

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

MERMOUD, Floriane, *et al.*

Abstract

La présente étude s'intéresse au couplage entre capteurs solaires et pompe à chaleur pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire dans l'habitat résidentiel collectif. L'objectif est de déterminer dans quelles conditions la solution peut s'avérer avantageuse énergétiquement et économiquement par rapport à d'autres systèmes concurrents, dans une optique de standardisation. Le travail est centré sur un retour d'expérience complet mené sur un nouveau complexe im-mobilier Minergie de 10'000 m² habitables à Genève (« Solarcity »), qui a été équipé de 1'200 m² de capteurs solaires couplés à des pompes à chaleur pour la production du chauffage et de l'eau chaude sanitaire. Un suivi énergétique approfondi a été mené sur une durée de deux ans, et a permis de totalement caractériser le fonctionnement et les performances du système. Le SPF annuel mesuré sur l'ensemble du complexe est de 2.6 en 2012 (2.9 sur le bâtiment étudié en détail). Cette valeur peut sembler modeste, mais il faut souligner que la demande thermique à Solarcity (1/3 chauffage-2/3 eau chaude [...])

Reference

MERMOUD, Floriane, *et al.* *COP5 : Source froide solaire pour pompe à chaleur avec un COP annuel de 5 généralisable dans le neuf et la rénovation*. [Mandate from:] Office fédéral de l'énergie. Genève : Office fédéral de l'énergie, 2014, 145 p.

Available at:

<http://archive-ouverte.unige.ch/unige:35401>

Disclaimer: layout of this document may differ from the published version.



UNIVERSITÉ
DE GENÈVE



Rapport final 26 mars 2014

COP5 :

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



Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Programme de recherche Energie dans les bâtiments
CH-3003 Berne
www.bfe.admin.ch

Cofinancement:

Office Cantonal de l'énergie de l'Etat de Genève (OCEN) – Rue du Puits-Saint-Pierre 4 –
Case postale 3918 CH-1211 Genève 3
Services Industriels de Genève (SIG) – Case postale 2777 CH-1211 Genève 2

Mandataire:

Université de Genève
Institut des Sciences de l'Environnement – Groupe Energie
Battelle Bât D
7 route de Drize
CH-1227 Carouge
www.unige.ch/energie

ERTE Ingénieurs Conseils
Rue du Tunnel 15
CH-1227 Carouge
www.erte.ch

Auteurs:

Floriane Mermoud, Université de Genève, floriane.mermoud@unige.ch
Carolina Fraga
Pierre Hollmuller
Eric Pampaloni
Bernard Lachal

Responsable de domaine de l'OFEN: Andreas Eckmanns

Chef de programme de l'OFEN: Rolf Moser

Numéro du contrat et du projet de l'OFEN: 154264 / 103235

L'auteur de ce rapport porte seul la responsabilité de son contenu et de ses conclusions.

Table des matières

Résumé.....	7
Abstract	8
Synthèse.....	9
Remerciements	19
Glossaire	20
Nomenclature.....	21
Introduction.....	22
Contexte général.....	23
Introduction	23
Déroulement du projet	24
<i>Objectifs du projet</i>	24
<i>Cadre du mandat</i>	25
1. Financement.....	25
2. Groupe d'accompagnement	25
<i>Collaborations scientifiques</i>	25
<i>Diffusion des résultats</i>	26
Synthèse bibliographique.....	26
<i>Définition des indicateurs de performance</i>	26
<i>Performances mesurées sur des systèmes existants</i>	28
Suivi énergétique de l'installation Solarcity	30
Description du site d'étude.....	30
<i>Maître d'ouvrage et mandataires</i>	30
<i>Situation</i>	30
<i>Description des bâtiments</i>	31
<i>Caractéristiques architecturales du projet</i>	35
1. Enveloppe performante	35
1.1. Façades (éléments opaques).....	35
1.2. Façades (éléments vitrés)	35
1.3. Toitures et terrasses.....	35
1.4. Dalles contre locaux non chauffés	35
2. Confort d'été	35
3. Eclairage naturel	35
4. Qualité de l'air	36
5. Protection phonique	36
<i>Concept énergétique</i>	36
1. Production de chaleur	36
1.1. Eléments du système	37
1.2. Fonctionnement du système	38
2. Distribution de chaleur.....	39
3. Ventilation.....	39
<i>Concept du suivi énergétique</i>	40
Résultats du suivi énergétique pour l'année 2012	42
<i>Résultats détaillés obtenus sur le bâtiment B</i>	42
1. Caractérisation des éléments du système	42
1.1. Demande thermique du bâtiment.....	42
1.1.1. Courbe de chauffe	42

1.1.2.	Signature énergétique	43
1.1.3.	Demande horaire classée.....	43
1.2.	Ventilation double-flux	44
1.2.1.	Débits.....	44
1.2.2.	Niveaux de température	45
1.2.3.	Performances	46
1.3.	Capteurs solaires	48
1.4.	Pompe à chaleur	51
1.5.	Stock thermique	52
2.	Comportement du système	53
2.1.	Niveaux de température	53
2.2.	Puissances classées	53
2.3.	Jours typiques	54
2.3.1.	Jour d'hiver froid	54
2.3.2.	Jour de mi-saison	55
2.3.3.	Jour d'été ensoleillé.....	56
2.3.4.	Jour d'été couvert	57
2.4.	Rafraîchissement nocturne	58
3.	Performances du système.....	59
3.1.	Définition des indicateurs	59
3.2.	Flux énergétiques annuels	60
3.3.	Coefficients de performance	62
3.3.1.	SPF PAC (SPF1).....	62
3.3.2.	Importance des auxiliaires	62
3.3.3.	SPF système (SPF3, SPF4', SPF4).....	63
3.3.4.	Comparaison avec les résultats des études préliminaires	63
3.3.5.	Indice Minergie	65
3.3.6.	Fonctionnement saisonnier	66
3.4.	Evolutions sur l'installation	68
	Comparaison avec les autres bâtiments	69
1.	Données à disposition	69
1.1.	Données d'exploitation	69
1.2.	Disposition des bâtiments	70
1.3.	Taux d'occupation des bâtiments.....	70
2.	Demande thermique des 10 bâtiments	70
2.1.	Chauffage	70
2.2.	ECS	72
3.	Flux énergétiques.....	73
3.1.	Ecarts de bilans.....	74
3.2.	Performances	76
3.3.	Comparaison avec nos résultats et situation du bâtiment B par rapport aux autres bâtiments	76
	Conclusions	77
	<i>Demande thermique du bâtiment</i>	<i>77</i>
	<i>Production et modes de fonctionnement</i>	<i>78</i>
	<i>Performances</i>	<i>78</i>
	<i>Perspectives</i>	<i>79</i>
	Analyse économique sur 2011 et 2012	80
	Introduction	80
	Investissements	80
	<i>Détail des coûts.....</i>	<i>80</i>
	<i>Financement</i>	<i>81</i>
	Charges annuelles.....	82
	<i>Production de chaleur</i>	<i>82</i>
	<i>Distribution de chaleur</i>	<i>83</i>

Ventilation	84
Indicateurs économiques	85
Production de chaleur	85
1. Coût de l'énergie produite (ct/kWh).....	85
2. Coûts annuels (CHF/m²/an)	85
Distribution de chaleur	86
Ventilation	86
Positionnement par rapport à d'autres immeubles	87
Coûts d'investissement.....	87
Coûts annuels	89
1. Production et distribution de chaleur	89
2. Ventilation.....	90
Perspectives de réduction des coûts à Solarcity.....	91
Baisse des coûts d'amortissement.....	91
Baisse des coûts d'exploitation	91
Conclusion	92
Eléments de généralisation	94
Modélisation.....	94
Système.....	94
Modes de fonctionnement.....	95
Modèles	96
1. Capteurs solaires	96
2. Pompe à chaleur	96
3. Stock.....	97
4. Divers	98
Demande de chaleur et météo	98
Algorithme et modèle intégré	99
Validation.....	99
Etude de sensibilité	102
Sensibilité au dimensionnement solaire	103
Sensibilité à divers paramètres techniques	103
Sensibilité à la répartition ECS/chauffage.....	104
Adaptabilité du concept à des bâtiments existants	107
Conclusions de l'étude de sensibilité.....	110
Pistes de réflexion	111
Conclusion et perspectives	113
Références	115
Annexes.....	118
Annexe 1 : Données constructeur concernant la pompe à chaleur installée à Solarcity	119
Annexe 2 : Liste des capteurs de mesure installés par l'Université de Genève à Solarcity .	120
Annexe 3 : Principaux modes de fonctionnement du système de production de chaleur à Solarcity.....	122
Annexe 4 : Position des capteurs de mesure sur l'installation de ventilation à Solarcity (capteurs ERTE).....	124
Annexe 5 : Test normé EN12975 réalisé par le SPF Institut für Solartechnik pour la toiture solaire utilisant les capteurs solaires non vitrés Energie solaire SA	125
Annexe 6 : Caractérisation du stock thermique	128
Annexe 7 : Eléments de calcul pour la demande de label Minergie pour le complexe Solarcity (ERTE).....	129
Annexe 8 : Points de mesure ERTE exploités pour l'analyse énergétique des 10 allées de Solarcity.....	131
Annexe 9 : Bilan économique de la production de chaleur à Solarcity pour les années 2011 et 2012	132

Annexe 10 : Bilan économique de la ventilation à Solarcity pour les années 2011 et 2012..	134
Annexe 11 : Caractérisation des capteurs solaires avec radiation solaire globale horizontale	135
Annexe 12 : Algorithme du modèle développé en TRNSYS.....	136
Annexe 13 : Corrélation simulation/mesure des principaux flux énergétiques (valeurs journalières)	140
Annexe 14 : Sensibilité du système à divers paramètres (hypothèses et résultats de simulation).....	142
Annexe 15 : Courbes de charge des demandes de chaleur utilisées dans les simulations	144

Résumé

La présente étude s'intéresse au couplage entre capteurs solaires et pompe à chaleur pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire dans l'habitat résidentiel collectif. L'objectif est de déterminer dans quelles conditions la solution peut s'avérer avantageuse énergétiquement et économiquement par rapport à d'autres systèmes concurrents, dans une optique de standardisation.

Le travail est centré sur un retour d'expérience complet mené sur un nouveau complexe immobilier Minergie de 10'000 m² habitables à Genève (« Solarcity »), qui a été équipé de 1'200 m² de capteurs solaires couplés à des pompes à chaleur pour la production du chauffage et de l'eau chaude sanitaire. Un suivi énergétique approfondi a été mené sur une durée de deux ans, et a permis de totalement caractériser le fonctionnement et les performances du système. Le SPF annuel mesuré sur l'ensemble du complexe est de 2.6 en 2012 (2.9 sur le bâtiment étudié en détail). Cette valeur peut sembler modeste, mais il faut souligner que la demande thermique à Solarcity (1/3 chauffage-2/3 eau chaude sanitaire) présente un profil inversé par rapport à la demande thermique habituellement observée (2/3 chauffage-1/3 eau chaude sanitaire), grâce à l'excellente enveloppe thermique des bâtiments. Ce rapport a tendance à désavantager la pompe à chaleur, qui doit produire la majorité de la chaleur à haute température. Il faut toutefois noter que malgré des performances moyennes, la consommation électrique annuelle reste bien maîtrisée (~20 kWh/m²/an) grâce à une demande thermique des bâtiments faible (~55 kWh/m²/an).

Un modèle numérique du système a été développé en parallèle, avec l'objectif d'étudier l'impact de différents paramètres techniques sur les performances du système et de faire l'exercice de transposer ce même système dans des bâtiments existants avec une enveloppe thermique moins performante. Les résultats ont montré que le dimensionnement du champ solaire était un paramètre significatif, cependant actuellement la surface de capteurs en place est proche de l'optimum : elle pourrait être légèrement diminuée sans baisse significative de performances, par contre une augmentation de la surface de capteurs n'amènerait pas d'augmentation importante des performances. D'autre part, la mise en œuvre du concept dans des bâtiments présentant une demande thermique plus élevée doit être envisagée avec précaution pour que les consommations restent maîtrisées, d'autant que les simulations ont montré que le SPF atteint (dans une configuration hydraulique similaire) ne serait pas significativement différent de celui observé à Solarcity, même en optimisant le dimensionnement des installations.

L'analyse économique menée en parallèle a mis en évidence des coûts élevés en grande partie liés au poids des investissements. Les charges annuelles de chauffage s'élèvent à 45 CHF/m²/an à Solarcity, tandis que les valeurs observées habituellement pour des systèmes conventionnels sont de l'ordre de 20 CHF/m²/an. La comparaison est cependant peu pertinente étant donné le fort niveau d'innovation de ce projet par rapport à des opérations standards. Il est à noter que ces coûts ne pourraient pas être significativement réduits grâce à une plus grande maîtrise des consommations de chaleur (déjà faibles), étant donné qu'ils sont à 90% composés de coûts fixes.

Mots-clés : solaire, pompe à chaleur, chauffage, résidentiel collectif, retour d'expérience, performances, coûts, simulation

Abstract

This study focuses on the combination of solar collectors with heat pumps for space heating and domestic hot water production in collective housing. The aim is to identify in which conditions this solution can be profitable both from an energy and economic perspective when compared to other systems, and to evaluate the potential for standardization.

A new housing complex in Geneva (10'000 m²) called Solarcity was built in 2010 with a highly efficient thermal envelope (Minergie standard). It was equipped with 1'200 m² solar collectors directly coupled to heat pumps for space heating and domestic hot water production. A 2-year energy monitoring enabled to fully characterise the operation and performance of the system. The measured SPF for the whole complex was 2.6 in 2012 (2.9 for the building studied in detail). This value seems modest, but it has to be highlighted that the heat demand in Solarcity is unusual: 1/3 for space heating-2/3 for domestic hot water, whereas the opposite is typically observed in Switzerland. This is due to the high performance of the buildings envelope. This unusual ratio decreases the performance of the system, because the heat pump produces most of the heat at high temperature. Despite the modest performance, the annual electricity consumption remains low (~20 kWh/m²/yr) due to the low heat demand (~55 kWh/m²/yr).

A numerical model of the system was developed in order to study the impact of different technical parameters in the system performance as well as simulate its performance when applied in existing buildings with less efficient thermal envelopes. The results show that the solar collector area is a key parameter, but also that the collector surface at Solarcity is close to the optimum: it could be slightly decreased without significant drop of the performance, but an increase of the collector area would not lead to an important increase in performance. Concerning the implementation of this type of system in existing buildings with higher heat demand, it has to be carefully considered in order to avoid an uncontrolled increase in the electricity consumption, as the simulation results showed that even for an optimized system (with a similar hydraulic configuration), the annual SPF would not be significantly different from that measured in Solarcity.

The economic analysis showed a high energy cost especially due to heavy investment costs. The annual heating charges for Solarcity are 45 CHF/m²/yr, whereas they would be around 20 CHF/m²/yr for a traditional system in Switzerland. However, the comparison is not very relevant considering the high level of innovation in this project. It has to be noticed that a decrease of the heat demand (that is already very low) would not mean a significant decrease in the costs since the overall cost is 90% composed of fixed costs (i.e. not dependent of heat consumption).

Keywords: solar thermal, heat pump, heating, collective housing, experimental feedback, performance, costs, modelling

Synthèse

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

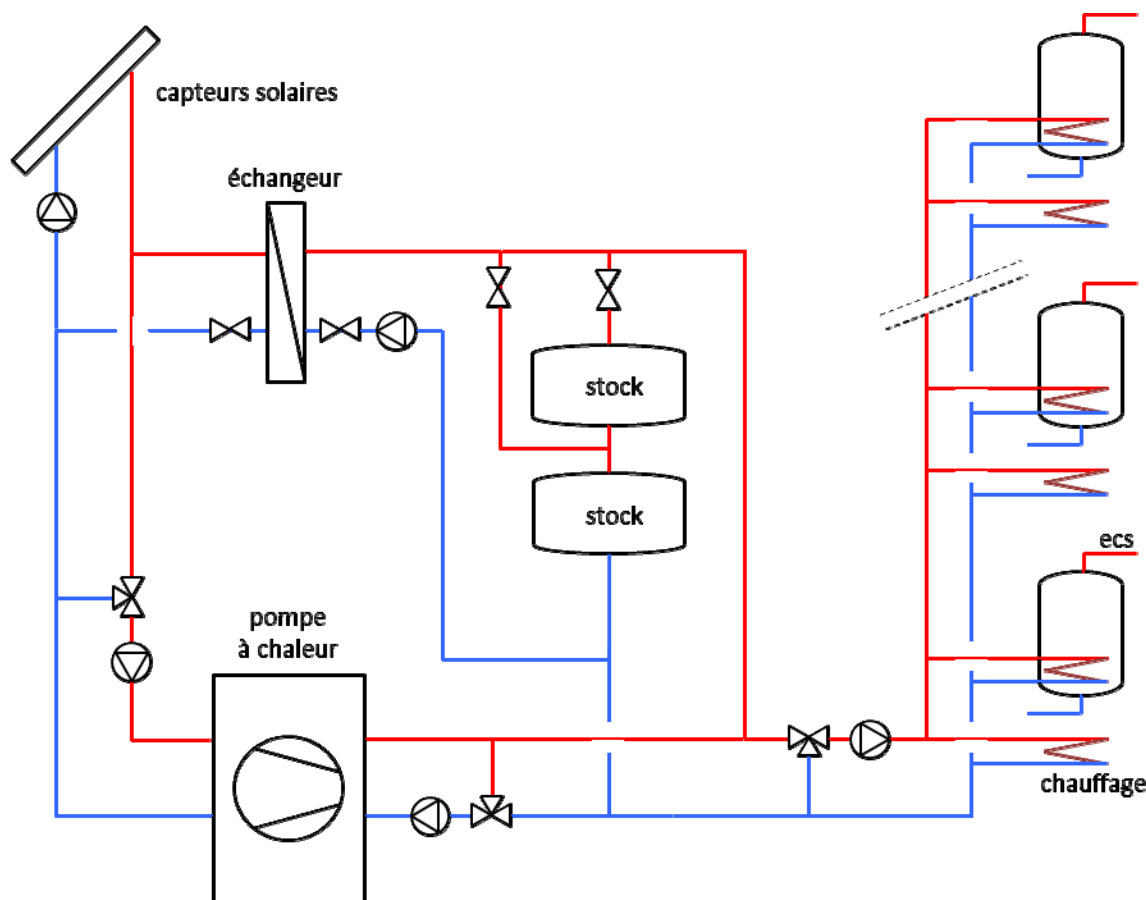
Le complexe immobilier étudié est situé à Satigny (GE) et a été terminé en 2010. Il est constitué de 10 allées regroupées en 4 immeubles. L'enveloppe thermique a été particulièrement soignée pour porter le bâtiment au niveau du standard Minergie. Les bâtiments sont équipés d'une ventilation double-flux (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 Énergétique (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)

1) Caractérisation des éléments du système

a. 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 T _{non 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).

b. 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).

c. 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.

d. 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**.

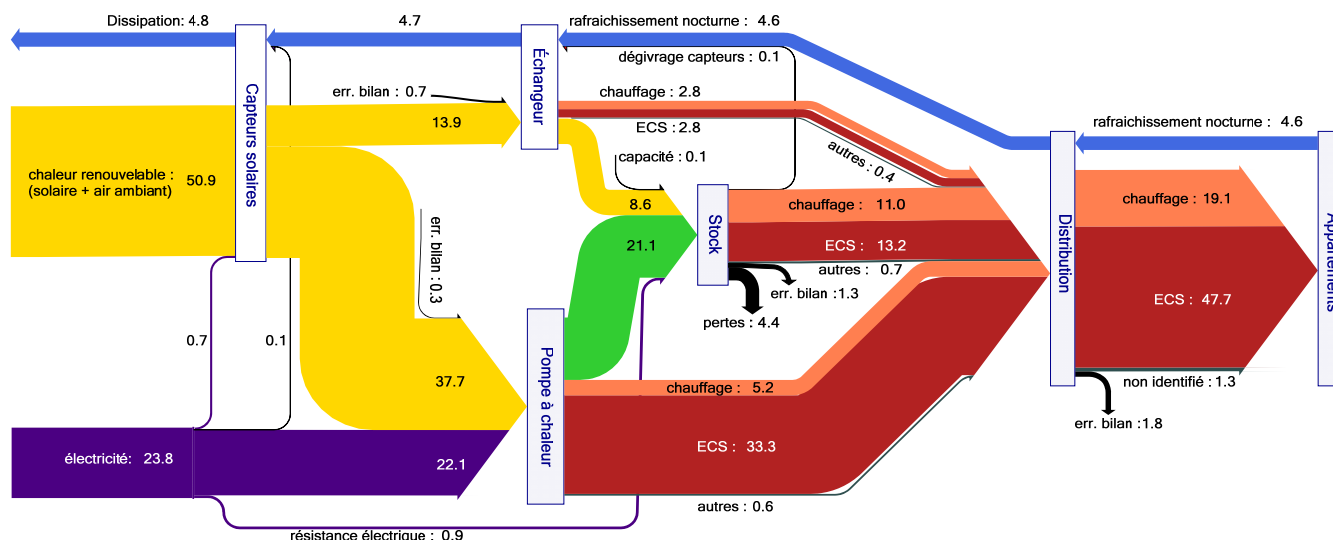
e. Stock

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.

2) Performances

a. 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.**

b. 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.

c. 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.

d. Comparaison avec l'ensemble du complexe immobilier

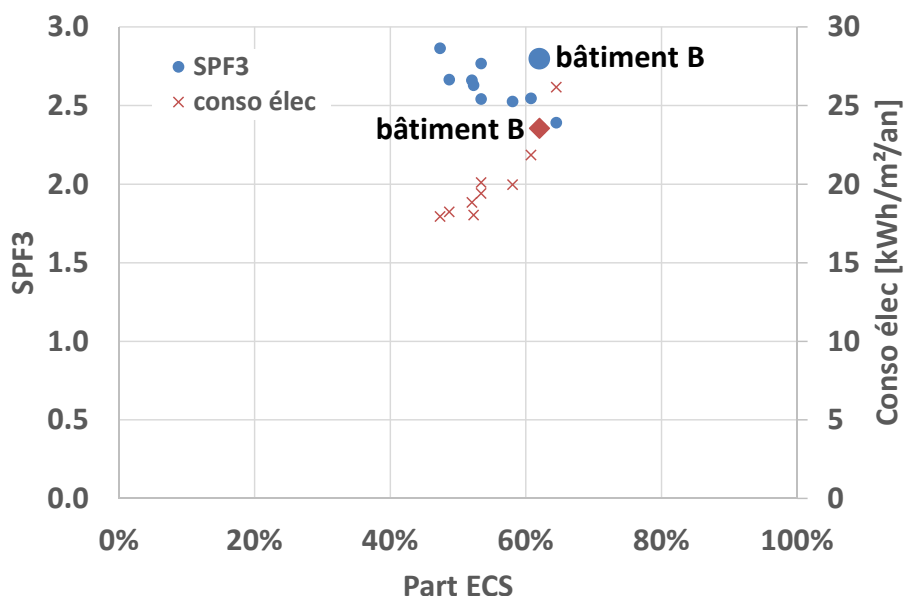
L'accès aux données de la régulation a permis d'analyser de manière simplifiée le comportement des autres allées du complexe Solarcity durant l'année 2012. Concernant la demande thermique, on notera que la demande de chauffage est comparable sur l'ensemble des bâtiments (~20 kWh/m²/an), alors que la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

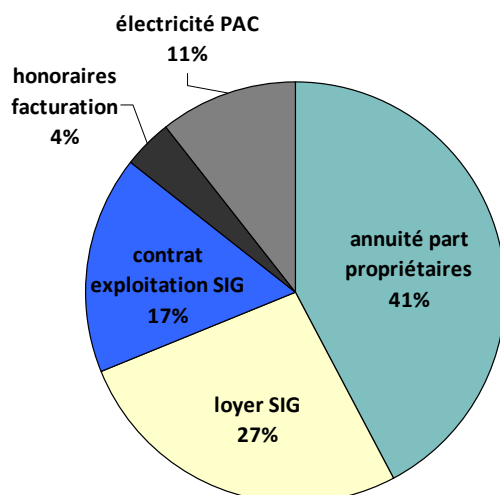
Au sein des coûts de production et de distribution de la chaleur, le coût des installations représente 70% du total, les honoraires 19% et les frais d'étude (concept énergétique) 11%.

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 $SPF3' = \frac{\text{demande bâtiment}}{\text{électricité PAC} + \text{résistance}}$ (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).

Remerciements

En premier lieu, nous souhaitons remercier les maîtres d'ouvrage du complexe immobilier Solarcity, qui ont pleinement accepté de soumettre leurs installations à un suivi énergétique complet sur une période de deux années, et ce en toute transparence.

Le projet a été financé principalement par l'Office fédéral de l'énergie via le Programme de recherche « Energie dans les bâtiments ». Nous remercions l'Office cantonal de l'énergie de l'Etat de Genève (OCEN) et les Services Industriels de Genève (SIG) pour leur financement complémentaire.

Un grand merci à Georges Spoehrle (ERTE Ingénieurs), concepteur de l'installation, pour son appui technique au suivi énergétique et le libre accès aux données enregistrées par les armoires de commande des installations. Merci également aux membres des bureaux ERTE et SunTechnics qui ont contribué au projet : Fabrice Guignet, Olivier Loutan, Pierre Lemaire.

Nous remercions chaleureusement José Castro (régie Alios) pour son implication et son intérêt pour le projet, et notamment pour le temps qu'il a passé à compiler les données économiques.

Tous nos remerciements vont aux membres du groupe d'accompagnement, pour leur assiduité aux réunions de suivi, leur intérêt pour le travail réalisé et le temps qu'ils nous ont consacré en dehors des séances, en particulier : Georges Spoehrle, José Castro, Jacques Armengol, Christian Freudiger, Jacobus Van der Maas.

Enfin, un grand merci à Eric Pampaloni qui s'est chargé de la mise en place du suivi et a apporté son support technique tout au long du projet et à Anthony Haroutunian pour sa participation au traitement des données.

Glossaire

CFC	Code des Frais de Construction, selon la norme suisse SN 506 500
COP	Coefficient de Performance
DJ _{12/18}	Degrés-Jours, qui se calculent suivant [SIA 381/3; 1982] :

$$DJ_{12/18} = \sum_{\text{année}} (18 - T_{\text{ext moyjour}}) \text{ si } T_{\text{ext moyjour}} < 12^{\circ}\text{C}$$

On considère que les bâtiments sont chauffés à 18°C et qu'en dessus de 12°C, il n'y a pas besoin de chauffage. L'OCEN publie les DJ_{12/18} pour Genève, mesurés à Cointrin.

ECS	Eau chaude sanitaire
EnR	Energies renouvelables
HM	Habitation à loyer modéré
HT	Hors taxes
OCEN	Office Cantonal de l'Energie de l'Etat de Genève http://www.ge.ch/scane/
OFEN	Office Fédéral de l'Energie www.ofen.admin.ch/
PAC	Pompe à chaleur
PPE	Propriété par étage
SIA	Société suisse des architectes et des ingénieurs
SIG	Services Industriels de Genève http://www.sig-ge.ch/
SRE	Surface de Référence Energétique, calculée selon [SIA 416/1; 2007]
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
VDF	Ventilation double-flux
ZDPPE	Zone de développement de la propriété par étage

Nomenclature

E_{appoint}	Electricité consommée par le système d'appoint / la résistance électrique [kWh/an]
$E_{\text{aux distrib}}$	Electricité consommée par la pompe de distribution [kWh/an]
$E_{\text{aux sc}}$	Electricité consommée par les auxiliaires côté source chaude [kWh/an]
$E_{\text{aux sf}}$	Electricité consommée par les auxiliaires côté source froide [kWh/an]
E_{PAC}	Electricité consommée par la PAC [kWh/an]
$Q_{\text{bâtiment}}$	Demande thermique du bâtiment (chauffage+ECS) [kWh/an]
Q_{PAC}	Energie produite par la PAC [kWh/an]
Q_{sol}	Energie produite par les capteurs solaires (y compris air ambiant) [kWh/an]
SITG	Système d'Information du Territoire à Genève
SPF	Seasonal Performance Factor (annuel)
SPF_e	Seasonal Performance Factor (été)
SPF_h	Seasonal Performance Factor (hiver)
SPF_m	Seasonal Performance Factor (mensuel)
$SPF1$	$SPF1 = \frac{Q_{PAC}}{E_{PAC}}$
$SPF2$	$SPF2 = \frac{Q_{PAC}}{E_{PAC} + E_{auxsf}}$
$SPF3'$	$SPF3' = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{appoint}}$ (SPF3 sans auxiliaires source froide)
$SPF3$	$SPF3 = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint}}$
$SPF4'$	$SPF4' = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint} + E_{auxsc}}$ (SPF4 sans auxiliaires distribution)
$SPF4$	$SPF4 = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint} + E_{auxsc} + E_{auxdistrib}}$
U	Coefficient de transmission thermique [W/m².K]
λ	Conductivité thermique [W/m.K]

Introduction

Durant les dernières décennies, les questions du réchauffement climatique et de la raréfaction des ressources fossiles ont suscité un intérêt croissant pour les systèmes de production d'énergie alternatifs comme les pompes à chaleur pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire.

Ce travail s'intéresse à la contribution éventuelle du solaire thermique comme source froide à une pompe à chaleur pour des applications résidentielles collectives. Les axes de travail suivants ont été retenus :

- Retour d'expérience sur une nouvelle « cité solaire » de taille significative équipée de ce concept à Genève, sous la forme d'un suivi énergétique complet sur deux années de fonctionnement. Les enjeux sont la compréhension du fonctionnement du système dans son ensemble et la détermination de ses performances.
- Parallèlement au suivi énergétique, une analyse économique de cette même expérience sera présentée pour compléter l'approche technique, à l'issue de laquelle seront rapportés quelques indicateurs économiques clés.
- Enfin, un effort de généralisation sera fait au travers d'une extrapolation des résultats du suivi grâce à un modèle numérique développé spécialement dans le cadre de ce projet. Il poursuit essentiellement deux objectifs : 1/ évaluer l'impact de différents paramètres techniques sur les performances du système (et notamment identifier le potentiel d'optimisation) 2/ transposer ce même système dans des bâtiments de typologie différente, notamment avec une enveloppe thermique moins performante : le parc de bâtiments existants pourrait représenter un potentiel important de développement de ce type de système (éventuellement même en alternative à une rénovation de l'enveloppe), pourvu que les performances restent acceptables.

Contexte général

Introduction

La substitution d'énergie fossile par l'électricité via une pompe à chaleur pose plusieurs problèmes :

- La provenance de l'électricité et la durabilité de sa production.
- La mise à disposition d'une source froide dans de bonnes conditions techniques, économiques et environnementales, ce qui suppose de développer des solutions qui puissent être reproduites facilement et de façon standard.
- Le niveau de performance de la PAC (COP), qui dépend de 3 paramètres : qualité intrinsèque du matériel, température de la source froide et température d'utilisation. Si la température de chauffage a pu être réduite de façon importante, la température de distribution de l'ECS ne peut pas descendre à moins de 50°C, avec quelques pointes à plus haute température (65-70°C) pour des raisons sanitaires bien connues.

Les solutions de source froide aisément reproductibles et sujettes à une rationalisation à travers du matériel industrialisé sont rares, on citera en premier lieu la géothermie. Celle-ci est particulièrement intéressante si on a besoin aussi de froid en été. Dans les bâtiments d'habitation (neufs ou à rénover) à haute isolation thermique, la solution géothermique peut se heurter à plusieurs difficultés :

- Manque de place pour la pose de sondes.
- Problèmes géologiques propres du lieu (nappe phréatique,...).
- Absence de recharge estivale pour un champ de sondes important (absence de besoin réel de refroidissement).
- COP pour l'eau chaude sanitaire faible.

L'utilisation de capteurs solaires non couverts bon marché comme source froide peut répondre aux problèmes posés :

- Solution aisément reproductible et possible dans de nombreuses situations, technologie des capteurs solaires mature et bien connue.
- COP potentiellement élevé grâce à la qualité de la source froide (valorisation du rayonnement solaire hivernal – même faible).
- Production de chaleur solaire pour eau chaude sanitaire pendant l'été sans passer par la pompe à chaleur (ou avec un COP très élevé si on prend en compte uniquement la consommation d'électricité du circulateur solaire).

Ce type de système est régulièrement proposé comme solution dans les documents de promotion du solaire ou de la pompe à chaleur. Pourtant, mettre en place un tel système sur un immeuble de taille importante dans l'organisation traditionnelle de la construction s'avère difficile et est considéré comme très risqué du fait du manque de retour d'expérience sur des installations réelles de ce type d'une certaine taille.

Déroutement du projet

Objectifs du projet

Le potentiel d'économies d'énergie lié à la multiplication de ce type de solution est très important au vu du rythme de développement actuel des pompes à chaleur et des valeurs de COP actuellement observées (souvent inférieures à 3). L'objectif du projet COP5 était d'étudier dans quelles conditions l'utilisation d'une source froide solaire pour une pompe à chaleur permettrait d'atteindre un COP annuel de 5 pour le chauffage et la production d'ECS, valeur à viser pour envisager une standardisation de cette solution dans le neuf et la rénovation. Dans cette optique, plusieurs axes de travail ont été retenus :

- Retour d'expérience complet sur un exemple important avec une large diffusion des résultats, autant sur les aspects techniques qu'économiques.
- Etude de sensibilité à quelques paramètres clés comme la surface de capteurs, conditions d'implémentation dans l'existant et impact sur les performances.
- Mise en parallèle avec des systèmes alternatifs comme les pompes à chaleur sur air ou sondes géothermiques sur les plans technique et économique. Impact d'un développement massif des pompes à chaleur sur la courbe de consommation électrique (report thermique vers électrique).

Le cœur du projet réside dans le retour d'expérience sur l'installation Solarcity à Satigny. Ce complexe neuf au standard Minergie de 10'000 m² habitables est équipé de 10 pompes à chaleurs couplées à 1'200 m² de capteurs solaires non couverts. Il a fait l'objet d'un suivi énergétique sur une durée de deux années par le Groupe Energie de l'Université de Genève. Les résultats du suivi ont permis d'établir les performances de ce système de grande taille en conditions réelles.

Un modèle numérique du système en TRNSYS a été développé en parallèle. Après une validation du modèle grâce aux résultats du suivi, une étude de sensibilité sur quelques paramètres clés comme le dimensionnement du champ de capteurs a été menée. Le modèle a également permis de tester le système dans des configurations différentes, notamment dans des bâtiments existants présentant une demande thermique différente. En effet, si Solarcity met le système en conditions favorables grâce à sa faible demande thermique (bâtiment Minergie neuf) et à des températures de distribution basses (plancher chauffant), le potentiel de développement de la technologie se trouve plutôt dans le parc existant (rénové ou non), qui présente en général une enveloppe thermique imparfaite et un système de distribution ne permettant pas de travailler à des températures aussi basses. Le modèle a permis de caractériser le fonctionnement du système s'il était implémenté dans quelques exemples de bâtiments existants à Genève.

En parallèle, l'analyse économique a permis de déterminer le coût de l'énergie produite ainsi que les charges de chauffage supportées par les habitants à Solarcity.

Le projet a abouti sur quelques perspectives de travail complémentaires, comme par exemple une possible réflexion sur les indicateurs techniques et économiques à retenir pour caractériser un tel système et le comparer à d'autres alternatives, ou sur l'opportunité de compléter le système avec des panneaux photovoltaïques pour approcher l'autonomie énergétique annuelle.

