

Zeitschrift: Ingénieurs et architectes suisses

Band: 106 (1980)

Heft: 15-16

Artikel: Etude d'un aménagement capable de chauffer 18000 personnes par l'énergie solaire

Autor: Hadorn, Jean-Christophe

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-73967>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 27.12.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Etude d'un aménagement capable de chauffer 18 000 personnes par l'énergie solaire

par Jean-Christophe Hadorn, Lausanne

L'étude présentée ici constitue un avant-projet général (conception, implantation, génie civil et coûts) d'une centrale solaire de production de chaleur, élaboré au cours d'un travail pratique de diplôme d'ingénieur civil, à l'école polytechnique fédérale de Lausanne, en automne 1978.

Le concept de base de l'aménagement (centrale à collecteurs de chaleur, stockage thermique en nappe souterraine et réseau de chauffage à distance) a été défini par les professeurs A. Gardel et R. Lafitte de l'EPFL. Ce travail a été effectué avec l'aide de M. Ph. Méan, ingénieur.

Situation et contraintes

L'aménagement de production d'énergie doit couvrir, en phase finale, les besoins en chaleur (eau chaude sanitaire et chauffage des locaux) de 80 % de la population de trois agglomérations suisses (Aigle, Bex et Monthey), situées en amont de l'embouchure du Rhône avec le lac Léman (altitude 400 m, latitude $46^{\circ}20'N$).

Ce sont donc environ 18 000 habitants dont il s'agit de satisfaire la demande en chaleur, avec une installation centralisée utilisant au mieux la ressource solaire et les technologies de pointe. La contrainte principale, pour la centrale, réside dans la distribution de sa production par un réseau d'eau surchauffée, dont les températures de départ et de retour sont imposées en fonction de la température de l'air extérieur (fig. 1). On voit que les températures requises sont celles adoptées pour des réseaux classiques de chauffage à distance actuels (notamment départ à $130^{\circ}C$ lors de la pointe de consommation).

Pourquoi centraliser captage et stockage de l'énergie solaire à l'échelle d'une agglomération ?

Dès que l'on envisage de couvrir la totalité des besoins en chaleur dans nos régions par l'énergie solaire, deux exigences surgissent (nous excluons le cas de maisons passives ou actives conçues pour être solaires, puisque nous nous plaçons dans un environnement déjà construit). Il faut :

1. des surfaces disponibles suffisantes pour le captage;
2. un moyen de stockage à long terme, performant et dont l'incidence sur le coût total de l'installation reste faible, eu égard à l'économie de collecteurs qu'il procure.

Or aucune de ces deux « nécessités » ne peut être remplie à l'heure actuelle à

l'échelle individuelle, dans une agglomération existante. En effet :

1. Compte tenu d'une demande en chaleur moyenne, en Suisse, de 25 à 30 W par m^3 de bâtiment [1]¹ et d'un flux solaire capté (moyen, annuel) en plaine de 70 à $100 W/m^2$, un bâtiment de plus de 4 m environ de hauteur ne pourra être chauffé grâce au soleil avec des capteurs disposés uniquement en toiture.

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie en fin d'article.

Ce calcul suppose de plus que la surface de toiture utilisable pour les capteurs soit égale à la surface au sol du bâtiment, ce qui est loin d'être le cas dans une agglomération traditionnelle.

Ainsi, la surface de nos toits disposant d'une orientation et d'un ensoleillement favorables est insuffisante d'un facteur 5 à 10 pour une couverture quasi-totale de nos besoins au moyen du soleil.

2. Si l'on veut accumuler pour une utilisation hivernale l'énergie solaire recueillie en été, il faut stocker environ 5000 kWh par habitant (en gros la moitié de ses besoins hivernaux). En utilisant une cuve remplie d'eau et isolée par 50 cm de laine de verre, il faut disposer d'un volume de l'ordre de 100 à $150 m^3$ par habitant si l'on fait « travailler » l'eau avec un écart de température de $40^{\circ}C$ (entre 30 et $70^{\circ}C$ par exemple). On imagine mal comment un tel volume pourrait être mis en place dans les immeubles existants. (Un stockage plus petit, par exemple celui dit de pré-saison, est en général inutile et inefficace [2].)

De plus, les pertes thermiques des systèmes opérationnels simples de stockage par chaleur sensible, et, partant, le coût de l'unité d'énergie venue du stockage, sont évidemment fonction du facteur de forme du réservoir de stockage (surface/volume). Un stock centralisé

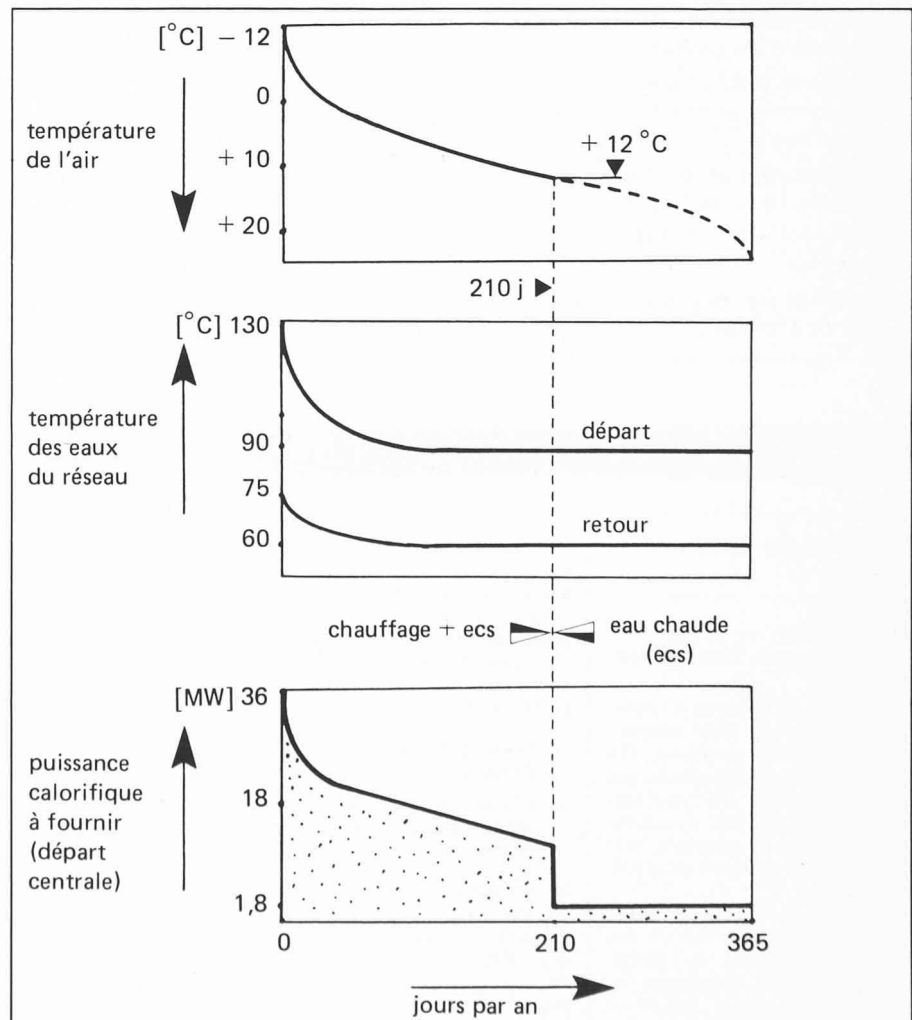


Fig. 1. — Demande en chaleur — corrélations.

permettra donc d'atteindre des rendements élevés du cycle stockage - prélèvement, tout en lui maintenant un « contenu exergétique » plus favorable et en atteignant des coûts spécifiques de construction et d'exploitation (fr./habitant) intéressants.

Il apparaît aussi nécessaire dans la mesure, répétons-le, où l'on veut tendre vers l'autonomie solaire dans un environnement construit, sans modifier l'aspect architectural de nos agglomérations ni les bases des systèmes existants de chauffage, de regrouper captage et surtout stockage dans une installation centralisée, dont la taille n'a rien à voir avec le sens habituel donné à la centralisation, dans les installations de production d'énergie. Si l'on utilise comme vecteur énergétique la chaleur sensible ou latente d'un fluide, dans une gamme de températures élevées (> 50°C), l'installation devra se situer à proximité des zones de consommation, de façon à minimiser les coûts de transport.

Cela est intéressant, pour autant, bien sûr, que les pertes thermiques du stockage et de la distribution soient globalement inférieures aux pertes des systèmes individuels de stockage.

En outre, la centralisation permet en général un gain d'un facteur 1,25 environ sur la capacité nominale d'une installation de chauffage à distance, du fait de la non-simultanéité des demandes maximales de chaque bâtiment.

Plusieurs conceptions de centrales solaires axées sur la production de chaleur

Un grand nombre de variantes de centrales solaires de chaleur sont envisageables. Ces variantes se distinguent, au niveau de la conception, par le mode de conversion de l'énergie solaire en énergie utilisable et par le système de stockage utilisé.

On peut actuellement distinguer, dans les conditions suisses :

1. Pour le mode de conversion :
 - la conversion thermique : capteurs plans et à faible concentration (production de chaleur) ;
 - la conversion thermodynamique : capteurs à forte ou moyenne concentration et centrales à tour chaudière (production de chaleur et d'électricité) ;
 - la conversion photovoltaïque : cellules (production d'électricité et de chaleur pour les capteurs de 3^e génération).
2. Pour le système de stockage :
 - le stockage de chaleur sensible, latente ou de réaction (eau, pierre, milieu poreux, sels, eutectiques...) ;
 - le stockage indirect d'électricité sous forme d'énergie potentielle (pompage-turbinage).

