de l'installation choisie, reproduisant le schéma de principe et incluant le stockage de chaleur diffusif, la pompe à chaleur, la machine frigorifique et leurs stockages tampons, sera développé avec le programme de simulation dynamique TRNSYS. Il s'agit de tester la faisabilité du concept de système tel qu'il sera réalisé et de déterminer une stratégie de contrôle du système optimale.

1. Objectifs retenus pour 2000

Le projet est dans l'attente du démarrage officiel de la construction du centre Suva. Le projet est prolongé d'une année, jusqu'en novembre 2001.

Toutefois deux analyses complémentaires ont été effectuées pour répondre à des questions suscitées par le rapport intermédiaire de 1999 :

D. PAHUD (1999) Etude pilote pour les bâtiments du centre SUVA Lucerne. Analyse des réponses de 2 sondes tests et optimisation du stockage diffusif. Rapport intermédiaire, Office fédéral de l'énergie, Berne, Suisse.

D'autre part, l'expérience gagnée dans la réalisation et l'analyse des deux tests de réponse a été présentée lors d'un workshop international sur ce thème en Belgique.

2. Travaux et résultats en 2000

2.1 Analyses complémentaires

Les deux analyses complémentaires doivent permettre de répondre aux deux questions suivantes :

- a. Pour le cas 2 traité dans le rapport intermédiaire (totalité des besoins de refroidissement injectés dans le stockage de chaleur, soit par refroidissement direct, soit par l'intermédiaire d'une machine frigorifique), la quantité d'énergie de refroidissement couverte par « refroidissement directe » est négligeable relativement à celle qui est couverte par une machine frigorifique. Dans les calculs, une température maximum de 10°C à la sortie des sondes était la condition pour ne pas recourir à la machine frigorifique.

La question qui est posée maintenant est :

« Est-ce que la part de refroidissement direct est toujours négligeable si l'on tolère une température maximum est de 14 °C plutôt que 10 °C à la sortie des sondes ? »

- b. La deuxième question concerne le stockage de chaleur. Les tubes horizontaux qui relieront les sondes géothermiques aux collecteurs principaux seront placés sous le parking et seront en contact direct avec de l'eau souterraine en mouvement, dont la température est d'environ 11°C. Dans le troisième cas traité dans le rapport intermédiaire, la recharge thermique du terrain est importante pour le fonctionnement de la pompe à chaleur en hiver. Elle doit être effectuée par la machine frigorifique et des absorbeurs solaires. Si les tubes horizontaux ne sont pas isolés, la recharge du stockage ne sera pas aussi bonne, ce qui peut diminuer la quantité d'énergie thermique extraite par la pompe à chaleur en hiver.

La question qui est posée est :

« Faut-il isoler les tubes horizontaux du stockage ? »

a. Refroidissement direct

Le système avec 49 sondes et un espacement quadratique de 6.5 m est utilisé pour faire les calculs. Le mode « refroidissement direct » est choisi en priorité sur les machines frigorifiques, si la température du fluide caloporteur à la sortie des sondes ne dépasse pas la valeur maximum tolérée. Trois simulations sont effectuées avec une valeur maximum de respectivement 10 (cas simulé dans le rapport), 14 et 18°C. Les résultats sont donnés dans la table 1. L'énergie de refroidissement est calculée pour les 10 premières années de fonctionnement. Dans le tableau, elle est donnée pour la première année et pour la moyenne des 10 premières années. Le système permet de couvrir la totalité de l'énergie de refroidissement des bâtiments, soit environ 730 MWh/an.

	Température max. pour refroidissement direct		
	10 °C	14 °C	18 °C
Refroidissement direct 1 ^{ère} année	1.1 MWh/an	8.1 MWh/an	19.4 MWh/an
Fraction de l'énergie de refroidissement	0.2 %	1.1 %	2.7 %
Refroidissement direct, moyenne 10 ans	0.6 MWh/an	2.5 MWh/an	11.7 MWh/an
Fraction de l'énergie de refroidissement	0.1 %	0.3 %	1.6 %

Table 1 Energie frigorifique satisfaite par « refroidissement direct » en fonction du niveau de température maximum toléré à la sortie des sondes

Les simulations montrent que l'énergie de refroidissement est pratiquement entièrement satisfaite avec les machines frigorifiques. La part couverte par refroidissement direct est marginale, même avec une température de départ favorable. En conséquence, **il n'est pas recommandé de prévoir le mode « refroidissement direct » dans le schéma de principe du système**, pour le cas où les rejets de chaleur des machines frigorifiques sont injectés dans le stockage.

b. Isolation des tubes horizontaux du stockage

Le troisième cas traité dans le rapport intermédiaire (recharge thermique du stockage par des absorbeurs solaires) est utilisé pour estimer l'effet de l'isolation des tubes horizontaux sur l'énergie extraite par la pompe à chaleur. Ce cas est choisi car la recharge du stockage doit permettre une élévation de sa température moyenne au cours des années, afin que la pompe à chaleur puisse fonctionner sans limitation de puissance causée par le risque de gel dans le stockage. Le système avec 49 sondes et un espacement quadratique de 6.5 m est choisi pour faire les calculs.