Cadre du mandat

1. Financement

Le projet COP5 a été en grande partie financé par l'OFEN via le Programme de recherche « Energie dans les bâtiments ». Il a bénéficié d'un co-financement sur la partie retour d'expérience par l'Office cantonal de l'énergie de l'Etat de Genève (OCEN) et par les Services Industriels de Genève (SIG).

2. Groupe d'accompagnement

Un groupe d'accompagnement au suivi énergétique du complexe Solarcity a été constitué avec les acteurs principaux du projet, afin de faciliter les échanges d'informations entre les différents acteurs, dont la liste est présentée dans le Tableau 1. Le groupe s'est réuni deux fois par an pendant la durée du projet.

Tableau 1 : Participants au groupe d'accompagnement du suivi énergétique

Institut	NOM	Fonction
Régie Alios	CASTRO José	Représentant des maîtres d'ouvrage
ERTE	SPOEHRLE Georges	Concepteur et exploitant des installations
SunTechnics	LOUTAN Olivier	Participation à la conception des installations
SIG	ARMENGOL Jacques	Contracteur Participation au financement du projet
OCEN	FREUDIGER Christian	Participation au financement du projet
Unige	LACHAL Bernard	Responsable administratif
Unige	MERMOUD Floriane	Responsable du projet et du suivi énergétique
Unige	HOLLMULLER Pierre	Responsable de la modélisation
Unige	FRAGA Carolina	Doctorante
Unige	PAMPALONI Eric	Support technique du monitoring

Collaborations scientifiques

Une tâche spécifique de l'Agence Internationale de l'Energie intitulée « Solar and Heat Pump Systems » (IEA SHC Task 44 & HPP Annex 38), initiée en janvier 2010 et qui prend fin en 2014, a traité de ce type de systèmes¹. La cible de cette tâche est plutôt la villa individuelle, identifiée comme le cœur du marché pour ce type de solution. Les principaux axes de travail ont été les suivants :

- Subtask A : « Solutions and generic systems »

Objectif : réunir et disséminer les solutions actuelles et futures généralisables pour une villa individuelle.

- Subtask B : « Performance assessment »

Objectif : définir des indicateurs d'efficacité pour ce type de solutions.

- Subtask C : « Modelling and simulation »

Objectif : fournir des outils de simulation universels et étudier la sensibilité à certains paramètres.

- Subtask D : « Dissemination and market support »

Objectif : disséminer et rendre accessible le travail réalisé par les membres, notamment sous la forme d'un ouvrage (« Handbook »).

¹ <http://task44.iea-shc.org/>

La Tâche 44 regroupe une cinquantaine d'experts de différents pays, principalement européens. Nous avons intégré la Tâche 44 en octobre 2010 et participé à l'ensemble des meetings qui ont eu lieu deux fois par an. Ils ont permis des échanges fructueux en termes de retour d'expérience (essentiellement sur des systèmes de petite taille) et de modélisation de systèmes couplant capteurs solaires et pompes à chaleur. L'Université de Genève a présenté les résultats obtenus à Solarcity à plusieurs reprises au cours des meetings de la Tâche 44.

Diffusion des résultats

- Les résultats du projet sont/seront diffusés de différentes manières :
 - o Rapport final du projet COP5, destiné à l'OFEN.
 - o Participation au Handbook de la Tâche 44 (en cours).
 - o Participation à deux conférences scientifiques « International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry » en 2012 (San Francisco, Californie) et 2013 (Freiburg, Allemagne) : présentations orales et articles [Fraga et al.; 2012, Fraga et al.; 2014].
 - o Publication des résultats du suivi énergétique dans la revue scientifique Solar Energy (In review) [Fraga et al.; In review].
 - o 2^{ème} publication prévue dans une revue scientifique sur les résultats de simulation (2014).
 - o Travail de master (Master Universitaire en Sciences de l'Environnement, délivré par l'Université de Genève) sur le suivi énergétique de Solarcity (incluant une partie sur l'acceptabilité sociale), réalisé par Sandrine Veyrat en 2012 [Veyrat; 2012].

Synthèse bibliographique

Définition des indicateurs de performance

Lorsqu'un s'intéresse aux performances d'une installation incluant une pompe à chaleur, une difficulté importante consiste à définir les frontières du système, surtout si on entend comparer les performances obtenues par plusieurs installations distinctes. Un travail important d'harmonisation des définitions a été réalisé au niveau international d'une part au sein de la Tâche 44 (Subtask B), d'autre part dans le cadre du projet européen SEPemo-Build² (SEasonal PErformance factor and MONitoring for heat pump systems in the building sector). Le projet SEPemo-Build a abouti aux définitions suivantes [Zotl et al.; 2012] :

- La notion de COP (Coefficient de Performance) se réfère à une performance instantanée (typiquement le rapport entre puissance thermique fournie et puissance électrique consommée).

² <http://www.sepemo.eu/>

- Les performances annuelles sont décrites par le SPF (Seasonal Performance Factor). Plusieurs types de SPF sont définis en fonction des frontières adoptées pour le calcul (cf. Figure 1) :

- o SPF1 : pompe à chaleur seule

$$SPF1 = \frac{Q_{PAC}}{E_{PAC}}$$

- o SPF2 : PAC + auxiliaires côté source froide

$$SPF2 = \frac{Q_{PAC}}{E_{PAC} + E_{auxsf}}$$

- o SPF3 : PAC + auxiliaires côté source froide + appoint

$$SPF3 = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint}}$$

- o SPF4 : PAC + appoint + tous auxiliaires (source froide, source chaude, distribution)

$$SPF4 = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint} + E_{auxsc} + E_{auxdistrib}}$$

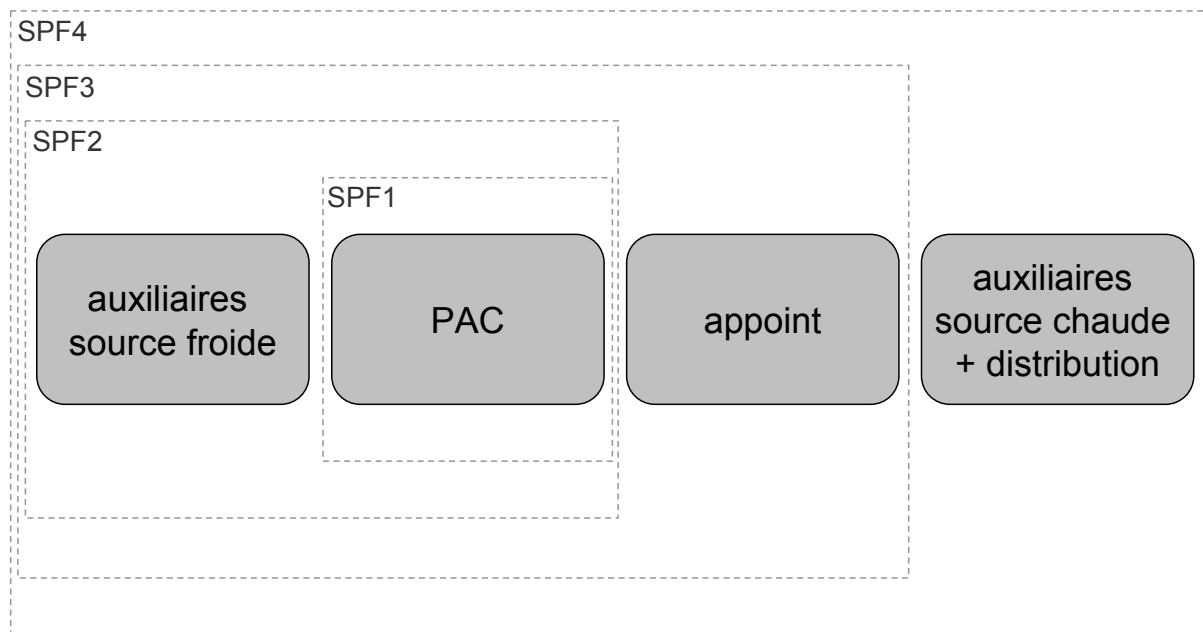


Figure 1 : Définition des différents SPF en fonction des frontières retenues (selon résultats du projet SEPOMO-Build)

Par convention, la consommation électrique liée à la distribution n'est souvent pas prise en compte dans le calcul des performances car le système de distribution est un dispositif standard dans tout bâtiment pourvu d'une production centralisée (y compris dans le cas d'une chaudière gaz collective par exemple). C'est pourquoi, en marge des définitions proposées par le projet SEPOMO-Build, nous avons défini un indicateur supplémentaire SPF4' qui n'inclut pas la consommation des auxiliaires de distribution :

$$SPF4' = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint} + E_{auxsc}}$$

Ces définitions seront utilisées dans la suite du travail lorsqu'on se référera aux performances des systèmes étudiés.

Performances mesurées sur des systèmes existants

Remarque préalable : Les informations disponibles dans les publications rapportant des résultats de mesure de performances d'installations munies de pompes à chaleur ne mentionnent pas toujours clairement les frontières du système considérées ou alors les frontières ne correspondent pas exactement à un type de SPF tel que défini par le projet SEPOMO-Build : dans ces cas, l'indicateur le plus proche a été retenu.

De nombreux auteurs ont étudié les performances de pompes à chaleur utilisant diverses sources froides, principalement pour des villas individuelles. Erb et al. [2004] ont étudié 236 installations en Suisse dans des bâtiments nouveaux ou rénovés, parmi lesquelles 105 PAC air/eau et 94 PAC couplées à des sondes géothermiques. Le SPF4 obtenu était respectivement de 2.7 et 3.5. De leur côté, Miara et al. [2010] ont mesuré les performances de 83 installations de PAC installées en Allemagne sur 3 années de fonctionnement. Sur les 18 PAC air/eau étudiées, le SPF4' s'étale entre 2.3 et 3.4 (moyenne à 2.9), le SPF4 moyen est de 2.7 et le SPF1 moyen de 3.2. Pour les 56 PAC sur sondes géothermiques, le SPF4' observé est compris entre 3.1 et 5.2 (moyenne à 3.9), le SPF4 moyen est de 3.8 et le SPF1 moyen de 4.2. Les auteurs ont également étudié 3 PAC sur eau de nappe, et ont obtenu un SPF4' entre 3.3 et 4 (moyenne à 4), un SPF4 moyen de 3.9 et un SPF1 moyen de 4.7.

Différents auteurs ont étudié diverses configurations de pompes à chaleur utilisant des capteurs solaires comme source froide, installées dans des villas individuelles, notamment dans le cadre de la Tâche 44. Les performances annuelles varient grandement d'un système à l'autre, notamment en fonction de la configuration hydraulique. Wang et al. [2010] ont étudié une PAC couplée à des capteurs solaires avec des sondes géothermiques pour le stockage saisonnier. Ils ont mesuré un SPF4 de 6.1, mais seulement pour une application de chauffage (pas d'ECS). Trillat-Berdal et al. [2006] ont mesuré un système similaire décrit dans [Trillat-Berdal et al.; 2007] mais n'ont pas mentionné de valeur de SPF sur l'année complète. Ils rapportent des valeurs mensuelles de SPF1 entre 3.5 et 4, et de SPF4 entre 3 et 3.5 (application de chauffage uniquement). L'installation étudiée par Loose et al. [2011] inclut un stockage thermique et des sondes géothermiques. Ils ont mesuré un SPF1 de 3.7 et un SPF4' compris entre 5 et 5.3 (grâce aux gains solaires) sur 3 années de fonctionnement.

Miara et al. [2010] ont suivi 2 PAC solaire/sondes géothermiques et 4 PAC solaire/air et ont mesuré des SPF4' respectivement de 4.9 et 6 et entre 2.8 et 3.4 : comme on pouvait s'y attendre, les performances sont meilleures s'il y a présence de sondes géothermiques.

Energie Solaire SA [2011] a développé un système équipé d'un stockage de glace permettant de « couper » les pointes froides (la température à l'évaporateur étant ainsi limitée à 0°C) : ils ont atteint un SPF4 de 4 (appoint bois non compté). Finalement, Bertram et al. [2012] ont analysé un système couplant des panneaux solaires hybrides PVT, des sondes géothermiques et une PAC, grâce auquel ils ont obtenu un SPF4 de 4.2 (qui, selon les simulations, descendrait à 3.8 sans la recharge solaire).

Toutes ces études se réfèrent à des installations individuelles. Le potentiel de développement du concept sur des bâtiments de grande taille est important, mais il n'a pas encore été étudié en détail à ce jour. La seule publication que nous ayons trouvée dans la littérature est celle de Hahne [2000], qui traite d'une PAC couplée à des capteurs solaires en fonctionnement depuis 1985 pour le chauffage du bâtiment de leur institut. Ils ont mesuré un SPF4 en-

tre 2.9 et 3.2 pour du chauffage et du rafraîchissement combinés (a priori sans considérer le système d'appoint).

En 2008, l'Université de Genève a réalisé une étude préliminaire [Lachal et al.; 2008a] pour évaluer le potentiel du couplage entre PAC et capteurs solaires sur le bâtiment Solarcity avant sa construction, et les résultats de la simulation donnaient un SPF4' supérieur à 4. Les résultats du suivi, présentés dans ce rapport, ont montré que les performances prédites n'ont pas été atteintes.

Suivi énergétique de l'installation Solarcity

Description du site d'étude

Le site étudié est un complexe immobilier neuf (mis en service en automne 2010) baptisé « Solarcity » et situé à Satigny, dans la campagne genevoise. Le maître d'ouvrage est privé.

Maître d'ouvrage et mandataires

Maître d'ouvrage	Laurent et Nicolas Bonnet
Représentant du maître d'ouvrage	NAEF & CIE SA Av. Eugène-Pittard 14-16 1211 Genève
Planificateur général	Rampini & Cie SA Rte du Nant-d'Avril 59 1214 Vernier
Architectes	Plojoux & Voellinger Architectes SA Av. Vibert 25-27 1227 Carouge
Ingénieur conseil CV	ERTE Ingénieurs Conseils SA Rue du Tunnel 15 1227 Carouge
Ingénieur conseil E	EGG-TELSA SA Rue Guillaume-de-Marcossay 14 1211 Genève

Situation

Le complexe des Cépages à Satigny (GE) est situé près de la gare de Satigny et donne sur la rue de la Mère-Jeanne, la route de la gare de Satigny et le chemin du Jarlot. Le terrain accuse une dénivellation de 13 mètres et une altitude moyenne de 427 mètres.



Figure 2: Plan de situation
Commune de Satigny (GE)
Coordonnées géo : 46.216°N 6.036°E



Figure 3: Implantation des bâtiments
Surface du terrain : 10'197 m²
Altitude : 421-434 m

Description des bâtiments

L'ensemble comprend dix immeubles répartis dans quatre bâtiments orientés sud-est (40°E par rapport au sud) et disposés en peigne selon le plan localisé du quartier. Ils ménagent entre eux des espaces collectifs aménagés, dépourvus de voitures. Du point de vue architectural, l'aspect « villageois » qui caractérise ce projet résulte de la volonté du maître d'ouvrage d'intégrer au mieux le projet dans son environnement. La particularité des bâtiments réside aussi dans la sobriété des matériaux utilisés et les contrastes de teintes (bois marron foncé sur enduits blancs).

Les immeubles sont composés de deux étages sur rez-de-chaussée, plus un attique et un sous-sol commun. On distingue :

- Au sous-sol : les abris, les dépôts, la technique et des places de parking.
- Au rez-de-chaussée, aux étages et à l'attique : des logements.

La typologie des appartements est identique pour les 4 bâtiments. Ils disposent d'une double orientation et profitent aux étages de larges balcons au sud-est. Les appartements d'attique donnent sur une terrasse nord-ouest et sud-est.

Tableau 2: Les Cépages, 10 immeubles répartis en 4 bâtiments

Immeubles	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	Total
Nb apparts	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	78
Nb pièces	44	44	44	44	38	38	41	41	40	40	414
SRE (m²)	910	927	910	910	910	927	1'029	1'029	1'000	1'000	9'552
Toiture (m²)	341	339	179	182	182	341	339	179	182	182	2'446

Les 4 bâtiments offrent 78 logements à vocation familiale, dont 32 de type HM, 24 de type ZDPPE et 22 à loyers libres (PPE), avec en tout 414 pièces. La surface de référence énergétique de ces bâtiments s'élève à 9'552 m².

Du point de vue énergétique, le projet a été conçu pour remplir les critères fixés par MINERGIE® en respectant les exigences primaires posées sur l'enveloppe et la valeur limite de consommation d'énergie de 42 kWh/m²/an pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la ventilation contrôlée (indice simulé = 38 kWh/m²/an).



Figure 4: Façades sud vitrées des bâtiments J,K et G,H



Figure 5: Façades nord de l'ensemble des bâtiments



Figure 6: Aménagement des passages piétons



Figure 7: Les Cépages en construction



Figure 8: Plan d'implantation et aménagements paysagers

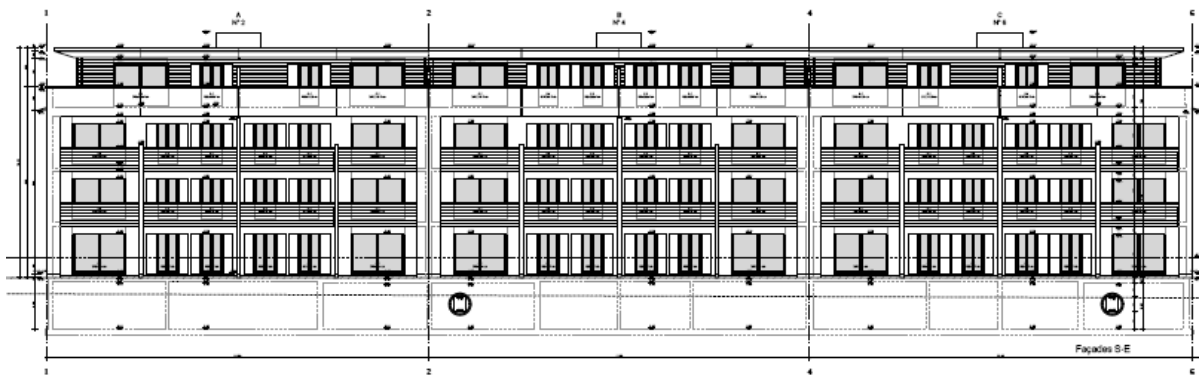


Figure 9: Façade sud-est des immeubles A, B et C

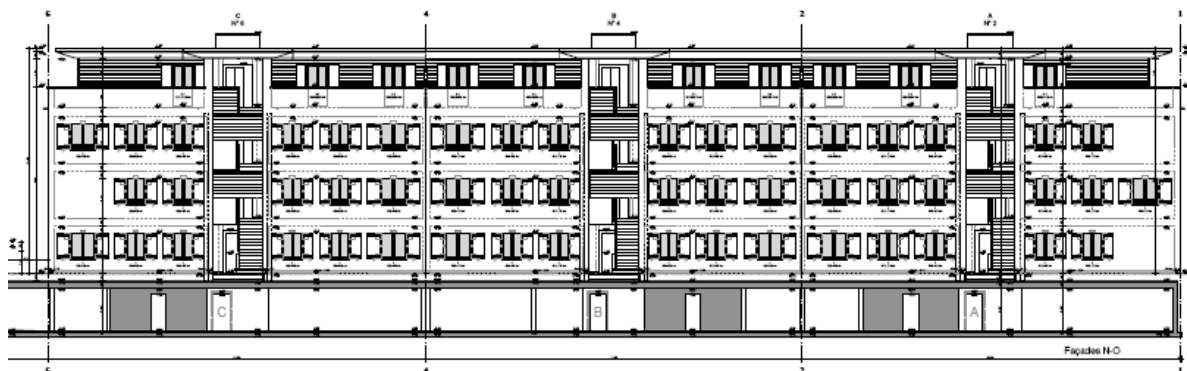


Figure 10: Façade nord-ouest des immeubles A, B et C

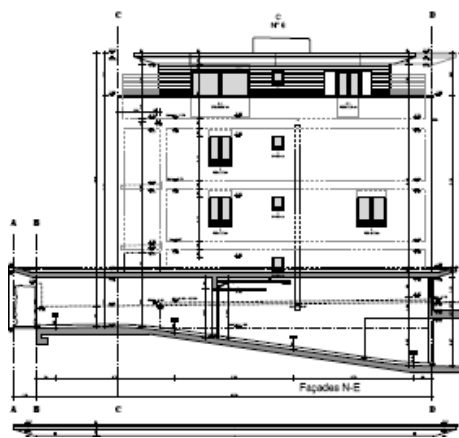


Figure 11: Façade nord-est

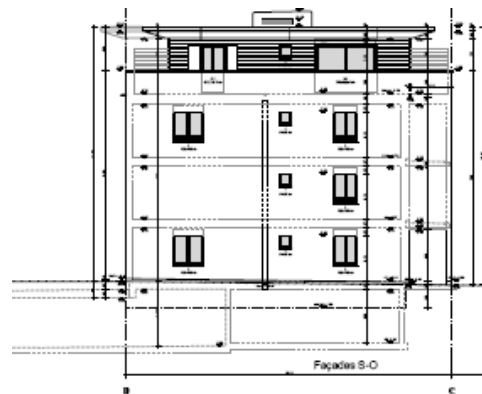


Figure 12: Façades sud-ouest

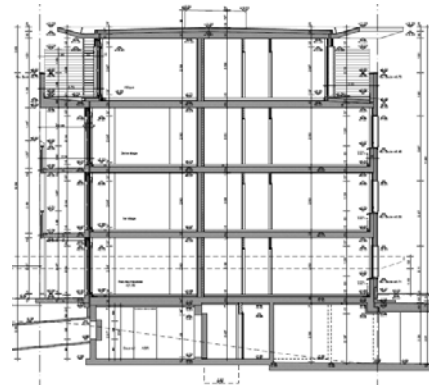
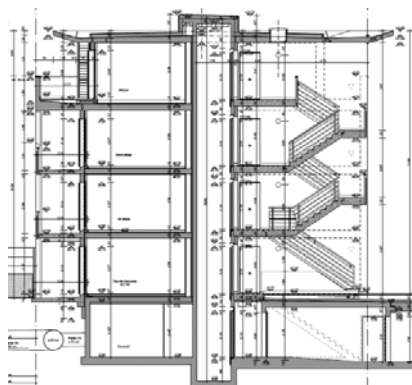


Figure 13: Coupes latérales

Caractéristiques architecturales du projet

1. Enveloppe performante

Une attention particulière a été portée à la performance énergétique de l'enveloppe pour permettre de minimiser les déperditions thermiques et de réduire les besoins de chauffage.

1.1. Façades (éléments opaques)

- Isolation thermique périphérique des murs (épaisseur 12 cm, $\lambda=0.023$ W/m.K, type Gonon Hicompact extérieur, $U_{\text{prévu}} = 0.19$ W/m².K).
- Isolation thermique périphérique des joues d'escaliers (épaisseur 10 cm, $\lambda=0.023$ W/m.K, type Gonon Hicompact extérieur, $U_{\text{prévu}} = 0.23$ W/m².K).
- Façades côté sud largement vitrées pour capter l'énergie solaire passive.
- Façades côté nord (soumis à la bise) faiblement vitrées.
- Minimisation des ponts thermiques, réalisés avec soin.

1.2. Façades (éléments vitrés)

- Fenêtres d'une valeur U inférieure à 1.1 W/m².K ($U_{\text{vitrage}} = 0.9$ W/m².K, transmissivité moyenne $g = 0.57$).

1.3. Toitures et terrasses

- Isolation des toitures plates (épaisseur 16 cm, $\lambda=0.024$ W/m.K, type Gonon PU ALU, $U_{\text{prévu}} = 0.14$ W/m².K).
- Isolation thermique des terrasses (épaisseur 14 cm, $\lambda=0.024$ W/m.K, type Gonon PU ALU, $U_{\text{prévu}} = 0.16$ W/m².K).

1.4. Dalles contre locaux non chauffés

- Isolation thermique des dalles sur locaux non chauffés (épaisseur 6 cm, $\lambda=0.0282$ W/m.K, type Gonon Hicompact extérieur, $U_{\text{prévu}} = 0.27$ W/m².K).

2. Confort d'été

Le confort thermique en été est assuré grâce aux mesures passives suivantes :

- La protection solaire est réalisée par le biais de volets en bois, des stores en lamelles et des balcons au sud. L'attique est protégée par un large débord de la toiture.
- Une masse thermique élevée des bâtiments grâce à la structure porteuse en béton armé (murs 18 cm, dalles 25 cm, et chape ciment 7 cm).
- Une isolation thermique périphérique qui permet un déphasage important et empêche la surchauffe des murs et des toits.
- Un enduit de couleur claire qui réduit les risques de surchauffe des façades.

3. Eclairage naturel

- Des grandes surfaces vitrées devraient assurer un éclairage naturel optimal.

- Un éclairage artificiel commandé par des détecteurs de présence a été conçu pour les locaux communs.

4. Qualité de l'air

- Un système de ventilation double flux avec récupération de chaleur assure une bonne qualité de l'air et améliore le confort des occupants.

5. Protection phonique

Des efforts ont été entrepris pour améliorer l'isolation acoustique intérieure et extérieure de ces immeubles, étant donné que l'ensemble se situe près de l'aéroport international de Genève. Ils consistent en :

- Une masse extérieure importante, des vitrages performants et une ventilation double flux.
- Des dalles de 25 cm d'épaisseur qui permettent d'augmenter le confort acoustique vertical entre les appartements.

Concept énergétique

Le concept de production/distribution de la chaleur et de l'eau chaude sanitaire au sein des bâtiments a été proposé par ERTE et SunTechnics. **Il est important de noter à ce stade que l'Université de Genève n'a pas été impliquée dans le développement du concept énergétique de Solarcity.**

1. Production de chaleur

Le complexe immobilier a été équipé de 1'160 m² de capteurs solaires non vitrés de marque Energie Solaire SA (cf. Figure 14), qui ont une double fonction :

- Source froide pour les pompes à chaleur pour la production du chauffage et de l'eau chaude sanitaire.
- Production directe de chauffage et d'eau chaude sanitaire lorsque l'ensoleillement le permet.



Figure 14 : Capteurs solaires Energie Solaire SA installés sur le toit d'un immeuble de Solarcity

1.1. Eléments du système

Chaque allée (A à K) 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 SRE) sont les suivants :

- 116 m² de capteurs solaires, inclinés à 20° et orientés à 40°E par rapport au sud.
- 1 pompe à chaleur (PAC) dimensionnée pour couvrir la puissance nécessaire pour la production de l'ECS (32 kW thermiques dans les conditions de production de l'ECS (évaporateur à -5°C, condenseur à 60°C)) ; sa puissance maximale de fonctionnement est de 70 kW thermiques (dans les conditions les plus favorables) et elle est capable de fonctionner dans des conditions extrêmes (température à l'évaporateur jusqu'à -20°C, température au condenseur jusqu'à 60°C) ; l'Annexe 1 présente les caractéristiques fournies par le constructeur.
- 1 stockage thermique de 4x1'500 L d'eau chaude (cf. Figure 15).
- 1 résistance électrique de secours activée manuellement, 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.
- 1 boiler individuel de 300 L pour le stockage de l'eau chaude sanitaire par appartement, encastré dans les meubles de cuisine (cf. Figure 16), ainsi que dans les buanderies.



Figure 15 : Ballon de stockage en chaufferie (1'500 L)



Figure 16 : Boiler individuel de stockage d'eau chaude sanitaire dans un appartement (300 L)

1.2. Fonctionnement du système

La Figure 17 présente le schéma de principe simplifié de l'installation (NB : un schéma de principe détaillé est proposé en Figure 20 p 41).

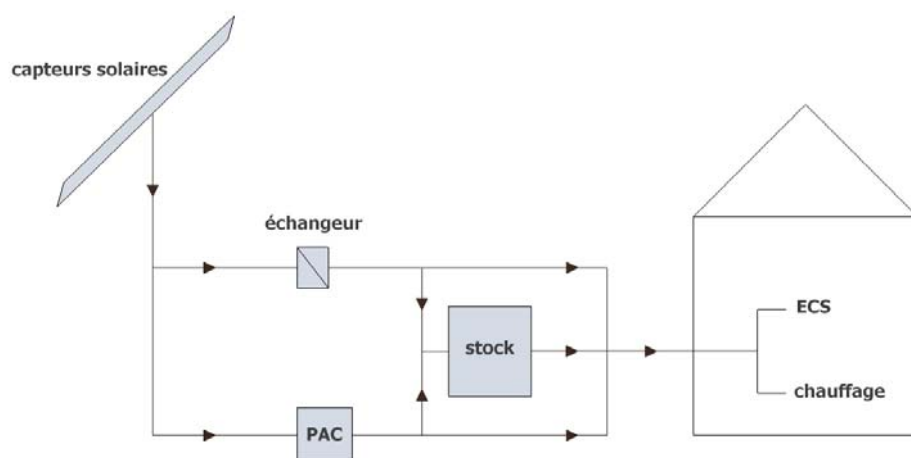


Figure 17 : Schéma de principe simplifié

Les capteurs solaires peuvent être utilisés pour la production directe de chaleur (via l'échangeur de chaleur) mais sont aussi connectés directement (sans stockage intermédiaire) à l'évaporateur de la PAC. Ainsi, lorsqu'il n'y a pas de rayonnement solaire, les capteurs fonctionnent en absorbeurs sur l'air ambiant (NB : dans la suite, la chaleur tirée des capteurs solaires est appelée « chaleur renouvelable » (solaire+air ambiant)). Que ce soit en production directe ou via la PAC, la chaleur produite est utilisée pour fournir du chauffage et de l'ECS, et le surplus éventuel est stocké dans les ballons (NB : 2 niveaux de température de stockage sont possibles).

Dans la pratique, le fonctionnement du système est régi par 15 modes différents qu'on ne détaillera pas ici. Les 4 modes de fonctionnement principaux sont décrits ci-dessous, 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. *A noter : la seule source froide possible pour la PAC est les capteurs solaires : la PAC ne peut pas utiliser l'eau stockée dans les ballons d'eau chaude par exemple, même si ceux-ci sont à une température supérieure au circuit solaire.*

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.

2. Distribution de chaleur

Le chauffage des appartements est assuré par des planchers chauffants à basse température (35/28°C). Chaque appartement possède son propre boiler de stockage d'eau chaude sanitaire de 300 L, alimenté de manière centralisée par le solaire ou la PAC (cf. Figure 16), ainsi que sa propre régulation accessible et modifiable par l'occupant via internet.

La distribution de chauffage et d'eau chaude sanitaire dans l'immeuble est réalisée via une seule canalisation physique (concept Enerbus, cf. Figure 18). La canalisation est utilisée séquentiellement pour le chauffage des appartements ou la recharge des boilers (lorsqu'un des boilers est vide).

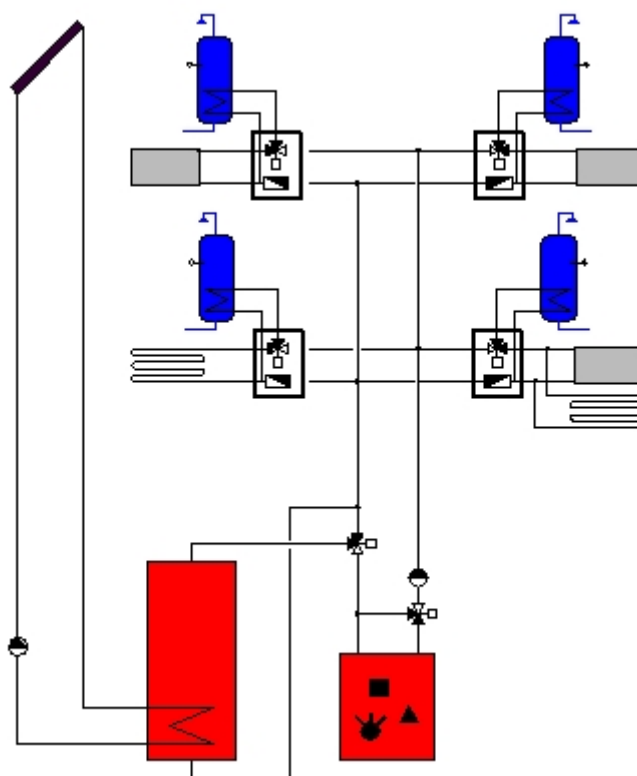


Figure 18 : Schéma de principe du système Enerbus, développé par ERTE/SunTechnics

3. Ventilation

Les bâtiments sont équipés d'une ventilation double-flux couplée à un puits canadien qui apporte également de la chaleur au bâtiment. Les débits nominaux de pulsion et d'extraction sont de 1'200 m³/h par bâtiment, soit un renouvellement d'air maximum d'environ 0.5 volume/h ou 1.3 m³/m²/h. Ce dimensionnement est identique à celui observé sur le bâtiment Giacometti du complexe Minergie du Pommier à Genève, précédemment étudié par l'Université de Genève [Zgraggen; 2010].

Il faut noter que la ventilation alimente également les caves pour éviter les moisissures (ces dernières n'étant pas équipées de sauts-de-loup qui permettraient une ventilation naturelle), et l'air vicié est réutilisé pour la ventilation des parkings (obligatoire pour éviter les accumulations de monoxyde de carbone), ce qui a nécessité l'installation d'un dispositif d'ionisation sur l'air vicié.

Concept du suivi énergétique

Parmi les 10 immeubles qui composent le complexe immobilier Solarcity, un seul a été instrumenté complètement. Le choix s'est porté sur l'allée B (cf. Figure 19). Les allées adjacentes A et C ont également été partiellement instrumentées.

Les autres immeubles du complexe sont équipés de capteurs utiles pour la commande des installations, mais de manière plus restreinte : les données enregistrées par l'automate ont été mises à disposition de l'Unige pour analyse.



**Figure 19 : Schéma d'implantation des 10 immeubles et emplacement de l'allée instrumentée (encadrée en noir) et des deux allées adjacentes (encadrées en pointillé).
(photo : Georges Spoehrle)**

L'instrumentation du bâtiment B a été pensée pour permettre de comprendre le fonctionnement dynamique du système de production/distribution de chauffage et d'ECS et de quantifier tous les flux énergétiques (et ainsi déterminer les performances énergétiques du système). En particulier, les grandeurs suivantes ont été déterminées grâce au suivi :

- énergie tirée des capteurs solaires (utilisée en direct ou via la PAC),
- énergie produite par la PAC,
- énergie stockée et déstockée dans les ballons d'eau chaude,
- électricité consommée par la PAC, la résistance électrique et les auxiliaires,
- demande de chaleur et d'ECS du bâtiment,
- conditions météorologiques : température et humidité de l'air, ensoleillement, rayonnement infrarouge, vitesse et direction du vent.

Au final, le bâtiment B a été équipé de 28 capteurs, dont :

- 13 thermocouples
- 5 débitmètres (servant au comptage de chaleur)
- 4 compteurs électriques
- 6 capteurs météo

L'installation de ventilation du bâtiment B a également été instrumentée par ERTE/SunTechnics, à l'aide de :

- 4 thermocouples
- 2 anémomètres (pour la mesure des débits de ventilation)
- 1 compteur électrique

L'Université récupère les 7 signaux transmis par l'automate de régulation.

Les bâtiments A et C ont également été équipés de 11 capteurs chacun. La liste complète des capteurs est fournie en Annexe 2. La Figure 20 présente le schéma de principe détaillé du système avec la position des capteurs de mesure. L'Annexe 3 schématise les principaux modes de fonctionnement de l'installation. L'Annexe 4 présente la position des capteurs sur le système de ventilation.

