



**UNIVERSITÉ
DE GENÈVE**

**INSTITUT DES SCIENCES
DE L'ENVIRONNEMENT**

COP5 : Source froide solaire pour pompe à chaleur avec un COP annuel de 5 généralisable dans le neuf et la rénovation

Synthèse du rapport final

Floriane Mermoud, Carolina Fraga, Pierre Holmuller, Eric Pampaloni, Bernard Lachal

Mandat réalisé pour le compte de l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN), cofinancé par l'Office Cantonal de l'Energie de l'Etat de Genève (OCEN) et les Services Industriels de Genève (SIG)



photo : G. Spoehrle

Carouge, mars 2014

Contact : floriane.mermoud@unige.ch

Contexte général

Les pompes à chaleur pour le chauffage des bâtiments ont connu un développement rapide ces dix dernières années. Les sources froides les plus communément utilisées actuellement sont l'air extérieur et la géothermie, mais la recherche d'autres sources froides plus performantes et/ou à coût moindre est un enjeu important. **Ce travail s'intéresse à la contribution éventuelle du solaire thermique comme source froide à une pompe à chaleur pour des applications résidentielles collectives.**

Le projet de recherche est centré sur un **retour d'expérience complet réalisé par l'Université de Genève sur un nouveau complexe immobilier Minergie de 10'000 m² habitables à Genève (baptisé « Solarcity »), équipé de pompes à chaleur couplées à 1'200 m² de capteurs solaires non couverts.** Les deux années de suivi énergétique ont permis de comprendre le fonctionnement du système dans son ensemble et de déterminer ses performances. Parallèlement, l'analyse économique a permis d'évaluer le coût de la chaleur produite et les charges de chauffage annuelles.

Ce retour d'expérience a été complété par un **travail d'extrapolation mené à l'aide d'un modèle numérique** réalisé en TRNSYS et validé grâce aux mesures. Il s'agissait notamment de tester le concept énergétique dans d'autres configurations : dimensionnement différent, immeubles existants rénovés ou non (présentant donc une demande thermique plus élevée).

Le projet de recherche a été financé par l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) et cofinancé par l'Office cantonal de l'Energie de l'Etat de Genève (OCEN) et les Services Industriels de Genève (SIG).

Suivi énergétique de l'installation Solarcity

Description du site d'étude

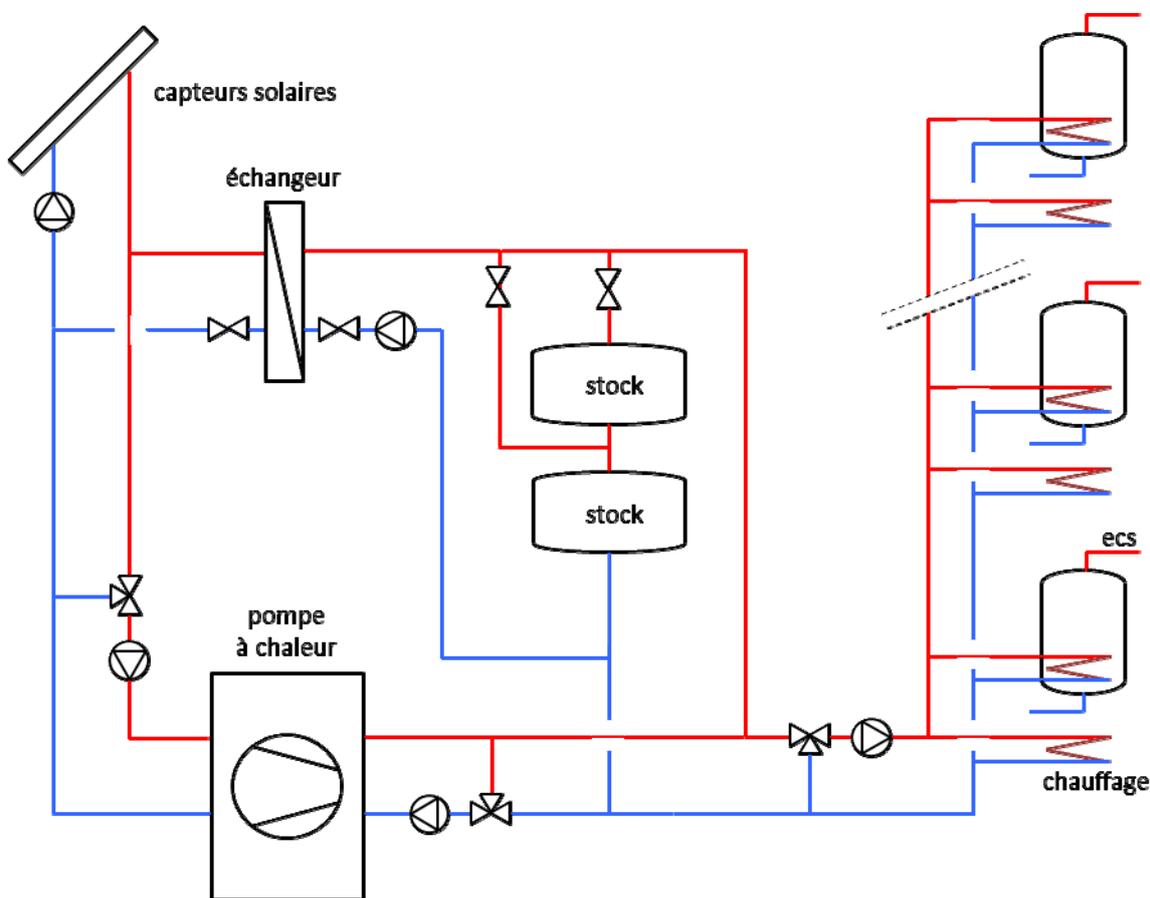
Le complexe immobilier étudié est situé à Satigny (GE) et a été terminé en 2010. Il est constitué de 10 allées regroupées en 4 immeubles (cf. photo). L'enveloppe thermique a été particulièrement soignée pour porter le bâtiment au niveau du standard Minergie. Les bâtiments sont équipés d'une ventilation double-flux (VDF), couplée à un puits canadien, permettant une récupération de chaleur sur l'air extrait.