Nous ne considérerons pas ici l'usage indirect de l'énergie solaire (biomasse, éolienne). La figure 2 montre les chaînes énergétiques de quelques conceptions envisageables pour des centrales de chaleur. Les rendements globaux (chaleur utile/énergie totale investie) sont très variables suivant la chaîne (0,54 à 0,17). Mais le choix d'une variante ne peut se baser sur un tel critère, assez sommaire, et ne devrait être effectué qu'après une étude comparative poussée faisant intervenir des considérations énergétiques, techniques et économiques.

Sans que la liste soit exhaustive, les principaux paramètres à prendre en compte nous semblent être :

1. quantité totale de chaleur à fournir, répartitions temporelle et spatiale (densité de l'habitat) ;
2. qualité de cette demande (niveaux de température) ;
3. état des technologies et capacité de l'industrie ;
4. part d'énergie non renouvelable utilisée et ses conséquences ;
5. durée de réalisation et de vie de l'aménagement ;

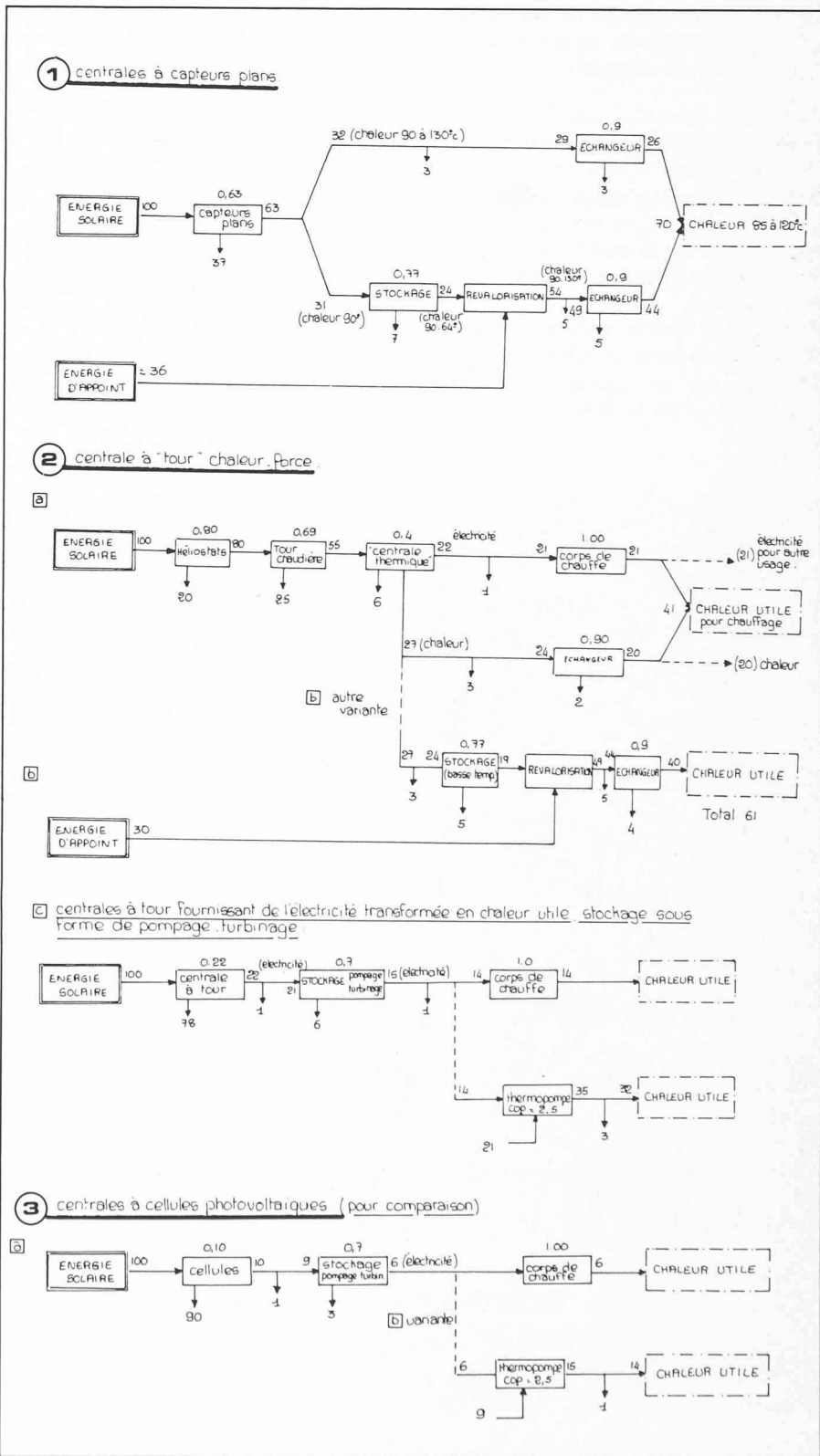


Fig. 2. — Chaînes énergétiques simplifiées de centrales solaires axées sur la production de chaleur.

6. temps de remboursement de la dette énergétique des installations ;
7. durée d'utilisation (jusqu'à ce que la centrale soit obsolète) ;
8. montant total des investissements et coût de l'énergie produite ;
9. fiabilité du système ;
10. impacts sociologique et écologique du projet.

La plupart de ces paramètres sont classiques, sauf la prise en compte des niveaux de température (2), qui sont déterminants dans la conception d'une installation solaire, des incidences sur l'environnement directes (4) ou indirectes (6) et des réactions de la population (10) trop souvent négligées.

Type de centrale solaire étudiée

Dans le cadre du travail de diplôme présenté ici, nous avons tenté de préciser la conception de la centrale à capteurs, correspondant à la chaîne énergétique 1 de la figure 2.

L'installation étudiée comprend donc les éléments principaux suivants :

- un champ de capteurs produisant uniquement de la chaleur ;

- un stockage intersaisonnier de chaleur ;
- un bâtiment central abritant les échangeurs, les pompes, les ateliers et les systèmes d'appoint éventuels ;
- un réseau de chauffage à distance d'eau surchauffée non visitable (procédé du tube protecteur à emprise faible) ;
- des sous-stations d'immeubles ou de quartiers (distribution indirecte) sur lesquelles se branchent les équipements existants (chauffage central, boiler) des consommateurs.

Capteurs et sites de captage

Les températures imposées du réseau de distribution ne permettent pas d'envisager des capteurs plans classiques. Nous nous sommes donc dirigés vers une comparaison entre un capteur plan de 2^e génération (à vide) et un capteur en forme de cylindres paraboliques à faible concentration (8 à 12), capables de fonctionner efficacement dans une gamme de températures de sortie allant de 95 à 135°C.

En fixant une inclinaison des capteurs correspondant à un optimum pour une production étalée dans l'année, soit en-

viron 50° sur l'horizontale pour notre latitude, on décide l'implantation des deux capteurs, plein sud, sur deux sites proches de Monthey. L'un est situé en plaine (altitude 400 m, à Collombey, au sud de l'emplacement actuel de la raffinerie du Rhône) et l'autre se trouve en altitude, sur une pente exposée favorablement, accessible et de surface suffisante (La Chauz, dans le val d'Illiez, à une altitude moyenne de 1940 m).

En tenant compte de l'effet de masque (ombre portée) dû à l'environnement sur chaque site et de l'ombre mutuelle que peuvent se faire les capteurs (entre rangées pour les capteurs plans qui sont fixes, entre rangées et entre capteurs d'une même rangée est-ouest pour les collecteurs cylindro-paraboliques qui suivent la course azimutale du soleil), il est possible d'évaluer les apports solaires tout au long de l'année, à l'intérieur de chaque tranche horaire journalière.

Les paramètres intervenant dans ce calcul sont les suivants :

- ensoleillement direct en plaine et en altitude (connu sur une surface perpendiculaire au rayonnement ou horizontale, en général) ;
- ensoleillement diffus (qui n'est en général pas connu et que l'on doit estimer à partir de formules empiriques faisant intervenir la hauteur du soleil) ;
- diagramme solaire du lieu (hauteur et azimut du soleil au cours de l'année) ;
- données météorologiques classiques (température de l'air, vitesse du vent) ;
- courbes normalisées de rendement des capteurs (admis en régime permanent à chaque pas de calcul) ;
- températures estimées d'entrée et de sortie du fluide caloporteur circulant dans les capteurs (température moyenne de fonctionnement).

La précision des résultats est illusoire si l'on n'utilise pas, pour une telle installation, un traitement informatique, tant sont nombreux et variables les paramètres à prendre en compte et les interactions entre les éléments de la chaîne (influence de la régulation réelle).

Néanmoins, nos estimations ont montré que les capteurs plans permettaient de gagner environ 10 % d'énergie sur la quantité totale captée, par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques, et qu'une situation en altitude conduisait à un gain de l'ordre de 30 % pour les capteurs plans par rapport à une situation en plaine. Cela est loin d'être négligeable, compte tenu du nombre total de capteurs nécessaires.