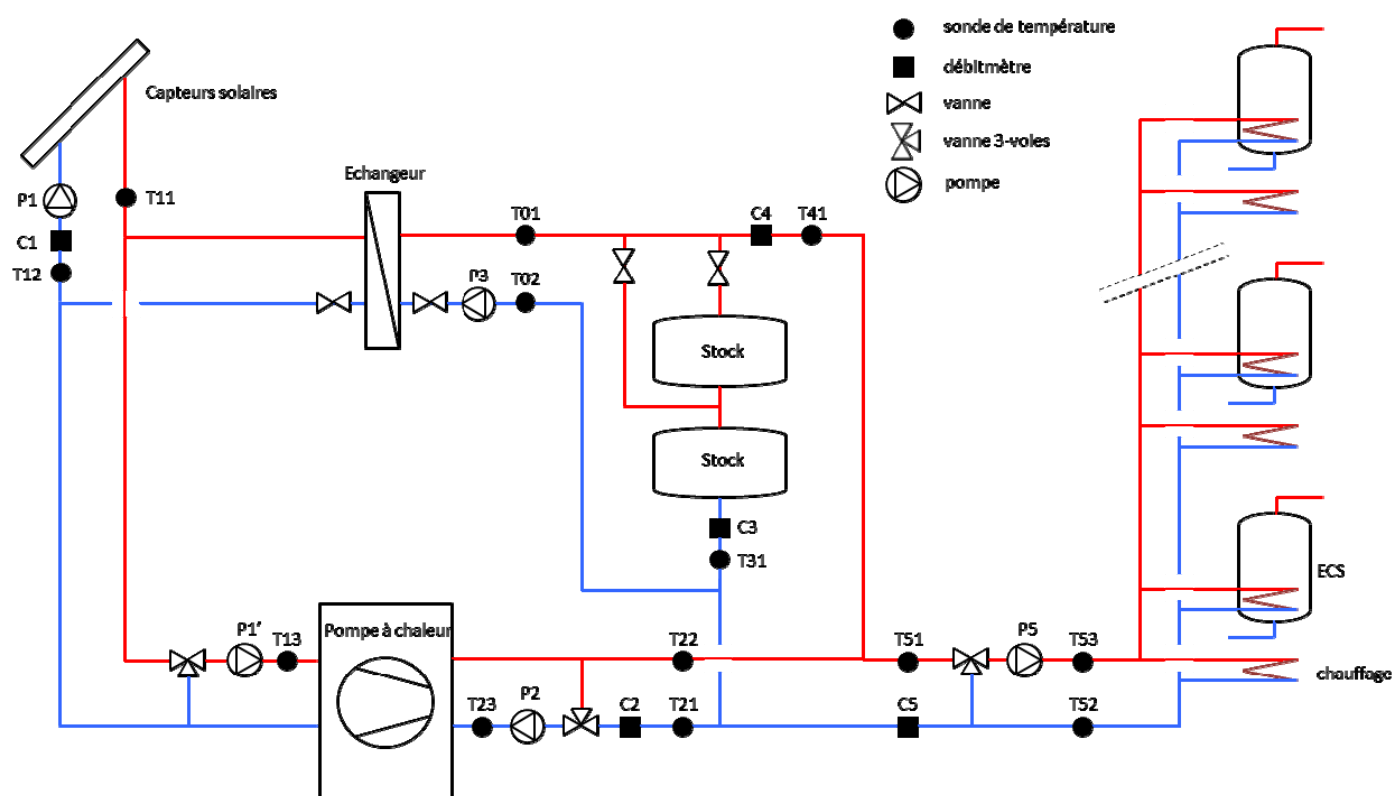


Figure 20 : Schéma de principe détaillé de l'installation du bâtiment B et position des capteurs de mesure

L'ensemble des capteurs pour les 3 bâtiments et la ventilation a été connecté à un datalogger Campbell Scientific CR9000X, qui lit les signaux toutes les 5 secondes et enregistre la valeur (moyenne ou somme) toutes les 5 minutes. Les données sont accessibles à distance par l'Université de Genève via une connexion ADSL.

Le suivi devait initialement commencer en automne 2010 dès la première année de fonctionnement, mais il a finalement été repoussé d'un an (en accord avec l'OFEN) afin de ne pas perturber la mise en service de ce système nouveau et complexe. Le suivi a donc commencé en octobre 2011, et s'est prolongé jusqu'en septembre 2013 (deux années complètes).

Les premiers mois de mesure ont servi de période d'ajustement pour le suivi et ont laissé le temps à l'exploitant de résoudre les derniers problèmes de mise en service. L'année de réf-

rence choisie pour la présentation des résultats est l'année 2012 (le choix de travailler sur une année calendaire plutôt que sur une saison de chauffe a permis d'être en phase avec l'analyse économique (décomptes de charges en années calendaires)).

Remarques :

- Les compteurs de chaleur initialement installés sur le bâtiment B étaient programmés pour fournir 1 impulsion/100 L d'eau. Cette sensibilité étant trop faible pour réaliser une analyse instantanée suffisamment fine, ils ont été remplacés le 1^{er} octobre 2012 par de nouveaux compteurs fournissant 1 impulsion/L.
- Les compteurs électriques avaient initialement été programmés pour fournir 1 impulsion/kWh. De la même manière, cette sensibilité était trop faible pour calculer les performances instantanées avec suffisamment de précision : ils ont été reprogrammés le 26 juin 2012 pour fournir 1 impulsion/0.001 kWh.

Résultats du suivi énergétique pour l'année 2012

Résultats détaillés obtenus sur le bâtiment B

1. Caractérisation des éléments du système

1.1. Demande thermique du bâtiment

1.1.1. Courbe de chauffe

La Figure 21 présente les températures de distribution pour le chauffage et pour l'ECS en fonction de la température extérieure. Les températures de distribution pour le chauffage sont faibles (entre 25 et 32°C), grâce à la performance de l'enveloppe thermique et à la présence d'un plancher chauffant. La température de distribution de l'ECS est fixe, de l'ordre de 55-60°C. A noter que les points entre 30 et 55°C sur le graphique représentent des régimes de transition entre les modes chauffage et ECS (système Enerbus : un seul tuyau pour la distribution de chauffage et d'ECS en alternance).

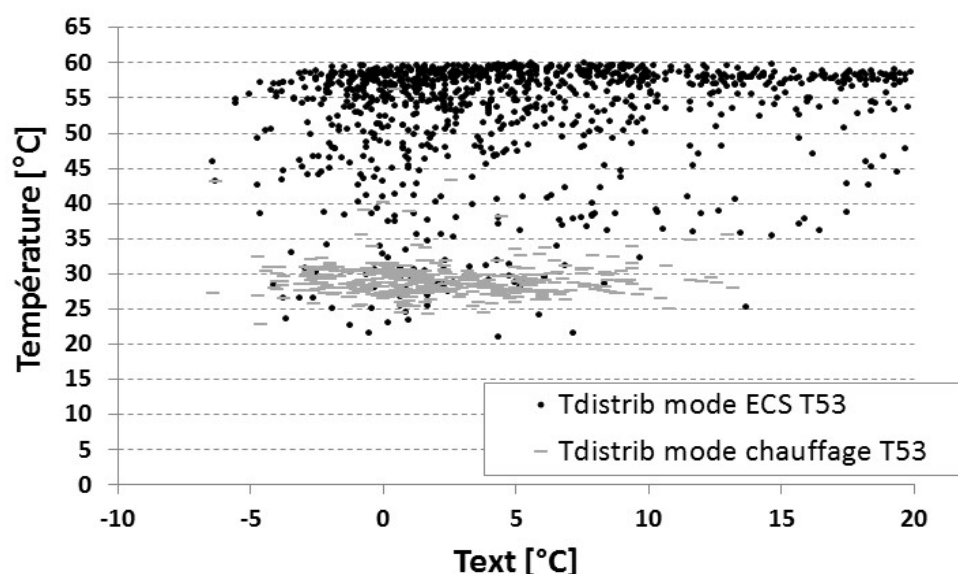


Figure 21 : Température de distribution des modes chauffage et ECS
(valeurs horaires, juil 12-fév 13)

1.1.2. Signature énergétique

Comme les 3 allées A, B et C sont en interaction thermique (cf. Figure 19), la signature énergétique pour le chauffage et l'ECS (W/m^2) a été représentée pour le bâtiment complet (et pas seulement pour le bâtiment B) sur la Figure 22.

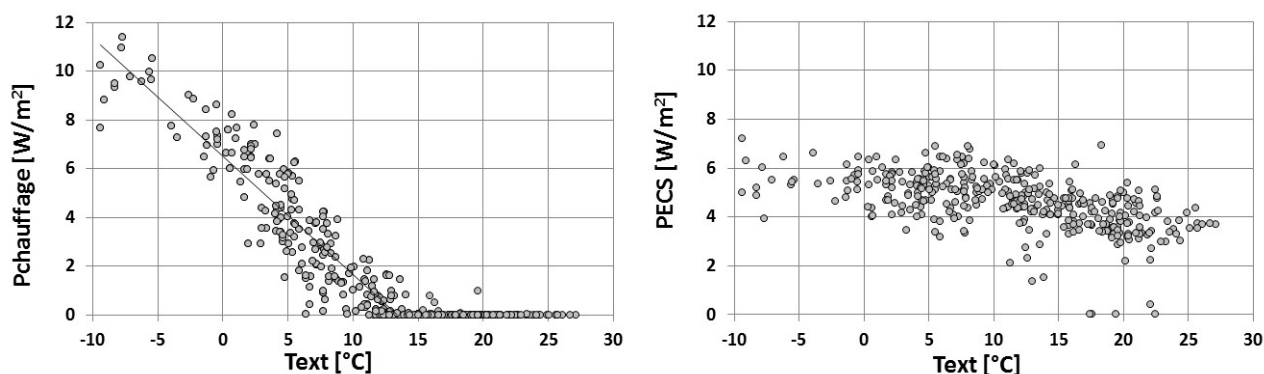


Figure 22 : Demande thermique en fonction de la température extérieure (valeurs journalières, jan-déc 12), pour le bâtiment complet (A, B, C)

La signature énergétique de chauffage montre une demande thermique de 9 W/m^2 à -5°C , et une température extérieure de non-chauffage de 13°C . La demande thermique en ECS est de l'ordre de 5 W/m^2 (en moyenne journalière), elle diminue légèrement lorsque la température extérieure augmente. La demande de chauffage pour l'année 2012 (année climatique normale : $2'546 \text{ DJ}_{12/18}$, contre $2'500 \text{ DJ}_{12/18}/\text{an}$ en moyenne à Genève) a été de 19 kWh/m^2 , ce qui est faible comparé aux valeurs standards en Suisse, résultant de la grande qualité de l'enveloppe thermique du bâtiment et de la bonne maîtrise des températures intérieures ($<21^\circ\text{C}$). La demande en ECS a été de 41 kWh/m^2 , ce qui est par contre très élevé par rapport aux valeurs standards en Suisse. Le ratio de consommation ECS-chauffage est ici de $2/3$ - $1/3$ alors qu'il est habituellement d' $1/3$ - $2/3$. Il faut noter que les pertes thermiques des boilers individuels participent au chauffage des appartements : cependant, selon une estimation des pertes thermiques des boilers vers les appartements sur l'hiver, cette contribution ne dépasserait pas 1 à $3 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

Si la consommation de chauffage est similaire pour les 3 bâtiments, la consommation d'ECS est très différente : $48 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ pour le bâtiment B contre 40 et 34 pour les bâtiments A et C (soit respectivement 17 et 29% inférieure à celle du bâtiment B). Il faut souligner que généralement, la demande en ECS est plutôt dépendante du nombre d'habitants que de la surface de l'appartement. Ainsi, la demande en ECS du bâtiment B est de $1'380 \text{ kWh/pers/an}$, contre $1'270$ et 960 kWh/pers/an pour les bâtiments A et C. Excepté pour le bâtiment C, ces valeurs sont plus élevées que les valeurs habituelles, en particulier celles observées lors de deux retours d'expériences précédents sur des immeubles collectifs à Genève [Zgraggen; 2010, Mermoud et al.; 2012], qui ont rapporté une consommation d'ECS d'environ $1'100 \text{ kWh/pers/an}$.

1.1.3. Demande horaire classée

La Figure 23 présente la demande horaire classée (courbe de charge) du bâtiment B pour l'année 2012, décomposée en chauffage et ECS.

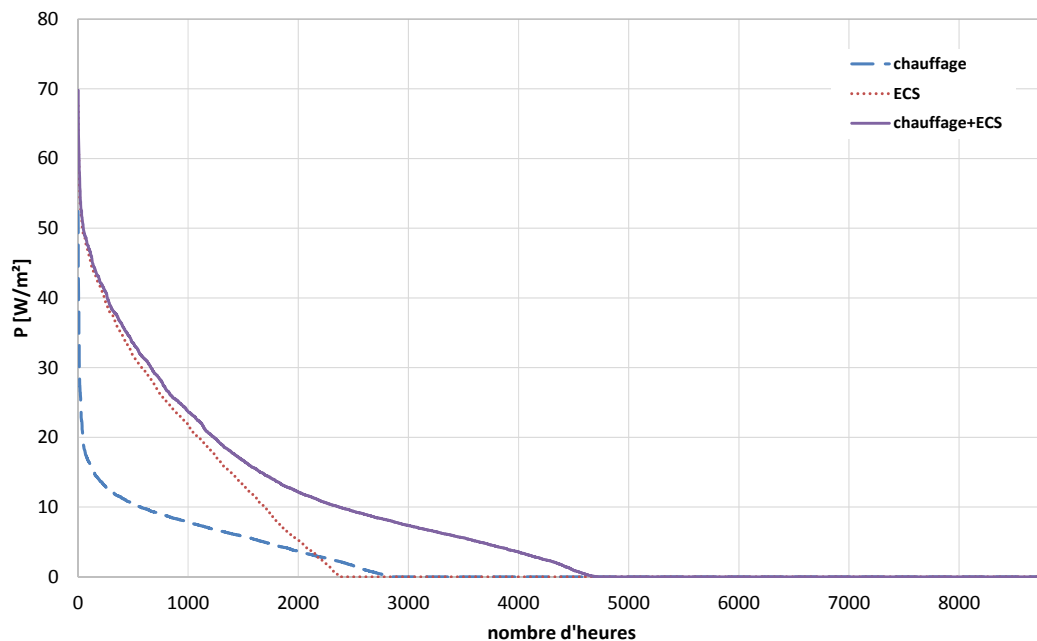


Figure 23 : Demande horaire classée pour le bâtiment B (année 2012)

Le nombre d'heures de chauffage annuelles est de 3'000 heures ce qui est faible par rapport à ce qui est couramment observé (~5'000 heures habituellement). La puissance maximale appelée est de l'ordre de 70 W/m². Les appels de puissance sont beaucoup plus importants durant les périodes de distribution d'ECS que de chauffage (on observe habituellement l'inverse). L'ECS est distribuée durant moins de 2'500 heures pour le chauffage des boilers individuels (système Enerbus).

1.2. Ventilation double-flux

Seul le fonctionnement hivernal de la ventilation est présenté dans la suite : l'effet du puits canadien en période estivale n'a pas été caractérisé.

1.2.1. Débits

La Figure 24 présente les débits de ventilation dans le bâtiment B sur un jour d'hiver (16/01/12).

Remarque : Seule la section à l'endroit de la mesure de vitesse d'air dans la canalisation du côté air extrait A72 (cf. Annexe 4) est connue avec certitude (et donc le débit extrait également) : le débit pulsé a été estimé à partir du taux d'ouverture du ventilateur de pulsion.

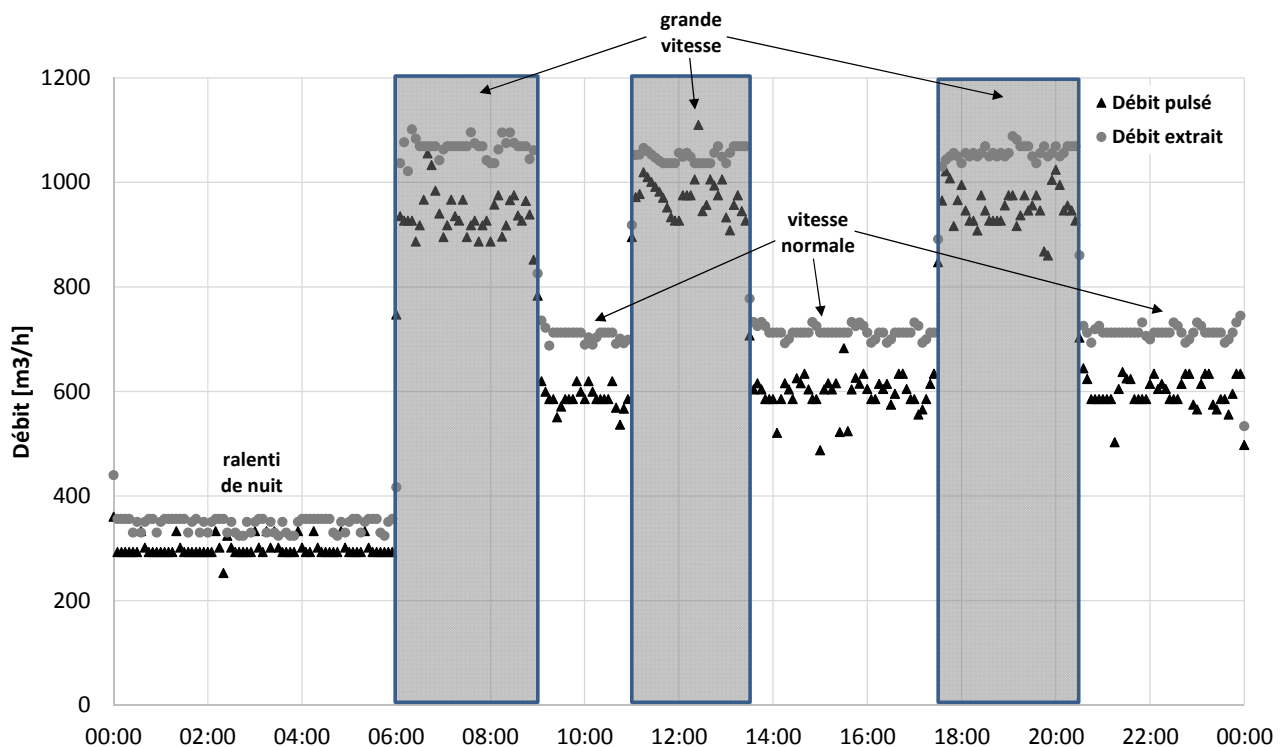


Figure 24 : Débits de ventilation (pulsion et extraction) mesurés sur le bâtiment B sur la journée du 16/01/12 (données 5 min)

On note 3 modes de fonctionnement au cours de la journée :

- grande vitesse ($1'100 \text{ m}^3/\text{h}$) : 6h-9h, 11h-13h30, 17h30-20h30
- ralenti de nuit ($1/4$ débit max) : de minuit à 6h + toute la journée en période de grand froid pour éviter de pulser trop d'air froid dans les appartements
- vitesse normale ($1/2$ débit max) : le reste du temps

On note que les débits de pulsion sont légèrement inférieurs aux débits d'extraction, ce qui est peu courant car cela met le bâtiment en dépression (en général, on met plutôt le bâtiment en légère surpression pour éviter les infiltrations d'air froid). A noter que le rapport des débits a été inversé en cours d'année 2012, avec depuis un débit pulsé légèrement supérieur au débit extrait, ce qui est habituel.

1.2.2. Niveaux de température

La Figure 25 présente les niveaux de température atteints par l'installation de ventilation durant l'hiver (cf. position des capteurs en Annexe 4).

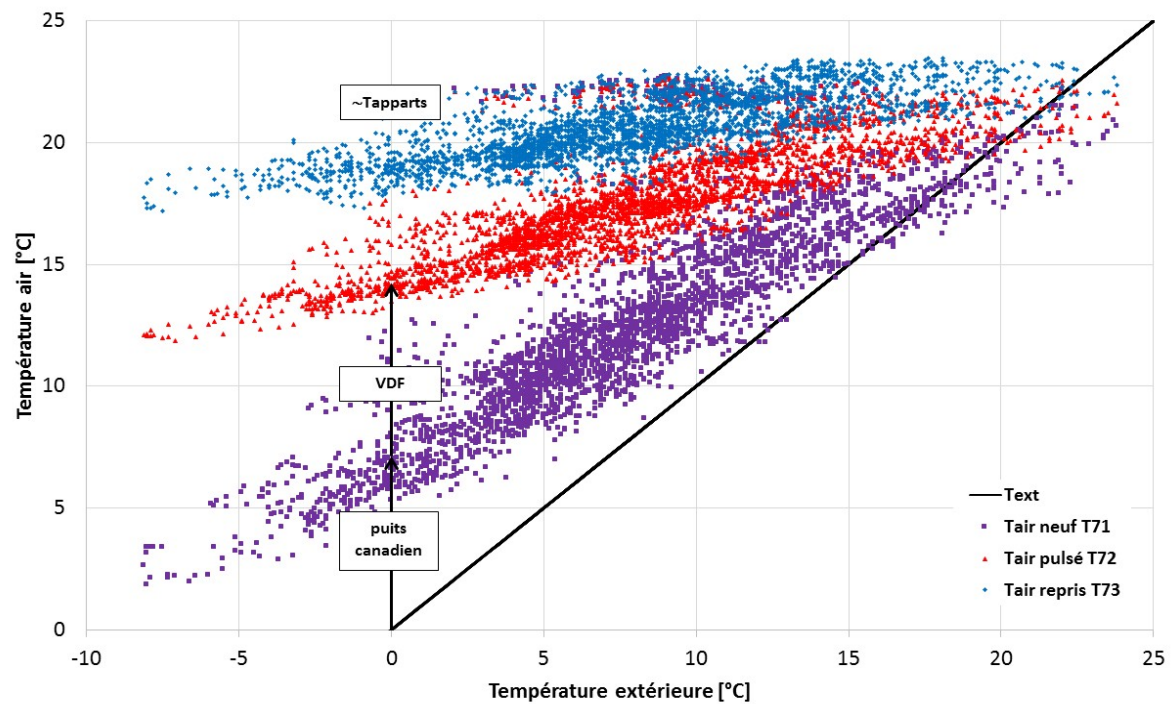


Figure 25 : Niveaux de température atteints par la ventilation durant les mois d'hiver de l'année 2012 (jan-mars, oct-déc, données horaires)

L'air frais venant de l'extérieur passe d'abord par le puits canadien où il se réchauffe de quelques degrés avant d'entrer dans la VDF. L'air est ensuite pulsé dans les appartements à une température comprise entre 13 et 21°C, dépendante de la température extérieure. La température de l'air repris dans les appartements est comprise entre 18 et 22°C (bon indicateur de la température intérieure moyenne des appartements).

L'apport du puits canadien est très marginal en hiver (hormis le maintien hors gel du monobloc de ventilation). En effet, l'écart de température induit par le puits canadien serait en quasi-totalité assuré par la VDF en l'absence de puits canadien.

1.2.3. Performances

La puissance thermique récupérée par la ventilation et fournie au bâtiment peut être calculée comme suit :

$$P_{pulsée} = \dot{V}_{pulsé} \cdot \rho_{air} \cdot c_{p_{air}} \cdot (T_{air\ pulsé}(T72) - T_{ext}) \text{ [W]}$$

où : $\dot{V}_{pulsé}$ = débit d'air pulsé [m^3 / s]

ρ_{air} = masse volumique de l'air = 1.2 kg / m^3

$c_{p_{air}}$ = capacité calorifique de l'air = 1005 J / kg / K

L'efficacité de l'échangeur peut être caractérisée par son efficacité :

$$Eff\ VDF = \frac{T_{air\ pulsé}(T72) - T_{air\ neuf}(T71)}{T_{air\ repris}(T73) - T_{air\ neuf}(T71)}$$

Le coefficient de performance de la ventilation (puits canadien + échangeur) est calculé comme suit :

$$COP_{ventil} = \frac{\text{Energie thermique pulsée}}{\text{Electricité consommée par le ventilateur de pulsion}}$$

Remarque : Par convention, seule l'électricité consommée par le ventilateur de pulsion est prise en compte dans le calcul du COP, le ventilateur d'extraction étant considéré comme un dispositif standard dans tout nouveau bâtiment.

L'énergie thermique produite par la ventilation sur l'année 2012 sur le bâtiment B a été de l'ordre de 13 kWh/m² pour une consommation électrique annuelle de 7.2 kWh/m². NB : seule l'énergie produite entre les mois de septembre et mai est comptabilisée, l'énergie produite durant l'été ne représentant pas de prestation utile ; par contre la VDF est obligée de fonctionner toute l'année pour assurer un renouvellement d'air.

La consommation électrique de la VDF à Solarcity est supérieure à la fourchette des valeurs observées par Zraggen [2010] et par Mermoud et al. [2012] sur différents bâtiments étudiés à Genève (2 à 5 kWh/m²/an).

La Figure 26 présente les performances de l'échangeur de la VDF et le COP de la ventilation (échangeur + puits canadien) au cours des mois d'hiver de l'année 2012 (moyennes journalières).

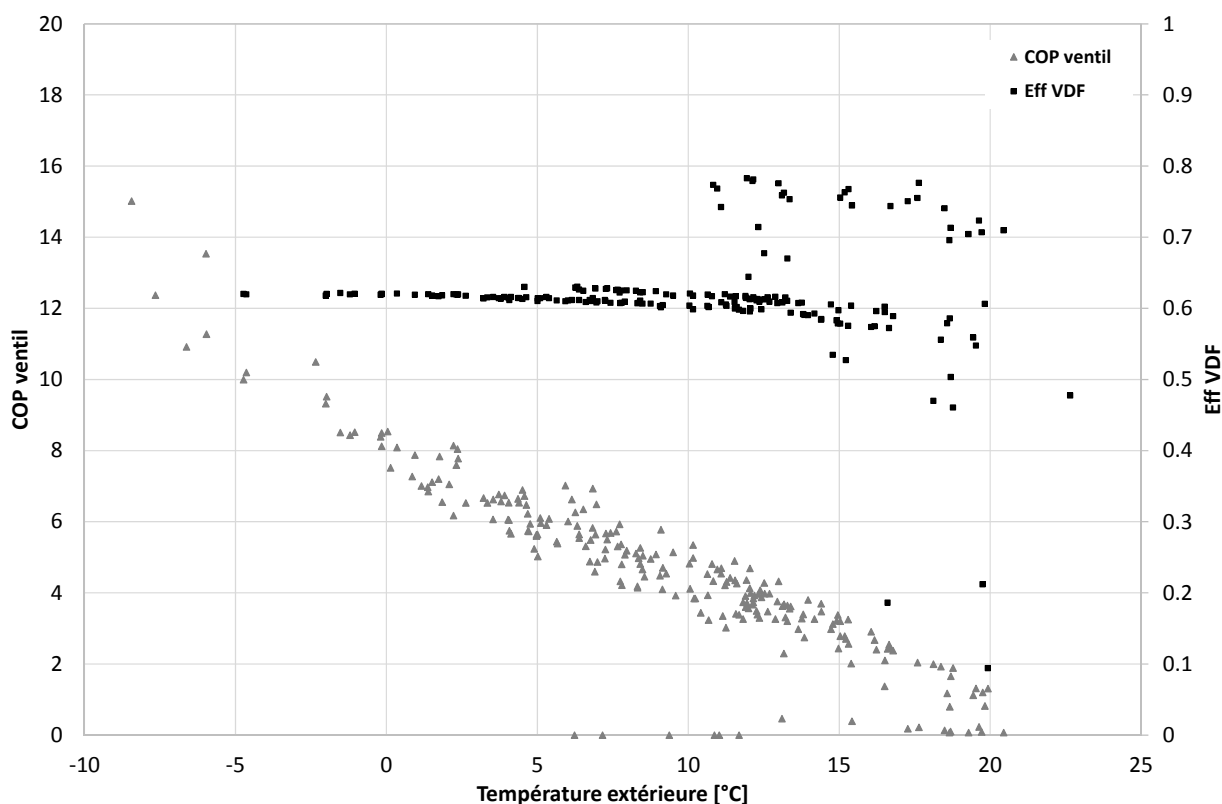


Figure 26 : Efficacité de l'échangeur de la VDF et COP de la ventilation en fonction de la température extérieure au cours des mois d'hiver de l'année 2012 (moyennes journalières)

L'efficacité de l'échangeur est en moyenne légèrement supérieur à 0.6 ce qui est un peu plus faible que la valeur de 0.65 observée sur les bâtiments du Pommier [Zgraggen; 2010] ou du Gros Chêne [Mermoud et al.; 2012].

Comme couramment observé, le COP de la ventilation diminue linéairement avec la température extérieure, car plus la température extérieure est faible plus la quantité d'énergie potentiellement récupérable est grande à même consommation électrique du ventilateur. Le COP atteint 8 à une température extérieure de 0°C, ce qui représente la moitié de la valeur atteinte au Pommier [Zgraggen; 2010] pour un bâtiment similaire (bâtiment neuf Minergie avec ventilation dimensionnée de la même manière), dans lequel l'air est également pulsé à travers les planchers.

Le COP annuel de la ventilation sur le bâtiment a été estimé à 3.7, ce qui semble particulièrement faible par rapport à la valeur observée au Pommier (8) ou au Gros Chêne (24). Le problème provient probablement de pertes de charges importantes sur le circuit de ventilation, mais nous n'avons pas étudié la situation en détail. Rappelons qu'à Solarcity, la VDF alimente également les caves et l'air vicié est envoyé vers les parkings, ce qui est inhabituel et peut entraîner des pertes de charges supplémentaires par rapport aux bâtiments du Pommier et de Gros Chêne.

1.3. Capteurs solaires

Le bilan instantané du champ solaire est caractérisé par le modèle suivant (en W/m², rapporté à une seule face de capteur) :

$$Q_{sol} = \eta_0 \cdot G + Q_{IR} - (h_0 + h_v \cdot v) \cdot (T_{sol} - T_{ext}) - \frac{C_{capt}}{dt} \cdot \Delta T_{sol}$$

Les éléments de ce bilan sont les suivants :

- La production solaire Q_{sol} , mesurée en entrée de chaufferie.
- La radiation solaire globale incidente sur les capteurs G et l'efficacité de captage optique η_0 .
- Le bilan de radiation infrarouge Q_{IR} , qui comprend i) en input la composante émise par le ciel (mesure météo) et la composante émise par le toit sous le capteur (via la mesure de sa température) ; ii) en output la composante émise par les deux faces du capteur (via la mesure de sa température). Pour le calcul de ce bilan, l'émissivité du capteur a été fixée à 0.2.
- Les pertes convectives liées au différentiel de température $T_{sol} - T_{ext}$ entre capteur et météo, avec un coefficient de pertes $h_0 + h_v \cdot v$ dépendant de la vitesse du vent v .
- La variation de température des capteurs ΔT_{sol} pendant l'intervalle de temps dt , liée à la capacité C_{capt} .

Les capteurs solaires ont été caractérisés grâce aux mesures de production solaire d'une part et aux mesures météorologiques d'autre part. L'analyse des données se fait à partir des valeurs horaires, avec les spécificités suivantes :

- La production solaire et les températures de capteur proviennent des mesures in-situ réalisées dans le cadre de ce travail. Etant donnée la résolution insuffisante du débitmètre

solaire pour une analyse horaire avant octobre 2012 (1 impulsion par 100 litres, contre 1 impulsion par litre après modification, cf. paragraphe « Concept du suivi énergétique » p 40), seules les mesures ultérieures sont retenues pour cette analyse.

- Afin d'éliminer les effets transitoires liés à la mise en marche et à l'arrêt de la production solaire, seules sont retenues les valeurs pour lesquelles la production a également eu lieu aux pas de temps précédent et suivant.
- Afin d'éliminer d'éventuels effets liés à la condensation ou au givre, nous ne tenons pas compte dans cette étude des points pour lesquels la température capteur est inférieure au point de rosée.
- Suite à des problèmes observés sur les mesures météo enregistrées à Solarcity, les mesures météo retenues proviennent i) de la station Agrométéo à Satigny³ en ce qui concerne la radiation solaire ii) de la station météo de l'Université de Genève située à Bernex⁴ en ce qui concerne les infrarouges du ciel, la température extérieure et la vitesse du vent.
- La transposition de la radiation solaire du plan horizontal vers le plan des capteurs (inclinaison 20°, orientation 37° sud-est) a été faite avec le modèle développé par Perez et al. [1987].
- Comme la configuration des capteurs implique des effets d'ombrage importants (cf. Figure 27), la simplification suivante a été faite pour minimiser les effets d'ombrage et simplifier le calcul :

$$G = 20\% \text{ Surface totale des capteurs} \cdot G_{20} + 80\% \text{ Surface totale des capteurs} \cdot \cos 20^\circ \cdot G_h$$

où G_{20} est la radiation solaire incidente dans le plan des capteurs et G_h est la radiation solaire incidente dans le plan horizontal.

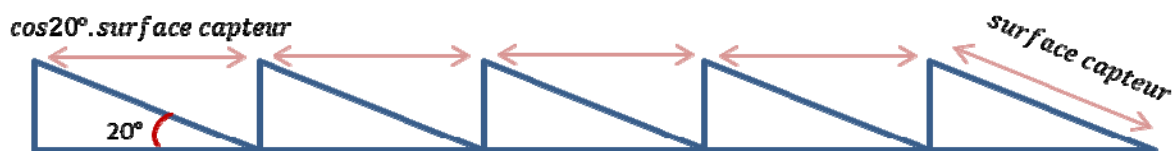


Figure 27 : Configuration des capteurs solaires à Solarcity

D'après cette configuration, nous avons considéré que la radiation solaire incidente sur les capteurs était de :

- G_{20} pour la partie non ombrée (1 rangée sur 5).
- G_h sur la surface des capteurs projetée à l'horizontale ($\cos 20^\circ \cdot \text{Surface capteurs}$) pour la partie ombrée (4 rangées sur 5).