Le concept énergétique a été proposé par ERTE/SunTechnics. Pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS), chaque allée a son installation énergétique autonome et indépendante, identique d'une allée à l'autre. Les équipements techniques pour une allée (environ 1'000 m² de Surface de Référence Energétique (SRE)) sont les suivants :

- **116 m² de capteurs solaires ;**
- **1 pompe à chaleur (PAC)** à un étage dimensionnée pour couvrir la puissance nécessaire pour la production de l'ECS (32 kW) et capable de fonctionner jusqu'à -20°C à l'entrée de l'évaporateur ;
- **1 stockage thermique de 4x1'500 L** d'eau chaude ;
- **1 résistance électrique de secours** située dans les ballons d'eau chaude, activée manuellement et permettant d'assurer 100% des besoins thermiques en cas de panne ou de maintenance, ou si la température à l'évaporateur descend en dessous de la valeur limite de travail de la PAC ;

- **système Enerbus** pour la distribution de chaleur : une seule canalisation physique utilisée séquentiellement pour la distribution de chauffage dans les appartements (plancher chauffant 32/25°C) ou la recharge de boilers individuels (300 L par appartement pour le stockage de l'ECS).

Le schéma de principe de l'installation est présenté ci-dessous :



Le système présente **4 modes de fonctionnement principaux**, par ordre de priorité :

- 1/ Production solaire directe : quand l'ensoleillement est suffisant, la chaleur issue des capteurs solaires est directement utilisée pour le chauffage et l'ECS, le surplus éventuel étant stocké dans les ballons d'eau chaude.
- 2/ Déstockage : si le solaire direct ne permet pas d'atteindre la température de distribution nécessaire.
- 3/ Production par la PAC : si la température dans le stockage est trop basse. Le surplus éventuel est stocké dans les ballons d'eau chaude.
- 4/ Chauffage électrique direct : en cas de panne de la PAC ou si la température à l'évaporateur descend en dessous de -20°C (enclenchement manuel).

D'autre part, la production d'ECS est prioritaire sur le chauffage en cas de demande simultanée.

Le suivi énergétique a plus précisément porté sur une seule allée (« bâtiment B » dans la suite), bien que l'ensemble du complexe ait été analysé, de manière simplifiée. L'instrumentation du bâtiment B a consisté en 28 capteurs (13 thermocouples, 5 débitmètres, 4 compteurs électriques, 6 capteurs météo). Le suivi a commencé en octobre 2011 pour une durée de deux ans.

Résultats du suivi énergétique pour l'année 2012 (bâtiment B)

Caractérisation des éléments du système

Demande thermique

Le tableau ci-dessous regroupe les principales caractéristiques de la demande thermique du bâtiment :

	Température distribution	Puissance thermique (moy jour)	Demande thermique
chauffage	25-32°C	9 W/m ² à -5°C Tnon chauffage = 13°C	19 kWh/m ² /an
ECS	55-60°C	~5 W/m ²	48 kWh/m ² /an
Total			68 kWh/m ² /an

On observe clairement deux niveaux de température sur la distribution de chaleur (départ chaufferie) : ~30°C durant les périodes de distribution de chauffage et ~60°C durant les périodes de distribution d'ECS (système Enerbus). La signature énergétique fait apparaître une faible demande de chauffage : 9 W/m² à -5°C extérieur, et une demande d'ECS de l'ordre de 5 W/m² (moyenne journalière). En 2012, année climatique normale, **la demande de chauffage a été de 19 kWh/m²**. Ceci est une **valeur particulièrement faible pour la Suisse**, résultant de la grande qualité de l'enveloppe thermique du bâtiment et de la bonne maîtrise des températures intérieures (<21°C). **La demande en ECS a été de 48 kWh/m²**, ce qui est par contre **très élevé** par rapport aux valeurs standards en Suisse et s'explique par le fort taux d'occupation du bâtiment. Il en découle que le **ratio de consommation ECS-chauffage (2/3-1/3) est inversé** par rapport à ce qui est rencontré habituellement (1/3-2/3).