Toutefois, la plus grande facilité d'entretien d'un champ de capteurs en plaine (la neige peut atteindre 4 m à La Chauz et la pente du champ y est forte), alliée aux 10 km supplémentaires de transport pour une solution en altitude,

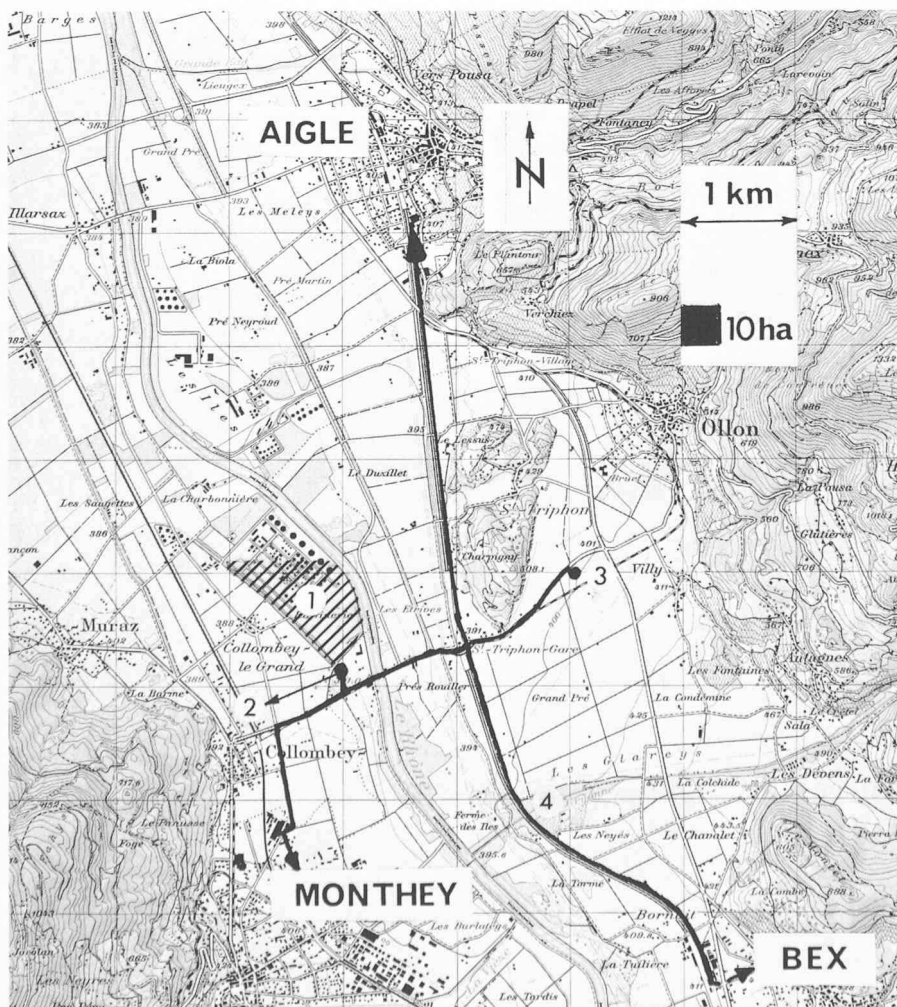


Fig. 3. — Situation générale :
1. Champ de captage. — 2. Bâtiment central. — 3. Site de stockage. — 4. Réseau primaire de distribution.
(Reproduit avec l'autorisation de l'Office fédéral de topographie du 16 juillet 1980).

nous ont fait choisir la solution des capteurs plans en plaine. Il est évident qu'un tel choix mériterait également d'être fondé sur des études plus poussées des diverses variantes (l'ensoleillement en altitude au-dessus de la couche de stratus est très favorable). Ainsi, un m² de capteurs plans (2^e génération) permet de collecter sur le site de Collombey environ 600 kWh de chaleur utile par an (pour une énergie incidente sur le capteur de 1000), ce qui est remarquable, compte tenu des températures de fonctionnement, voisines en moyenne de 100°C².

Le champ de captage

La surface totale de collection nécessaire pour satisfaire les 109 GWh demandés annuellement au départ de la centrale est ainsi de l'ordre de 200 000 m², soit environ 11 m² par habitant, ce qui est faible, grâce au système de stockage intersaisonnier (en ordre de grandeur, on estime actuellement à 25 m² par personne la quasi totalité des besoins, dans une chaîne à basse température, avec un appoint faible et une capacité de stockage d'environ 100 l d'eau par m² de capteur).

Le lieu retenu pour implanter une telle surface est situé entre l'usine d'incinération d'ordures de Collombey (SATOM) et l'actuelle raffinerie du Rhône (fig. 3), site qui reçoit en moyenne 1700 heures d'ensoleillement par an. Tout autre site dans les environs aurait aussi bien pu convenir, mais celui-ci à l'avantage de ne pas trop empiéter sur des terres cultivées. Les capteurs sont groupés en batteries de 3 m par 6 m. Les rangées disposées est-ouest comportent environ 80 batteries et sont espacées de 6 m entre axes, de manière à pouvoir disposer un chemin d'entretien toutes les deux rangées et à minimiser les ombres mutuelles entre rangées, tout en conservant une disposition compacte.

Ce ne sont pas moins de 130 rangées d'une longueur moyenne de 500 m dont il est nécessaire de disposer. L'emprise totale au sol du champ est de l'ordre de 500 000 m², soit environ 30 m² de sol par habitant.

Le stockage intersaisonnier

Le recours à l'énergie solaire comme principale source d'énergie primaire à des fins de chauffage rend pratiquement nécessaire l'utilisation d'un stock de chaleur de longue durée pour deux raisons principales :

- le stockage intersaisonnier est un élément déterminant de l'économie générale du système (dans notre cas, la surface de captage aurait été multipliée par 3, si nous n'avions pas disposé d'un tel stockage, et les 4/5 du

champ de capteurs auraient dû être masqués en été !);

- le tampon constitué par le stock permet de pallier les longues périodes hivernales non ensoleillées (plus de 23 jours consécutifs à Monthey dans une année sombre) et d'absorber les surpuissances solaires de crête.

On voit donc tout l'intérêt du stock à long terme, pour autant que sa réalisation soit techniquement possible, d'un coût compétitif par rapport au surplus de surfaces de captage économisé et que son exploitation permette d'obtenir des rendements (énergétique et exergétique) suffisants sans porter atteinte à l'environnement.

Dans les conditions techniques et économiques actuelles, un type de stockage intersaisonnier utilisant les nappes souterraines (dont seul existe le coût d'accès) permettrait de répondre aux exigences énoncées.

Ce procédé de stockage de chaleur consiste à injecter de l'eau chaude, produite par le champ de capteurs, durant les six mois d'abondance solaire (avril à septembre) dans un horizon aquifère de perméabilité adéquate, pris entre deux couches (argiles, limons, bed-rock...) faisant office d'isolant thermique et de confinement (imparfait) hydraulique. C'est la phase de recharge du stock.

Durant les six mois de déficit solaire (octobre à mars), où la demande en chaleur est forte, on décharge le stock en soutirant de l'eau. La température de soutirage est voisine, en octobre, de la température d'injection estivale, puis diminue progressivement (en fonction de la rapidité du soutirage notamment).

Pendant les deux phases (recharge, décharge) il y a compensation volumétrique. On soutire en été de la nappe de l'eau froide que l'on réinjecte, après passage dans un échangeur relié aux capteurs, dans l'aquifère à une distance du point de soutirage dépendant de la géométrie interne du sol, de sa nature et de la taille désirée pour l'accumulateur. En hiver, on effectue l'opération inverse, l'échangeur étant relié à un circuit de chauffage.

Il existe plusieurs conceptions pour de tels stockages souterrains en milieu à porosité d'interstices, se distinguant, entre autre, par le sens de l'écoulement d'eau imposé (horizontal ou vertical), et par la disposition des installations d'injection et de soutirage (en ligne, concentrique ou radiale dans un plan horizontal à partir d'un puits central,...) [3] [4].

Parmi ces types de stockage souterrain que l'on peut qualifier de « géothermie artificielle », un système à mouvement d'eau vertical (deux niveaux de drains rayonnants horizontaux lancés depuis un puits central servent d'ouvrage de pompage - injection) fait l'objet de simulation et d'études, depuis quelques an-

nées, à l'Institut de production d'énergie de l'EPFL [5], en collaboration avec le Centre d'hydrogéologie de l'Université de Neuchâtel.

Le rendement énergétique du cycle stockage - prélèvement, pour un volume d'accumulateur d'environ 400 000 m³ (cylindre de 50 m de rayon et de 50 m de hauteur) serait de l'ordre de 80 à 90 % (température d'injection estivale de 90°C) pour un aquifère immobile situé à une centaine de mètres sous la surface du sol. L'extension du procédé à des aquifères proches de la surface est en cours d'étude [6].

L'eau sort donc, en hiver, à une température moyenne d'environ 75°C, si la référence est à 15°C (température maximale 90°C, température minimale à fin mars 65°C).

Parmi l'ensemble des systèmes envisageables à l'heure actuelle, les procédés de stockage en nappe sont les moins coûteux, puisque l'on pourrait atteindre environ 0,30 fr. par kWh stocké [7], soit environ 1500 fr. par habitant raccordé.

Revalorisation des calories prélevées

Les températures de départ du réseau de chauffage à distance étant toujours supérieures à celles des eaux prélevées, on ne peut utiliser directement le stockage pour alimenter le réseau.