Finalement, l'analyse s'est faite sur un ensemble de 246 valeurs horaires couvrant la période du 30 novembre 2012 au 21 août 2013. Les coefficients du modèle ($\eta_0, h_0, h_v, C_{capt}$) ont été déterminés par régression multilinéaire à partir des mesures :

³ www.agrometeo.ch

⁴ www.unige.ch/energie/forel/energie/activites/meteo.html

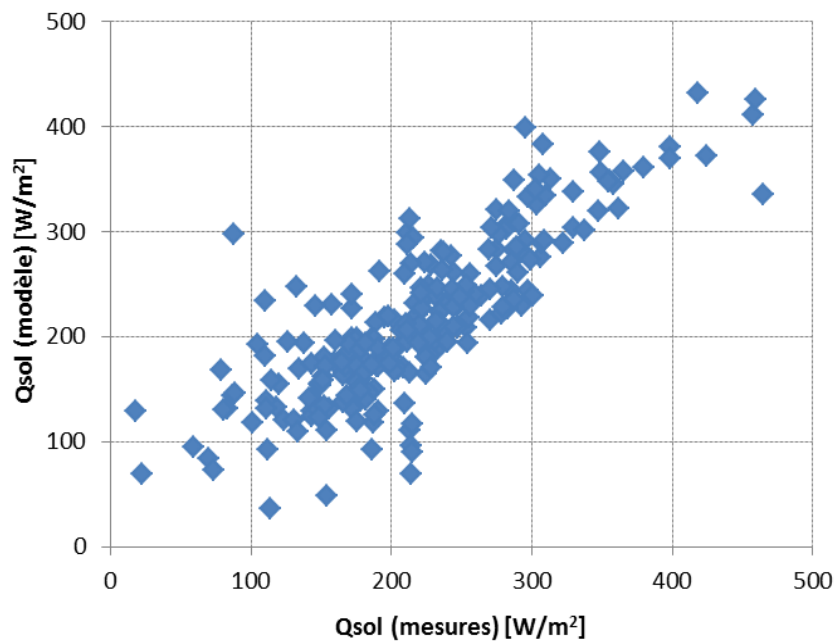
$$\eta_0 = 0.917 \pm 0.016$$

$$h_0 = 10.47 \pm 0.52 W / m^2 / K$$

$$h_v = 2.37 \pm 0.22 W / m^2 / K / (m / s)$$

$$C_{capt} = 9.46 \pm 0.59 Wh / m^2 / K$$

Les coefficients sont bien déterminés et le biais du fit est faible (1.7%), malgré une erreur quadratique moyenne importante (20.9%). Pour les 246 valeurs en question, la relation entre la production solaire mesurée et sa valeur modélisée est représentée en Figure 28 :



**Figure 28 : Production solaire, modèle versus mesures
(246 valeurs horaires entre novembre 2012 et août 2013)**

Il y a par ailleurs une bonne correspondance avec les valeurs issues du test normé EN12975 pour la toiture solaire (cf. Annexe 5), qui rapporte les valeurs suivantes :

$$\eta_0 = 0.925$$

$$h_0 = 11.26 W / m^2 / K$$

$$h_v = 2.45 W / m^2 / K / (m / s)$$

$$C_{capt} = 5.23 Wh / m^2 / K$$

Seul le coefficient capacitif est largement plus élevé que la valeur normée. Cela provient du fait que, dans notre cas, les mesures de production utilisées pour la caractérisation des capteurs sont effectuées en chaufferie, de sorte que la capacité apparente comprend la tuyauterie aller-retour entre chaufferie et champ solaire. A cet égard, la différence de capacité entre mesure et test ($9.46 - 5.23 = 4.23 \text{ Wh/K/m}^2$) correspond à $2 \times 47 \text{ m}$ de tuyauterie (en diamètre 76 mm), ce qui est compatible avec la configuration hydraulique observée à Solarcity.

Pour comparaison, les mêmes absorbeurs intégrés en toitures (cette fois-ci isolés sur la face inférieure) à la cité solaire de Plan-les-Ouates présentaient un coefficient h_0 de 8 W/m²/K et un coefficient h_v entre 1.6 et 2.5 W/m²/K/(m/s) selon l'orientation du champ et du vent, tel que cela ressort de l'analyse détaillée de Da Costa Louro Branco [2005]. Comme dans notre cas, la vitesse du vent considérée dans cette étude est le vent météo mesuré à environ 5 m de hauteur. Il est cependant à noter que selon le travail détaillé de G. Branco, ce dernier point est délicat, le bâtiment pouvant induire une perturbation locale de la vitesse du vent qui est particulièrement difficile à évaluer.

1.4. Pompe à chaleur

Afin d'évaluer les performances de la PAC, nous avons défini deux indicateurs :

- Coefficient de performance de la pompe à chaleur

$$COP_{PAC} = \frac{Q_{PAC}}{E_{PAC}}$$

- Efficacité de la pompe à chaleur

$$Eff_{PAC} = \frac{COP_{PAC}}{COP_{Carnot}}$$

où $COP_{Carnot} = \frac{T_{sortie\ cond}}{T_{sortie\ cond} - T_{entrée\ évap}}$ (T en K) est la limite thermodynamique.

La Figure 29 présente le COP de la PAC ainsi que son efficacité (valeurs horaires) en fonction de la température extérieure (à gauche) et de la différence de température entre la sortie du condenseur et l'entrée de l'évaporateur (à droite) pour nov-déc 2012 (NB : période de mesure choisie après reprogrammation des compteurs électriques et changement des débitmètres pour bénéficier d'une sensibilité suffisante (cf. paragraphe « Concept du suivi énergétique » p 40)).

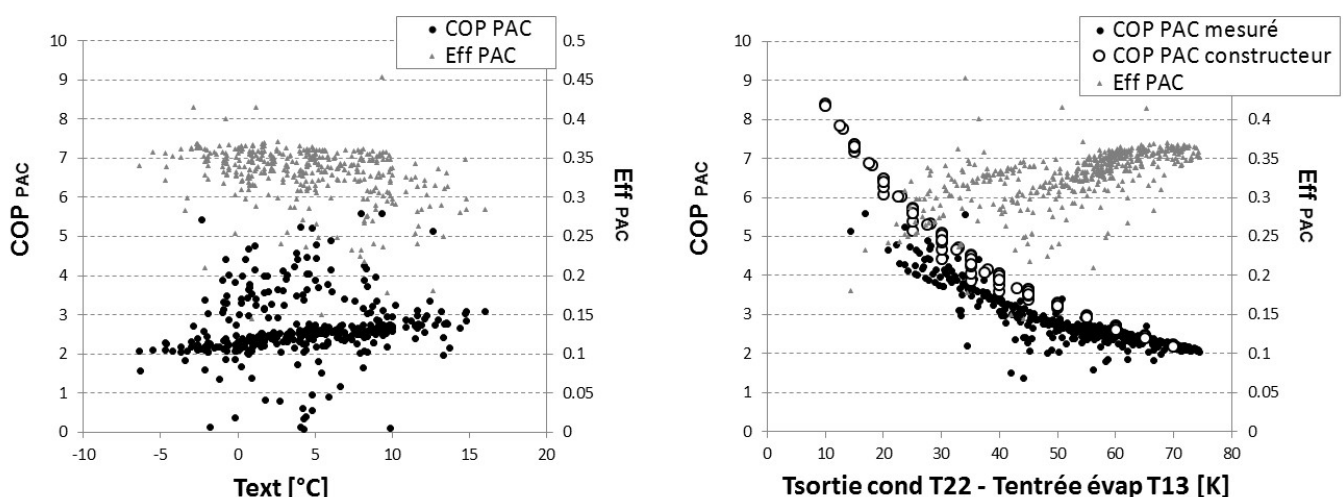


Figure 29 : COP PAC et Eff PAC en fonction de la température extérieure (à gauche) et de la différence de température entre sortie condenseur et entrée évaporateur (valeurs horaires, nov-déc 12).

Le COP PAC augmente avec la température extérieure. L'efficacité de la PAC est de l'ordre de 0.35, ce qui est une bonne valeur. Le COP PAC augmente nettement lorsque la température de sortie du condenseur se rapproche de la température d'entrée de l'évaporateur. Durant l'hiver, la différence de température entre la sortie condenseur et l'entrée évaporateur est en grande partie comprise entre 50 et 70 K, ce qui conduit à des COP PAC entre 2 et 3. La courbe de COP « théorique » a été reconstruite à partir des données fournies par le constructeur (cf. Annexe 1). A noter que les données constructeur se réfèrent aux températures à l'intérieur de la machine (de l'autre côté des échangeurs), si bien qu'une correction de température de +/- 5K a été appliquée pour tenir compte de la présence des échangeurs. La courbe de COP constructeur est également représentée sur la Figure 29 et elle est bien corrélée avec les COP mesurés, en particulier dans le cas des grands écarts de température entre sortie condenseur et entrée évaporateur.

1.5. Stock thermique

La connaissance des flux d'énergie entrants et sortants du stock et des niveaux de température a permis de le caractériser. Le solde du stockage/déstockage (différence entre énergie stockée et déstockée) correspond à la somme de la variation capacitive du stock et des pertes thermiques. Pour quantifier séparément ces deux flux, nous utilisons un modèle simplifié à un nœud, en valeurs journalières :

$$\Delta Q_{st} = C_{st} \cdot \Delta T_{st} + H_{st} \cdot (T_{st} - T_0) \cdot dt$$

Ce modèle relie le différentiel du stockage/déstockage ΔQ_{st} à la variation de température du stock ΔT_{st} (variation capacitive) et au différentiel de température stock-chaufferie $T_{st} - T_0$ (pertes) pendant l'intervalle de temps dt , où C_{st} et H_{st} sont respectivement la capacité et le facteur de pertes effectifs. Les coefficients C_{st} et H_{st} ont été déterminés par régression bilinéaire sur les valeurs journalières, pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012. Les valeurs obtenues sont :

$$C_{st} = 5.36 \pm 0.19 \text{ kWh} / \text{K}$$

$$H_{st} = 22.7 \pm 2.4 \text{ W} / \text{K}$$

La capacité effective issue de ce modèle est 23% inférieure à la capacité totale des quatre cuves de stockage (6'000 L, 6.97 kWh/K), ce qui pourrait partiellement s'expliquer par des « zones mortes » liées à la position des entrées et sorties hydrauliques. Rapporté aux 30 m² de surface des cuves, le facteur de pertes effectif s'élève à 0.76 W/m²/K, ce qui correspond à 5 cm d'isolation effective. La différence par rapport aux 20 cm d'isolation réelle (0.2 W/m²/K) pourrait partiellement s'expliquer par des ponts thermiques subsistants.

La Figure 30 montre la relation entre les valeurs mesurées du bilan de stockage/déstockage et les valeurs modélisées par calcul des pertes et de la variation capacitive. L'Annexe 6 présente les valeurs mesurées et modélisées jour par jour ainsi que les pertes thermiques et la variation capacitive selon le modèle jour par jour pour l'année 2012.

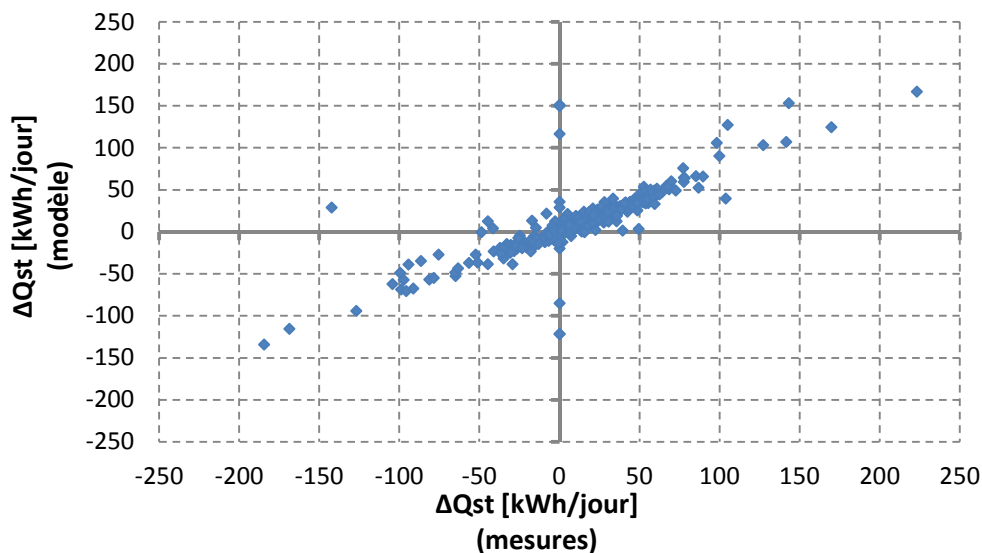


Figure 30 : Décomposition du solde de stockage – mesure – en perte et variation capacitive – modèle (valeurs journalières, année 2012)

2. Comportement du système

2.1. Niveaux de température

La Figure 31 montre les niveaux de température en mode chauffage (gauche) et ECS (droite), à savoir : température à l'entrée de l'évaporateur (=sortie des capteurs solaires), température à la sortie du condenseur (=température de production de la PAC), température de distribution, en fonction de la température extérieure. On note que durant le mode chauffage (gauche), la chaleur est parfois produite à une température très supérieure ($\sim 60^\circ\text{C}$) à ce que demande la distribution ($25\text{--}30^\circ\text{C}$), ce qui diminue certainement les performances de la PAC. Cela est dû à un mode de sécurité qui s'enclenche durant les périodes froides et active le stockage de chaleur à haute température en prévision de fortes demandes de chaleur, qui sera ensuite utilisée à plus basse température pour du chauffage. Les températures de production pendant le mode ECS (droite) sont par contre bien adaptées à la température demandée par la distribution.

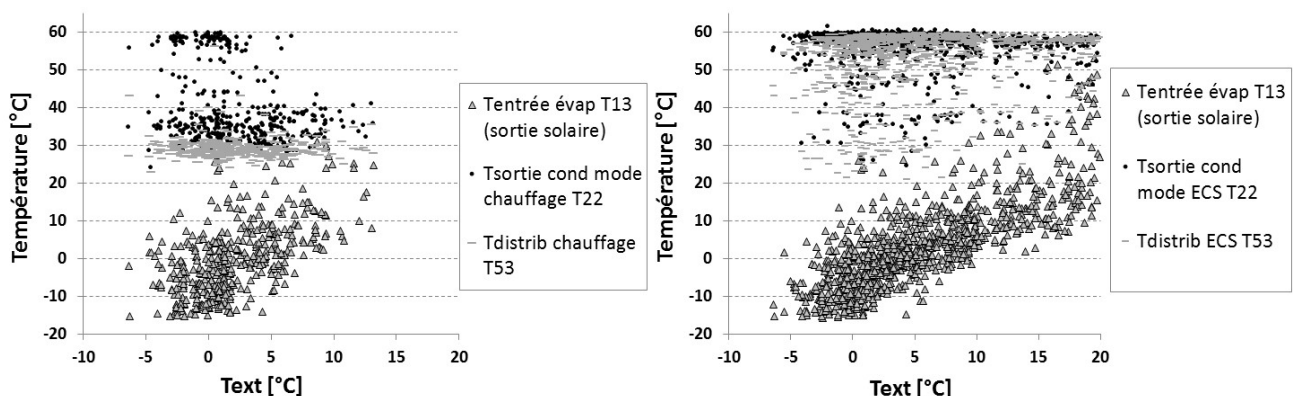


Figure 31 : Niveaux de température pendant les modes chauffage (gauche) et ECS (droite) (valeurs horaires, juil 12-fév 13)

2.2. Puissances classées

La Figure 32 présente les puissances classées produites par la PAC, sa consommation électrique ainsi que la demande thermique classée du bâtiment (chauffage et ECS) sur l'année

2012. NB : les données par 5 min ont été utilisées dans ce graphique car les données horaires n'auraient pas permis de mener une analyse suffisamment fine.

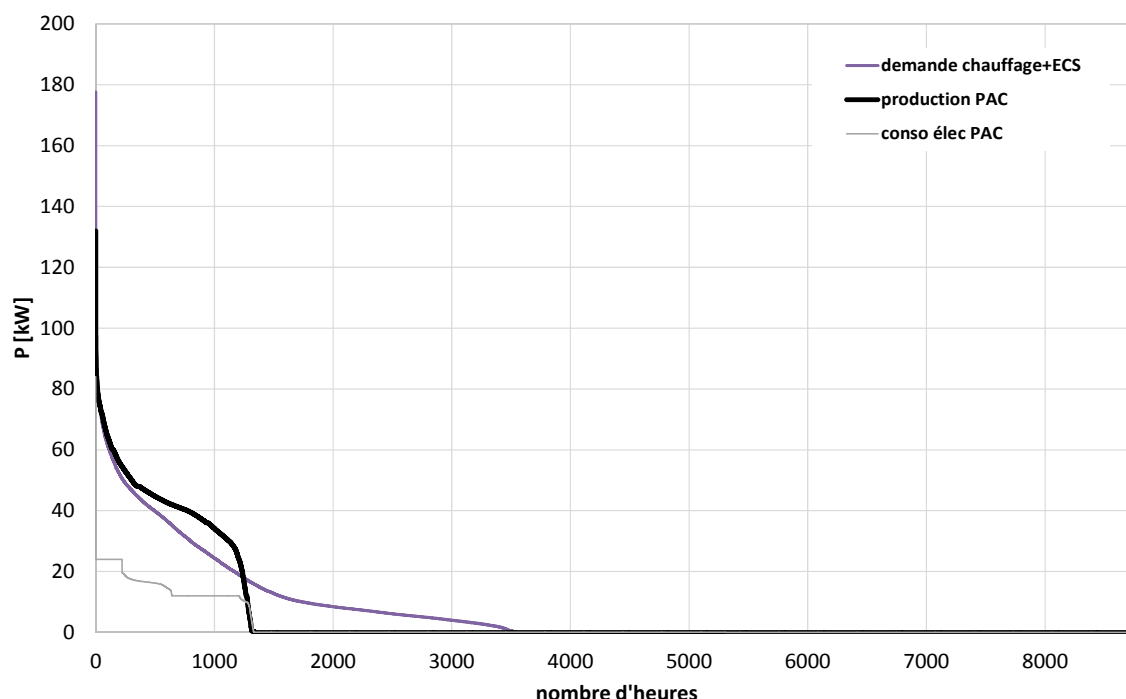


Figure 32 : Puissances classées concernant la chaleur produite et l'électricité consommée par la PAC, ainsi que la chaleur distribuée au bâtiment (valeurs 5 min, année 2012)

La PAC a fonctionné 1'350 heures sur l'année 2012, alors que la distribution a fonctionné durant 3'500 heures en cumulé (différence fournie par déstockage). La puissance maximale fournie par la PAC est de l'ordre de 130 kW, alors que sa puissance maximale est théoriquement de 70 kW. Il faut noter que les puissances ont été calculées à partir des données issues du débitmètre installé sur le circuit condenseur de la PAC et des températures entrée et sortie du condenseur, or ce débitmètre présentait une sensibilité d'une impulsion pour 100 L (il a été changé en octobre 2012 pour un débitmètre avec une impulsion par litre), ce qui a pu fausser les calculs instantanés. On note néanmoins qu'une grande partie de la chaleur est produite à une puissance comprise entre 27 et 45 kW : la PAC semble correctement dimensionnée. La puissance appelée par la distribution (chauffage+ECS) atteint 180 kW. On rappelle que les appels de puissance sont plus importants durant la distribution d'ECS que durant la distribution de chauffage (cf. paragraphe « Demande horaire classée » p 43).

2.3. Jours typiques

L'analyse de quelques journées complètes a permis de mieux comprendre le fonctionnement des installations techniques. Nous avons sélectionné quelques jours particuliers que nous présentons ici : un jour d'hiver froid (Figure 33), un jour de mi-saison (Figure 34), un jour d'été ensoleillé (Figure 35) et un jour d'été couvert (Figure 36).

2.3.1. Jour d'hiver froid

La Figure 33 montre le comportement du système pour un jour d'hiver froid. Durant le jour sélectionné, la température moyenne journalière était de l'ordre de 0°C et l'ensoleillement maximum de 360 W/m².

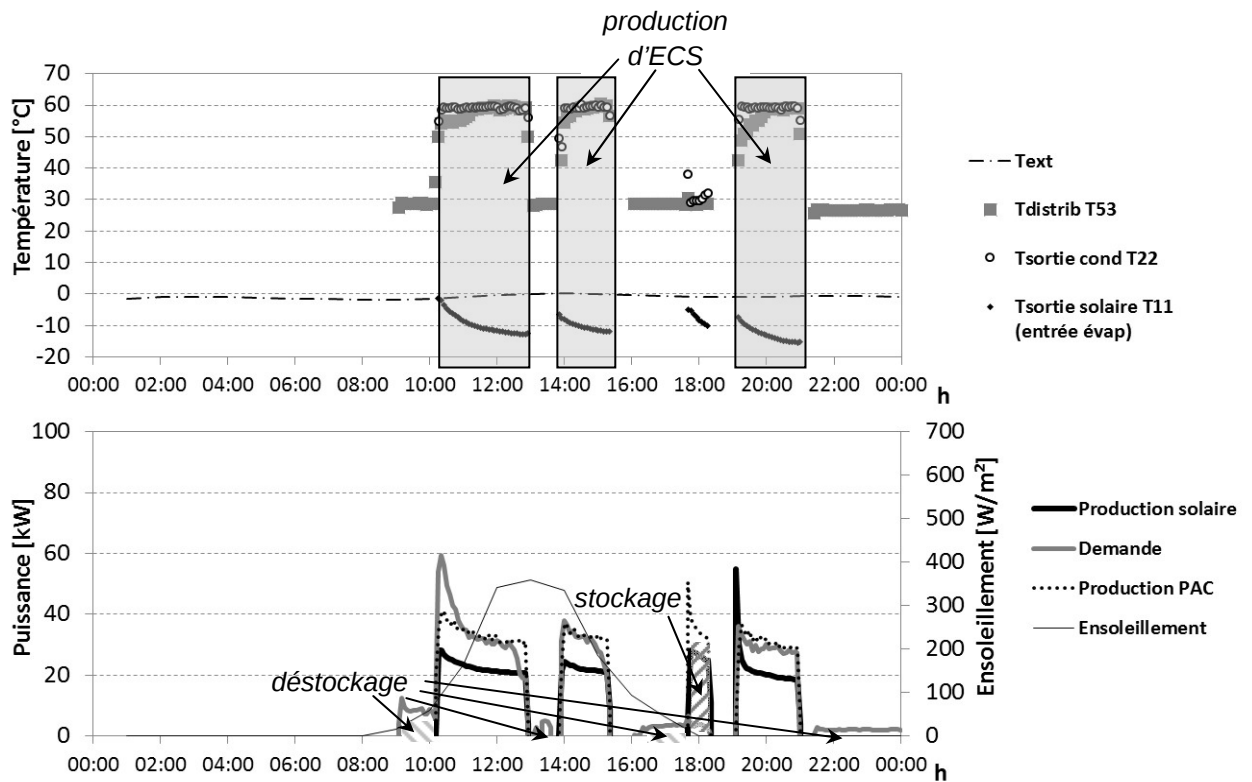


Figure 33 : Jour froid (9 décembre 2012, valeurs 5 min) :

- Température extérieure, température de distribution, température à la sortie du condenseur (production PAC), température à la sortie du solaire/à l'entrée de l'évaporateur.**
- Demande du bâtiment, production solaire, production PAC, ensoleillement (axe secondaire).**

Sur la Figure 33a., on distingue clairement deux niveaux de température de distribution, caractéristiques des deux modes de chauffage ($\sim 30^{\circ}\text{C}$) et d'ECS ($55\text{-}60^{\circ}\text{C}$). On rappelle ici que le chauffage et l'ECS sont distribués alternativement via les mêmes tuyaux (système Enerbus).

Sur la Figure 33b., on remarque que la PAC est essentiellement enclenchée durant les périodes de production de l'ECS (3 fois dans la journée) : le chauffage est la plupart du temps assuré par déstockage (sans mise en route de la PAC). Les appels d'ECS sont beaucoup plus élevés que les appels de chauffage. On note une surproduction de chaleur à haute température durant les périodes de production d'ECS par la PAC (à la fin des deux 1^{ers} cycles), qui est stockée et réutilisée durant les cycles de chauffage. La seule petite période où le chauffage est assuré par la PAC (vers 18h) est caractérisée par une surproduction qui est stockée. D'autre part, la température dans les capteurs n'atteint jamais la température de distribution du chauffage : le solaire direct n'est pas possible durant cette journée.

2.3.2. Jour de mi-saison

La Figure 34 montre le comportement du système pour un jour de mi-saison. Durant le jour sélectionné, la température moyenne journalière était de 7°C et l'ensoleillement maximum de 600 W/m^2 .

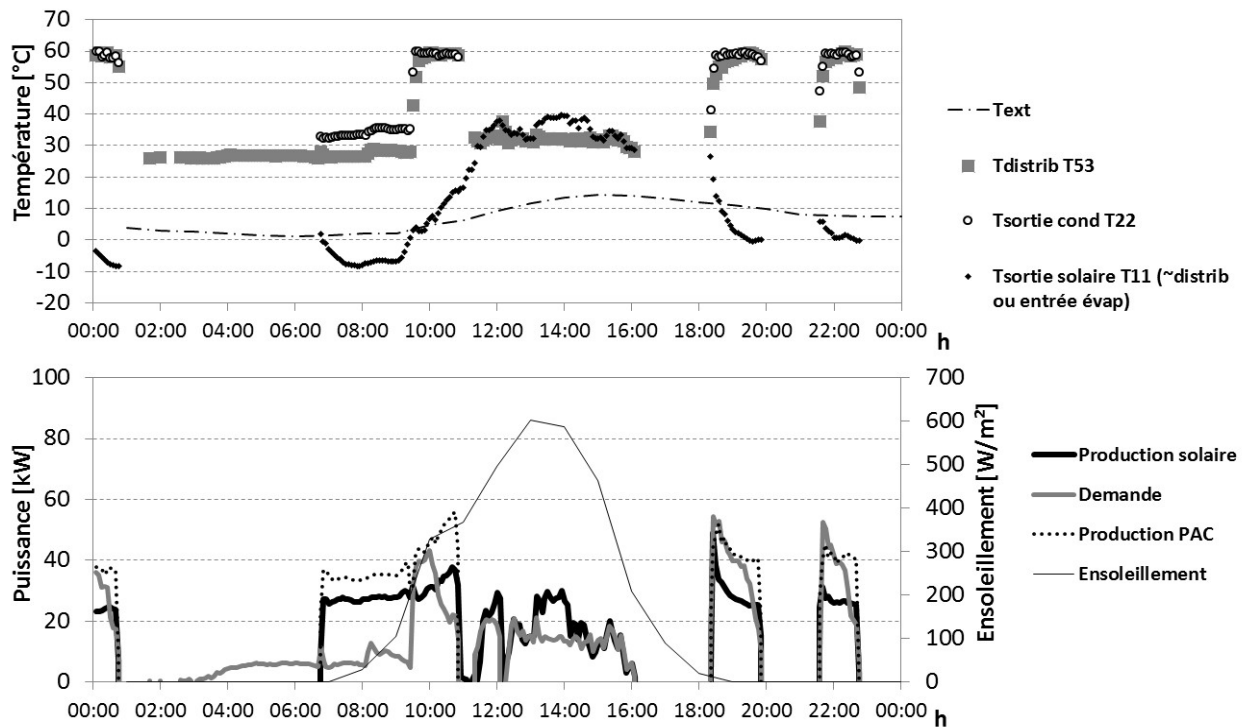


Figure 34 : Jour de mi-saison (10 mars 2013, valeurs 5 min) :

- Température extérieure, température de distribution, température à la sortie du condenseur (production PAC), température à la sortie du solaire/à l'entrée de l'évaporateur.
- Demande du bâtiment, production solaire, production PAC, ensoleillement (axe secondaire).

Sur la Figure 34b., on note que la PAC s'enclenche essentiellement pour la production d'ECS (déstockage pendant la distribution de chauffage) et que le solaire direct fonctionne entre 11h et 16h en mode chauffage.

2.3.3. Jour d'été ensoleillé

La Figure 35 montre le comportement du système pour un jour d'été chaud et ensoleillé. Durant le jour sélectionné, la température moyenne journalière était de 20°C et l'ensoleillement maximum de 1'000 W/m².

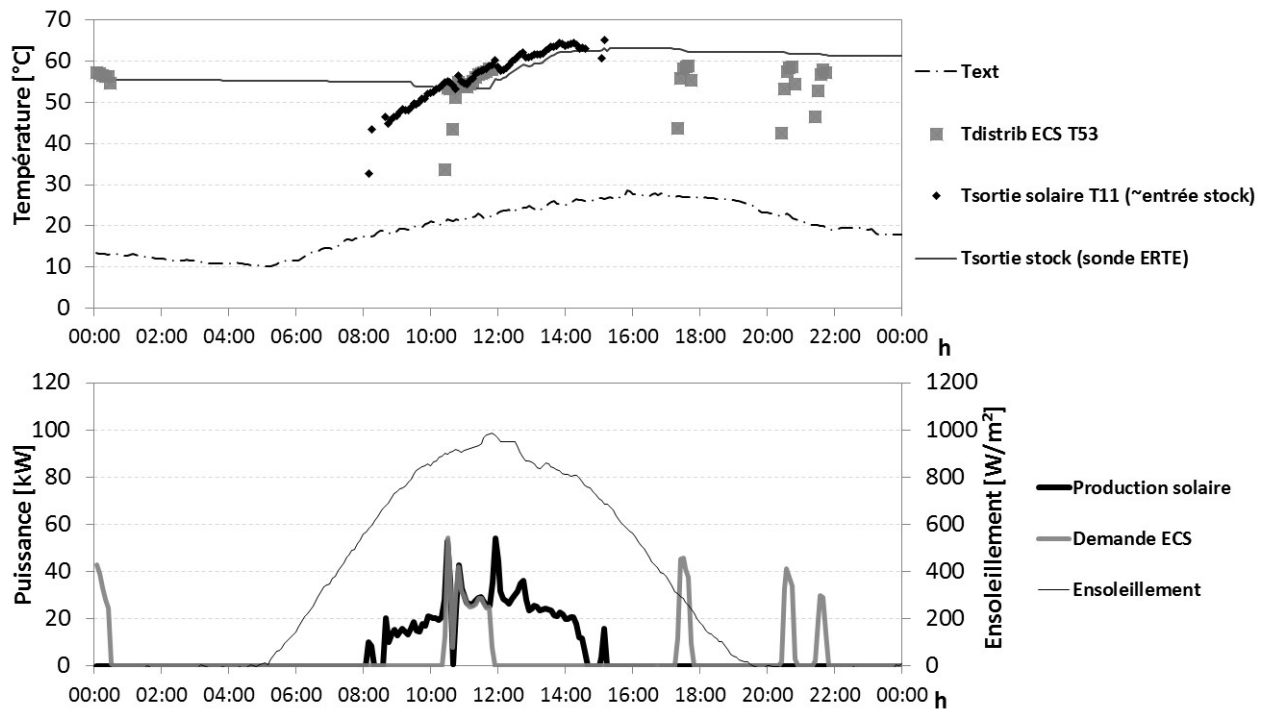


Figure 35 : Jour d'été ensoleillé (1^{er} juillet 2013, valeurs 5 min) :

- Température extérieure, température de distribution ECS, température à la sortie du solaire/à l'entrée du stockage, température à la sortie du stockage.
- Production solaire, demande ECS, ensoleillement (axe secondaire).

Sur la Figure 35, on note que la distribution d'ECS est activée 5 fois dans la journée (dès qu'un des boilers est vide). La production solaire (sans PAC) s'est faite de 8h à 15h, jusqu'à 65°C. La température dans la partie supérieure du stockage (la plus chaude) était encore à 55°C avant le lever du soleil, et dépasse 60°C à la fin de la journée. Sur cette journée, le solaire (combiné avec le stockage) est suffisant pour couvrir les besoins en ECS, sans recours à la PAC.

2.3.4. Jour d'été couvert

La Figure 36 montre le comportement du système pour un jour d'été, mais couvert. Durant le jour sélectionné, la température moyenne journalière était de 18°C et l'ensoleillement maximum de 850 W/m², mais avec une irradiation irrégulière.

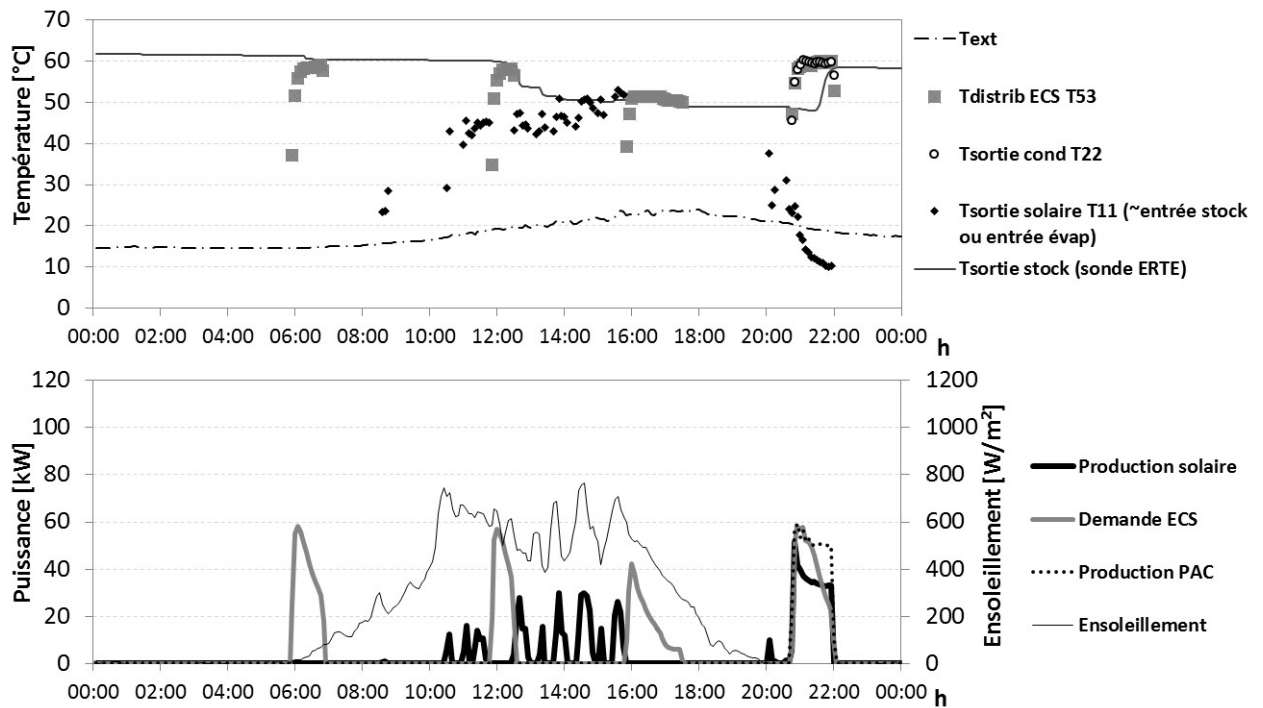


Figure 36 : Jour d'été couvert (14 juin 2013, valeurs 5 min) :

- a. Température extérieure, température de distribution ECS, température à la sortie du condenseur (production PAC), température à la sortie du solaire/à l'entrée du stockage ou de l'évaporateur, température à la sortie du stockage.
- b. Production solaire, demande ECS, production PAC, ensoleillement (axe secondaire).

Sur la Figure 36 on note que la production solaire est moindre et atteint seulement 40-50°C. L'énergie produite est utilisée pour préchauffer la partie basse du stock. Durant la matinée, la température en sortie du stockage est encore à 60°C. L'ECS peut être distribuée quasiment toute la journée grâce à l'excédent de la veille, mais à 21h la PAC s'est mise en marche car la température à la sortie du stockage était descendue en dessous de 50°C.

2.4. Rafraîchissement nocturne

Durant l'été, deux possibilités de rafraîchissement passif existent sur l'installation : un puits canadien couplé à la ventilation double flux (non caractérisé ici) et un mode free cooling actif durant la nuit : en faisant circuler de l'eau dans le circuit des planchers, on peut dissiper l'énergie récupérée dans les capteurs solaires. La Figure 37 illustre les niveaux de température dans le système quand le free cooling est activé.