Ventilation

L'énergie thermique récupérée par la ventilation en 2012 a été de 13 kWh/m², pour une consommation électrique de 7 kWh/m², ce qui est élevé par rapport à ce qui est observé sur d'autres installations similaires. L'efficacité de l'échangeur est légèrement supérieure à 0.6 et le Coefficient de Performance de la VDF est de 3.7 en 2012. **Les performances de la VDF à Solarcity sont très faibles par rapport à celles d'autres installations similaires**, probablement à cause de pertes de charge importantes dans les gaines de ventilation (à Solarcity, la VDF alimente également les caves et l'air vicié est utilisé pour ventiler les parkings).

Capteurs solaires

Les capteurs solaires ont été caractérisés grâce aux mesures et suivant un modèle comprenant notamment un terme d'accumulation et un terme de pertes convectives dépendant de la vitesse du vent (important dans le cas de capteurs non couverts). Les coefficients ont été déterminés par régression multilinéaire sur les mesures à partir des valeurs horaires. **Les coefficients trouvés sont proches des valeurs données par le test normé** réalisé par le SPF à Rapperswil.

Pompe à chaleur

Les performances instantanées de la pompe à chaleur ont été caractérisées à partir des mesures en valeurs horaires, en termes de Coefficient de Performance et d'Efficacité. **Le COP PAC augmente nettement lorsque la température de sortie du condenseur se rapproche de la température d'entrée de l'évaporateur**. Il passe de 2 pour un ΔT de 70K à 4 pour un ΔT de 30K. L'efficacité de la PAC (rapport entre COP réel et COP de Carnot (limite thermodynamique)) est de l'ordre de 0.35, ce qui est une bonne valeur. **Les valeurs mesurées sont proches des valeurs constructeur**.

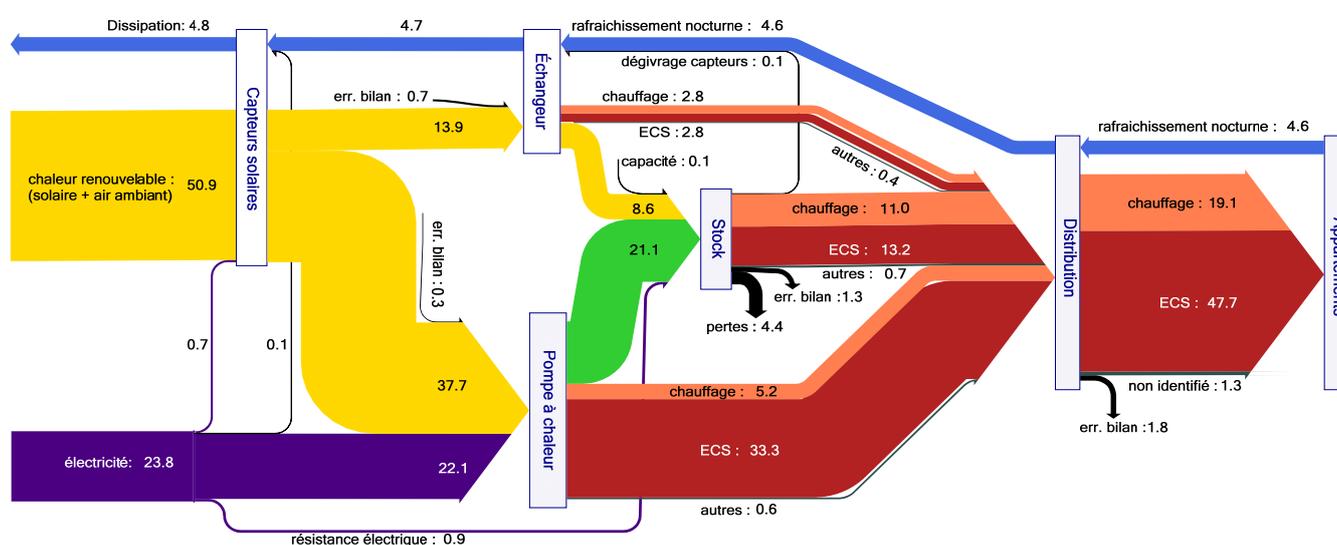
- Stock

Le stockage thermique a été caractérisé à partir des mesures selon un modèle prenant en compte la variation capacitive du stock et ses pertes thermiques. Les coefficients ont été déterminés par régression bilinéaire sur les mesures en valeurs journalières. **La capacité effective issue de ce modèle est inférieure à la capacité réelle** des quatre cuves de stockage, ce qui pourrait s'expliquer par des « zones mortes » liées à la position des entrées et sorties hydrauliques. **Le facteur de pertes correspond à 5 cm d'isolation effective contre 20 cm dans la réalité** : la différence pourrait partiellement s'expliquer par des ponts thermiques subsistants.