Pour les simulations du système effectuées jusqu'à ce point, la température de l'air au-dessus du stockage a été prise égale à celle de l'air extérieur (les moyennes mensuelles varient entre 0 et 19 °C). Il s'ensuit une température du terrain de la couche superficielle qui contient les tubes horizontaux qui varie entre 4 et 17 °C la première année et entre 5 et 18 °C la dixième année. D'autre part, la longueur des tubes horizontaux a été fixée à une valeur arbitraire et minimale de 240 m ; (égale à 8 fois la distance qui relie 7 forages espacés de 5 m). Dans ces conditions, les transferts de chaleurs engendrés par les tubes horizontaux sont restés faibles relativement à ceux des sondes, ce qui correspond plus ou moins à la situation où les tubes sont isolés.

Avec de l'eau souterraine en mouvement dans cette couche, la température du terrain devrait être beaucoup plus stable et ne devrait pas augmenter avec le temps. Grâce à l'outil de calcul utilisé (PILESIM), il est possible d'ajuster certains paramètres pour que la température de la couche soit stable et quasi constante, de manière à correspondre à 11 °C, qui est la température de l'eau souterraine telle que mesurée en été. Par ailleurs, la longueur totale des tubes horizontaux est d'environ 5'300 m (4 tubes par sonde jusqu'au collecteur central (2 allers et 2 retours)). En spécifiant cette longueur dans PILESIM, on suppose dans les calculs que tous les tubes sont uniformément répartis et espacés dans la zone occupée par les sondes, ce qui est favorable aux transferts thermiques des tubes. Une situation extrême est simulée en spécifiant ces paramètres (5'300m de tubes horizontaux et une température de l'eau souterraine d'environ 11 °C). Comme première remarque, il est à signaler que cette situation correspondrait à un mouvement de l'eau souterraine extrêmement élevé, supérieur à 100 m/jour en moyenne, et que sa température serait également très stable au cours de l'année (11 °C en hiver également). Dans ces conditions, la pompe à chaleur pourrait encore fonctionner à plein régime ; l'essentiel de la chaleur serait extrait de l'eau souterraine sans que la température dans les tubes ne descende sous la limite des 3°C, fixée comme critère pour réduire l'allure de la pompe à chaleur et donc d'éviter le gel de l'eau dans les tubes.

Toutefois, il est possible que la température de l'eau souterraine soit plus basse en hiver. En partant de l'hypothèse que la température moyenne annuelle du terrain vers la surface est à peu près égale à celle de l'air, soit environ 10 °C, on pourrait supposer que, par symétrie, la température de l'eau souterraine est de 9 °C en hiver. Si l'on fixe arbitrairement la température de l'eau souterraine à une valeur constante de 9 °C, les calculs montrent que lors de la 10^e année de fonctionnement, la puissance de la pompe à chaleur doit parfois encore être réduite jusqu'à 15 % de sa puissance nominale ; (la puissance délivrée au condenseur doit être abaissée de 450 à 380 kW). Toutefois, l'énergie annuelle délivrée par la pompe à chaleur n'est que peu diminuée (1'330 MWh/an plutôt que 1'350 MWh/an, -1.5%).

Ces calculs montrent que l'influence de l'eau souterraine sur l'énergie annuelle délivrée par la pompe à chaleur semble être modeste. En revanche, il est plus important sur le facteur sécurité du système, puisque la puissance de la pompe à chaleur doit toujours pouvoir être contrôlée pour ne pas risquer le gel de l'eau dans les tubes du stockage. (Mais de toute manière, même dans le cas avec les tubes horizontaux isolés, le contrôle de la puissance de la pompe à chaleur doit être effectué les premières années de fonctionnement, lorsque la température du stockage n'est pas assez haute).

L'influence de l'eau souterraine sur les performances thermiques du système est difficile à estimer, d'autant plus que des calculs précis demandent des informations plus détaillées sur les caractéristiques de l'eau souterraine (épaisseur de la couche de terrain soumis au mouvement de l'eau souterraine, vitesse de Darcy, évolution de la température au cours de l'année, etc.). Toutefois, l'effet indésirable de l'eau souterraine ne peut pas être plus grand que les performances du système dans sa première année de fonctionnement, lorsque la température moyenne du stockage n'est pas encore montée. Dans la table 2, l'énergie annuelle de chauffage délivrée par le système est donnée pour les 10 premières années de fonctionnement pour le cas simulé dans le rapport (sans eau souterraine).

Energie de chauffage délivrée par le système	Cas simulé sans eau souterraine		Température moyenne annuelle du stockage
1 ^{ère} année	1'241 MWh	91.9 %	12.9 °C
2 ^{ème} année	1'311 MWh	97.1 %	14.3 °C
3 ^{ème} année	1'348 MWh	99.9 %	15.2 °C
4 ^{ème} année	1'366 MWh	101.2 %	15.9 °C
5 ^{ème} année	1'372 MWh	101.6 %	16.5 °C
6 ^{ème} année	1'373 MWh	101.7 %	16.9 °C
7 ^{ème} année	1'373 MWh	101.7 %	17.3 °C
8 ^{ème} année	1'373 MWh	101.7 %	17.7 °C
9 ^{ème} année	1'373 MWh	101.7 %	18.0 °C
10 ^{ème} année	1'373 MWh	101.7 %	18.3 °C
Moyenne 10 ans	1'350 MWh	100.0 %	16.3 °C

Table 2 Evolution de l'énergie de chauffage annuelle simulée pour le cas sans eau souterraine.