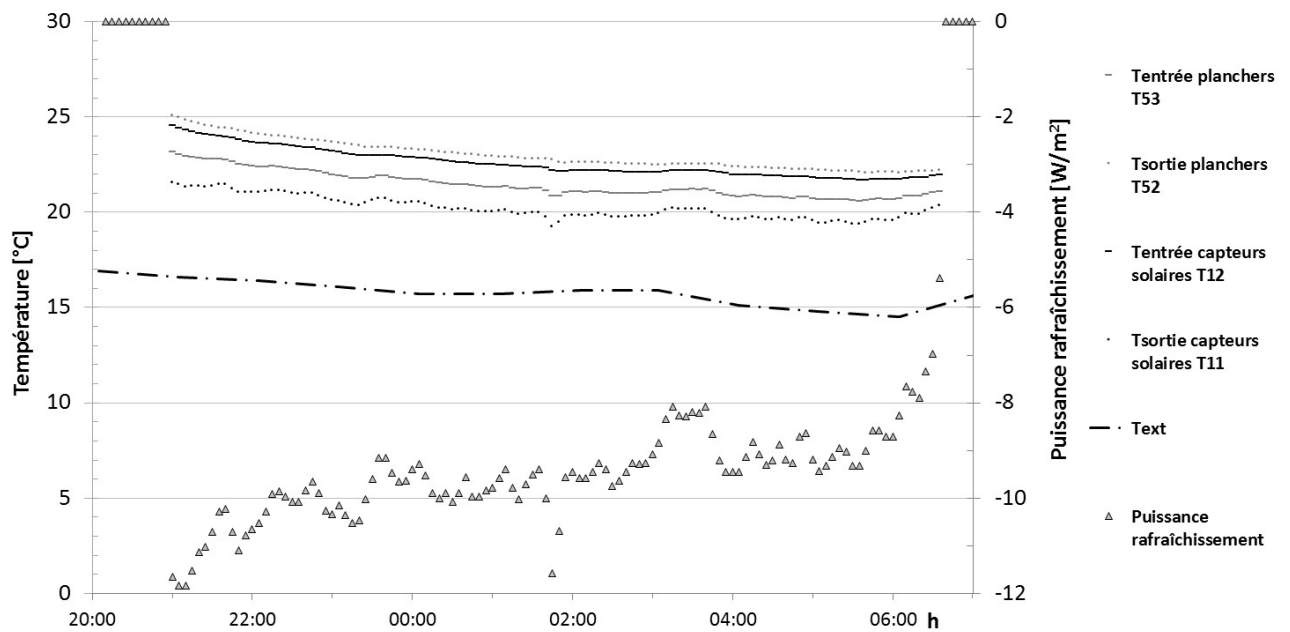


Figure 37 : Niveaux de température dans le système et dissipation dans les capteurs solaires (W/m^2 SRE) lorsque le free cooling est activé durant la nuit du 25 au 26 août 2012 (valeurs 5 min).

Durant cette nuit, la température extérieure est aux alentours de 15°C . La différence de température entre l'entrée et la sortie des capteurs solaires est de l'ordre de 2.5K , tandis que la différence de température entre l'entrée et la sortie du circuit des planchers est seulement de 1.5K . Cet écart s'explique par la présence d'un échangeur entre les deux circuits (cf. Figure 17). L'impact du free cooling sur la température intérieure des appartements n'a pas été directement mesuré, mais il est probablement inférieur à 1.5K .

L'effet du free cooling est faible : l'ordre de grandeur est de $10 \text{ W/m}^2 \text{ SRE}$, ce qui représente environ $1/3$ de la puissance de dimensionnement considérée habituellement ($30 \text{ W/m}^2 \text{ SRE}$). Le système a par contre l'avantage de refroidir la dalle et pas seulement l'air intérieur. Le total de la chaleur extraite en 2012 a été de $4.6 \text{ kWh/m}^2 \text{ SRE}$, ce qui ne peut pas être considéré comme de la climatisation. Il est à noter qu'en Suisse, les habitations ne sont généralement pas climatisées. Dans leur étude sur la production centralisée de froid à Genève, Hollmuller et al. [2011] mentionnent que le froid pour la climatisation résidentielle représente seulement 0.4% de la puissance installée.

3. Performances du système

3.1. Définition des indicateurs

Les conventions adoptées dans la suite sont tirées du projet SEPOMO-Build (cf. paragraphe « Définition des indicateurs de performance » p 26). Les indicateurs suivants sont utilisés :

- SPF1 : pompe à chaleur seule

$$SPF1 = \frac{Q_{PAC}}{E_{PAC}}$$

- SPF3 : PAC + auxiliaires côté source froide + résistance électrique

$$SPF3 = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint}}$$

- SPF4' : PAC + résistance électrique + auxiliaires source froide + auxiliaires source chaude

$$SPF4' = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint} + E_{auxsc}}$$

- SPF4 : PAC + résistance électrique + tous auxiliaires (source froide, source chaude, distribution)

$$SPF4 = \frac{Q_{bâtiment}}{E_{PAC} + E_{auxsf} + E_{appoint} + E_{auxsc} + E_{auxdistrib}}$$

Les performances sont parfois considérées sur des périodes de temps inférieures à une année : SPF_m pour les valeurs mensuelles, SPF_h pour la valeur sur la saison d'hiver (oct-avr) et SPF_e pour la valeur sur la saison estivale (mai-sept).

3.2. Flux énergétiques annuels

Le Tableau 3 récapitule les flux énergétiques mensuels en jeu dans le système pour l'année 2012 et la Figure 38 présente le diagramme de flux correspondant.

Tableau 3 : Flux énergétiques sur le bâtiment B de janvier à décembre 2012

kWh/m² SRE	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc	Total
Sortants	9.4	10.7	6.7	6.1	4.8	3.8	3.1	3.1	3.5	4.5	5.6	6.9	68.1
chauffage	4.5	6.2	2.3	1.4	0.5	0	0	0	0	0.3	1.2	2.7	19.1
ECS	4.9	4.5	4.3	4.6	4.3	3.7	2.6	3.0	3.3	4.1	4.4	4.0	47.7
non identifié	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0	0.5	0.1	0.2	0.1	0	0.1	1.3
Entrants	11.1	7.6	7.0	7.1	5.7	4.7	3.8	3.6	4.1	5.1	6.6	8.3	74.7
Chaleur renouvelable	6.9	3.0	5.1	5.1	4.6	3.9	3.2	3.3	2.9	3.4	4.3	5.3	50.9
Electricité	4.2	4.6	1.9	2.0	1.2	0.8	0.6	0.4	1.2	1.8	2.3	3.0	23.8
Production	10.0	10.5	6.7	6.3	5.0	3.9	3.2	3.2	3.7	4.5	5.8	7.2	69.9
Solaire direct	0.3	0.3	0.9	0.8	1.0	0.7	0.5	1.1	0.2	0.1	0.1	0	5.9
PAC	5.3	5.4	4.1	3.9	2.1	1.4	1.0	0.5	2.4	3.4	4.5	4.9	39.0
Déstockage	4.4	4.8	1.7	1.6	1.9	1.8	1.6	1.6	1.0	1.0	1.2	2.3	24.9
Energie stockée	5.3	5.0	2.2	2.1	2.5	2.4	2.2	2.0	1.5	1.3	1.6	2.8	30.7
Solaire direct	0.1	0.1	0.7	0.4	1.5	1.7	1.6	1.7	0.6	0.1	0	0	8.6
PAC	5.1	4.0	1.4	1.7	1.0	0.6	0.5	0.3	0.9	1.2	1.6	2.8	21.1
Résistance électrique	0.1	0.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.9
Pertes de stockage	0.4	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.2	0.2	4.4
Night cooling	0	0	0	0	-0.4	-0.8	-1.1	-1.3	-1.0	0	0	0	-4.6
Performances													
SPF1 _m	2.6	2.6	3.0	2.9	2.9	2.8	2.8	2.5	2.8	2.6	2.7	2.6	2.7
SPF3 _m	2.2	2.3	3.5	3.1	4.2	4.7	5.2	8.6	2.9	2.5	2.4	2.3	2.9

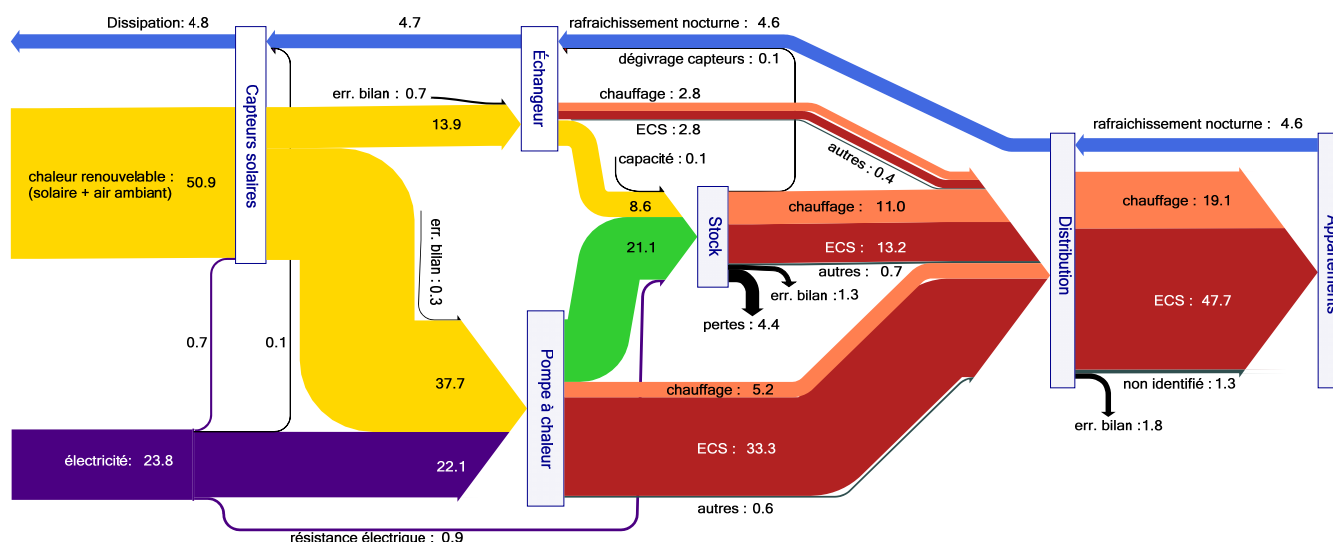


Figure 38 : Diagramme de flux pour le bâtiment B pour l'année 2012 (valeurs en kWh/m²)

Le monitoring a permis de complètement caractériser les flux énergétiques dans le bâtiment étudié pour l'année 2012. L'erreur de bilan entre les flux entrants et sortants est faible : inférieure à 3% de l'ensemble des flux entrants. La demande de chauffage est très faible (~20 kWh/m² en 2012), grâce à l'excellente enveloppe thermique du bâtiment. Par contre la demande en ECS est très élevée (~50 kWh/m² en 2012), notamment en raison du taux d'occupation élevé du bâtiment. La faible demande de chauffage combinée avec la demande en ECS élevée résulte en un ratio inhabituel respectivement de 30 et 70% de la demande thermique totale du bâtiment.

Remarque : Durant les modes de fonctionnement qui ne correspondent ni à la distribution de chauffage, ni à la distribution d'ECS, on observe pourtant parfois des petites quantités de chaleur délivrées aux appartements (en particulier au cours des régimes transitoires). Ce faible flux est signalé comme « non identifié » (1.3 kWh/m²/an) dans le Tableau 3 et sur la Figure 38.

Le Tableau 3 montre que la production solaire directe (sans passer par la PAC) est quasi inexistante durant les mois froids, devient visible en mi-saison et importante en été. Elle représente 19% des entrants (7% en hiver et 49% en été), dont 60% passent par le stockage avant utilisation. Le résultat concernant l'hiver n'est pas surprenant, mais une meilleure performance était attendue concernant l'été, si on considère le dimensionnement généreux de la surface de capteurs solaires pour la production d'ECS : ce point sera discuté au paragraphe « Fonctionnement saisonnier » p 66.

La PAC produit 81% de la chaleur. Elle fonctionne la majorité du temps à haute température (~60°C), et ce pour deux raisons : 1. La demande en ECS est majoritaire (2/3) dans la demande totale du bâtiment 2. A cause des priorités de fonctionnement intégrées dans la régulation (cf. paragraphe « Fonctionnement du système » p 38), la PAC ne se met pas en marche si la température est suffisante dans les ballons de stockage. Or durant les phases de production d'ECS, la surproduction de chaleur est stockée, ce qui porte la température dans les ballons à 60°C. Cette température est largement supérieure à celle demandée par la distribution de chauffage (plutôt de l'ordre de 30°C), donc la PAC ne se met quasiment jamais en marche pour produire de la chaleur à la température de chauffage : en 2012, 65% de la chaleur destinée au chauffage a été produite à 60°C durant les phases de production d'ECS. 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 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 avec plus de 10 jours consécutifs à une température moyenne journalière $< -5^{\circ}\text{C}$. 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.

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. Le stockage est ponctuellement utilisé pour faire fondre le givre qui s'est formé sur les capteurs solaires en périodes de grand froid (0.1 kWh/m² en 2012).

3.3. Coefficients de performance

3.3.1. SPF PAC (SPF1)

Le SPF1 est de 2.7, mais les SPF1_m (mensuels) varient peu au cours de l'année (entre 2.5 et 3). On aurait pu imaginer obtenir de meilleurs SPF1_m en été du fait que la source froide solaire est à plus haute température, mais en réalité durant cette période, la PAC fonctionne uniquement pour la production d'ECS à 60°C (donc dans de mauvaises conditions de température). De plus, il faut noter que la température à l'entrée de l'évaporateur est limitée à 30°C afin de protéger la PAC, si bien que les températures supérieures à 30°C atteintes grâce au solaire ne peuvent pas être valorisées pour augmenter les performances de la PAC.

3.3.2. Importance des auxiliaires

Seule la consommation électrique du circulateur solaire a été mesurée par un compteur spécifique (EL1). La consommation des autres pompes de circulation a été estimée pour l'année 2012 à partir des données constructeur (cf. Tableau 4). NB : dans un but de simplification, la puissance maximale absorbée (donnée constructeur) a été comptée dès lors que la pompe est en fonctionnement : la consommation électrique mentionnée pour chaque pompe est donc une valeur maximale, qu'on pourrait affiner en tenant compte du débit et des pertes de charge. L'objectif poursuivi était principalement d'en déterminer les ordres de grandeur.

Tableau 4 : Estimation des consommations électriques des auxiliaires (année 2012)

n°	Description	Conso élec estimée (kWh/m ² /an)	Conso élec mesurée (kWh/m ² /an)
P1	pompe circuit solaire	0.64	0.69 (EL1)
P1'	pompe circuit évaporateur PAC	0.44	
P2	pompe circuit condenseur PAC	0.60	
P3	pompe circuit stock après échangeur	0.27	
P5	pompe distribution	0.52	
	Total	2.47	

Remarque : La colonne « n° » permet d'identifier les pompes sur le schéma détaillé de l'installation en Figure 20.

La comparaison entre la consommation électrique estimée et mesurée pour le circulateur solaire montre que l'estimation est proche de la valeur mesurée. La consommation électrique totale des auxiliaires atteindrait un maximum de 2.5 kWh/m²/an, ce qui porterait la consom-

mation totale électrique à 25.6 kWh/m²/an : la consommation des auxiliaires représenterait presque 10% de la consommation électrique totale.

3.3.3. SPF système (SPF3, SPF4', SPF4)

Concernant le système dans son ensemble, la fraction « chaleur renouvelable » (solaire+air ambiant) représente 68% des entrants dans le système. En complément (32%), la consommation d'électricité s'est élevée à 25 kWh/m² en 2012, ce qui est faible. Les SPF3_m varient de manière importante durant l'année, de 2.2 durant les mois froids à 8.6 en août (grâce à une part importante de solaire direct pour la production de l'ECS). Le SPF3 (annuel) est de 2.9.

Le Tableau 5 présente les SPF3, SPF4' et SPF4 pour le bâtiment B sur l'année 2012, calculés à partir des consommations électriques des auxiliaires estimées au paragraphe précédent.

**Tableau 5 : SPF observés à Solarcity en 2012 et sur d'autres installations
(valeurs issues de la littérature)**

	bât B Solarcity 2012	littérature	références
SPF3	2.9		
SPF4'	2.7	2.8 à 6	[Miara et al.; 2010, Loose et al.; 2011]
SPF4	2.7	2.9 à 6.1	[Hahne; 2000, Trillat-Berdal et al.; 2006, Wang et al.; 2010, Energie Solaire SA; 2011, Bertram et al.; 2012]

En prenant en compte la consommation des auxiliaires, le SPF passe de 2.9 à 2.7 (avec ou sans prendre en compte la consommation de la pompe de distribution). Cette valeur est en dessous de la fourchette des valeurs rapportées dans la littérature pour des systèmes de ce type, mais qui ont généralement été mis en œuvre à l'échelle individuelle. Il faut cependant noter que dans notre cas, le ratio entre demande en ECS (à haute température) et demande de chauffage (à basse température) est inversé, ce qui impacte négativement les performances de la PAC puisqu'une grande partie de la chaleur doit être produite à haute température.

3.3.4. Comparaison avec les résultats des études préliminaires

Durant la phase de conception, le bureau ERTE a réalisé des simulations de performance des installations de production de chaleur à Solarcity, en particulier pour l'obtention du label Minergie (cf. Annexe 7). Les calculs ont été réalisés de manière très simplifiée en utilisant les méthodes recommandées par Minergie, qui ne sont pas adaptées à ce type de système. Le SPF qui en découlait était de 6.52.

D'autre part, l'Université de Genève a été chargée de deux études préliminaires à la réalisation de ce projet :

- l'une commandée par le Scane (aujourd'hui OCEN) concernant l'autorisation d'installer des résistances électriques de secours [Lachal et al.; 2008b]
- l'autre commandée par les SIG, pour évaluer l'opportunité de proposer un contracting sur la vente de chaleur à Solarcity [Lachal et al.; 2008a]

Dans ce cadre, l'Université de Genève a développé un modèle horaire simplifié en Matlab/Simulink dans le but d'estimer les performances du système avant sa réalisation. Le

modèle est largement décrit dans [Lachal et al.; 2008a], et seules les principales hypothèses sont rapportées ici :

- demande de chaleur (chauffage et ECS) prise égale à celle mesurée au Pommier, immeuble Minergie récent à Genève précédemment monitoré dans le cadre de la thèse de Zraggen [2010]
- modèle de capteur solaire non couvert précédemment développé par l'Université de Genève dans le cadre de la thèse de Da Costa Louro Branco [2005] et prenant en compte l'effet du vent
- performances de la PAC selon les températures de travail d'après les données constructeur
- stockage thermique non considéré (concordance parfaite entre production par la PAC et demande thermique)

Le Tableau 6 permet de comparer les valeurs obtenues lors des simulations préliminaires avec les résultats du suivi pour 2012.

Tableau 6 : Résultats du suivi énergétique et des simulations préliminaires

kWh/m ² SRE/an	Simulations préliminaires	Suivi énergéti- que 2012
Sortants	63	68
Chauffage	42	19
ECS	21	48
Entrants	65	75
Chaleur renouvelable	50	51
Electricité	15	24
PAC	12	22
Résistance électrique	1.3	0.9
Circulateur solaire	1.3	0.7
Performance		
SPF1	4.5	2.7
SPF3	4.3	2.9

Le SPF3 obtenu lors des simulations préliminaires diffère fortement de celui obtenu lors du suivi énergétique : 4.3 contre 2.9. La consommation d'électricité réelle est plus élevée que la valeur simulée : 24 kWh/m²/an contre 15 kWh/m²/an.

La demande thermique totale réelle (chauffage+ECS) est quasiment la même que celle considérée dans la simulation, par contre le ratio entre chauffage et ECS est inversé : 1/3 ECS-2/3 chauffage dans les simulations contre 2/3 ECS-1/3 chauffage en réalité. Ainsi, en comparaison avec les simulations, beaucoup plus d'énergie doit être produite à haute température (pour l'ECS), ce qui peut en partie expliquer la différence entre les SPF planifié et observé.

Les deux autres différences importantes entre simulation préliminaire et réalité sont la météo considérée (2004 dans la simulation, 2012 dans la réalité) ainsi que le fait que dans la simulation, la production de la PAC s'adapte à la demande en tous temps (~PAC à puissance régulée), alors que dans la réalité, la puissance thermique fournie par la PAC n'est pas maîtrisée (dépend des températures de fonctionnement, cf. Annexe 1).

Remarque : Il est important de noter que le modèle développé dans le cadre de ces études préliminaires est basé sur des hypothèses simplificatrices importantes, et notamment le fait de ne pas considérer le stockage thermique (or on a vu que celui-ci joue un rôle important dans le système, cf. paragraphe « Flux énergétiques annuels » p 60). Cependant il est rare

qu'on puisse réaliser un modèle plus complet d'une installation aussi complexe au stade de la pré-étude, ce qui implique que les résultats préliminaires seront nécessairement imprécis. L'objectif de la comparaison est plutôt d'évaluer l'écart entre les performances estimées lors de ce type de pré-étude et les performances réellement obtenues par la suite.

3.3.5. Indice Minergie

– Rappel de la procédure

Le label Minergie est obtenu si une performance énergétique suffisante est atteinte. Cette performance énergétique est évaluée au moyen de l'« indice pondéré de demande d'énergie » du bâtiment, sur lequel s'applique la valeur limite Minergie. Pour les bâtiments résidentiels collectifs neufs, la valeur limite Minergie est de 38 kWh/m²/an depuis 2009⁵.

Cet indice est calculé en faisant la somme des consommations en énergie finale d'un site pour la production de chaleur et la ventilation, après pondération des différentes sources d'énergie suivant les facteurs adoptés par Minergie, présentés dans le Tableau 7 :

Tableau 7 : Facteurs de pondération adoptés par Minergie en fonction de la source d'énergie (source : Minergie)

Vecteur énergétique/source d'énergie	Facteur de pondération
Soleil, chaleur de l'environnement, géothermie	0
Biomasse (bois, biogaz, gaz de STEP)	0.7
Chauffage à distance (min. 50% d'énergie renouvelable, chaleur résiduelle, CCF)	0.6
Combustibles fossiles (pétrole, gaz)	1
Électricité	2

Dans le cas de Solarcity, une pondération de 2 est appliquée aux consommations d'électricité pour la PAC et la ventilation, et l'énergie tirée des capteurs solaires n'est pas prise en compte.

– Calcul de l'indice Minergie d'après les résultats du suivi

L'indice pondéré de demande d'énergie est un calcul normé représentant une estimation « a priori » des performances futures du bâtiment, et le label Minergie est accordé sans vérification des performances effectives du bâtiment. Dans la suite, nous avons confronté les valeurs mentionnées dans le justificatif Minergie aux valeurs mesurées lors du suivi. Afin de ramener les consommations d'énergie issues du suivi au climat « standard » considéré par Minergie (soient 2'659 DJ_{12/18}/an), nous avons effectué une correction climatique par rapport au climat observé sur l'année 2012 à Genève (2'546 DJ_{12/18}⁶) :

$$\begin{aligned}
 \text{Indice Minergie bât B Solarcity} &= (\text{élec prod chaleur} \cdot \left(\frac{Q_{ECS}}{Q_{total}} + \frac{Q_{chauffage}}{Q_{total}} \cdot \frac{DJ_{ref}}{DJ_{2012}} \right) + \text{élec VDF}^a) \cdot 2 \\
 &= (25.6 \cdot \left(\frac{47.7}{68.1} + \frac{19.1}{68.1} \cdot \frac{2659}{2546} \right) + 7.2) \cdot 2 \approx 65 \gg 38 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an}
 \end{aligned}$$

^aConformément aux préconisations Minergie, la consommation des 2 ventilateurs d'extraction et de pulsion est prise en compte dans le calcul

⁵ Source : site internet Minergie www.minergie.ch/minergie_fr.html, consulté en novembre 2013

⁶ Source : site internet OCEN <http://ge.ch/energie/>, consulté en mars 2014

D'après les résultats du suivi sur l'année 2012, le bâtiment B ne remplirait pas les exigences du label Minergie en habitat collectif neuf. Il est cependant à préciser que Minergie considère une consommation d'ECS de 21 kWh/m²/an pour un taux d'occupation standard, alors qu'on est à 48 kWh/m²/an dans le bâtiment B, ce qui péjore fortement l'indice.

3.3.6. Fonctionnement saisonnier

73% de la chaleur est distribuée en hiver (oct-avr), contre 27% en été (mai-sept).

– Fonctionnement hivernal (oct-avr)

La Figure 39 présente le diagramme de flux du système durant l'hiver.

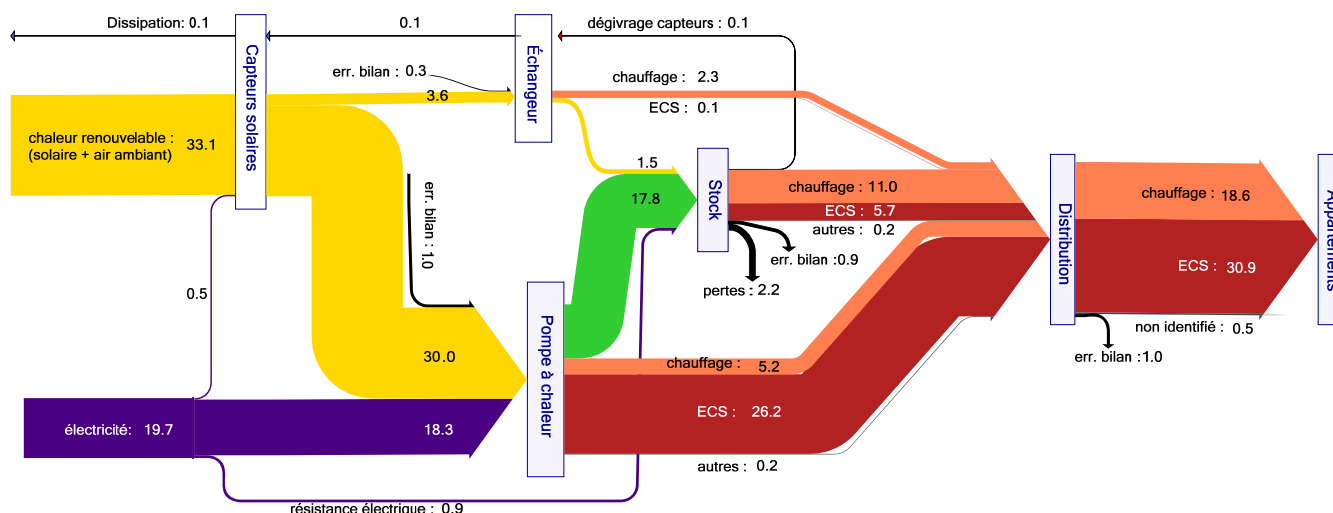


Figure 39 : Diagramme de flux pour le bâtiment B pour les mois d'hiver (jan-avr et oct-déc 2012, valeurs en kWh/m²)

Le SPF_{3h} est de 2.5. La fraction « chaleur renouvelable » est de 63% des entrants dans le système. La PAC fournit plus de 91% (~50 kWh/m²) de l'énergie totale produite durant la période hivernale, le solde étant produit par le solaire direct (7%) et la résistance électrique (<2%).

– Fonctionnement estival (mai-sept)

La Figure 40 présente le diagramme de flux du système durant l'été.

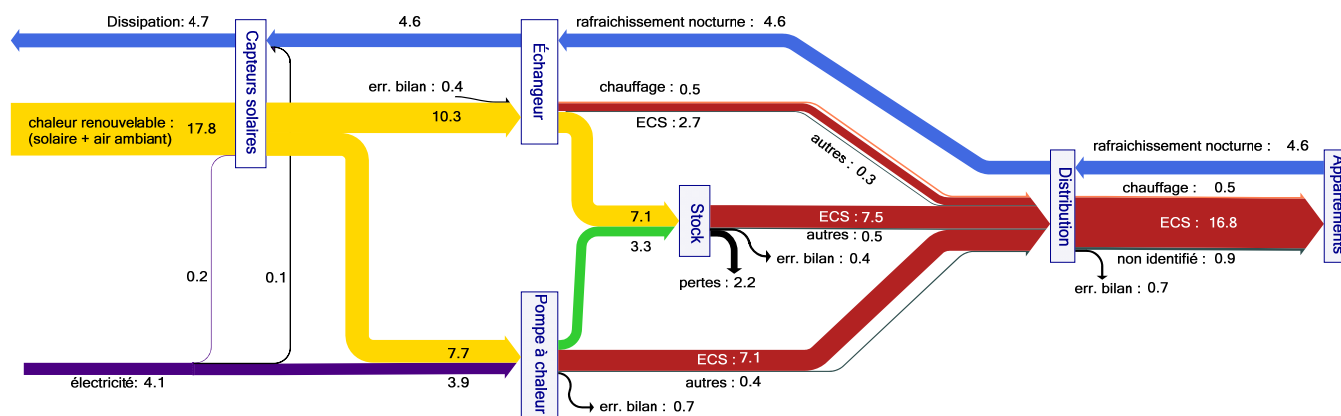


Figure 40 : Diagramme de flux pour le bâtiment B pour l'été (mai-sept 2012, valeurs en kWh/m²)

Le SPF_{3e} est de 4.4 grâce à la valorisation d'énergie solaire directe (production de chaleur sans activer la PAC), dont 69% sont stockés avant distribution. Au total en été, 49% de l'énergie passe par le stockage avant distribution. La fraction « chaleur renouvelable » est de 81%. On observe une petite contribution de chauffage (0.5 kWh/m²), car le mode chauffage n'est pas désactivé en période estivale : il peut parfois se mettre en marche durant les nuits froides lorsque la température dans les appartements diminue. La résistance électrique n'a pas été activée durant l'été.

La fraction solaire directe⁷ 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 (3.6 m² et 190 L de stockage par habitant, contre 0.5-1 m² et 40-50 L de stockage par habitant habituellement). Dans l'étude préliminaire [Lachal et al.; 2008a], nous avons estimé une fraction solaire directe supérieure à 80% en été, mais avec des hypothèses de demande en ECS différentes (cf. paragraphe « Comparaison avec les résultats des études préliminaires » p 63). Cette valeur peut également être comparée à celle obtenue à la cité solaire de Plan-les-Ouates⁸, équipée des mêmes capteurs solaires (non couverts) mais sans pompe à chaleur (solaire direct uniquement) : Branco et al. [2004] ont mesuré une fraction solaire directe supérieure à 90% en été. Le Tableau 8 résume les hypothèses principales des différentes études de cas.

Tableau 8 : Caractéristiques de dimensionnement et fraction solaire directe du bâtiment étudié et de la cité solaire de Plan-les-Ouates

	Bâtiment étudié		Plan-les-Ouates
	Suivi énergétique 2012	Simulations préliminaires [Lachal et al.; 2008a]	Suivi énergétique [Branco et al.; 2004]
Surface de capteurs solaires (m ² capt/m ² SRE)		0.13	0.12
Volume de stockage (L/m ² capt)		52	76
Demande en ECS (kWh/m ² SRE/an)	48	21	23
m ² SRE/pers	29		44
m ² capt./pers	3.6		5.4
m ² capt/MWh/an	2.6	6.0	5.3
Fraction solaire directe (été)	47%	87%	92%

La fraction solaire directe en été est beaucoup plus élevée à la cité solaire de Plan-les-Ouates et dans les simulations préliminaires (~90%) que la valeur observée durant le suivi énergétique (~50%), alors que le dimensionnement du champ de capteurs est quasiment le même dans les deux cas (0.12-0.13 m² capt/m² SRE). Cependant, la demande en ECS observée (kWh/m² SRE/an) est deux fois plus élevée que celle observée à Plan-les-Ouates et que la valeur retenue pour les simulations (à cause du taux d'occupation élevé du bâtiment étudié).

⁷ La fraction solaire directe est définie comme le rapport entre la production solaire directe (sans recours à la PAC) et la production de chaleur totale du système.

⁸ La cité solaire de Plan-les-Ouates (Genève) est un complexe immobilier Minergie de 11'000 m² habitables datant de 1995. Il a été équipé dès sa construction de 1'400 m² de capteurs solaires pour la production du chauffage et de l'ECS, avec une chaudière gaz en appoint. Le bâtiment a été monitoré pendant 3 ans (1997-2000) par l'Université de Genève.

Cette forte demande en ECS peut en partie expliquer la basse fraction solaire directe, mais deux autres facteurs doivent être considérés :

- 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 caractérisation des capteurs (cf. paragraphe « Capteurs solaires » p 48) a montré que cette non-isolation impacte les performances du capteur. Dans les simulations préliminaires par contre, les capteurs ont été considérés comme étant isolés, comme c'était le cas à Plan-les-Ouates.
- La production d'ECS centralisée avec stockage décentralisé, inhérente au système Enerbus, ne permet pas de préchauffage solaire de l'ECS, mais seulement de la production solaire à plus de 50°C. La Figure 41 illustre, pour un système de production d'ECS centralisée, la différence entre stockage centralisé et décentralisé :

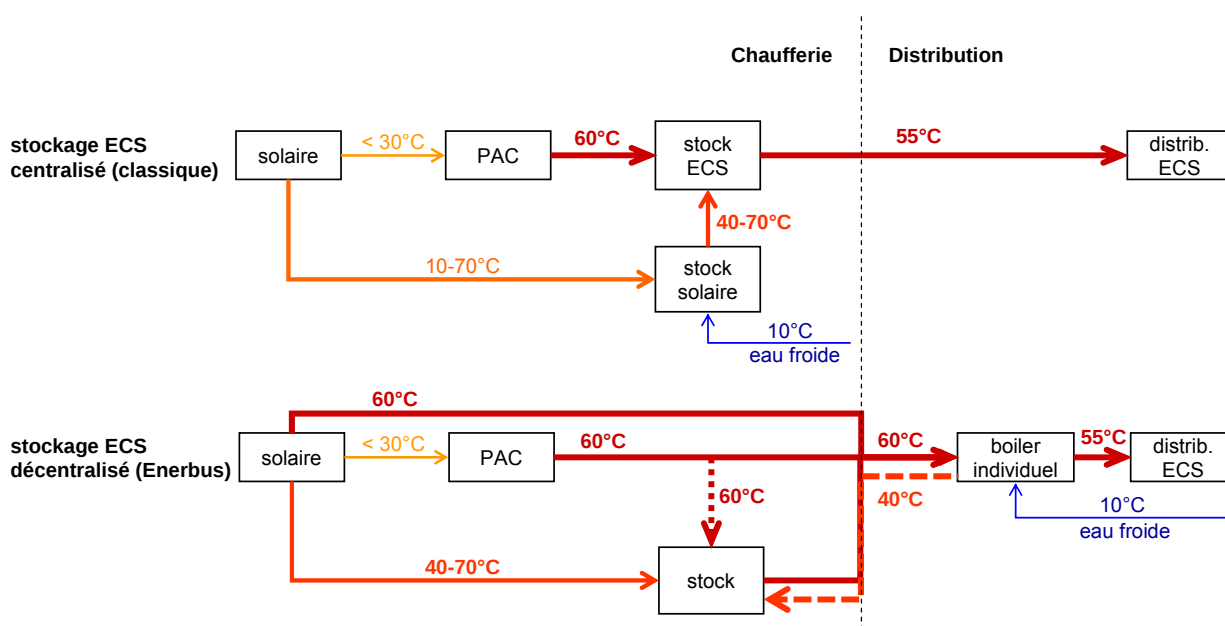


Figure 41 : Niveaux de température en jeu dans un système de production centralisée d'ECS solaire avec un stockage centralisé en chaufferie (classique) et avec le système Enerbus, à savoir un stockage décentralisé dans les boilers individuels.

Dans le 1^{er} cas (stockage centralisé classique), l'eau froide entre dans le stock solaire et est préchauffée dès que la température dans les capteurs solaires dépasse 10°C. Dans le 2^{ème} cas (Enerbus : stockage décentralisé dans les appartements), le stock est à la température de retour de la distribution, soit >40°C, si bien que la production solaire entre 10 et 40°C ne peut pas être valorisée. L'eau froide est chauffée directement dans les boilers individuels avec de la chaleur à 55-60°C. En conclusion, le système Enerbus n'est pas compatible avec le préchauffage solaire de l'ECS.