▪ **Performances**

- Flux énergétiques annuels

Le diagramme de flux déterminé à partir des résultats du monitoring de l'année 2012 pour le bâtiment B est présenté ci-dessous. L'erreur de bilan entre les flux entrants et sortants est faible : inférieure à 3% de l'ensemble des flux entrants.



La production solaire directe (sans passer par la PAC) représente 19% des entrants (7% en hiver et 49% en été), dont 60% passent par le stockage avant utilisation. **La PAC produit 81% de la chaleur**. La résistance électrique, enclenchée uniquement en cas de panne/maintenance sur la PAC ou si la température à l'évaporateur est trop basse, a essentiellement fonctionné en février 2012, durant la vague de froid inhabituelle que l'Europe a connu. **La consommation électrique de la résistance représente moins de 5% de la consommation totale d'électricité de l'installation, et environ 1% des entrants en 2012. La consommation électrique totale a été d'environ 24 kWh/m² en 2012.** Le stockage thermique joue un rôle important dans le système, puisque 37% de l'énergie fournie passe par le stockage avant distribution. Les pertes thermiques s'élèvent à 14% de l'énergie stockée et 6% des entrants.

73% de la chaleur est distribuée en hiver (oct-avr), contre 27% en été (mai-sept). En hiver, la PAC fournit plus de 91% de l'énergie totale produite durant la période hivernale, le solde étant produit par le solaire direct (7%) et la résistance électrique (<2%). **La production solaire directe est inférieure à 50% en été, ce qui est faible** si on considère le dimensionnement généreux de la surface de capteurs solaires pour la production d'ECS : une valeur supérieure à 80% était attendue. Deux facteurs principaux peuvent expliquer cette faible valeur :

- Dans l'objectif d'augmenter les échanges de chaleur avec l'air ambiant quand ils sont utilisés comme absorbeurs pour l'évaporateur de la PAC, **les capteurs solaires ne sont pas vitrés et leur face arrière**

n'a pas été isolée. Par conséquent, ils présentent des pertes thermiques élevées lorsqu'ils sont utilisés comme capteurs solaires en été.

- **La configuration hydraulique** choisie (système Enerbus) **n'est pas compatible avec le préchauffage solaire de l'ECS.**

- Coefficients de performance annuels

Les performances annuelles des systèmes incluant des pompes à chaleur sont généralement caractérisées par le Seasonal Performance Factor (SPF). Différents indicateurs peuvent être définis en fonction des frontières de calcul (définitions issues du projet européen SEPEMO-Build) :

Indicateur	Frontières	Valeur Solarcity 2012
$SPF1 = \frac{\text{production PAC}}{\text{électricité PAC}}$	PAC seule	2.7
$SPF2 = \frac{\text{production PAC}}{\text{électricité PAC} + \text{pompe solaire}}$	PAC + auxiliaires côté source froide	2.6
$SPF3 = \frac{\text{demande bâtiment}}{\text{électricité PAC} + \text{pompe solaire} + \text{résistance}}$	PAC + auxiliaires côté source froide + appoint	2.9
$SPF4 = \frac{\text{demande bâtiment}}{\text{électricité PAC} + \text{résistance} + \text{tous auxiliaires}}$	PAC + appoint + tous auxiliaires (source froide, source chaude, distribution)	2.7

Le SPF1 (pompe à chaleur seule) s'élève à 2.7. **Le SP3 remonte à 2.9 grâce aux apports solaires directs** (essentiellement en été). **Ces valeurs restent modestes**, ce qui s'explique par le fait que **la PAC fonctionne la majorité du temps à haute température (~60°C)**, et ce pour deux raisons : i) la demande en ECS est majoritaire (2/3) dans la demande totale du bâtiment ii) à cause des priorités de fonctionnement intégrées dans la régulation, en 2012 **65% de la chaleur destinée au chauffage a été produite à 60°C durant les phases de production d'ECS** (stockage du surplus). Il serait plus optimal pour les performances de la PAC que la chaleur destinée au chauffage soit effectivement produite à la température de distribution du chauffage.

La consommation électrique des auxiliaires a été estimée à partir des caractéristiques constructeur (sauf la consommation du circulateur solaire qui a été directement mesurée). Elle s'élèverait à environ 2.5 kWh/m²/an, soit **près de 10% de la consommation totale d'électricité**. Avec cette estimation, le SPF4 (tous auxiliaires compris) retombe à 2.7, ce qui est en dessous de la fourchette des valeurs observées dans la littérature (entre 2.9 et 6.1), mais pour des systèmes individuels d'une part, et présentant une part d'ECS dans la demande thermique totale bien plus restreinte d'autre part.