On pourrait, bien sûr, injecter l'eau à une température plus élevée (130 à 150°C, certains auteurs l'ont d'ailleurs déjà simulé [Meyer et Todd, 1974] repris par [8]) assurant ainsi une température au prélèvement adaptée à celle requise pour le réseau de distribution. Mais cela nécessiterait de bien connaître les conditions de pression régnant dans l'aquifère (il faut une pression de 300 m de colonne d'eau environ pour maintenir l'eau en phase liquide à 130°C).

Le site de stockage retenu sur la base de l'interprétation de relevés gravimétriques (Gonet 1965, repris par [9]) est placé à 100 m au sud-ouest de la colline de Saint-Triphon, le bed-rock y présentant une dépression en cuillère à environ +200 m de profondeur. Il n'a fait l'objet d'aucune reconnaissance profonde.

Aussi nous avons limité la température d'injection estivale à 90°C et une « revalorisation » (élévation de température) des calories prélevées est nécessaire pour satisfaire les conditions de fonctionnement du réseau.

Deux moyens s'offrent alors :

1. refaire circuler l'eau prélevée dans les capteurs, ce qui est impossible la nuit et les jours couverts (où le diffus ne suffit pas);
2. utiliser une source conventionnelle (combustibles fossiles...) dans une chaudière, ce qui ferait jouer au stockage le rôle de pertes (et de taille !), puisque la température moyenne de retour des eaux du réseau en hiver est de 70°C à

² La courbe de rendement utilisée pour ce capteur est celle du constructeur.

75°C, et que, comme nous l'avons vu, la température moyenne de prélèvement est précisément du même ordre.

Les pompes à chaleur

Ainsi le stock n'est intéressant que si nous l'exploitons par l'intermédiaire de pompes à chaleur. L'évaporateur des pompes à chaleur est relié au prélèvement par un circuit auxiliaire (l'eau prélevée pouvant être agressive) et le condenseur au réseau de distribution.

Le problème se pose alors de la source d'énergie d'appoint à utiliser, si l'on désire minimiser la consommation d'énergie non renouvelable. Schématiquement on peut envisager :

1. *L'énergie éolienne* utilisée directement (énergie mécanique) ou après transfor-

mation (électricité). Le problème du stockage se pose également.

2. *L'énergie tirée des ordures ménagères.* Il serait préférable de constituer un réseau chaleur-force à partir de cette source.

3. *Le biogaz.* Les pompes à chaleur seraient alors à gaz, et la production entièrement assurée par l'énergie renouvelable.

Dans notre cas, un calcul simple montre qu'il faudrait environ 10 000 unités de gros bétail pour constituer l'appoint nécessaire. Une telle installation (biogaz, biomasse...) nécessiterait une étude détaillée pour elle-même.

4. *Les sources d'énergie traditionnelles.* Si l'on désire minimiser la consommation d'énergie primaire et la sollicitation

demandée au stock, l'examen des chaînes très simplifiées de la figure 4 montre qu'une bonne solution est d'utiliser une pompe à chaleur alimentée par un moteur Diesel, sur lequel on récupère les rejets (refroidissement et gaz chauds).

Certes les unités d'énergie primaire examinées dans la figure 4 ne sont pas équivalentes, notamment du point de vue des atteintes à l'environnement qu'elles occasionnent, et minimiser la consommation d'énergie primaire ne veut rien dire en soi si on ne le rapporte pas à une « variable ».

Nous avons donc choisi la solution du moteur Diesel, en imposant une condition supplémentaire : l'ensemble de la production doit se faire à l'intérieur du système défini par la centrale (installation autonome).

La puissance nominale des moteurs Diesel nécessaires est de l'ordre de 6,4 MW et la puissance maximale disponible au condenseur de 22 MW (coefficient moyen de performance durant l'hiver : 3,4, calculé avec un rendement de Darrioux de 0,7). De telles pompes à chaleur fonctionnant entre 40°C à l'évaporateur (température de compromis entre bonne utilisation du stock et COP acceptable) et 130°C ou plus au condenseur n'existent pas, à notre connaissance, sur le marché.

Aussi nous avons limité à 116°C la température au condenseur (sur la base des travaux de BBC-York sur de telles machines) de sorte que nous n'atteignons qu'environ 110°C à la sortie des échangeurs constituant le condenseur. Pour notre aménagement, quatre groupes de pompes à chaleur de 5,5 MW de puissance unitaire nominale au condenseur ont été considérés³.

Une solution « économique » pour satisfaire la pointe (110 à 130°C) qui apparaît, dans l'année-type choisie, environ 15 jours (de manière dispersée) consiste à utiliser deux chaudières usuelles, dont la puissance nominale est limitée (2x4 MW). En outre, ces chaudières seraient d'une puissance suffisante pour satisfaire en été la demande en eau chaude sanitaire lors des jours où le soleil n'apparaît pas (7 consécutifs au maximum à Monthey). Cette solution est nécessaire si l'on veut minimiser la taille du stock et ne pas y puiser temporairement en été. Mais il semble préférable de surdimensionner légèrement le champ de capteurs et l'accumulateur afin de pouvoir avoir recours au stock en été. Ceci permet de diminuer la consommation d'énergie fossile dans une année typique et de se prémunir contre les années à déficit d'ensoleillement par rapport à l'année-type retenue pour le calcul du bilan énergétique.