3.4. Evolutions sur l'installation

Des modifications dans la régulation et dans les installations elles-mêmes ont été apportées depuis l'année 2012, parmi lesquelles on notera :

- Durant l'année 2012, nous avons observé qu'une grande partie de la chaleur destinée au chauffage (65%) était produite par la PAC lors des périodes de distribution d'ECS, durant lesquelles la surproduction de chaleur (à 60°C) est stockée dans les ballons. Cette surproduction est ensuite réutilisée pour le chauffage (selon priorités de fonctionnement

décrites au paragraphe « Fonctionnement du système » p 38), mais à une température de l'ordre de 30°C, alors qu'il serait plus avantageux pour la PAC de produire la chaleur nécessaire au chauffage à 30°C et non à 60. Une modification de la régulation a été mise en place fin 2012 pour permettre la production de chaleur à la température de distribution du chauffage afin d'optimiser les performances de la PAC. Les effets n'ont pas pu être mesurés dans le cadre de ce suivi, mais ils devraient rester marginaux puisque dans le cas de Solarcity, la part de la demande chauffage est faible (1/3) comparée à la part de la demande en ECS (2/3).

- Par sécurité, les constructeurs des PAC programment par défaut un chauffage électrique du carter pour éviter un givrage de celui-ci dans le cas où la machine est installée à l'extérieur du bâtiment. Cette fonction avait été activée à Solarcity, alors que les PAC sont installées en chaufferie et ne risquent pas de givrer. Le suivi a montré que ce mode veille représentait une consommation de 90 W en permanence (y compris l'été), soit une consommation d'électricité inutile de près d'1 kWh/m²/an. Cette fonction a été désactivée au printemps 2013 et la consommation électrique en mode veille ne représente plus que 13 W (consommation du tableau électrique), soit une économie de 0.7 kWh/m²/an.
- Le fait que les capteurs solaires ne soient pas isolés sur leur face arrière permet un meilleur échange avec l'air ambiant quand le capteur fonctionne en absorbeur en hiver, mais limite les possibilités d'atteindre des températures élevées pour la production d'ECS en été. A titre expérimental, ERTE a mis en place sur un des bâtiments durant l'été 2012 un « carénage » des capteurs solaires, qui consiste à les enfermer dans un caisson permettant de retenir l'air chaud sous le capteur et ainsi de limiter les pertes thermiques en été (avec comme corollaire une baisse des échanges lorsque le capteur fonctionne en absorbeur en hiver). Nous n'avons pas étudié expérimentalement l'effet de cette modification, cependant, nous avons déterminé par simulation (cf. paragraphe « Sensibilité à divers paramètres techniques » p 103) que l'isolation de la face arrière des capteurs n'amenait globalement pas d'amélioration des performances sur l'année, les gains réalisés en été étant contrebalancés par les pertes en hiver.

Comparaison avec les autres bâtiments

1. Données à disposition

1.1. Données d'exploitation

La société ERTE Ingénieurs, en charge de l'exploitation des installations, nous a donné accès aux données enregistrées par les armoires de commande des 10 bâtiments du complexe Solarcity. L'instrumentation en place nous a permis de déterminer les flux énergétiques principaux en jeu dans les bâtiments, mais pas l'ensemble des flux comme pour le bâtiment B (notamment les flux entrants et sortants du stockage ne peuvent pas être déterminés). L'analyse comparative simplifiée des 10 bâtiments sur l'année 2012 est présentée ci-dessous.

Le pas de temps d'acquisition des données est le même que le pas de temps que nous avons retenu pour le suivi énergétique détaillé du bâtiment B, à savoir 5 min. L'Annexe 8 présente la liste des points de mesure exploités.

Remarque : La consommation électrique du circulateur solaire (P1 sur la Figure 20) n'est mesurée que sur les bâtiments A, B et C : pour les autres bâtiments, une consommation forfaitaire égale à la consommation moyenne observée sur les 3 bâtiments en 2012 (soit 0.63 kWh/m²/an) a été ajoutée à la consommation électrique totale.

1.2. Disposition des bâtiments

La Figure 42 rappelle la disposition des différents bâtiments au sein du complexe.

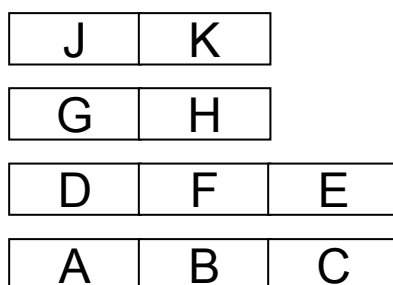


Figure 42 : Disposition des différents bâtiments qui composent le complexe Solarcity

1.3. Taux d'occupation des bâtiments

Le Tableau 9 récapitule les surface et nombre d'habitants des différents bâtiments (le nombre d'habitants de chaque allée a été extrait à partir de SITG en mai 2013).

Tableau 9 : Taux d'occupation des différents bâtiments de Solarcity

		A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	Total
SRE	m ²	910	927	910	910	910	927	1029	1029	1000	1000	9552
nb habitants mai 13	hbt	29	32	32	30	26	25	25	22	17	26	264
surface/habitant	m ² /hbt	31	29	28	30	35	37	41	47	59	38	36
typologie bâtiment		HM	HM	HM	HM	ZDPPE	ZDPPE	ZDPPE	PPE	PPE	PPE	

La surface/habitant oscille entre 28 et 59 m²/hbt (moyenne à 36). A noter que les allées en PPE présentant un taux d'occupation moins élevé (47 m²/hbt) que les allées en location (38 m²/hbt pour les allées en ZDPPE et 30 m²/hbt pour les allées en HM).

2. Demande thermique des 10 bâtiments

2.1. Chauffage

La Figure 43 présente la signature de chauffage pour les allées A, B et C (obtenue par régression linéaire sur les valeurs moyennes journalières sur l'année 2012).

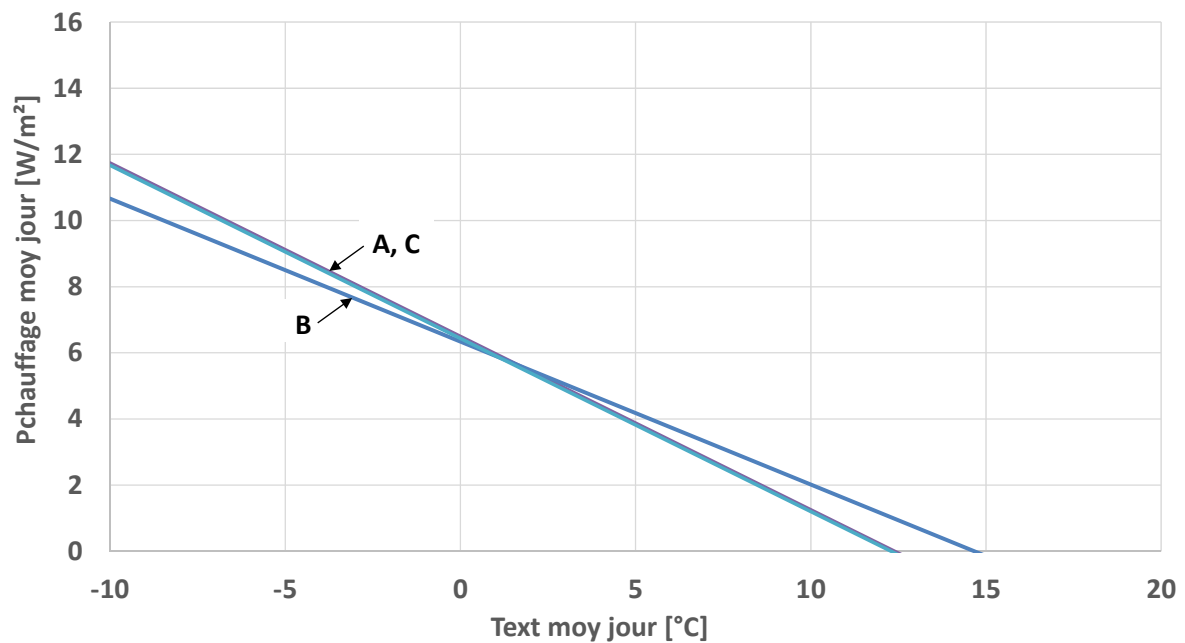


Figure 43 : Signature de chauffage des bâtiments A, B et C

Les signatures de chauffage des allées A et C sont égales, et proches de celle de l'allée B. Cette dernière est légèrement inférieure du fait que l'allée B présente deux façades contre élément chauffé, alors que les allées A et C n'en ont qu'une (cf. Figure 42).

La Figure 44 propose la signature de chauffage de l'ensemble des bâtiments.

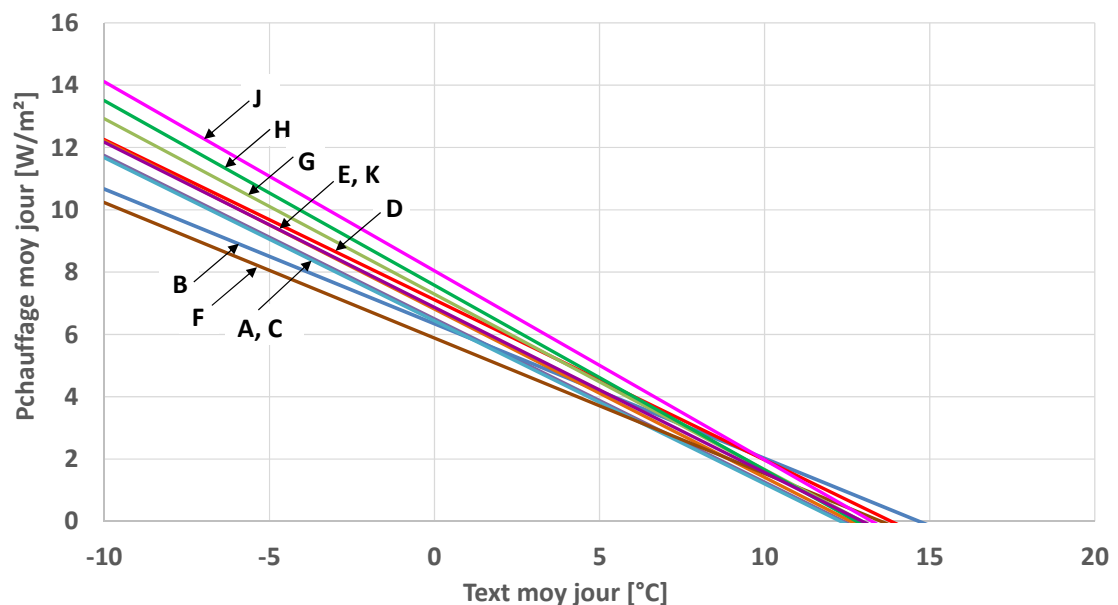


Figure 44 : Signature de chauffage des 10 allées de Solarcity

Il est intéressant de comparer les signatures de chauffage des allées qui ont une configuration équivalente (cf. Figure 42) :

- allées B et F : signatures de chauffage similaires et plus faibles que les autres allées
- allées A, C, D et E : signatures de chauffage similaires
- allées G, H, J et K : signatures de chauffage proches mais avec plus de dispersion

La Figure 45 présente la signature de chauffage des 4 bâtiments regroupant chacun 2 ou 3 allées.

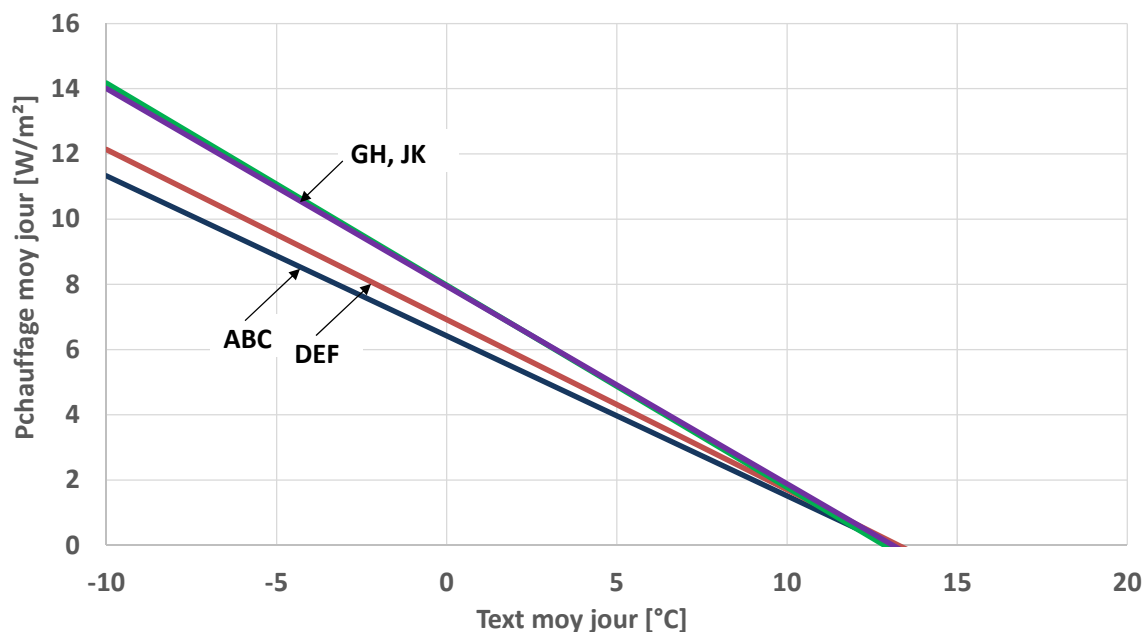


Figure 45 : Signature de chauffage des 4 bâtiments de Solarcity

La signature de chauffage des bâtiments ABC et DEF sont similaires, avec une puissance de chauffage à 0°C de 7 W/m², tandis que celle des bâtiments GH et JK sont confondues, avec une puissance de chauffage à 0°C de 8 W/m². Ce résultat n'est pas étonnant puisque les bâtiments avec 3 allées présentent un facteur de forme plus avantageux. La température de non chauffage est de 13°C pour tous les bâtiments. Il est à noter que ces valeurs sont particulièrement faibles, ce qui témoigne de l'excellente enveloppe thermique des bâtiments.

2.2. ECS

La Figure 46 présente la demande ECS en moyenne annuelle (W/m²) des 10 bâtiments en fonction de leur taux d'occupation.

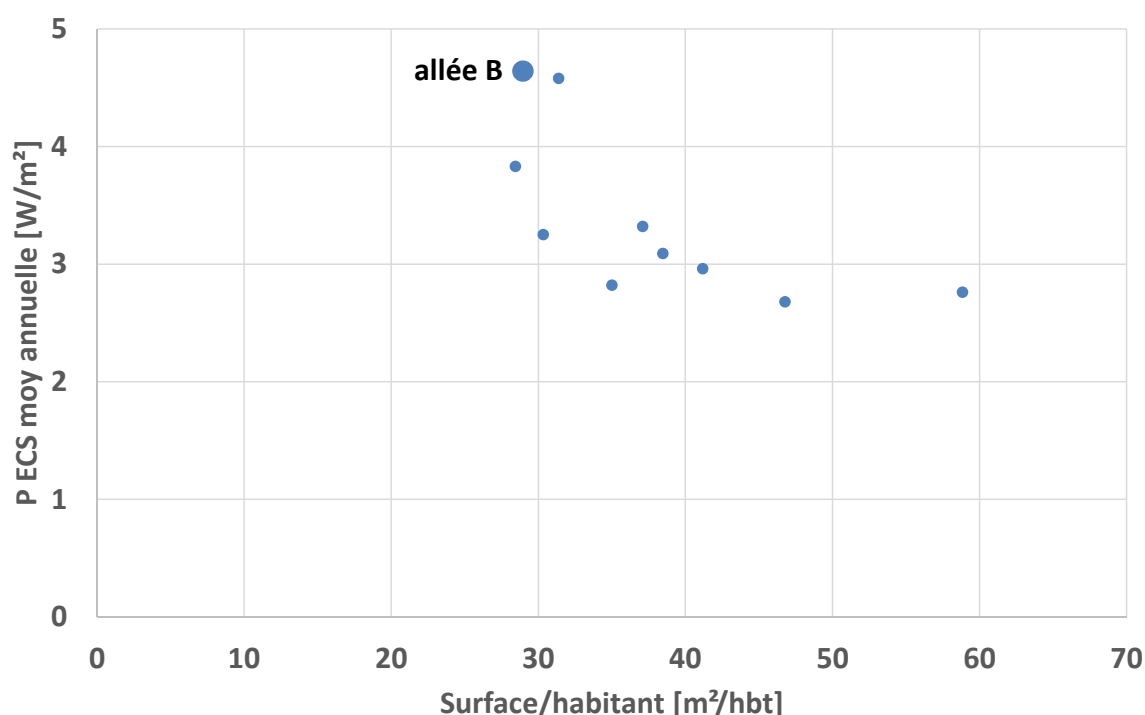


Figure 46 : Puissance ECS moyenne annuelle (W/m²) en fonction de la surface/habitant

On note clairement une dépendance entre la demande de puissance pour l'ECS en moyenne annuelle (NB : équivalent à une consommation en kWh/m²/an) et le taux d'occupation des bâtiments. La puissance appelée pour l'ECS en moyenne annuelle est de l'ordre de 3 à 5 W/m². L'allée B (bâtiment étudié) est celle qui a la consommation d'ECS et le taux d'occupation les plus élevés.

Le Tableau 10 présente la consommation spécifique d'ECS par m² et par habitant pour les 10 bâtiments.

Tableau 10 : Consommation spécifique d'ECS rapportée au m² SRE et au nombre d'habitants

		A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	Total
SRE (m²)		910	927	910	910	910	927	1029	1029	1000	1000	9552
nb hbts (mai 13)		29	32	32	30	26	25	25	22	17	26	264
conso ECS	kWh/m²/an	40.3	40.9	33.8	28.7	24.8	29.3	26.1	23.6	24.3	27.3	29.7
	kWh/hbt/an	1266	1184	961	870	867	1085	1073	1106	1431	1049	1075

La consommation d'ECS varie fortement d'un bâtiment à l'autre : entre 23.6 et 40.9 kWh/m²/an (moyenne à 29.7), ils varient dans un rapport de 1.7. La variabilité est moins importante si on rapporte la consommation au nombre d'habitants : entre 867 et 1'431 kWh/hbt/an (moyenne à 1'075). A noter que la valeur observée sur d'autres bâtiments résidentiels précédemment monitorés par l'Unige [Zraggen; 2010, Mermoud et al.; 2012] est également de l'ordre de 1'100 kWh/hbt/an.

3. Flux énergétiques

Les flux énergétiques principaux en jeu dans les différents bâtiments en 2012 ont été déterminés grâce aux données à disposition :

Tableau 11 : Flux énergétiques principaux sur les 10 bâtiments de Solarcity pour l'année 2012

		A	B	B modif	C	D	E	F	G	H	J	K	Total
SRE	m²	910	927	927	910	910	910	927	1029	1029	1000	1000	9552
nb hbts (mai 13)		29	32	32	32	30	26	25	25	22	17	26	264
conso chaleur totale	kWh/m²/an	62.6	57.6	65.9	55.6	53.7	47.4	50.4	50.1	48.6	51.4	51.1	53.5
chauffage	kWh/m²/an	18.4	18.3	21.0	18.1	22.0	19.6	17.9	21.4	22.0	24.1	20.3	20.5
ECS	kWh/m²/an	40.3	35.7	40.9	33.8	28.7	24.8	29.3	26.1	23.6	24.3	27.3	29.7
non identifié	kWh/m²/an	3.9	3.5	4.0	3.7	3.0	3.1	3.2	2.6	2.9	3.0	3.5	3.3
part ECS		64%	62%	62%	61%	53%	52%	58%	52%	49%	47%	53%	56%
conso élec	kWh/m²/an	26.2	23.5	23.5	21.9	19.4	18.0	20.0	18.8	18.2	17.9	20.1	20.3
(PAC+ppe sol+rés élec)													
Bilans													
Production - Sortants		11%	21%		17%	15%	16%	19%	16%	16%	12%	25%	
Entrée - Sortie PAC		-6%	-5%		47%	-5%	-3%	-2%	0%	-4%	-6%	-1%	
Entrants - Production		8%	6%		50%	5%	10%	7%	8%	7%	7%	7%	
Entrants - Sortants		18%	26%		58%	19%	25%	25%	22%	22%	18%	30%	
SPF3		2.4		2.8	2.5	2.8	2.6	2.5	2.7	2.7	2.9	2.5	2.6

La demande de chaleur moyenne est de 53.5 kWh/m²/an, dont 56% sous forme d'ECS. On note une petite contribution de 3.3 kWh/m²/an qui n'a pas pu être affectée au chauffage ou à l'ECS (distribution de chaleur observée durant des modes ne correspondant ni à du chauffage, ni à de l'ECS).

3.1. Ecart de bilans

Avant toute comparaison des résultats d'un bâtiment à l'autre, nous avons réalisé quelques bilans d'énergie afin de déceler d'éventuels problèmes de mesure. Les bilans réalisés sont les suivants :

- Energie totale produite-Energie totale sortant du système
- Energie entrant dans la PAC-Energie produite par la PAC
- Energie totale entrant dans le système-Energie totale produite
- Energie totale entrant dans le système-Energie totale sortant du système

Les limites des bilans sont schématisées sur le schéma de Sankey du bâtiment B présenté au paragraphe « Flux énergétiques annuels » p 60 :

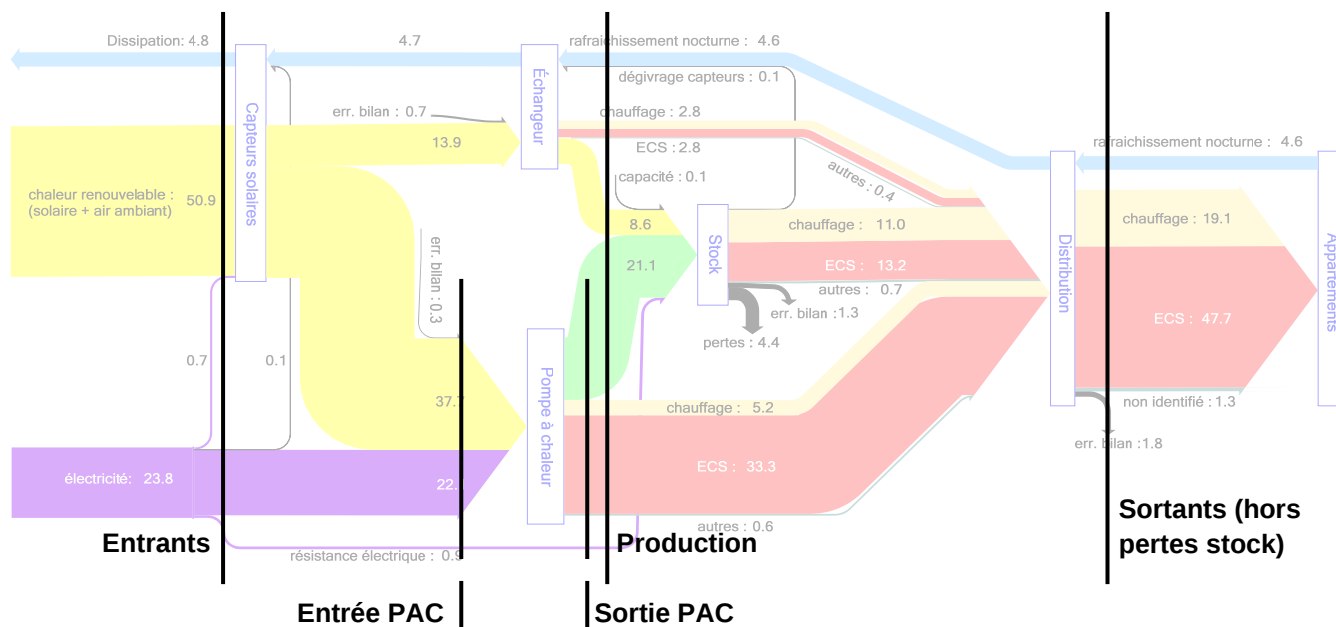


Figure 47 : Limites des bilans d'énergie réalisés

Les écarts de bilan entre Production et Sortants (mesurés) sont en moyenne de 15%. Cependant, il faut noter que les pertes de stockage (qui font partie des sortants) n'ont pas pu être quantifiées à partir des données à disposition.

Les écarts de bilan entre Entrée et Sortie PAC sont en moyenne de -4%, ce qui paraît surprenant à 1^{ère} vue. Il a été noté au cours du suivi que le compteur d'eau sur le circuit condenseur de la PAC sous-comptait à petit débit, ce qui amène à sous estimer l'énergie produite par la PAC.

Les écarts de bilan entre Entrants et Production sont en moyenne de 7%. Le même problème est observé sur le compteur d'eau du circuit solaire que sur le compteur d'eau du circuit condenseur de la PAC, ce qui amène des erreurs de comptage dans l'énergie entrante dans le système aussi bien que dans l'énergie produite.

Au final, les écarts de bilan entre Entrants et Sortants sont importants, 21% en moyenne. D'autre part, on note des problèmes de mesure sur les bâtiments suivants :

- allée B : le compteur de chaleur d'un des appartements n'enregistre aucune valeur, si bien qu'il manque la consommation d'un appartement entier dans la partie demande de chaleur (grande différence entre Entrants et Sortants) ; une correction simple ($\times 8/7$) a été appliquée à la demande chaleur (colonne « B modif ») ;
- allée C : une des sondes de température sur le circuit solaire affiche des valeurs aberrantes, si bien que l'énergie tirée des capteurs solaires est faussée (ce qui se traduit par une grande différence entre Entrée et Sortie PAC) ;
- allée K : le compteur de chaleur d'un des appartements renvoie des valeurs sporadiquement et l'écart important entre Entrants et Sortants semble indiquer un problème de mesure de ce côté-là. Cependant, aucune autre mesure à disposition ne nous a permis de confirmer cette hypothèse donc aucune correction n'a été apportée.

3.2. Performances

Les SPF3 des différentes allées varient entre 2.4 et 2.9. Les performances sont influencées par la part d'ECS dans la consommation totale de chaleur, étant donné que la production de chaleur pour l'ECS se fait à plus haute température (~60°C) que la production de chaleur pour le chauffage (25-30°C). La part d'ECS dans la consommation totale de chaleur varie entre 47 et 64%, dépendant du taux d'occupation des bâtiments (cf. paragraphe « Taux d'occupation des bâtiments » p 70). La Figure 48 présente la dépendance entre SPF3 et part d'ECS dans la consommation totale de chaleur :

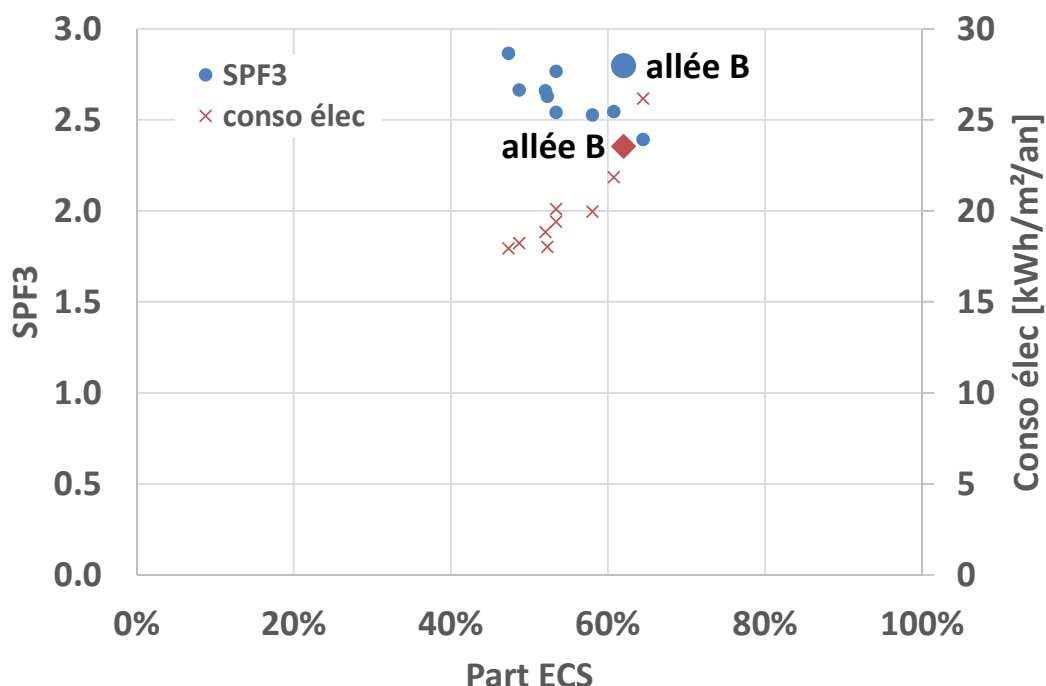


Figure 48 : Performance et consommation électrique des installations en fonction de la part d'ECS dans la consommation totale de chaleur pour les 10 allées de Solarcity

La Figure 48 montre que plus la part d'ECS augmente, plus le SPF3 diminue (comme attendu). Le bâtiment B a plutôt des performances meilleures que les autres à même part d'ECS. La consommation électrique spécifique augmente également avec la part d'ECS dans la demande de chaleur.

3.3. Comparaison avec nos résultats et situation du bâtiment B par rapport aux autres bâtiments

Le Tableau 12 récapitule les résultats principaux sur le bâtiment B et sur l'ensemble des bâtiments, obtenus par notre suivi et à partir des données d'ERTE.

Tableau 12 : Flux énergétiques principaux sur l'année 2012 pour le bâtiment B (notre suivi et données ERTE) et pour l'ensemble des bâtiments (données ERTE)

kWh/m²/an	bât B suivi	bât B ERTE	moy ts bât
conso chauff	19.1	21	20.5
conso ECS	47.7	40.9	29.7
conso totale	68.1	65.9	53.5
conso élec	23.8	23.5	20.3
SPF3	2.9	2.8	2.6

Concernant le bâtiment B, les résultats sont comparables mais on note un écart entre les données de consommation de chaleur de notre suivi et celles d'ERTE : $\sim 2 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ pour le chauffage et $\sim 7 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ pour l'ECS. Cela est en particulier lié au fait mentionné dans le paragraphe « Ecart de bilans » p 74 : un des compteurs de chaleur sur un appartement ne fonctionne pas, si bien que nous avons appliqué une correction simple ($\times 8/7$) pour obtenir la consommation totale du bâtiment B. Cela a induit une imprécision car nous ne sommes pas sûrs que tous les appartements aient la même consommation de chaleur même s'ils sont de même taille. Les SPF3 calculés à partir de nos données et de celles d'ERTE sont proches.

Si on compare à la moyenne des bâtiments du complexe, la consommation de chauffage est dans la norme, par contre la consommation d'ECS est plus élevée que la moyenne d'un facteur 1.6. Cependant, l'impact sur la consommation électrique reste faible : $+3\text{-}3.5 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Les performances de l'installation du bâtiment B sont plutôt meilleures que la moyenne malgré la forte consommation en ECS.

Dans l'ensemble, les performances des systèmes sont modestes (SPF3 moyen de 2.6 sur l'ensemble des bâtiments), en particulier à cause du fait qu'une grande partie de la consommation de chaleur est dédiée à l'ECS (donc à haute température), les bâtiments étant pourvus d'une enveloppe thermique très performante. Cependant, la consommation électrique reste basse grâce à la faible consommation de chaleur de manière globale.

Conclusions

Le nouveau complexe immobilier Solarcity a été équipé de capteurs solaires couplés à des pompes à chaleur pour la production de chauffage et d'ECS. Un des 10 bâtiments a été complètement instrumenté par l'Université de Genève afin de mesurer les performances du système. L'instrumentation a permis de caractériser les flux énergétiques au sein du système pour l'année 2012 avec une bonne précision (moins de 3% d'écart de bilan entre les entrants et les sortants). Un bilan énergétique simplifié a également été réalisé sur l'ensemble des bâtiments du complexe.

Demande thermique du bâtiment

La demande thermique du bâtiment étudié est inhabituelle :

- La demande de chauffage est faible ($\sim 20 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$), résultant de l'excellente enveloppe thermique et de la bonne maîtrise des températures intérieures, limitées à 21°C .
- La demande en ECS est élevée ($\sim 50 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$) par rapport aux valeurs standards en Suisse (plutôt de l'ordre de $25 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$). Rapportée au nombre d'habitants, la demande en ECS est plus élevée que la normale : $1'380 \text{ kWh/pers/an}$ contre environ $1'100$ habituellement.

La répartition entre consommation d'énergie pour le chauffage et l'ECS est d'environ 1/3-2/3, alors qu'habituellement on observe le rapport inverse. Il en résulte qu'une part importante de l'énergie nécessaire doit être produite à haute température ($\sim 60^\circ\text{C}$), ce qui affecte les performances de l'installation.

Il est à noter que la demande thermique du bâtiment B diffère de celle de l'ensemble du complexe Solarcity : si la demande de chauffage est comparable, la demande en ECS moyenne du complexe est d'environ $30 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ contre 50 dans le bâtiment B (soit une

consommation de 1'075 kWh/hbt/an en moyenne contre 1'380 kWh/hbt/an dans le bâtiment B, qui représente une part de 56% dans la demande thermique totale contre 70% dans le bâtiment B). Cette différence résulte en partie de taux d'occupation très variables entre les bâtiments en location et les bâtiments en PPE.

Production et modes de fonctionnement

Le suivi montre que durant l'hiver, le solaire direct est très rarement possible, malgré les faibles températures de distribution (25-30°C). Il devient par contre significatif en mi-saison et important en été pour la production d'ECS.

Malgré un mois de février 2012 particulièrement froid, la consommation de la résistance électrique est inférieure à 5% de la consommation totale d'électricité et 1% des entrants dans le système, ce qui reste acceptable et conforme à la limite que l'OCEN avait fixée pour accorder la dérogation à l'utilisation du chauffage électrique comme secours. Notons que cela a permis la réalisation de ce projet pilote fortement engagé dans les énergies renouvelables, qui sans cette disposition n'aurait pu voir le jour sans un système traditionnel d'appoint-secours (chaudière gaz ou mazout).

L'analyse des différents modes de fonctionnement a montré que la PAC fonctionnait rarement en mode « production de chauffage » : le chauffage est la plupart du temps assuré par les ballons d'eau chaude, qui sont souvent à une température suffisante. En effet, le stockage d'énergie dans les ballons se produit lors des phases de production d'ECS, durant lesquelles le surplus de production à 60°C est envoyé vers les ballons d'eau chaude. Ainsi, même si la distribution de chauffage ne demande que 25 ou 30°C, l'énergie stockée à 60°C est utilisée pour répondre aux besoins en chauffage, ce qui n'est pas optimal pour les performances du système. Le stockage est un élément clé du système, puisque plus de 35% de la chaleur fournie aux logements transite par les ballons.

La fraction solaire directe est inférieure à 50% en période estivale. Une valeur plus élevée était attendue en considérant le dimensionnement généreux du champ de capteurs pour la production d'ECS. Ce phénomène peut être expliqué par deux facteurs : 1. Les capteurs solaires n'ont pas été isolés sur leur face arrière afin de favoriser les échanges thermiques lorsqu'ils fonctionnent en absorbeurs : ils atteignent donc difficilement des hautes températures en période estivale. 2. La configuration hydraulique retenue (système Enerbus) ne permet pas le préchauffage de l'ECS grâce au solaire, mais valorise seulement la chaleur solaire à plus de 40-50°C.