- Perspectives d'évolution

Après deux années de fonctionnement, **le système semble avoir atteint son rythme de croisière**. Les ajustements faits sur les paramètres de régulation par ERTE et SunTechnics ont permis d'optimiser le fonctionnement des installations. Hormis quelques modifications minimales, la régulation et donc les performances de l'installation ne devraient plus évoluer significativement.

Le système fonctionne correctement et est très fiable pour un système innovant comme celui-ci. Notons tout de même la complexité de la régulation, avec de nombreux paramètres en jeu et beaucoup de modes de fonctionnement différents, ce qui complique une future transmission de l'exploitation du site à une autre entreprise que le concepteur lui-même et rend difficile une éventuelle standardisation du concept.

▪ **Comparaison avec l'ensemble du complexe immobilier**

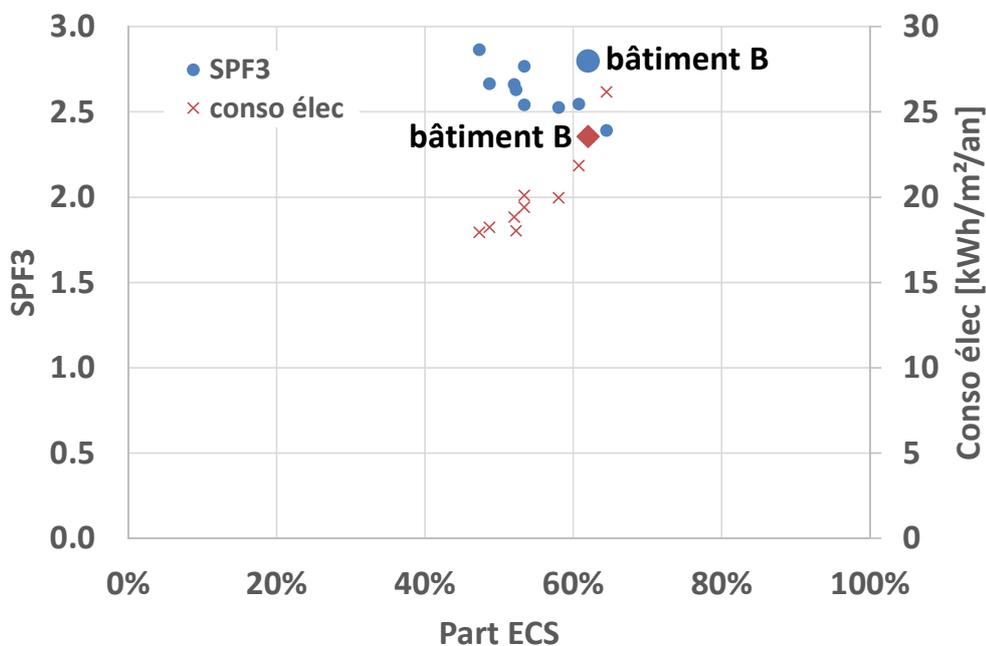
L'accès aux données de la régulation a permis d'analyser de manière simplifiée le comportement des autres allées du complexe Solarcity durant l'année 2012. Concernant la demande thermique, on notera que la demande de chauffage est comparable sur l'ensemble des bâtiments (~20 kWh/m²/an), alors que la demande en ECS est fortement dépendante du taux d'occupation des bâtiments.

kWh/m ² /an	bât B suivi	bât B ERTE	moy ts bât
conso chauff	19	21	21
conso ECS	48	41	30
conso totale	68	66	54
conso élec	24	24	20
SPF3	2.9	2.8	2.6

Remarque : Sur le bâtiment B, les résultats du suivi diffèrent notablement des résultats issus de l'analyse des données fournies par ERTE. Cela s'explique par une panne sur le compteur de chaleur d'un des appartements utilisé par ERTE et qui ne fournit aucune donnée : nous avons donc estimé la consommation de chaleur de cet appartement de manière proportionnelle, d'où la différence observée avec nos mesures (compteur de chaleur distinct situé en sortie de chaufferie).

Le bâtiment B n'est pas totalement représentatif de l'ensemble du complexe car il présente une consommation d'ECS particulièrement élevée (48 kWh/m²/an contre 30 en moyenne sur l'ensemble du complexe).

La Figure ci-contre illustre les performances respectives des 10 bâtiments qui composent Solarcity en fonction de la part d'ECS dans la demande thermique :



Le SPF3 diminue lorsque la quantité d'ECS à fournir (=à haute température) augmente. En considérant sa consommation élevée en ECS, le bâtiment B présente des performances plutôt meilleures que les autres. Notons que **la consommation électrique de l'ensemble des bâtiments reste modérée** (de l'ordre de 20 kWh/m²/an) malgré les performances modestes du système, **car la demande thermique des bâtiments est faible.**

Analyse économique à Solarcity

Tous les montants présentés s'entendent Hors Taxes (HT).