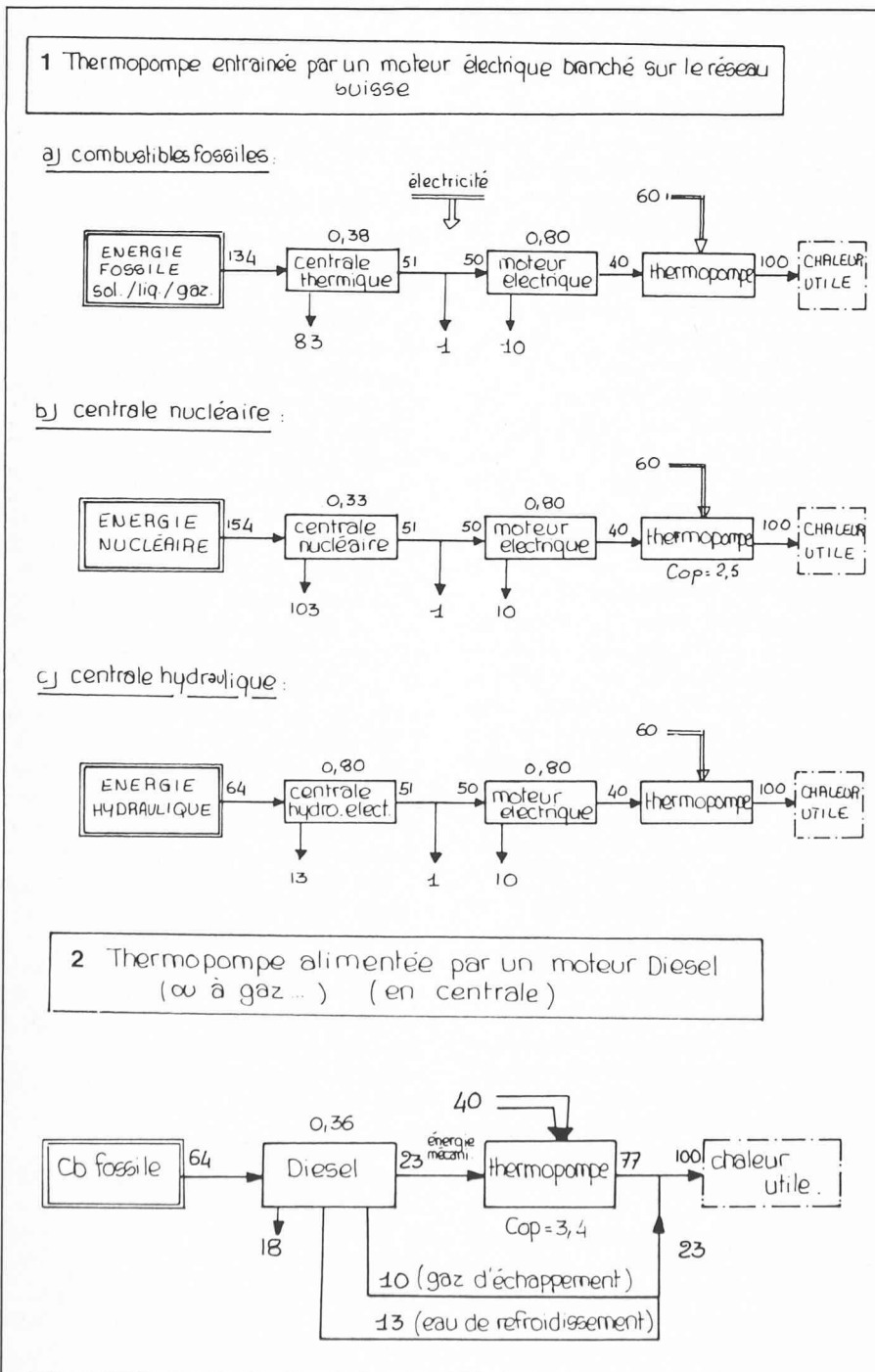
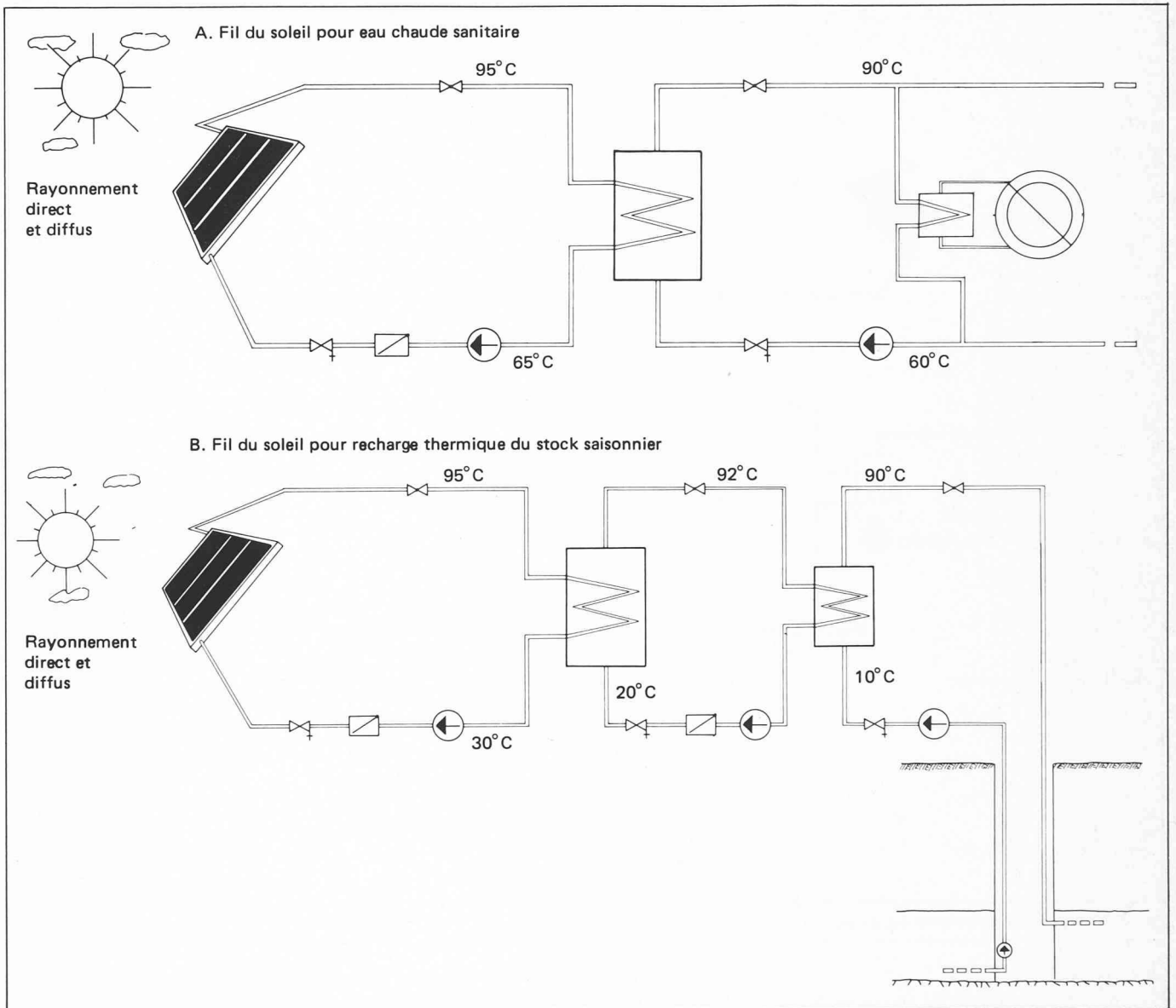
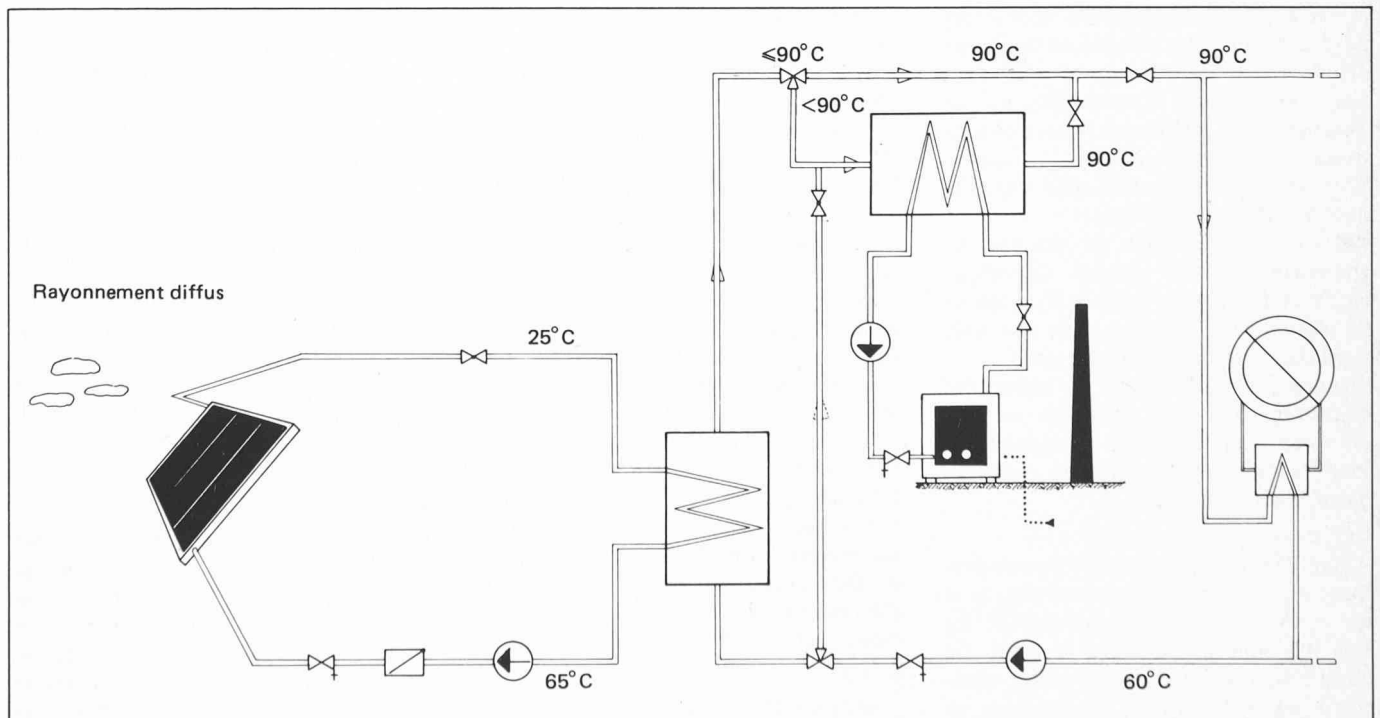


Fig. 4. — Possibilités pour l'alimentation des pompes à chaleur (thermopompes) (les COP sont différents entre cas 1 et 2).

³ Nous n'avons pas étudié de variantes décentralisées pour l'appoint (pompes à chaleur de quartier et chaudières).



1. Jour



2. Semaine non ensoleillée

Fig. 5. — Schéma de distribution des fluides : été.