Pour résumé, l'effet indésirable de l'eau souterraine est de limiter la recharge du stockage en été. Toutefois, si la température de l'eau souterraine est également de 11 °C en hiver, elle crée un effet favorable qui annulera l'effet indésirable de l'été. Même si la température de l'eau souterraine est plus basse (9°C), l'effet sur l'énergie de chauffage annuellement délivrée par la pompe à chaleur sera modeste (-1.5%). En revanche, pour ce cas particulier, la puissance de la pompe à chaleur devra, à certains moments dans l'année, être réduite jusqu'à 15 %.

Pour conclure, l'eau souterraine est une source d'incertitude quant à la quantité d'énergie qui sera transférée par les tubes horizontaux. Limiter cet effet par une isolation individuelle de tous les tubes semble coûteux en regard de l'énergie de chauffage gagnée par cette mesure, d'autant plus que l'effet de l'eau souterraine est toujours positif pour la production de froid avec les machines frigorifiques. **Plutôt que d'isoler individuellement les tubes, il semble plus judicieux de prendre les mesures suivantes lorsque les tubes seront mis en place :**

- Regrouper ensemble, dans la mesure du possible, les tubes « aller » des sondes. Une possibilité serait de les mettre dans une tranchée qui serait ensuite remplie par un matériau peu perméable à l'eau, peu conducteur à la chaleur et pas cher.
- Idem pour les tubes « retour ».
- Garder un espace suffisant entre les tubes « aller » et les tubes « retour », afin d'éviter que le fluide dans les tubes retour ne soit refroidit par celui des tubes aller ou vice versa.
- Veiller à ne pas croiser les tubes « aller » avec les tubes « retour ».
- Limiter autant que possible la longueur des tubes.

2.2 Tests de réponse

Les deux tests de réponses ont été présentés dans un workshop sur ce thème à Mol en Belgique. Ce workshop a été organisé dans le cadre des annexes 12 et 13 de l'IEA ECES (International Energy Agency, Energy Conservation through Energy Storage). Le texte de la contribution peut être obtenu en format pdf sur le serveur du LEEE :

<http://www.lee.e.dct.supsi.ch/> et sélectionner LEEE - UREC

Le résumé et les conclusions de la contribution sont donnés ci-dessous :

Summary of the presentation

The analysis of two response tests performed on two borehole heat exchangers drilled close to each other and constructed with the same design shows that the estimated ground thermal conductivity differs by 10%. Possible sources of error are examined and quantified in order to explain the difference. This analysis also highlights the sensitivity of a response test to outside conditions and, when the line source approximation is used, to the stability of the heat injection rate.

Concluding remarks

The estimation of the ground thermal conductivity differs by 10% between the north and south borehole, although they are only spaced by 30 m. Measurement and parameter uncertainties can produce an error of 5%, but they can not explain the 10% difference, as they would shift the results mainly in the same direction. The stability of the heat injection rate is also an important criteria, at least on a daily basis. With the two response tests, the increase of the grid voltage on Sunday resulted in a 5% error on the estimated values. Here again, these variations can not explain the 10% difference, as they change the results in the same direction. Other possibilities are the outside conditions, which also influence the actual heat rate injected in the borehole, or the ground thermal conductivity, which may actually be different, as the ground layers are tilted at this place. For both case, it means that the uncertainty on the ground thermal conductivity is about 10%.

To conclude, the design of a response test device should be performed in such a way that the influence of the outside conditions is as small as possible. For each test, the stability of the heat injection rate should be checked if not controlled when the line source approximation is used.

3. Collaboration et collaboration internationale en 2000

- Bureau Mengis + Lorent AG
Dr. B. Keller
- Bureau PB Energie und Haustechnik
Mr. P. Berchtold
- Experts des annexes 12 et 13 de l'IEA ECES, dans le cadre du workshop sur les tests de réponse

4. Transferts en 2000

Néant

5. Perspectives

Simulations détaillées de l'installation afin de pouvoir intégrer de façon optimale le stockage de chaleur diffusif dans le système. Il en résultera un outil de simulation dynamique de ce type de système ainsi que l'élaboration d'un document comportant les principaux résultats. La méthodologie utilisée sera utilisable pour le dimensionnement d'installations similaires dans le future.

Utilisation de l'expertise et du savoir faire acquis dans les tests de réponse pour la mise au point d'un tel dispositif en Suisse.

6. Publications

D. Pahud (2000) Two response tests of two « identical » boreholes drilled to a depth of 160 m near Luzern. Response test workshop in the framework of IEA ECES Annex 12 and Annex 13, Mol, Belgium. <http://www.lee.dct.supsi.ch/> et sélectionner LEEE - UREC