Performances

Le SPF3 est de 2.9, ce qui est inférieur à ce que les études préliminaires laissaient penser (4.3). Cependant, si la demande thermique totale était comparable, la structure de la demande considérée dans les études préliminaires était inversée (2/3 chauffage-1/3 ECS). La consommation élevée en ECS (à haute température) n'avantage pas le système. En comparaison avec les autres bâtiments du complexe, la performance du bâtiment B est plutôt meilleure (SPF3 moyen de 2.6 sur l'ensemble des bâtiments) alors même que la part de la demande en ECS (=à haute température) dans la demande thermique totale est plus élevée que la moyenne des bâtiments.

Les performances observées sont en dessous de celles rapportées dans la littérature pour des systèmes similaires (utilisant des capteurs solaires et/ou des sondes géothermiques), mais implémentés sur des villas individuelles et non sur des logements collectifs.

Notons tout de même que la consommation électrique pour la production de chaleur sur le bâtiment B pour l'année 2012 a été de 25 kWh/m², ce qui reste une valeur faible pour la Suisse. La consommation électrique moyenne sur l'ensemble des bâtiments a plutôt été de l'ordre de 20 kWh/m²/an.

Perspectives

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. Les installations ont désormais été remises à ERTE pour l'exploitation sur le long terme et les paramètres ne devraient plus évoluer significativement.

Le système fonctionne correctement et est très fiable pour un système innovant et complexe comme celui-ci : la résistance électrique a dû être mise en marche essentiellement durant la vague de froid qu'a connu l'Europe en février 2012. Notons la prise de risque importante assumée par ERTE et SunTechnics dans ce projet si on considère qu'il n'y a pas de système d'appoint traditionnel (chaudière gaz ou mazout) susceptible de prendre le relais en cas de problème de fonctionnement.

Notons tout de même la complexité de la régulation, avec beaucoup de paramètres en jeu et 15 modes de fonctionnement différents, 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.

Analyse économique sur 2011 et 2012

Introduction

Dans le cadre du projet COP5, les maîtres d'ouvrage MM. Bonnet nous ont donné accès à l'ensemble des données économiques du projet, ce qui nous a permis de compléter notre suivi technique par une analyse économique. Les données suivantes nous ont été fournies par José Castro (régie Alios) à partir du CFC du projet : investissement dans les différents postes, subventions obtenues, montage financier, coûts d'exploitation et de maintenance.

Ces données nous ont permis de reconstituer le montant des charges de chauffage et de ventilation pour les années 2011 et 2012 (les décomptes de charges se faisant sur années calendaires), ainsi que le coût de la chaleur produite.

Remarques :

- Tous les montants figurant dans l'analyse économique s'entendent hors TVA.
- Les calculs économiques présentés dans ce chapitre ont été reconstruits et les coûts présentés ne correspondent pas aux décomptes de charges reçus par les habitants.

Investissements

Détail des coûts

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. Le Tableau 13 explicite le détail des montants engagés :

Tableau 13 : Détail des coûts d'investissement dans la production, la distribution de chaleur et la ventilation

Installations	5'370'000 CHF HT
production de chaleur	3'000'000 CHF HT
distribution de chaleur (y compris boilers individuels)	790'000 CHF HT
ventilation	1'580'000 CHF HT
Frais d'étude ERTE	880'000 CHF HT
Honoraires (27% montant travaux)	1'450'000 CHF HT
TOTAL	7'700'000 CHF HT

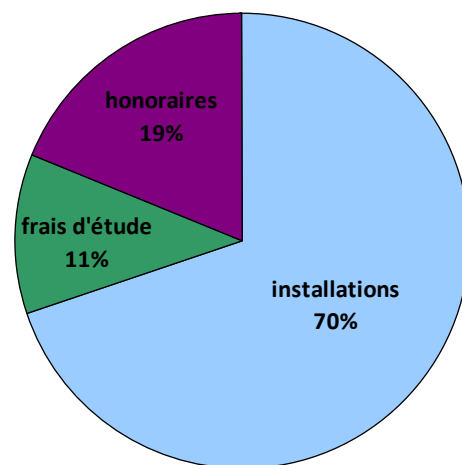


Figure 49 : Répartition entre coûts d'installation, frais d'étude et honoraires

En répartissant les frais d'étude ERTE et les honoraires (ratio global de 27% du coût des travaux) entre les 3 postes, on obtient la répartition suivante :

Tableau 14 : Part des coûts d'investissement dans la production, la distribution de chaleur et la ventilation dans le coût total des travaux (hors coût du terrain)

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

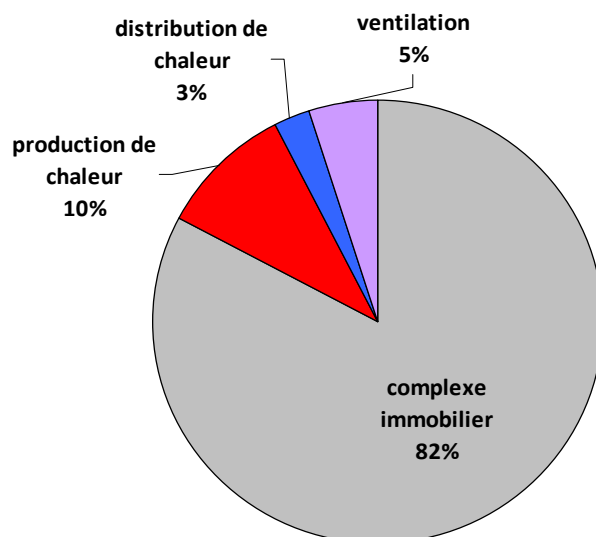


Figure 50 : Part des coûts d'investissement dans la production, la distribution de chaleur et la ventilation dans le coût total des travaux (hors coût du terrain)

Les coûts pour la production et la distribution de chaleur ainsi que pour la ventilation avoisinent les 100'000 CHF/appartement (69'000 CHF d'installations, 11'000 CHF de frais d'étude et 19'000 CHF d'honoraires). Ce chiffre paraît relativement élevé.

Financement

Les parties distribution de chaleur et ventilation ont été intégrées aux coûts de construction. Le montage financier de la partie production de chaleur est plus complexe.

Les 1^{ers} calculs ont montré que le fait d'intégrer l'ensemble des coûts liés aux installations de production de chaleur aux coûts de construction amenait à dépasser les plafonds de loyer fixés par l'Office du logement pour les bâtiments en HM et ZDPPE. Il a été décidé de recourir à un financement tiers pour une partie de l'investissement, par l'intervention des Services Industriels de Genève (SIG). La part financée par les SIG et remboursée par un loyer annuel reversé à SIG sur une durée de 30 ans est répercutée sur les charges de chauffage des habitants, et a été fixée de manière à ce que ces dernières ne dépassent pas 50 CHF/pièce/mois. Le loyer inclut également une part de renouvellement des installations afin de les maintenir en état de marche et d'assurer un niveau de performance constant sur la durée du contrat.

Par ailleurs le projet a reçu les subventions suivantes de la part de l'OCEN :

- Bâtiment Minergie : 177'000 CHF (hors production de chaleur)
- Installation solaire thermique : 256'000 CHF
- Recherche & Développement : 54'000 CHF

soit un ratio d'environ 1% du coût total du projet ou 7% de l'investissement dans la production de chaleur.

Au final, le financement de la partie production de chaleur a été assuré comme suit :

- SIG : 1'150'000 CHF
- Subventions : 310'000 CHF
- Propriétaires : complément, soient 2'840'000 CHF (inclus dans le prix d'achat des appartements ou reporté sur les loyers)

Charges annuelles

Production de chaleur

Les charges annuelles sont constituées de :

- l'amortissement des investissements assumé par les propriétaires (subventions déduites)
- le loyer versé à SIG sur 30 ans (128'000 CHF/an, incluant une part de renouvellement des installations (notamment le remplacement des PAC) en plus de l'amortissement de la part financée par SIG, ainsi qu'une garantie de performances et de production en cas de non fonctionnement des installations telles qu'elles ont été conçues initialement)
- 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

Le Tableau 15 récapitule les montants en jeu pour les années 2011 et 2012 :

Tableau 15 : Coûts annuels liés à la production de chaleur sur le complexe Solarcity (2011 et 2012)

	CHF/an		CHF/appart/an		CHF/m²/an	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Amortissements						
annuité amortissement partie propriétaires ¹	145'000		1'860		15.2	
loyer SIG	128'000		1'640		13.4	
subventions ²	-16'000		-200		-1.7	
Exploitation						
contrat exploitation SIG	80'000		1'030		8.4	
honoraires facturation régie	18'000		230		1.9	
électricité PAC ³	45'000	51'000	580	650	4.7	5.3
Coût global	432'000	438'000	5'540	5'610	45.2	45.9
Coût complet subventionné	416'000	422'000	5'340	5'410	43.6	44.2
Charges chauffage	271'000	277'000	3'480	3'550	28.4	29.0

¹hypothèse : taux d'intérêt 3% sur 30 ans

²investissement économisé

³tarif Vitale Vert

Trois coûts différents liés à la production de chaleur sont mentionnés :

- le coût global : coût annuel payé par les propriétaires (amortissements), les habitants (charges de chauffage) et la communauté (subventions)
- le coût complet subventionné : coût réellement payé par les propriétaires (amortissements) et les habitants (charges de chauffage) après déduction des subventions reçues
- les charges de chauffage : coût payé par les habitants (NB : il ne s'agit pas des charges de chauffage réelles issues des décomptes de charges reçus par les habitants, mais de la somme des coûts imputables aux habitants)

Le coût complet s'élève à 5'340 CHF/appartement en 2011 et 5'410 CHF/appartement en 2012, l'année 2011 ayant été une année plus douce que l'année 2012. Les charges de chauffage sont de 3'480 CHF/appartement en 2011 et 3'550 CHF/appartement en 2012.

La Figure 51 présente la répartition des charges annuelles dans les trois coûts :

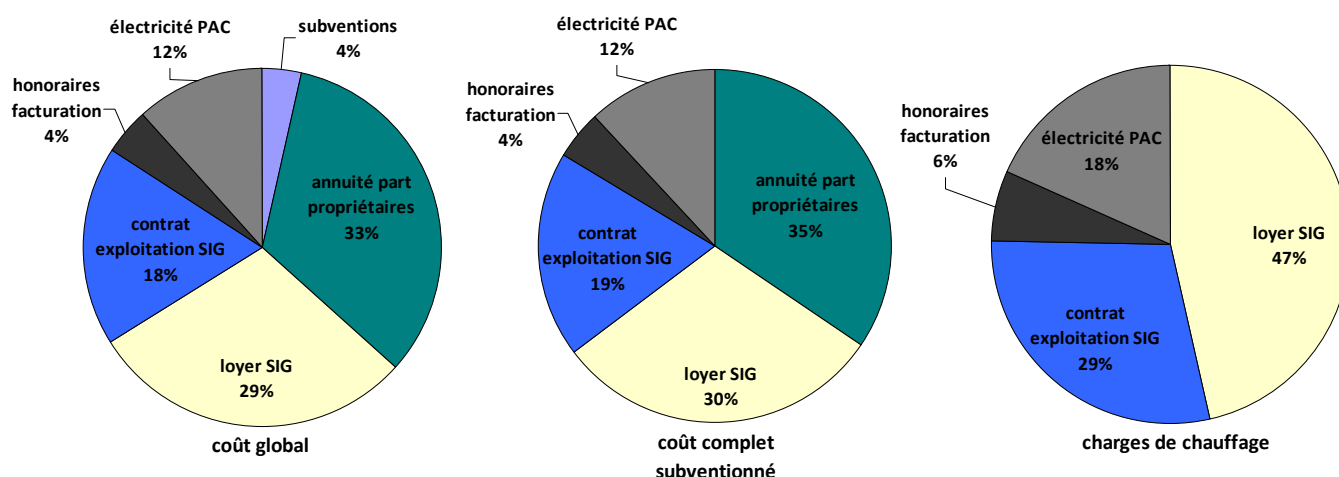


Figure 51 : Répartition des charges annuelles pour la production de chaleur dans le coût global, le coût complet subventionné et les charges de chauffage (année 2012)

L'annuité d'amortissement payée par le propriétaire (incluse dans le prix d'achat des appartements) représente 1/3 du coût annuel, le loyer SIG 30% et le contrat d'exploitation 20%. Les seules charges variables en fonction de la consommation de chaleur sont la consommation d'électricité par les PAC, qui représente seulement 12% du total : 88% des coûts sont des charges fixes liées à l'amortissement et à l'exploitation des installations. Cela explique la faible différence de coût (70 CHF/appartement, soit ~1%) entre 2011 et 2012 pour une différence de consommation de chaleur de 26 MWh (~5%). Notons que la performance des PAC impacte peu les coûts annuels, puisque les achats d'électricité ne représentent que 12% des coûts annuels.

Distribution de chaleur

Les charges annuelles sont uniquement constituées de l'amortissement des investissements. Il n'y a pas de contrat de maintenance sur les installations de distribution (interventions seulement en cas de besoin, marginales durant les 1^{ères} années de fonctionnement). Les coûts d'achat de l'électricité alimentant les circulateurs pour la distribution de chaleur dans les appartements sont négligés.

L'annuité d'amortissement de la distribution de chaleur s'élève à 58'000 CHF/an (hypothèse : taux d'intérêt 3% sur 30 ans) soient 740 CHF/appartement/an.

Ventilation

Les charges annuelles sont constituées de l'amortissement des investissements, les contrats d'exploitation (maintenance 24'000 CHF/an et ionisation 8'500 CHF/an pour les 10 allées) et les achats d'électricité pour alimenter les ventilateurs. Le Tableau 16 récapitule les montants en jeu pour les années 2011 et 2012 :

Tableau 16 : Coûts annuels liés au fonctionnement de la ventilation sur le complexe Solarcity (2011 et 2012)

	CHF/an		CHF/appart/an		CHF/m²/an	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Amortissements						
annuité amortissement ¹	116'000		1'480		12.1	
Exploitation						
contrats exploitation	32'000		420		3.4	
électricité ventilation ²	16'000	13'000	200	160	1.7	1.4
Coût total	164'000	161'000	2'100	2'060	17.2	16.9

¹hypothèse : taux d'intérêt 3% sur 30 ans

²tarif Vitale Vert ou Vitale Bleu selon les allées

Le coût total s'élève à 2'100 CHF/appartement en 2011 et 2'060 CHF/appartement en 2012, suite à l'action conjuguée d'une baisse des consommations électriques entre 2011 et 2012 (7.0 kWh/m² en 2011 contre 6.2 kWh/m² en 2012) et du passage du tarif Vitale Vert au tarif Vitale Bleu pour certaines allées (en HM et ZDPPE) entre 2011 et 2012.

La Figure 52 présente la répartition des charges annuelles pour la ventilation :

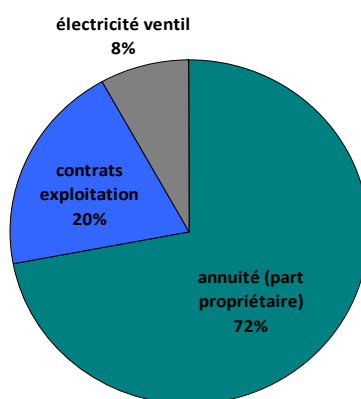


Figure 52 : Répartition des charges annuelles dans le coût total de la ventilation (année 2012)

L'annuité d'amortissement payée par le propriétaire (incluse dans le prix d'achat des appartements) représente 72% du coût annuel, les contrats d'exploitation 20% et l'électricité 8%. 82% des coûts sont des charges fixes liées à l'amortissement et à l'exploitation des installations, si bien que les performances « moyennes » de la ventilation (COP de 3.7 sur le bâtiment B, cf. paragraphe « Ventilation double-flux – Performances » p 46) n'affectent que peu les coûts annuels.

Indicateurs économiques

Production de chaleur

L'Annexe 9 présente le bilan économique de la production de chaleur pour chacun des bâtiments de Solarcity pour les années 2011 et 2012, à partir duquel ont été calculés les indicateurs économiques.

1. Coût de l'énergie produite (ct/kWh)

L'indicateur de coût le plus couramment utilisé est le coût de l'énergie produite par le système (ct/kWh). Il se calcule simplement comme le coût annuel rapporté à l'énergie produite par le système sur l'année. En 2011, l'énergie produite sur l'ensemble du complexe a été de 485 MWh (année douce), contre 511 MWh en 2012 (année normale). La Figure 53 présente le coût de l'énergie produite en ct/kWh en 2011 et 2012 :

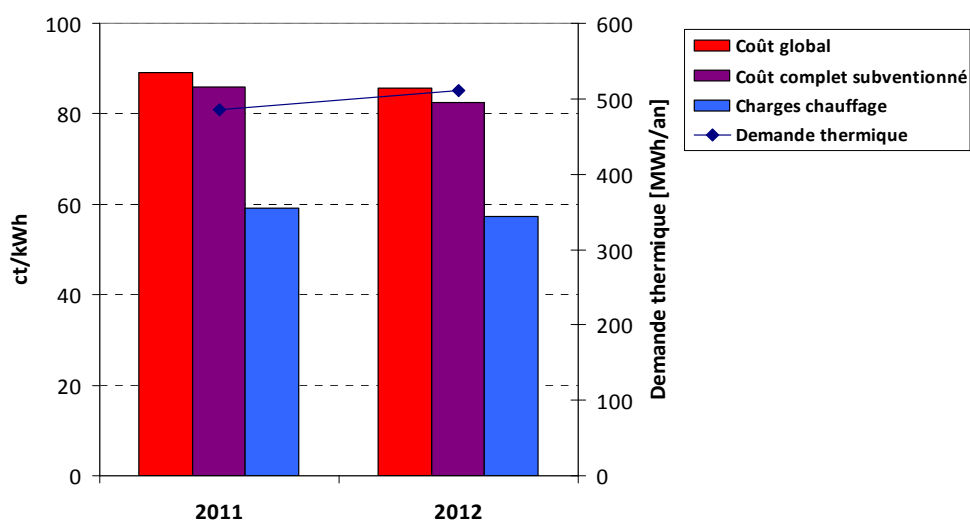


Figure 53 : Différents indicateurs de coût de la chaleur produite (ct/kWh) en 2011 et 2012
coût global, coût complet subventionné et charges de chauffage

Le coût global de la chaleur produite est compris entre 85 et 90 ct/kWh, tandis que le coût complet subventionné (=coût payé par l'utilisateur) se situe plutôt entre 80 et 85 ct/kWh. La part du coût couverte par les charges de chauffage est de 55 à 60 ct/kWh.

Le coût de la chaleur produite est un indicateur largement utilisé dans l'analyse économique des systèmes de production d'énergie, mais il présente l'inconvénient d'être fortement dépendant de la consommation d'énergie dans le cas où les coûts fixes sont élevés (88% à Solarcity). Il peut être fortement variable d'une année à l'autre selon la rigueur climatique et à Solarcity il est très élevé par rapport à d'autres sites car les investissements sont élevés et la demande thermique est faible (immeuble Minergie même si forte consommation d'ECS).

2. Coûts annuels (CHF/m²/an)

Pour les bâtiments présentant une faible demande de chaleur avec des coûts de production essentiellement composés de coûts fixes, cela peut avoir plus de sens de raisonner en coûts annuels (CHF/m²/an). L'inconvénient majeur lors de la comparaison de différents bâtiments

est l'influence de la consommation d'ECS, qui n'est pas nécessairement corrélée à la surface habitable (contrairement à la demande de chauffage) mais plus probablement au taux d'occupation des logements.

La Figure 54 présente les coûts annuels de production de chaleur en 2011 et 2012 à Solarcity :

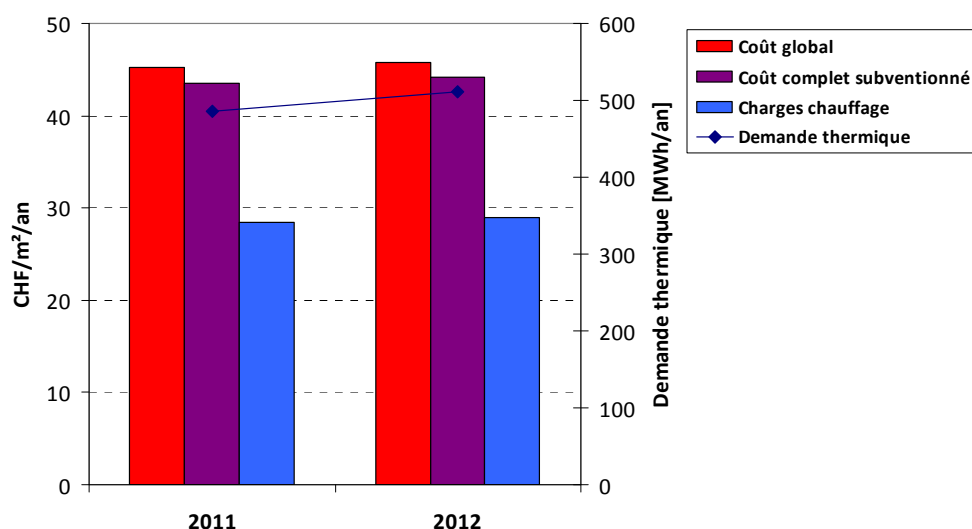


Figure 54 : Différents indicateurs de coût de la chaleur produite (CHF/m²/an) en 2011 et 2012
coût global, coût complet subventionné et charges de chauffage

Le coût global de la chaleur produite s'élève à 45 CHF/m²/an, le coût complet subventionné à 44 CHF/m²/an et la part couverte par les charges de chauffage est inférieure à 30 CHF/m²/an. Ils varient peu d'une année à l'autre car en grande partie composés de coûts fixes.

Dans le milieu immobilier, on réfléchit souvent en termes de charges de chauffage en CHF/pièce/mois. Dans le cas de Solarcity, le montage financier avait été fait de telle sorte que les charges de chauffage ne dépassent pas 50 CHF/pièce/mois. En pratique, elles atteignent 54 CHF/pièce/mois pour les bâtiments en HM et 62 CHF/pièce/mois pour les bâtiments en ZDPPE et PPE (années 2011 et 2012).

Distribution de chaleur

Les coûts de distribution de l'énergie se sont élevés en 2011 et 2012 à 12 ct/kWh (ce qui paraît élevé, mais peu de kWh sont distribués) ou 6 CHF/m²/an.

Ventilation

L'Annexe 10 présente le bilan économique de la ventilation pour chacun des bâtiments de Solarcity pour les années 2011 et 2012, à partir duquel ont été calculés les indicateurs économiques.

Pour calculer le coût de l'énergie récupérée par la ventilation, il est nécessaire de connaître la quantité d'énergie récupérée par la ventilation double-flux annuellement. Seul le système de ventilation du bâtiment B a été étudié sur l'année 2012, si bien que seul le coût de

l'énergie produite par la ventilation du bâtiment B en 2012 (ct/kWh) est présenté dans ce qui suit. NB : l'Annexe 10 mentionne les coûts pour l'ensemble des bâtiments pour les années 2011 et 2012 en appliquant un COP identique à celui observé dans le bâtiment B sur l'année 2012 (la consommation électrique de la ventilation étant connue pour l'ensemble des bâtiments).

En 2012, l'énergie récupérée par la ventilation du bâtiment B a été d'environ 12 MWh, soit un coût de 1.3 CHF/kWh, ce qui est anormalement élevé. Il faut cependant noter que les coûts sont augmentés par le fait que les caves sont ventilées et que les coûts de ventilation des parkings sont inclus (puisqu'alimentés par l'air vicié de la VDF), ce qui n'est pas le cas habituellement (les parkings possèdent en général leur propre système de ventilation, générant des coûts supplémentaires).

Les coûts annuels liés à la ventilation du bâtiment B (ainsi que de l'ensemble des bâtiments) se sont élevés à 17.2 CHF/m²/an en 2011 et 16.9 CHF/m²/an en 2012 (très peu de variations d'un bâtiment à l'autre).

Positionnement par rapport à d'autres immeubles

Les coûts observés à Solarcity ont été mis en parallèle avec les coûts observés par Zraggen [2010] sur différents bâtiments récents à Genève.

Remarque : L'objectif n'est pas de faire une comparaison à proprement parler car il s'agit dans le cas de Solarcity d'une technologie innovante et non mature et dans les autres cas de technologies éprouvées. Il s'agit plutôt de situer les coûts par rapport à des installations standards en gardant en tête qu'une réduction significative des coûts est envisageable dans une perspective de standardisation du concept développé à Solarcity.

Coûts d'investissement

Le Tableau 17 présente les caractéristiques principales des bâtiments étudiés par Zraggen [2010], par Mermoud et al. [2012] et des bâtiments de Solarcity, ainsi que les coûts d'investissement spécifiques pour chaque poste. NB : pour tous les bâtiments, les coûts d'investissement incluent les coûts d'installation et les frais d'étude (les honoraires ont été exclus car ils ne sont pas mentionnés dans l'étude de Zraggen [2010]).

Tableau 17 : Caractéristiques des bâtiments étudiés et coûts d'investissement spécifiques par poste

Bâtiment	FINS ¹	POMC12 ¹	CARA ¹	POMB2 ¹	POMB1 ¹	Gros Chêne ²	Solarcity
année construction	1997	2005	2001	2004	2004	rénovation en 2008	2009
enveloppe	SIA	SIA	SIA	SIA	Minergie	Minergie rénovation	Minergie
SRE [m²]	2'264	12'658	4'073	3'471	20'915	5'357	9'552
nb apparts	21	118	42	28+ commerces	117+ commerces	63	78
production chaleur	gaz	gaz	gaz	gaz + sol	gaz + sol	CADIOM + sol	sol + PAC
sources d'énergie prod. chaleur	100% fossile	100% fossile	100% fossile	7% EnR	10% EnR		100% EnR
ventilation	extraction simple	extraction simple	double-flux	double-flux	double-flux +PAC	double-flux +PAC	double-flux sur puits canadien ³
demande de chaleur ³ [kWh/m²/an]	145	133	129	104	61	106	55
invest prod chaleur [CHF HT/m²]	17	13	12	63	37		405
%montant total	0.9%	0.6%	0.6%	2.6%	1.6%		8.6%
invest distrib chaleur [CHF HT/m²]	61	58	66	61	54		102
%montant total	3.3%	2.8%	3.3%	2.5%	2.3%		2.2%
invest ventil [CHF HT/m²]	16	25	53	51	59	116	193
%montant total	0.9%	1.2%	2.4%	2.1%	2.6%		4.1%

¹[Zgraggen; 2010]

²[Mermoud et al.; 2012]

³la VDF alimente également les caves et l'air vicié est réutilisé pour ventiler les parkings

⁴hors apport de la ventilation, normalisée à 2'659 DJ_{12/18} pour l'ensemble des bâtiments

On remarque que les investissements dans la production de chaleur sont faibles pour une chaudière gaz (~15 CHF/m², 0.5-1% du coût total du projet), environ 3 fois plus élevés dès qu'on inclut une installation d'ECS solaire, et encore 10 fois plus élevés pour atteindre 400 CHF/m² à Solarcity (8.6% du coût total du projet). Notons que les investissements auraient en partie pu être réduits à Solarcity en minimisant le nombre de systèmes (un par bâtiment au lieu d'un par allée, soient 4 systèmes au lieu de 10), ce qui aurait également eu pour effet une simplification du système.

Les investissements liés à la distribution de chaleur dans les bâtiments sont de l'ordre de 60 CHF/m² dans l'ensemble des bâtiments contre 100 CHF/m² à Solarcity. Il faut cependant noter qu'à Solarcity, l'émission de chaleur se fait par des planchers chauffants et non par des simples radiateurs comme dans les autres cas, et que d'autre part les appartements sont tous équipés d'un boiler individuel pour le stockage décentralisé de l'ECS (système Enerbus). La part des coûts liés à la distribution de chaleur dans le coût total du projet est par contre comparable.

Les investissements liés à la ventilation sont de l'ordre de 20 CHF/m² pour une extraction simple, 50 CHF/m² pour une installation double-flux standard ou 60 CHF/m² si on inclut une PAC pour assurer une température de confort. Dans le cas du bâtiment du Gros Chêne, les coûts sont environ deux fois plus élevés car la ventilation double-flux a été installée sur un bâtiment existant, ce qui a nécessité des travaux supplémentaires d'intégration. Dans le cas de Solarcity, le coût de la ventilation double-flux atteint presque 200 CHF/m², ce qui est 3 à 4 fois plus élevé que le coût observé sur des installations similaires, mais les coûts mentionnés par JM Zgraggen n'incluent pas systématiquement le coût des installations de ventilation des parkings (obligatoire), contrairement aux coûts mentionnés pour Solarcity (puisque les parkings sont ventilés par l'air vicié de la VDF).

Coûts annuels

1. Production et distribution de chaleur

La Figure 55 présente les coûts annuels pour les différents bâtiments étudiés, décomposés en coûts fixes (amortissement production et distribution de chaleur, frais fixes, frais d'exploitation, honoraires de facturation) et coûts variables (achats de gaz et d'électricité).

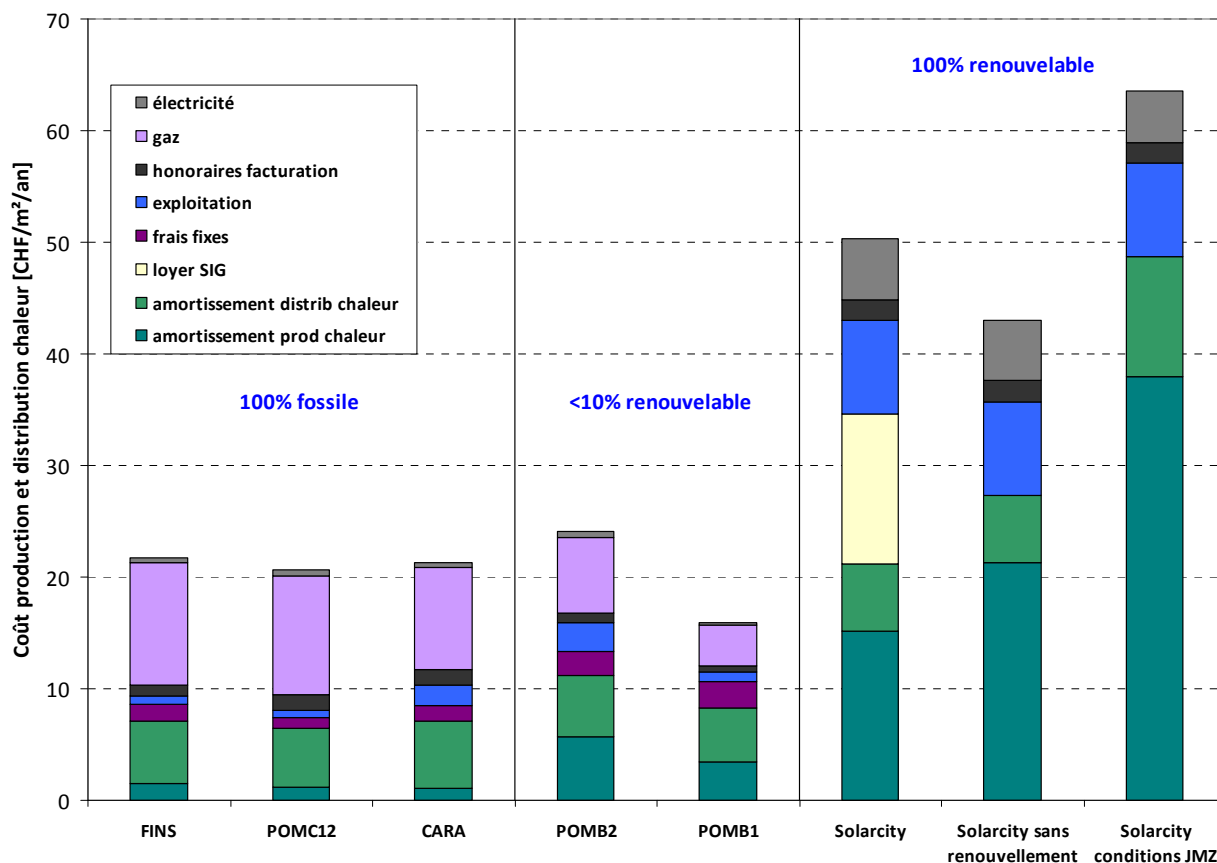


Figure 55 : Coûts annuels (CHF/m²/an) liés à la production et à la distribution de chaleur pour différents bâtiments récents à Genève

Hypothèses :

Bâtiments étudiés par Zraggen [2010] :

- amortissement à un taux de 6.5% sur 20 ans
- coûts d'exploitation moyennés sur 3 ans
- prix du gaz à 9 ct TTC/kWh et prix de l'électricité 22 ct TTC/kWh (équivalent tarifs Vitale Bleu actuels)

Bâtiment Solarcity (données 2012) :

- consommations électriques normalisées à 2'659 DJ_{12/18}/an pour la part dédiée à la production de chauffage (2'546 DJ_{12/18} observés en 2012)
- amortissement à un taux de 3% sur 30 ans pour la partie propriétaires
- loyer SIG pour une partie de l'investissement ; NB : inclut une part de renouvellement des installations, ce qui n'est pas le cas pour les autres bâtiments ; afin de s'affranchir de ce problème, la partie renouvellement a été défalquée du coût observé (remplacement du

loyer SIG par un amortissement de l'ensemble de l'investissement à un taux de 3% sur 30 ans), série « Solarcity sans renouvellement »

- prix de l'électricité moyen observé (Vitale Vert profil double) de 24 ct/kWh en 2012
- pour pouvoir comparer les coûts entre Solarcity et les autres bâtiments, les coûts obtenus à Solarcity ont été mis dans les conditions retenues par JM Zraggen (taux d'intérêt 6.5% sur 20 ans, électricité à 22 ct/kWh), série « Solarcity conditions JMZ »

Résultats principaux :

Remarque préalable : La comparaison des coûts est peu pertinente dans le sens où les installations comparées sont à des degrés de maturité très différents : très innovant pour Solarcity et très mature pour les autres bâtiments. D'autre part, Solarcity est alimenté à 100% par des énergies renouvelables tandis que les autres bâtiments sont essentiellement alimentés par du gaz (~10% de solaire pour deux des bâtiments).

- Les coûts de production et distribution de la chaleur sont légèrement supérieurs à 20 CHF/m²/an pour la plupart des bâtiments. Ils sont de l'ordre de 50 CHF/m²/an à Solarcity pour une demande thermique inférieure de moitié à celle des autres bâtiments. Si le prix du gaz double, les coûts atteindront 25 à 30 CHF/m²/an dans les bâtiments classiques. Les coûts à Solarcity resteront maîtrisés à long terme.
- La part fixe est prépondérante et très importante à Solarcity tandis qu'elle représente moins de la moitié du coût total dans les bâtiments classiques.
- Les charges d'exploitation sont élevées à Solarcity.

2. Ventilation

La Figure 56 présente les coûts annuels pour les différents bâtiments étudiés, décomposés en coûts fixes (amortissement, frais fixes, frais d'exploitation) et coûts variables (achats d'électricité).