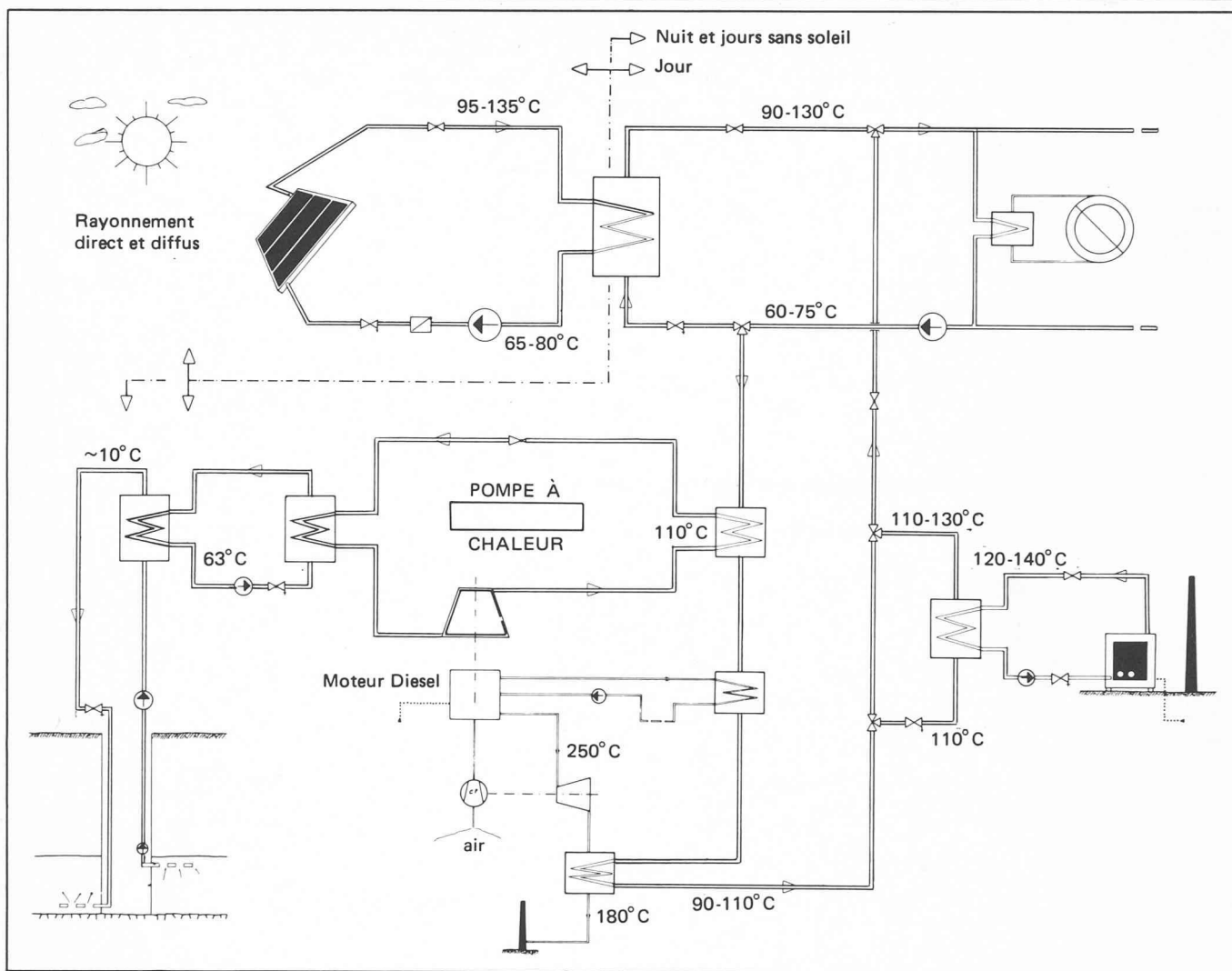


Fig. 6. — Schéma de distribution des fluides : hiver (octobre à mars).

Distribution de la chaleur

Le réseau d'eau surchauffée est classique. Nous avons retenu le procédé du tube protecteur qui occasionne de faibles emprises au sol. Les diamètres nécessaires pour acheminer les puissances de pointe demandées sont de l'ordre de 250 mm. Les sous-stations d'immeubles ou de quartiers sont également des éléments traditionnels des chauffages à distance. L'utilisation d'eau surchauffée nécessite une distribution indirecte.

Relevons que la région de Monthey ne comporte pas une densité calorifique élevée et que la mise en place d'un réseau de chauffage à distance dans une ville ancienne n'est pas une chose aisée. Signalons enfin qu'en été, les boilers des consommateurs sont rechargés au « fil du soleil » par le champ de capteurs de jour et assurent le stockage nocturne d'eau chaude sanitaire.

Gestion de l'énergie produite

Ayant défini les principes de fonctionnement de l'aménagement en été (fig. 5) et en hiver (fig. 6), on peut évaluer les flux d'énergie à travers le système. Ce calcul, au stade d'un avant-projet n'utilisant pas de traitement informatique, ne peut être fait qu'à l'échelle du mois, dans une année typique d'ensoleillement, du fait du grand nombre de paramètres

intervenant (ensoleillement, rendements de captage, de stockage, températures de l'air, de départ et de retour du réseau, COP des pompes à chaleur...) et de leurs interdépendances. La difficulté provient du fait que la ressource solaire ne peut être modifiée au gré de la température de l'air, comme dans une installation classique, alors que les besoins en chaleur en dépendent.

Une méthode simple (répartition entre modes de production à partir d'un prédimensionnement) conduit aux résultats présentés dans la figure 7 et permet d'établir la chaîne énergétique du système proposé (fig. 8). On voit que l'énergie solaire fournit 80 % de l'énergie primaire nécessaire, les 20 % restant étant donnés principalement par le carburant diesel des pompes à chaleur. Les chaudières ne fournissent qu'environ 1 % du total (total des combustibles : 135 litres/habitant).

La récupération des rejets calorifiques du Diesel est un élément très appréciable d'économie (le rendement global du diesel a été fixé à l'ordre de grandeur de 0,72).

Problèmes d'exploitation

Sans entrer ici dans le détail, on peut évoquer les difficultés d'exploitation liées au système étudié :

- Une grande part de la couverture énergétique (55 %) est attribuée au fil du soleil. La ressource étant fluctuante, les problèmes de régulation du système sont très délicats.
- Par rapport à l'année type étudiée, des variations d'ensoleillement de $\pm 20\%$ peuvent être observées à Monthey. Il y aurait donc lieu de surdimensionner le champ de capteurs ainsi que l'accumulateur.
- La charge complète d'un stockage souterrain nécessite environ 4 cycles annuels ; les rendements des 3 premiers cycles sont de 50 à 10 % plus bas que le rendement asymptotique. L'accumulateur devra donc être utilisé dès le début de la première étape de réalisation afin de lui donner son efficacité maximale à la fin de la réalisation.

Estimation du coût de l'énergie produite

Pour le système proposé, il est assez délicat de cerner le coût de l'énergie distribuée puisqu'il s'agit d'installations nouvelles à cette échelle, et dont les coûts des composants sont mal définis. Toutefois une estimation des charges annuelles pour les consommateurs a été faite en adoptant des hypothèses simplificatrices sur la durée et les étapes de réalisation. La figure 9 montre qu'à fin

1978, le coût du kWh distribué était de l'ordre de 35 à 50 centimes soit environ trois à cinq fois les coûts (ou plutôt tarifs) des moyens traditionnels de chauffage.

L'investissement total se monterait à environ 300 millions de francs, dont plus de 65 % concernent le champ de captage (avec 700 fr. par m² de capteurs posés et 90 fr. par m² de terrain pour le génie civil du champ de captage). La part du réseau avoisine 10 à 15 % et celle du stockage 5 à 10 % seulement. Le coût du kWh distribué est peu sensible au prix du combustible fossile (les frais de combustibles ne représentent que 3 % des charges environ, avec un coût de 400 fr. par tonne d'huile et de carburant diesel, que nous admettons détaxé puisqu'utilisé dans des pompes à chaleur), mais dépend fortement du loyer de l'argent (frais de capitaux élevés).

L'influence du prix du capteur est évidemment très grande (fig. 10). Un coût unitaire de l'ordre de 250 fr. par m² de capteur et un coût d'investissement pour le réseau, faible (implantation aisée), permettraient d'être compétitif avec les moyens individuels classiques de chauffage, en prenant les critères actuels de choix de la rentabilité (comparaison des coûts avec les installations existantes sans faire intervenir les notions d'environnement, de décentralisation, d'indépendance...).

Le travail de diplôme à l'EPFL présenté dans cet article a reçu le prix Dummer et Stucky 1979.
 Rédaction

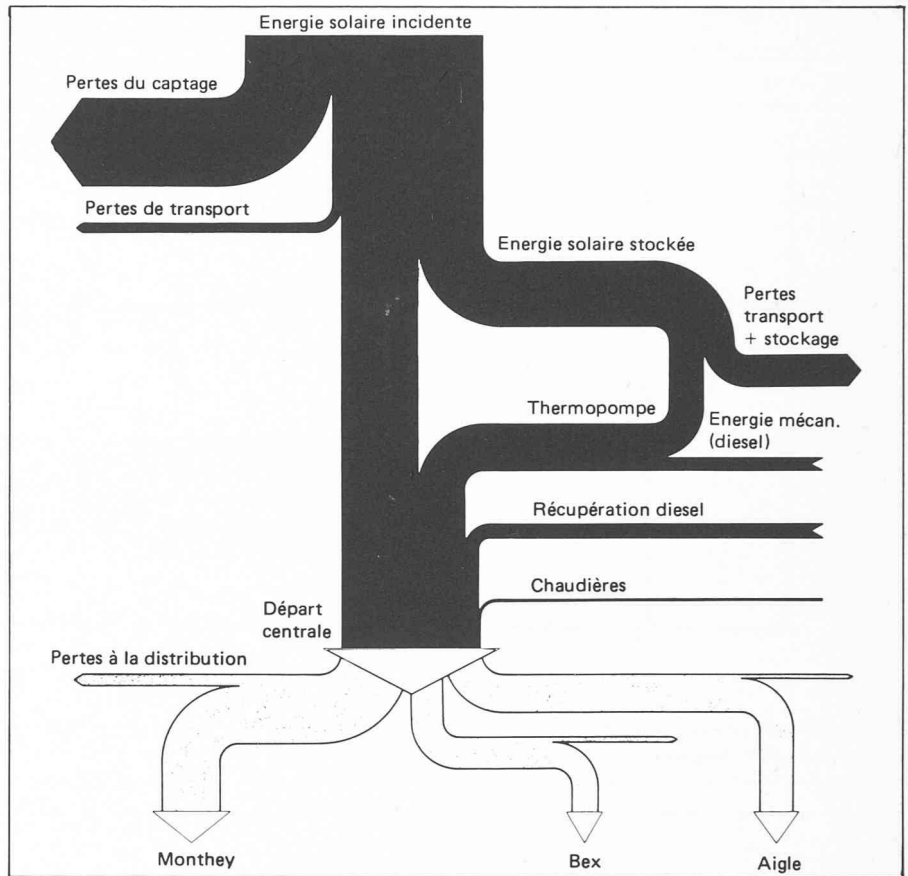


Fig. 7. — Schéma des flux de chaleur.