Investissements

Le coût total des travaux du projet immobilier Solarcity (hors coût du terrain) s'est élevé à 45'000'000 CHF, dont **7'700'000 CHF pour la production et la distribution de chaleur ainsi que la ventilation**, ce qui représente 17% du coût total des travaux :

Complexe immobilier	45'000'000 CHF HT	575'000 CHF/appart
dont production de chaleur	4'300'000 CHF HT	55'000 CHF/appart
dont distribution de chaleur	1'130'000 CHF HT	15'000 CHF/appart
dont ventilation	2'270'000 CHF HT	29'000 CHF/appart

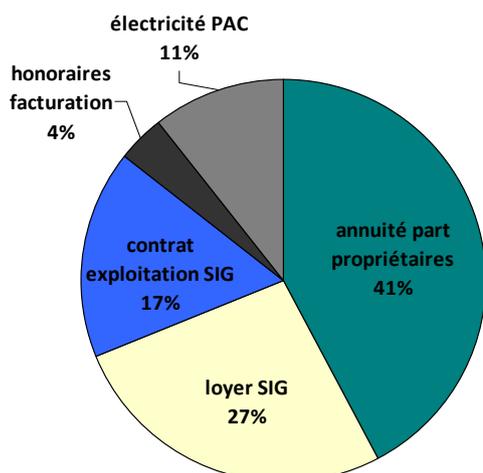
Au sein des coûts de production et de distribution de la chaleur, le coût des installations représente 70% du total, les honoraires 19% et les frais d'étude (concept énergétique) 11%.

Afin de limiter la part des coûts de production et de distribution de la chaleur à intégrer au loyer, une partie du coût d'investissement (1'150'000 CHF) a été financé par les SIG en tant que tiers investisseur (remboursement par un loyer annuel sur une durée de 30 ans, répercuté sur les charges de chauffage des habitants). Par ailleurs, le projet a reçu 310'000 CHF de subventions de la part de l'OCEN (au titre des capteurs solaires et de la Recherche & Développement). Les propriétaires ont financé le complément, soit 3'970'000 CHF (inclus dans le prix d'achat des appartements ou reporté sur les loyers).

Charges annuelles pour la production et la distribution de chaleur

Les charges annuelles sont constituées de :

- l'amortissement des investissements assumé par les propriétaires, subventions déduites (hyp : taux d'intérêt 3% sur 30 ans)
- le loyer versé à SIG sur 30 ans (128'000 CHF/an, incluant une part de renouvellement des installations en plus de l'amortissement de la part financée par SIG)
- le contrat d'exploitation versé à SIG (80'000 CHF/an)
- les honoraires de facturation touchés par la régie
- les achats d'électricité pour les PAC



Au total, les charges annuelles (après subventions) s'élèvent à 6'150 CHF/appartement en 2012. L'annuité d'amortissement payée par le propriétaire (incluse dans le prix d'achat des appartements) représente 41% de ces charges, le loyer SIG 27%, le contrat d'exploitation 17%, les honoraires de facturation 4%. Les seules charges variables en fonction de la consommation de chaleur sont **la consommation d'électricité par les PAC, qui représente seulement 11% du total : 89% des coûts sont des charges fixes** liées à l'amortissement et à l'exploitation des installations. Notons

que la performance des PAC impacte peu les coûts, puisque les achats d'électricité ne représentent que 11% des coûts annuels.

Indicateurs économiques

En 2012, **le coût de la chaleur produite** est de 82 ct/kWh + 12 ct/kWh pour la distribution. Cette valeur **est très élevée à cause de l'importance des coûts fixes et de la faible consommation de chaleur**. Pour les bâtiments présentant une faible demande de chaleur avec des coûts de production essentiellement composés de coûts fixes, **les coûts annuels** (CHF/m²/an) sont plus significatifs. Dans le cas de Solarcity, ils **sont de 50 CHF/m²/an**, et varient peu en fonction de la consommation de chaleur (90% de coûts fixes). Cette **valeur est élevée par rapport à celle observée sur d'autres bâtiments récents à Genève**, plutôt de l'ordre de 20 CHF/m²/an (mais pour des bâtiments alimentés par des systèmes de chauffage conventionnels : chaudière gaz + éventuellement solaire). Des perspectives de réduction de coût existent à Solarcity mais de manière limitée car l'essentiel des coûts est lié à l'importance des investissements dans les installations de production.

Eléments de généralisation

Modélisation

Afin de mener une étude de sensibilité quant à divers paramètres techniques de l'installation, un modèle de simulation numérique permettant de reproduire les principaux modes de fonctionnement et flux énergétiques en jeu **a été développé** sous TRNSYS. Les sous-systèmes ont été modélisés d'après les caractéristiques des divers composants déterminées à partir des résultats du suivi (NB : la consommation électrique des auxiliaires n'a pas été simulée). Les priorités des modes de fonctionnement sont conformes à la régulation réelle. La modélisation se fait en pas de temps horaire sur une année complète. L'indicateur de performance retenu pour l'étude est le

$$SPF3' = \frac{\text{demande bâtiment}}{\text{électricité PAC} + \text{résistance}} \quad (\text{SPF3 sans la consommation de la pompe solaire}).$$

Le modèle a été validé par les résultats du suivi énergétique sur l'année 2012. Les flux entrants et sortants du système sont correctement reproduits par la simulation (différence inférieure à 3%). Globalement, on obtient une consommation électrique simulée de 22 kWh/m²/an, à comparer aux 23 kWh/m²/an mesurés. De même, le SPF3' de 3.1 correspond bien à la valeur mesurée de 3.0.

Etude de sensibilité

Les principaux résultats de l'étude de sensibilité menée sur les paramètres techniques de l'installation grâce au modèle sont les suivants :

- Par rapport au dimensionnement de Solarcity (13 m² de capteurs solaires par 100 m² SRE), une augmentation de la surface solaire n'amènerait quasiment pas de gain. **Une réduction à 9 m² de capteurs par 100 m² SRE permettrait encore de couvrir l'ensemble des besoins thermiques du bâtiment avec 26 kWh/m²/an d'électricité** au lieu des 22 kWh/m²/an. Le SPF3' se situerait à 2.7 contre 3.1.
- **L'isolation de la face inférieure des capteurs n'amène globalement pas d'amélioration.** En effet, l'augmentation de la part de solaire direct en été est compensée par la baisse de température dans les

capteurs en hiver (facteur d'échange plus faible), qui entraîne un appel d'électricité directe plus important lié à un décrochage de la PAC plus fréquent.

- A condition de ne pas dégrader les performances de la PAC, **la présence d'un variateur de fréquence** permettant d'adapter la puissance thermique produite à la demande **réduirait légèrement la consommation globale d'électricité à 18 kWh/m²/an**, ce qui équivaut à un SPF3' de 3.8.

Le modèle a également permis de mettre le système en situation de demande thermique différente :

- Pour une année météorologique différente (2004 au lieu de 2012) qui présente une rigueur climatique similaire mais sans extrême froid comme le mois de février 2012, la consommation électrique n'est qu'à peine inférieure (car pas de décrochage de la PAC) : 21 kWh/m² (SPF3' de 3.2) en 2004 contre 22 kWh/m² (SPF3' de 3.1) en 2012.
- Pour un bâtiment présentant une demande de chaleur totale identique à Solarcity mais avec une inversion des parts de chauffage et d'ECS (60% vs. 40% au lieu de 30% vs. 70%), la consommation électrique ne varie presque pas (du moins en 2012), car même si la consommation d'ECS à 55°C diminue, la quantité de chauffage à produire augmente (en particulier en février 2012). Dans ce cas de figure et dans l'optique du projet COP5, le système pourrait effectivement atteindre un SPF3' supérieur à 4.5, pour autant que les conditions suivantes soient réunies : i) une année météorologique moyenne (telle que 2004), en particulier pas d'extrêmes de températures froides menant au décrochage de la PAC ii) une PAC équipée d'un variateur de fréquence, sans dégradation du COP.
- **Pour un bâtiment rénové Minergie datant des années 60**, présentant une demande de chaleur de l'ordre de 100 kWh/m²/an (70% chauffage-30% ECS) – soit un facteur 1.5 et une répartition chauffage-ECS inversée par rapport à Solarcity – et des températures de chauffage élevées, **le SPF3' se maintient à 2.9 même sans redimensionner les installations de production**. Par conséquent, **la consommation électrique augmente proportionnellement à la demande thermique (~35 kWh/m²/an)**. A noter qu'un redimensionnement des installations de production en accord avec la demande thermique n'amène pas de gain significatif.
- **Pour le même bâtiment datant des années 60 mais non rénové**, présentant une demande de chaleur d'environ 150 kWh/m²/an (80% chauffage-20% ECS) – soit un facteur supérieur à 2 par rapport à Solarcity – et des températures de chauffage élevées, le SPF3' chute cette fois-ci à 2.7 en l'absence de redimensionnement et la consommation électrique grimpe à 60 kWh/m²/an. **Le redimensionnement des installations de production en adéquation avec la demande thermique se révélerait donc indispensable** dans ce cas-là, et permettrait de faire remonter le SPF3' à 3 et de réduire la **consommation électrique** à moins de **50 kWh/m²/an**. Cependant la mise en place du concept de Solarcity sur un bâtiment non rénové s'avère **a priori non viable** à cause de la surface nécessaire en toiture pour les capteurs (25 m² par 100 m² SRE), de l'augmentation des coûts d'investissement et de la demande d'électricité qui reste élevée.