Caractéristiques principales			
Puissance nominale de la centrale	36,4 MW	Volume de l'accumulateur souterrain	400 000 m ³
Nombre d'habitants raccordés	18 000	Puissance maximum disponible au condenseur des thermopompes	22 MW
Surface de capteurs plans (inclinaison 50°)	200 000 m ²	Puissance des chaudières	8 MW
Emprise totale du champ de captage	500 000 m ²	Puissance solaire de crête (mars à 12 h.)	109 MW

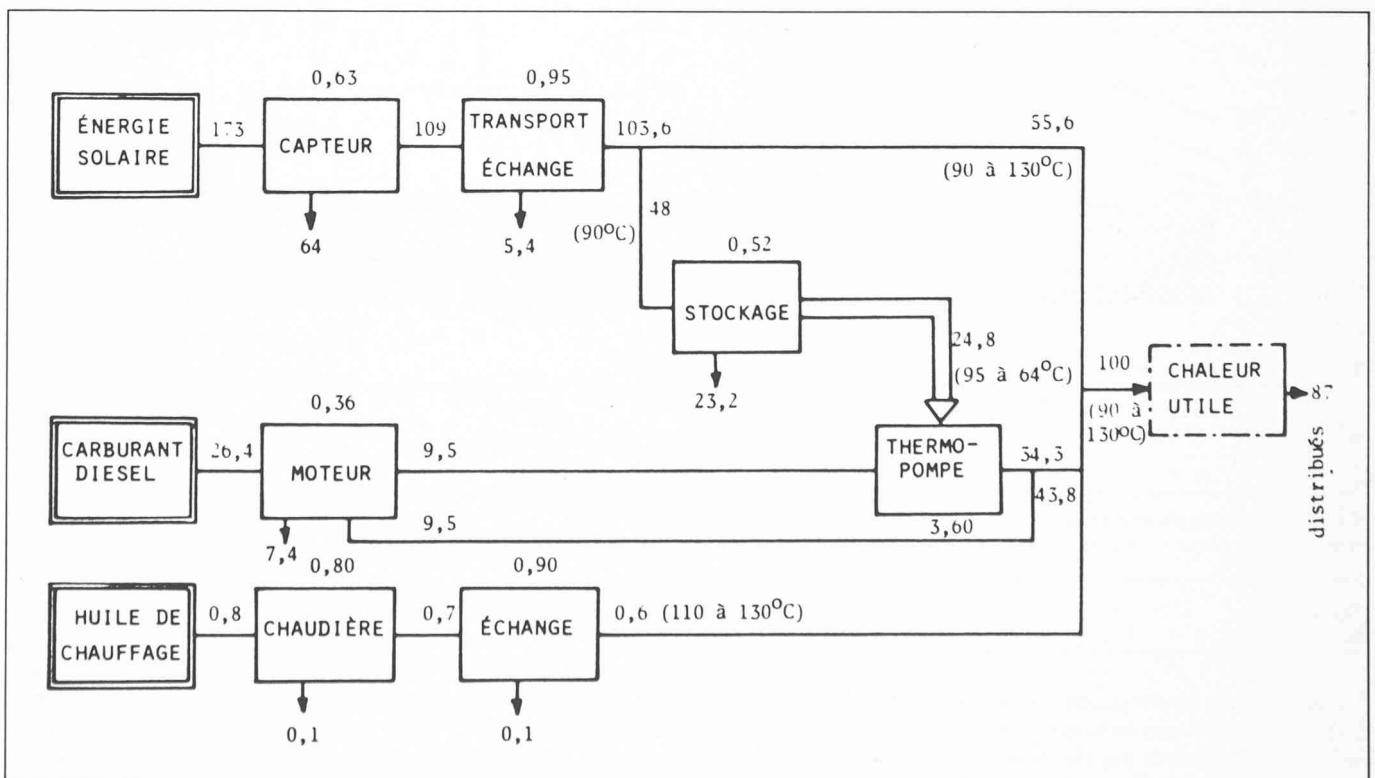


Fig. 8. — Chaîne énergétique du système (moyenne annuelle). 173 = énergie rapportée à 100 produits ; 64 = pertes du constituant ; 0,63 = rendement moyen du constituant ; 3,60 = COP des thermopompes (moyen).

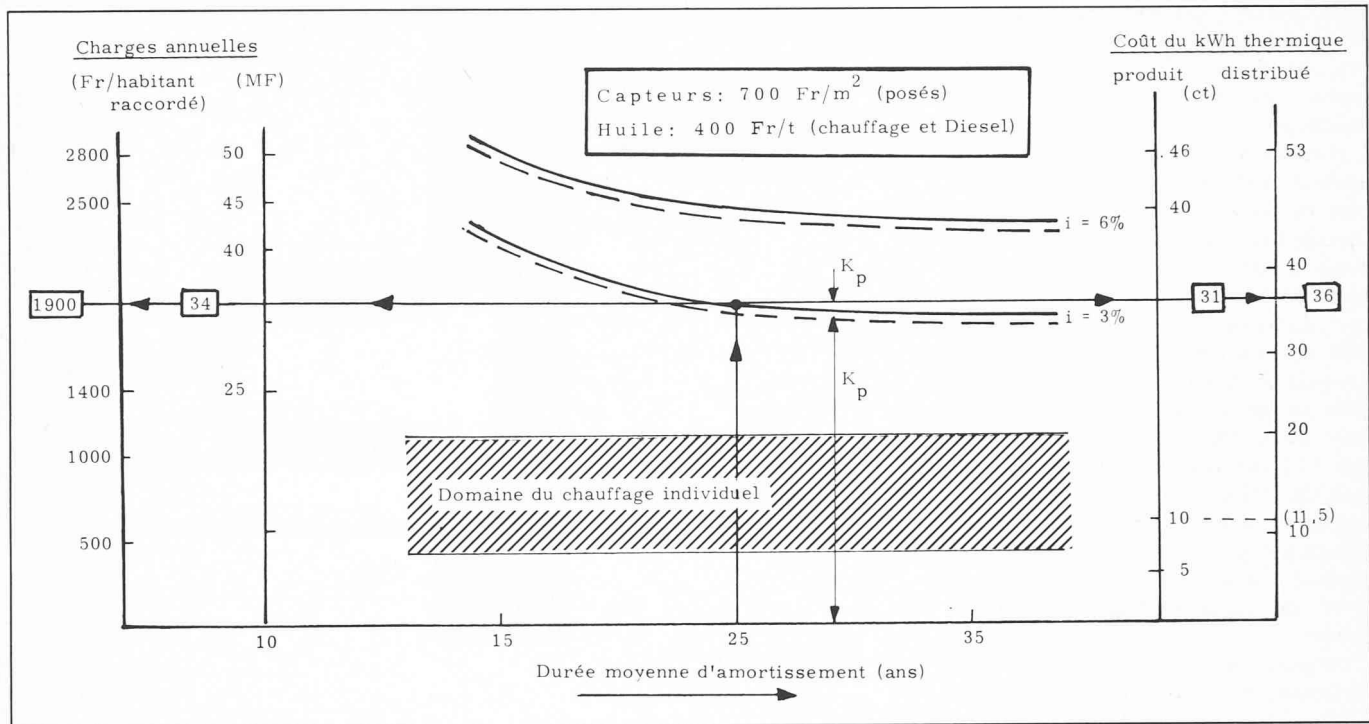


Fig. 9. — Charges annuelles et coût du kWh.

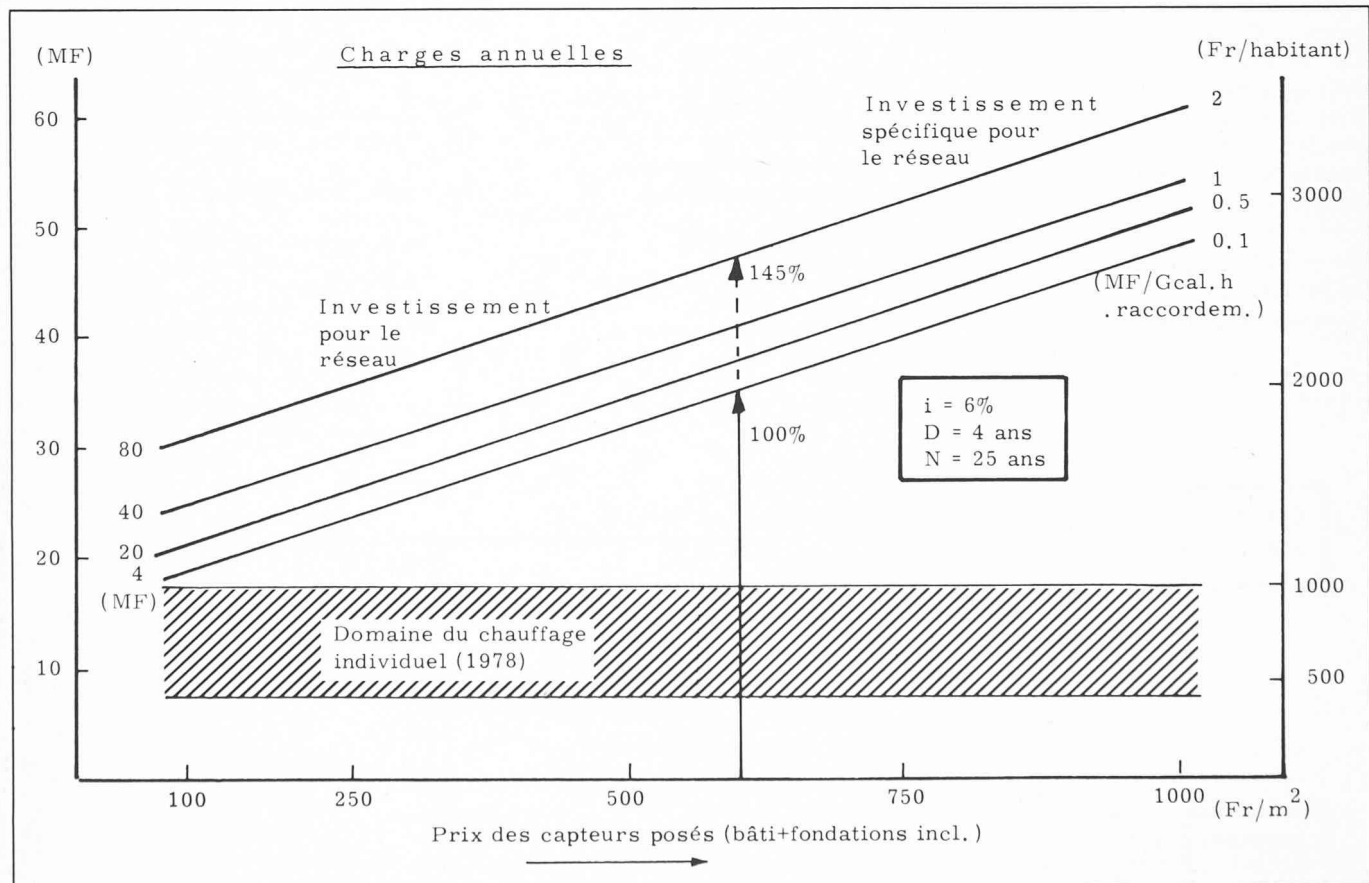


Fig. 10. — Influence du prix des capteurs.

Conclusions

L'objet de cette courte étude n'était pas de démontrer une quelconque rentabilité, mais plutôt d'apporter des éléments d'appréciation d'un système utilisant intensivement l'énergie solaire pour satisfaire les besoins en chaleur de 18 000 habi-

tants d'agglomérations existantes, dans une région réputée comme peu favorisée par le soleil. Les contraintes imposées au réseau de distribution (températures élevées) nécessitent l'emploi de systèmes d'appoint importants. Leur part de la couverture énergétique reste faible (20 %) mais leurs puissances nécessaires (dimensionnement pour la pointe) conduisent à de gros

investissements pour la production de chaleur d'appoint. Les investissements pour les éléments solaires viennent alors en surplus par rapport à une installation traditionnelle équivalente. Cet exemple montre, si besoin était, que le recours à l'énergie solaire pour le chauffage des locaux réclame l'utilisation de chaînes énergétiques à basse température, même au niveau centralisé.

La difficulté de satisfaire les besoins par le soleil dans un environnement construit prouve la nécessité d'intégrer l'élément solaire dès la conception des bâtiments, afin d'éviter une centralisation poussée, et de tendre vers des bâtiments énergétiquement sobres.

Une réalisation d'un système semblable de centrale solaire de chaleur, pour 52 villas, vient de s'achever en Suède [8] montrant la volonté d'un pays de recourir à l'énergie solaire. De telles installations pilotes sont nécessaires dès maintenant, pour toutes les formes d'énergie non renouvelable, si l'on ne veut pas accumuler... de retard et ne stocker que... des déchets.

Adresse de l'auteur :
Jean-Christophe Hadorn
Ingénieur civil EPFL
2, avenue du 24-Janvier
1020 Renens

Références

- [1] SIA 380 : *Puissance thermique nécessaire dans les bâtiments*, 1975.
- [2] SOFEE (France) : *Problèmes pratiques de réalisations des capteurs et des chaudières solaires*, in : « L'énergie solaire dans le bâtiment : réalisations et projets », 2^e symposium, Société suisse pour l'énergie solaire, Lausanne, 1975.
- [3] MATHEY, B. (1977) : *Dimensionnement des ouvrages de stockage de chaleur dans les nappes souterraines*. Bulletin du Centre d'Hydrogéologie de l'Université de Neuchâtel, n° 2, avril 1978.
- [4] Séminaire juin 1978, à Sophia Antipolis (France) : *Du stockage de l'énergie solaire à l'héliogéothermie*.
- [5] MENJOZ, A. et JOOS, B. : *Simulation du comportement des nappes souterraines par modèles numériques*, in : Symposium, Montreux, « Simulation 77 », Acta Press, Zurich, 1977.
- [6] SAUGY, B., MATHEY, B., HADORN, J. C. : *Stockage thermique souterrain*, in : « Premier symposium sur la recherche et le développement en énergie solaire en Suisse », EPFL, 2 juillet 1979.
- [7] KELLER, JAVET : *Etude comparative et critique des différentes possibilités de stockage de l'énergie solaire et thermique*, OFEE, Berne, 1977.
- [8] MATHEY, B. : *Le stockage thermique dans les nappes souterraines*, in : « L'énergie solaire dans le bâtiment : réalisations et projets », 2^e symposium, Société suisse pour l'énergie solaire, Lausanne, 1975.
- [9] PASQUIER, F. : *Aspects hydrogéologiques du stockage souterrain d'eau chaude en Suisse*, in : Rapport scientifique et technique sur le comportement des nappes souterraines. FNRS, Lausanne - Neuchâtel, 1976.
- [10] GAY, J. B. : *Chauffage solaire avec stockage à long terme*, in : Journal de la SSES, novembre 1979.

Taux minima d'aération dans les habitations et les ateliers¹

par Hans U. Wanner, Zurich

Afin de diminuer dans une large mesure les déperditions de chaleur dans les bâtiments il faut non seulement améliorer les isolations mais encore rendre étanches fenêtres et portes. Il s'ensuit que l'apport d'air frais est réduit et il se pose alors la question de déterminer les quantités minima d'air susceptibles de garantir une atmosphère ambiante impeccable et d'éviter toute atteinte à la santé et à la capacité productive de leurs occupants.

L'Institut d'hygiène et de physiologie du travail de l'EPF de Zurich effectue actuellement des recherches destinées à l'élaboration de recommandations sur les taux minima d'aération dans les habitations et les ateliers. A cet effet et en premier lieu il faut disposer de critères propres à l'évaluation de la qualité de l'air ambiant. Ces critères sont fondés sur les pollutions mesurables de l'atmosphère ambiante ainsi que sur les appréciations subjectives des occupants des locaux considérés.

Pollutions de l'air ambiant

Les pollutions les plus importantes de l'air ambiant sont récapitulées dans le tableau 1. Leurs fractions et concentrations varient en fonction du lieu, de l'utilisation et de l'occupation des locaux, et il en résulte que leurs influences sur la santé et la sensation de bien-être diffèrent également. Les recherches envisagées doivent permettre de mieux connaître le volume des pollutions éventuelles de l'atmosphère ambiante, d'évaluer leurs conséquences sur la santé — avant tout lorsque leur action est assez prolongée — ainsi que d'élaborer des recommandations propres à éviter leurs effets nocifs.

Les pollutions causées par l'homme en rapport avec ses activités ainsi que celles dues aux matériaux en général, aux maté-

riaux de construction et aux produits de consommation constituent le centre des études de l'EPFZ. Des mesures dans un local climatisé sous des conditions expérimentales bien déterminées ainsi que des essais à l'air libre sont planifiés. L'appréciation de la qualité de l'air résultera de mesures de sa teneur en dioxyde de carbone, en formaldéhyde ainsi que de déterminations sensorielles des odeurs. Mentionnons en tant qu'exemple typique d'une source de pollution, pouvant lors d'une aération réduite affecter considérablement la qualité de l'air ambiant, les panneaux de particules. Des résultats de produits à haute teneur en aldéhyde qui sont utilisés dans la fabrication de ces panneaux peuvent polluer de manière continue l'atmosphère ambiante et provoquer par la suite des irritations aux yeux et aux organes respiratoires. Quelques concentrations de formaldéhyde, déterminées il y a peu de temps au Danemark dans de nouvelles habitations sont indi-

quées dans le tableau 2. La source de ces concentrations de formaldéhyde, en partie considérables et dépassant la valeur admissible (0,1 mg/m³) se trouvait indubitablement dans les panneaux de particules utilisés dans ces habitations. Des contaminations analogues provenant de panneaux de plafonds liés à la résine urée-formaldéhyde ainsi que de meubles ont été mesurées dans des salles d'école.

Elimination des pollutions

Toutes les pollutions affectant la qualité de l'air ambiant doivent autant que possible être éliminées ou réduites à leur source même. Des pollutions en provenance des matériaux et des installations qui se répandent de manière continue dans l'atmosphère ambiante doivent autant que possible être évitées. A cet effet des prescriptions sévères d'homologation et des contrôles plus nombreux sont indispensables. De même les pollutions nocives de la fumée du tabac, dont l'élimination exige la plupart du temps un renouvellement d'air de longue durée, doivent si possible être limitées à quelques locaux, ceci en particulier dans les bâtiments publics.

Un renouvellement suffisant d'air est absolument nécessaire pour éliminer les pollutions causées par l'homme et ses activités. Les recommandations disponibles à ce jour, relatives aux besoins en air frais dans les habitations et ateliers se fondent amplement sur des expériences pratiques. Le taux de ces besoins en air frais en fonction des contaminations de l'atmosphère ambiante par l'homme est établi sur la base des odeurs déterminables ainsi que sur l'élévation de sa teneur en dioxyde de carbone. Dans les ateliers les pollutions engendrées par les travaux en cours peuvent servir de critères déterminants pour l'apport nécessaire d'air frais.

¹ Cet article constitue le 5^e bulletin relatif aux programmes de recherches de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).