Conclusion et perspectives

Le complexe immobilier Solarcity est équipé d'une installation de production de chaleur innovante basée sur des pompes à chaleur couplées à des capteurs solaires non couverts. Le suivi énergétique effectué a mis en évidence une grande fiabilité des installations, mais des performances énergétiques modestes (SPF de 2.6 sur l'ensemble des bâtiments, 2.9 sur le bâtiment plus spécifiquement étudié). Cela est lié à une demande de chaleur inhabituelle,

constituée à 2/3 d'eau chaude sanitaire et 1/3 de chauffage (soit l'inverse de ce qui est rencontré habituellement), qui implique qu'une grande partie de la chaleur doit être produite à haute température. Toutefois, étant donné la faible demande thermique des bâtiments (enveloppe thermique excellente), la consommation électrique annuelle reste faible, de l'ordre de 20 kWh/m²/an.

Les simulations ont cependant montré que cette faible consommation spécifique peut rapidement augmenter si on transpose le système à un bâtiment présentant une enveloppe thermique moins performante avec une demande de chauffage plus élevée. Un problème de surface de toit disponible pour l'installation des capteurs vient à se poser si la puissance thermique nécessaire devient trop importante. Ainsi, l'implémentation du système dans un bâtiment existant doit s'envisager avec prudence.

Parmi les pistes d'améliorations techniques qui n'ont pas été explorées dans le cadre de ce travail, on citera :

- L'utilisation d'un stock de glace entre les capteurs solaires et la PAC, afin de limiter la température à l'entrée de l'évaporateur à 0°C.
- Une mise en œuvre des capteurs solaires permettant le préchauffage de l'ECS (pas possible avec le système de stockage ECS décentralisé mis en place à Solarcity).

Enfin, il s'agirait de comparer cette solution (en termes d'enjeux électriques et thermiques, mais également de coût et de simplicité de mise en œuvre et d'entretien) à d'autres solutions alternatives, parmi lesquelles :

- Une utilisation strictement parallèle des capteurs solaires (éventuellement vitrés), avec une pompe à chaleur sur air.
- Un système de pompe à chaleur sur sondes géothermiques.
- Une production solaire photovoltaïque avec une pompe à chaleur sur air.

L'analyse économique menée en parallèle a mis en évidence des coûts élevés en grande partie liés au poids des investissements. Ainsi, les charges annuelles (de l'ordre de 50 CHF/m²/an) sont plus du double des charges de chauffage observées sur des bâtiments équipés de systèmes de production traditionnels (non renouvelables).

Plus généralement, cette étude a ouvert plusieurs champs de réflexion importants. On citera notamment la pertinence des indicateurs utilisés habituellement, aussi bien sur le plan technique qu'économique. Concernant les performances techniques, l'indicateur le plus couramment utilisé (SPF) ne tient pas compte de la prestation à fournir et notamment de son niveau de température, alors que ce dernier impacte potentiellement les performances de la pompe à chaleur. D'autre part, dans le cas de faibles consommations de chaleur comme à Solarcity, l'importance des performances techniques est à relativiser tant que la consommation électrique spécifique reste faible. Concernant les performances économiques, l'indicateur usuel lorsqu'on s'intéresse à de la production de chaleur est le coût de la chaleur produite. Celui-ci sera élevé dans le cas où les investissements sont lourds et la demande thermique est faible, ce qui n'implique pas nécessairement que les charges annuelles de chauffage seront démesurées si la quantité de chaleur consommée est maîtrisée. Dans ce cas, les charges de chauffage peuvent être un meilleur indicateur que le coût de la chaleur produite pour évaluer la pertinence économique de l'installation.

Quant au potentiel de standardisation du concept, il se heurte à plusieurs limites. Sur le plan technique, on citera notamment la complexité de la régulation, qui ne facilite pas l'appropriation du concept énergétique par d'autres entreprises que le concepteur lui-même. D'autre part, l'application du concept à des bâtiments existants dotés

d'une enveloppe moins performante pose rapidement des problèmes de dégradation de performances ou de place pour la pose des capteurs en toiture. Sur le plan économique, ce type de système atteint des coûts significativement plus élevés que les systèmes traditionnels aux prix actuels de l'énergie. En l'absence de système de subventionnement systématique permettant un partage du surcoût avec la communauté, le risque de blocage lié à des problèmes d'acceptabilité sociale est grand.

En tout état de cause, il apparaît important de réfléchir à l'opportunité de mettre en œuvre de tels systèmes à fort investissement de départ (=coûts fixes élevés par la suite) sur des bâtiments dont l'enveloppe thermique a été optimisée au maximum (Minergie voire Minergie-P) et qui ne consomment que très peu d'énergie à l'utilisation. Il pourrait être opportun de leur préférer des systèmes plus simples même si moins vertueux pour éviter la « double peine » (coût économique élevé pour atteindre un haut standard énergétique lors de la construction/rénovation et charges élevées pour la production du peu de chaleur nécessaire au fonctionnement de ces bâtiments).