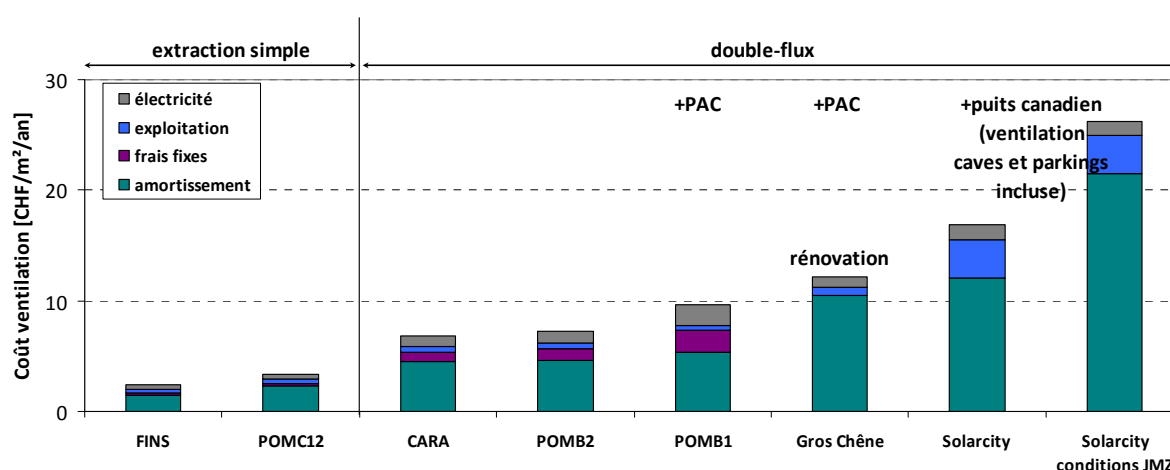


Figure 56 : Coûts annuels (CHF/m²/an) liés à la ventilation pour différents bâtiments récents à Genève

Les coûts pour les bâtiments munis d'une extraction simple sont faibles (<5 CHF/m²/an). Les coûts pour les bâtiments munis d'une ventilation double-flux standard sont de l'ordre de 7 CHF/m²/an, plutôt 10 à 12 si la VDF est complétée par une PAC. A Solarcity, les coûts sont plus élevés mais ils incluent les coûts de ventilation des caves et des parkings, qui ne sont pas systématiquement pris en compte pour les autres installations.

Perspectives de réduction des coûts à Solarcity

Face au poids des charges de chauffage à Solarcity, différentes solutions ont été étudiées afin de réduire les coûts. Les marges d'économie se situent d'une part dans une baisse des coûts d'amortissement et d'autre part dans une baisse des coûts d'exploitation.

Baisse des coûts d'amortissement

La situation est différente pour les immeubles en location ou en PPE. Pour les immeubles en location, les propriétaires MM. Bonnet ont proposé de racheter les installations de production à SIG et de reporter les amortissements supplémentaires sur les loyers grâce à un déplaçonnement des loyers accordé par l'Office du logement pour haut standard énergétique (possible aujourd'hui mais pas à l'époque de construction du complexe). Le loyer sera au final plus élevé mais les charges vont baisser (disparition du remboursement du loyer SIG ~13 CHF/m²/an). L'économie pour les locataires tiendra à plusieurs phénomènes :

- les amortissements vont être répercutés sur les locataires à prix coûtant
- la partie « renouvellement » prévue par SIG dans son contracting disparaît dans les 1^{ères} années de fonctionnement
- les charges de chauffage ne seront à l'avenir constituées que des coûts variables (achats d'électricité, soient 12% des coûts totaux), le reste des coûts étant intégré aux loyers
- la part des loyers qui va augmenter pourra être subventionnée, ce qui n'était pas le cas des charges de chauffage
- les loyers vont être réajustés pour profiter de la baisse du taux hypothécaire entre 2010 et aujourd'hui

Au final, le montant du loyer chauffé sera plus avantageux pour les locataires. Le rachat des installations au 1^{er} janvier 2013 (avec rétroaction) a été accepté à l'unanimité par les locataires.

Pour les immeubles en PPE par contre, il n'a pas encore été décidé si les propriétaires allaient ou non racheter les installations pour leur propre compte afin de s'affranchir du remboursement des amortissements à SIG.

Baisse des coûts d'exploitation

L'importance des coûts d'exploitation se justifiait dans les 1^{ères} années par la complexité et l'innovation dans la mise en place de la régulation des installations. Une baisse des coûts d'exploitation est envisageable à terme grâce à l'apprentissage acquis durant les 1^{ères} années de fonctionnement.

Des offres concurrentes à celles de SIG ont été demandées à plusieurs entreprises, mais il apparaît difficile de trouver une entreprise qui accepte de prendre en charge à un coût raisonnable l'exploitation des installations de production de chaleur à Solarcity compte tenu de la complexité de la régulation en place.

Une récente renégociation avec SIG a permis d'obtenir un rabais de 10% sur le contrat d'exploitation des installations de production de chaleur à Solarcity, en considérant que la régulation est aujourd'hui arrivée à maturité.

On peut noter que le surcoût lié au recours à de l'électricité Vitale Vert est faible, de l'ordre de 1 CHF/m²/an : le passage à Vitale Bleu (-4.55ct/kWh par rapport à Vitale Vert) ne représenterait pas une économie significative.

Conclusion

Une analyse économique détaillée a été réalisée sur le chauffage et la ventilation à Solarcity grâce à un accès libre à l'ensemble des données économiques du projet. Les coûts liés à la production et à la distribution de chaleur ainsi qu'à la ventilation atteignent 17% du coût total du complexe. Le coût est de l'ordre de 100'000 CHF/appartement, ce qui est élevé. Notons que les investissements auraient en partie pu être réduits en minimisant le nombre de systèmes (un par allée dans le cas présent), ce qui aurait également permis une plus grande simplicité.

Les investissements élevés dans la production de chaleur ont nécessité le recours à un tiers investisseur (Services Industriels de Genève) pour une partie du montant, car l'intégralité des coûts ne pouvait pas être reportée sur les loyers sans dépasser les plafonds imposés par l'Office du logement (le concept de loyer chauffé n'existait pas à l'époque de construction).

Le coût annuel de production et distribution de la chaleur est à 90% composé de coûts fixes, si bien qu'il varie très peu d'une année à l'autre en fonction des aléas de consommation de chaleur. Le coût complet subventionné s'élève à environ 50 CHF/m²/an (dont 6 CHF/m²/an pour la distribution), et les charges de chauffage couvrent environ 30 CHF/m²/an.

Les coûts de production et distribution de la chaleur sont de l'ordre de 20 CHF/m²/an dans les immeubles récents équipés de technologies standards (chaudières gaz, ECS solaire). Les coûts à Solarcity sont plus élevés mais la comparaison est difficile étant donné la grande différence de maturité entre les technologies mises en œuvre et le mix énergétique (majoritairement fossile pour les immeubles standards, 100% renouvelable (totalement indépendant des énergies fossiles) à Solarcity). On note que dans le cas des technologies standards, la part des coûts fixes est inférieure à la moitié du coût total de production de la chaleur, si bien que les coûts annuels seraient très fortement impactés par une augmentation du prix des énergies (gaz et électricité). Ce ne serait pas le cas à Solarcity, où les coûts variables sont bien maîtrisés.

Un potentiel de réduction des coûts a été identifié via le rachat des installations de productions à SIG, qui entraînera un déplaçonnement des loyers mais sera globalement plus avantageux pour les habitants. Une baisse des coûts d'exploitation de 10% va également intervenir dans les années à venir suite à l'expérience acquise après 3 années de fonctionnement.

Les coûts liés à la ventilation sont également assez élevés à Solarcity par rapport à d'autres installations récentes comparables (17 CHF/m²/an contre 7 sur d'autres installations similaires), mais ils intègrent la ventilation des caves et des parkings, qui est traditionnellement réalisée par une installation distincte (pas nécessairement prise en compte dans les coûts présentés pour les autres bâtiments).

En conclusion, les coûts de production de la chaleur sont élevés à Solarcity à cause de l'innovation mais aussi pour des raisons plus intrinsèques au concept énergétique (technologies utilisées et complexité). Les surcoûts sont en grande partie supportés par les habitants, mais il faut souligner que les propriétaires du terrain MM. Bonnet ont également accepté une baisse de rendement sur leur terrain pour rendre le projet viable. Leur initiative doit être saluée, surtout qu'il aurait été beaucoup plus simple pour eux à tous les niveaux d'opter pour des technologies traditionnelles.

D'un point de vue plus général, étant donné la faible demande thermique de ce complexe (55 kWh/m²/an), il est légitime de se poser la question de la pertinence d'investir autant pour produire aussi peu d'énergie, alors même qu'un surcoût a déjà été supporté pour atteindre une excellente performance d'enveloppe.

Eléments de généralisation

Le suivi énergétique nous a permis d'analyser le comportement du système dans la configuration de Solarcity. Afin de mener une étude de sensibilité quant à divers paramètres techniques de l'installation, nous avons mis en place un modèle de simulation numérique permettant de reproduire les principaux modes de fonctionnement et flux énergétiques en jeu.

Modélisation

Système

On trouve ci-dessous le schéma de principe du système simplifié tel que modélisé (cf. Figure 57).

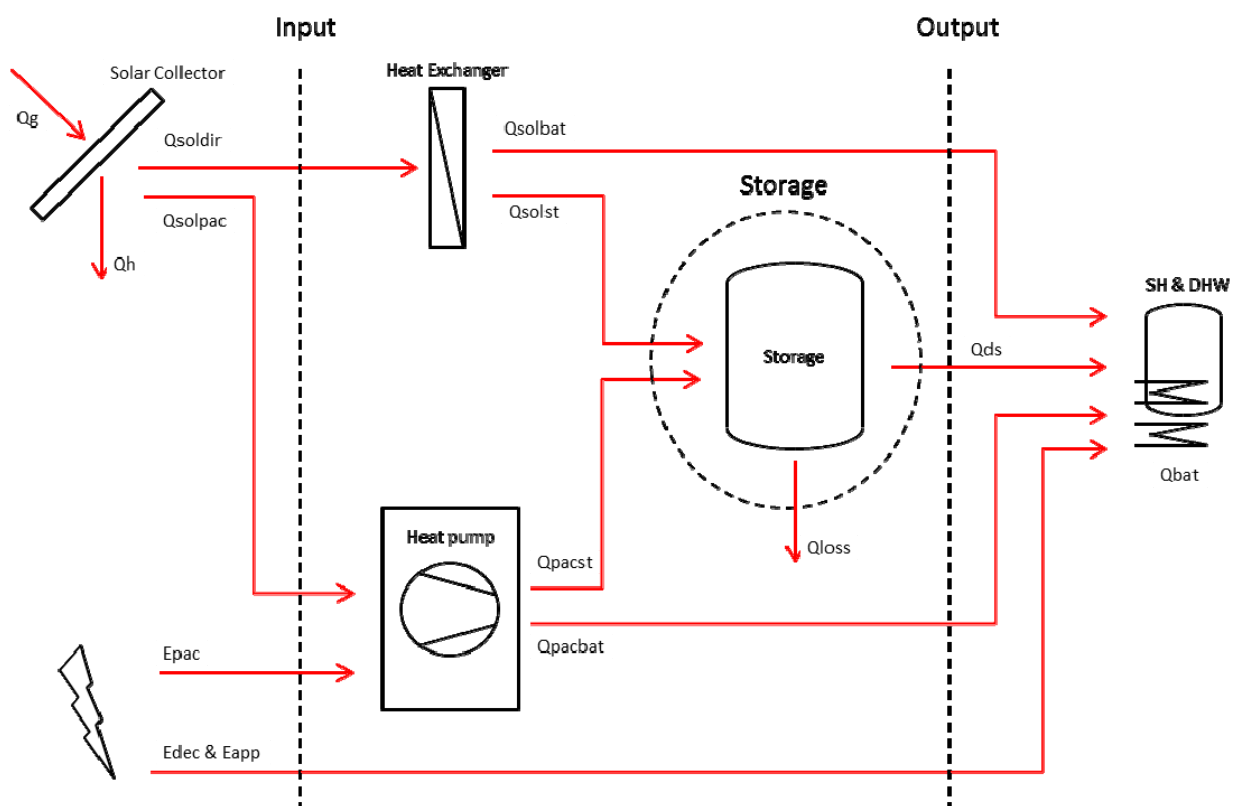


Figure 57 : Schéma de principe du système modélisé

On y distingue les principaux flux énergétiques qui seront modélisés et analysés plus bas, avec leur dénomination respective.

Au niveau des inputs :

- Le captage solaire Q_g , les pertes capteurs Q_h et la production solaire Q_{sol} . Cette dernière se sépare en une composante solaire directement valorisée $Q_{sol\,dir}$ et une composante source froide pour la pompe à chaleur $Q_{sol\,pac}$.
- L'électricité pour la pompe à chaleur E_{pac} , ainsi que l'électricité directe E_{dir} . Cette dernière permet soit de couvrir l'appoint (E_{app}), lorsque la demande du bâtiment excède la capacité de la pompe à chaleur, soit de se substituer à cette dernière (E_{dec}), en cas de décrochage dû à une température à l'entrée de l'évaporateur trop basse.

Au niveau intermédiaire :

- En aval de l'échangeur de chaleur, la production solaire directe se subdivise en une composante Q_{solbat} pouvant directement subvenir à la demande, et une composante Q_{solst} permettant de charger le stock.
- De même, la production Q_{pac} de la pompe à chaleur se subdivise en une composante Q_{pacbat} pouvant directement subvenir à la demande, et une composante Q_{pacst} permettant de charger le stock.

Au niveau des outputs :

- Afin de couvrir la demande du bâtiment Q_{bat} , la chaleur en provenance directe des capteurs solaires Q_{solbat} est complétée par le déstockage Q_{ds} , le solde provenant de la PAC Q_{pacbat} et de l'électricité directe E_{dir} .
- Au niveau du stock, la différence entre stockage et déstockage correspond aux pertes du stock Q_{loss} .

Finalement, on examinera les indicateurs de performance suivants :

- $SPF1$, correspondant au COP annuel de la PAC :

$$SPF1 = \frac{Q_{pac}}{E_{pac}} \text{ (en valeurs annuelles)}$$

- $SPF3'$, correspondant au COP annuel du système, pertes de stockage comprises mais auxiliaires non compris

$$SPF3' = \frac{Q_{bat}}{E_{pac} + E_{dir}} \text{ (en valeurs annuelles)}$$

Modes de fonctionnement

Conformément au système réel, les modes de fonctionnement sont activés selon les priorités suivantes :

- 1) Lorsque la température des capteurs le permet, la demande est couverte par de la production solaire directe. L'éventuel excès de production est envoyé vers le stock.
- 2) En deuxième instance et si la température du stock le permet, la demande est couverte par déstockage.
- 3) En troisième instance, la pompe à chaleur est mise en marche. Si la production est supérieure à la demande, l'excès est acheminé vers le stock. Dans le cas contraire, le déficit est comblé par de l'électricité directe.
- 4) En cas de décrochage de la pompe à chaleur dû à une température à l'entrée de l'évaporateur trop basse, la demande est entièrement couverte par de l'électricité directe.
- 5) S'il n'y a pas de demande, et à condition que le niveau de température des capteurs le permette, la production solaire est utilisée pour du stockage solaire.

Modèles

La modélisation simplifiée des différents éléments du système se fait comme suit.

1. Capteurs solaires

Le champ de capteurs est décrit par le bilan thermique d'un capteur plan non vitré tenant compte de l'effet du vent :

$$Q_{sol} = Q_g - Q_h \text{ [W]}$$

$$Q_g = \eta_0 \cdot G \cdot A_{sol} \text{ [W]}$$

$$Q_h = h_{sol} \cdot (T_{sol} - T_{ext}) \text{ [W]}$$

$$h_{sol} = (h_0 + h_v \cdot v) \cdot A_{sol} \text{ [W / K]}$$

avec :

A_{sol} : surface du champ solaire [m^2]

η_0 : efficacité de captage optique [-]

G : radiation solaire dans le plan capteur [W/m^2]

T_{sol} : température des capteurs solaires [$^{\circ}C$]

T_{ext} : température ambiante [$^{\circ}C$]

h_{sol} : facteur de perte des capteurs [W/K]

h_0 : coefficient de perte à vent nul [$W/K.m^2$]

h_v : coefficient de perte proportionnel au vent [$W/K.m^2/(m/s)$]

v : vitesse du vent [m/s]

De façon simplificatrice nous utilisons ici l'ensoleillement global horizontal, correspondant à un nombre important (en principe infini) de rangées de sheds. La caractérisation correspondante des capteurs de Solarcity se trouve en Annexe 11, et se résume ainsi :

$$A_{sol} = 116 m^2$$

$$\eta_0 = 0.926$$

$$h_0 = 11.3 W / m^2 / K$$

$$h_v = 2.47 W / m^2 / K / (m / s)$$

Parmi les autres hypothèses simplificatrices, on notera que ce modèle ne tient pas compte du givre et de la condensation, de l'effet capacitif, des pertes par infrarouge, ni des effets de couplage en série des capteurs.

2. Pompe à chaleur

La pompe à chaleur fait l'objet d'un modèle input/output en fonction des températures de travail, tel que donné par le fabricant (cf. Annexe 1) :

$$Q_{cond} = f(T_{entrée\ évap}; T_{sortie\ cond}) [W]$$

$$E_{pac} = f(T_{entrée\ évap}; T_{sortie\ cond}) [W]$$

$$Q_{evap} = Q_{cond} - E_{pac} [W]$$

$$COP = \frac{Q_{cond}}{E_{pac}}$$

avec :

$T_{entrée\ évap}$: température entrée évaporateur [°C]

$T_{sortie\ cond}$: température sortie condenseur [°C]

Les températures de travail sont données côté évaporateur par le capteur solaire et côté condenseur par la demande du bâtiment. Le modèle tient par ailleurs compte des vannes de mélange à l'entrée et à la sortie de la pompe à chaleur, qui permettent de maintenir les températures de travail dans la plage de fonctionnement possible :

$$T_{entrée\ évap} = MIN(T_{sol}; T_{entrée\ évap\ Max})$$

$$T_{sortie\ cond} = MAX(T_{bat}; T_{sortie\ cond\ Min})$$

Enfin, la pompe à chaleur est arrêtée si la température à l'évaporateur est inférieure à la valeur limite donnée par le fabricant (décrochage) :

$$T_{entrée\ évap} < T_{entrée\ évap\ Min} \rightarrow \text{PAC hors service}$$

Sauf indication contraire, les valeurs du modèle input/output sont celles indiquées par le fabricant (cf. Annexe 1). Les températures limites pour le fonctionnement de la PAC sont les suivantes :

$$T_{entrée\ évap\ Min} = -15^{\circ}C$$

$$T_{entrée\ évap\ Max} = 20^{\circ}C$$

$$T_{sortie\ cond\ Min} = 30^{\circ}C$$

3. Stock

Le stock est composé de deux cuves branchées en parallèle, l'une pour les hautes températures (principalement pour stocker l'excès de production de la PAC), l'autre pour les températures intermédiaires (principalement pour la production solaire) :

- En mode stockage, lorsque la température de la source (PAC ou solaire) est suffisante, la priorité est donnée à la cuve chaude.
- En mode déstockage, lorsque la température de la cuve est suffisante, la priorité va pour la cuve tiède.

Pour chacune des deux cuves, la modélisation se fait sur la base d'un modèle capacitif à un nœud :

$$Q_{st} - Q_{ds} - Q_{loss} = \frac{C_{st}}{dt} \cdot (T_{st} - T_{st-1}) [W]$$

$$Q_{loss} = H_{st} \cdot (T_{st-1} - T_{cave}) [W]$$

avec :

C_{st} : capacité de la cuve [Wh/K]

dt : pas de temps [h]

H_{st} : facteur de perte de la cuve [W/K]

T_{st} : température de la cuve [°C]

T_{st-1} : température de la cuve au pas de temps précédent [°C]

T_{cave} : température du local technique [°C]

Les paramètres proviennent de l'analyse du stock de l'installation de Solarcity (cf. paragraphe « Caractérisation des éléments du système – Stock thermique » p 52), subdivisés sur les deux cuves en question :

$$C_{st} = 2.68 kWh / K \text{ par cuve}$$

$$H_{st} = 11.33 W / K \text{ par cuve}$$

4. Divers

Pour le reste, on notera les simplifications suivantes :

- Contrairement au système mesuré, pour lequel l'électricité directe transite via le stock, au niveau de la simulation cette dernière vient directement compléter le déficit nécessaire à couvrir la demande.
- On ne tient pas compte des pertes de température de l'échangeur solaire.
- Le circuit hydraulique est parfait (pas d'effet capacitif ni de pertes).
- La consommation électrique des auxiliaires n'est pas simulée.

Demande de chaleur et météo

Les inputs du modèle sont la demande de chaleur (puissance et niveau de température) et la météo (ensoleillement, température et vent), en valeurs horaires.

Sauf indication contraire, la météo concerne l'année 2012 et provient de la station météo de l'Université de Genève située à Bernex⁹. La demande de chaleur est quant à elle modélisée de la façon suivante :

- La puissance horaire de la demande ECS (départ chaufferie vers les boilers des appartements) est celle mesurée à Solarcity, avec une température fixée à 55°C. Dans le

⁹ www.unige.ch/energie/forel/energie/activites/meteo.html

cas d'une demande annuelle différente de celle de Solarcity (dans le cadre de l'étude de sensibilité), la puissance horaire est multipliée par un facteur constant.

- Hors période de demande en ECS, la puissance horaire de chauffage est déterminée via une signature énergétique (fonction linéaire de la température météo). Sauf indication contraire, la température météo de non-chauffage est fixée à 15°C. La puissance de chauffage à 0°C est quant à elle fixée de façon à ce que l'intégrale de la puissance corresponde à la demande annuelle de chauffage. Dans le cas de Solarcity, il s'agit de 8.5 W/m² à 0°C (valeur plus élevée que pour la signature en données journalières (cf. Figure 22 p 43), afin de compenser le manque de production de chauffage pendant les périodes de production d'ECS).

Remarque : Bien que la méthode de la signature énergétique ne tienne pas compte de l'inertie du bâtiment et ne soit donc pas correcte au niveau horaire, cette façon de faire permet de réaliser une étude de sensibilité concernant la réponse du système à une demande de chaleur et une météo différentes de celles de Solarcity sans avoir à procéder à la simulation dynamique du bâtiment.

Algorithme et modèle intégré

Au niveau du système complet, le modèle considère séparément chacun des 5 modes de fonctionnement possibles (solaire direct, déstockage, pompe à chaleur, électricité directe, stockage solaire).

Dans un premier temps, on procède pour chacun de ces modes à la résolution explicite du bilan des divers composants (donné par les modèles ci-dessus), en lien avec les autres composants intervenant dans le mode en question. Cette résolution permet notamment, pour chacun des modes, de déterminer la température du champ solaire en fonction de la demande et de la météo.

Dans un deuxième temps, conformément à la stratégie de régulation explicitée plus haut (ordre de priorité), le mode de fonctionnement approprié est sélectionné selon i) les niveaux de température du solaire et du stock ; ii) l'état de la demande.

L'implémentation du modèle est faite dans Trnsys, avec le Type42 pour le modèle input/output de la pompe à chaleur et une série d'équations pour la résolution des autres composants (cf. Annexe 11). La modélisation se fait en pas de temps horaire sur une année complète.

Validation

Afin de valider le modèle, nous commençons par simuler le système avec les paramètres techniques correspondant au dimensionnement de Solarcity. A cet effet, nous procédons aux deux simulations suivantes, qui se différencient par la façon de traiter la demande de chaleur horaire :

- Sim1 : contrairement à la méthode de la signature énergétique exposée ci-dessus, la dynamique horaire retenue ici (puissance et température) est celle mesurée à Solarcity, tant pour l'ECS que pour le chauffage. La demande en question totalise 68.3 kWh/m²/an, dont 47.7 kWh/m²/an pour l'ECS et 20.6 kWh/m²/an pour le chauffage.

- Sim2 : pour les mêmes demandes annuelles d'ECS et de chauffage, la dynamique horaire est cette fois-ci modélisée via la méthode de la signature énergétique.

Les résultats de simulation sont comparés ci-dessous aux valeurs mesurées in situ sur le bâtiment B pour l'année 2012 (cf. paragraphe « Flux énergétiques annuels » p 60).

La comparaison des flux énergétiques est faite aux trois niveaux suivants : input du système, output du système et stockage. Ces flux sont représentés d'une part en valeurs mensuelles (cf. Figure 58), d'autre part en bilan annuel (cf. Figure 59).

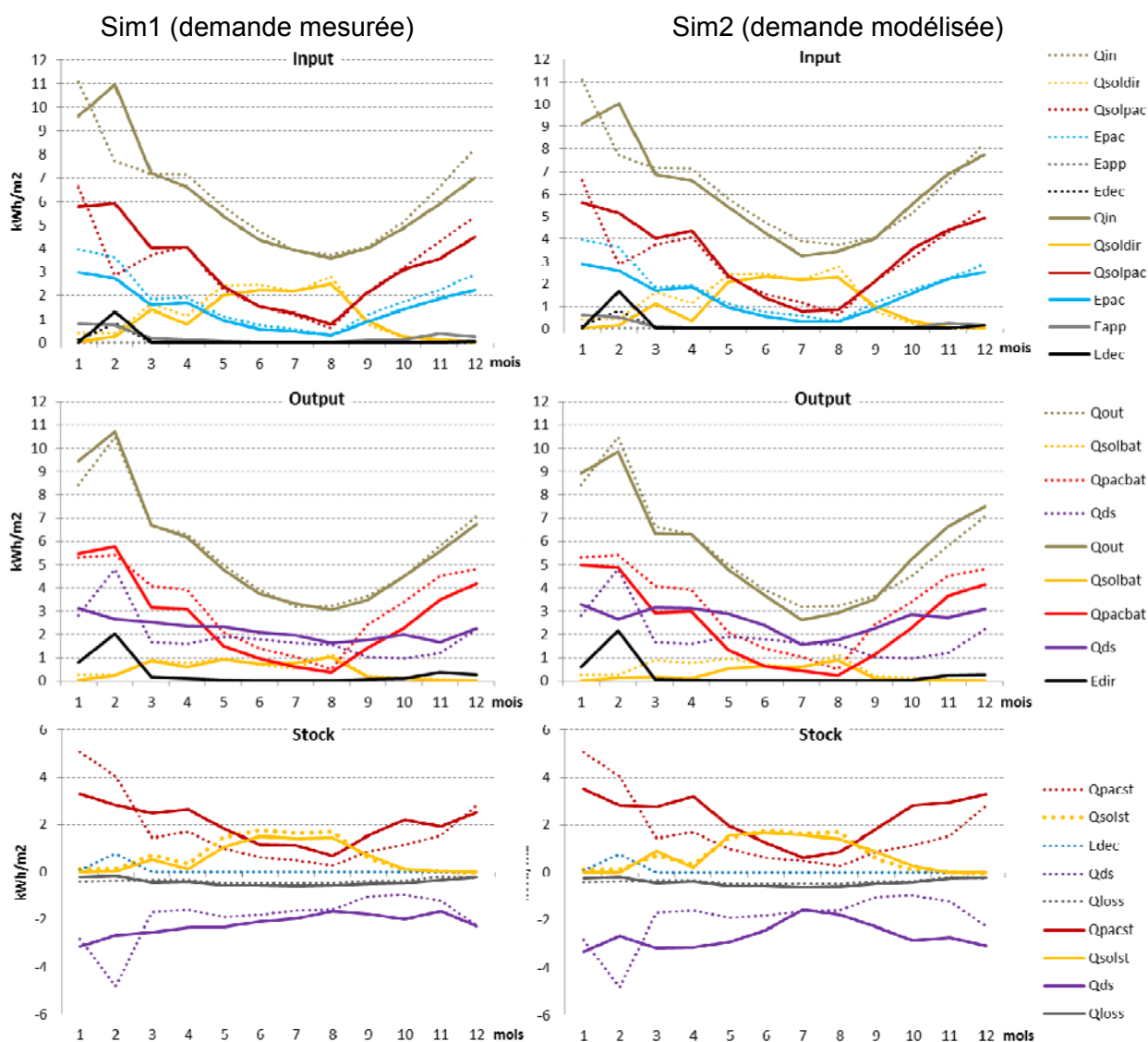


Figure 58 : Evolution mensuelle des flux énergétiques à Solarcity, mesure (traits pointillés) et simulation (traits pleins) dans les 2 cas (demande mesurée et demande modélisée)

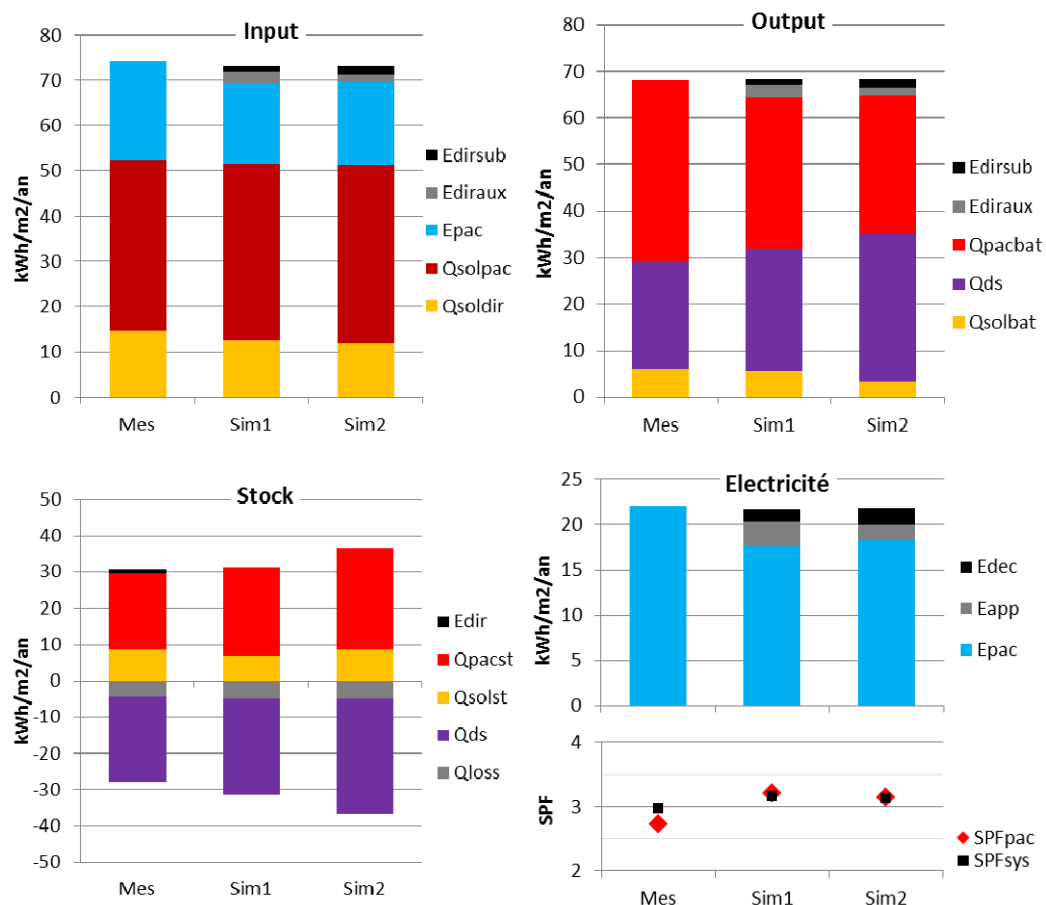


Figure 59 : Bilan annuel des flux énergétiques à Solarcity, mesure (Mes), simulation avec demande mesurée (Sim1) et simulation avec demande modélisée (Sim2)

Pour l'ensemble des flux énergétiques, la simulation reproduit convenablement la mesure, tant au niveau du bilan annuel qu'en dynamique mensuelle. Plus spécifiquement, on retiendra les points suivants.

Au niveau des inputs :

- Le solaire direct vers le bâtiment ou le stock (Qsoldir) est légèrement inférieur à la valeur mesurée.
- Il en va de même pour la contribution du champ solaire à la pompe à chaleur (Qsolpac) et de l'électricité associée (Epac), en particulier pour les mois d'hiver. A cet égard, l'exception du mois de février s'explique par un problème de mesure, vraisemblablement lié au débitmètre de la PAC, tel que cela ressort (i) du bilan de mesure en input pour le mois de février (cf. Tableau 3) et (ii) de la valeur simulée de consommation d'électricité, qui suit quant à elle la valeur mesurée.
- De même, l'électricité directe liée au décrochage de la PAC (Edec), uniquement nécessaire en février, est bien reproduite.
- Par contre, la production de chaleur de la PAC n'est pas toujours suffisante pour couvrir la totalité de la demande hivernale et doit être complétée par de l'électricité directe (Eapp), ce que l'on n'observe pas au niveau des mesures. Ainsi que le montre une analyse fine des mesures, dans la réalité il y a bel et bien et de façon répétée des pointes de demande qui ne peuvent pas être complètement couvertes par la PAC : dans ces cas, en complément à cette dernière, le défaut de chaleur est couvert par du déstockage. Ce

mode de fonctionnement, exceptionnel, n'est pas pris en compte dans la simulation et le complément nécessaire a été remplacé par de l'électricité directe (Eapp).

- Au total, pour l'une et l'autre des simulations, la somme des inputs simulés (Q_{in}) permettant de couvrir la demande du bâtiment est très proche de la valeur mesurée (différence inférieure à 3%).

Au niveau des outputs :

- La chaleur solaire envoyée directement vers le bâtiment (Q_{solbat}) est très proche de la valeur mesurée dans le cas de la simulation basée sur la demande mesurée. Dans le cas d'une demande modélisée via la signature énergétique, la modification de la dynamique jour/nuit ne permet pas, de mars à mai, un niveau de température solaire suffisant à couvrir directement la demande. Il en résulte une plus grande utilisation du stock.
- La production de la pompe à chaleur envoyée directement vers le bâtiment (Q_{pacbat}) est par contre sensiblement inférieure à la valeur mesurée. L'essentiel de la différence transite par le stock (Q_{pacst}) et donne lieu, tout au long de l'année, à un déstockage (Q_{ds}) plus important que la valeur mesurée.
- Contrairement au système mesuré, pour lequel l'électricité directe transite via le stock, au niveau de la simulation cette dernière vient directement compléter le déficit nécessaire à couvrir la demande.
- Au total, la somme des outputs simulés (Q_{out}) correspond exactement à la demande du bâtiment, alors qu'un léger défaut de bilan est présent au niveau de la mesure (cf. paragraphe « Flux énergétiques annuels » p 60).

Au niveau du stock :

- La simulation reproduit très bien le stockage de chaleur solaire (Q_{solst}) tout comme les pertes de stockage (Q_{loss}).
- Comme nous venons de le voir, une légère différence est manifeste au niveau du stockage de l'excédent de chaleur de la pompe à chaleur (Q_{pacst}), qui se répercute sur le déstockage.

Globalement, on trouve avec l'une ou l'autre des simulations une consommation électrique de 21.7 ou 21.8 kWh/m²/an, proche des 23.0 kWh/m²/an mesurés. De même, le SPF3' (système) de 3.2 ou 3.1 correspond assez bien à la valeur mesurée de 3.0.

Finalement, malgré une dispersion plus importante, les corrélations simulation/mesure restent également satisfaisantes en valeurs journalières (cf. Annexe 13).

Etude de sensibilité

L'étude de sensibilité ci-dessous se base sur une demande de chaleur modélisée par signature énergétique (Sim2 de la section précédente). L'ensemble des hypothèses concernant la demande de chaleur, le dimensionnement des installations, ainsi que les résultats de simulation, se trouvent dans l'Annexe 14.

Sensibilité au dimensionnement solaire

Une première étude de sensibilité concerne le dimensionnement du champ solaire de 60 à 200 m², toutes choses égales par ailleurs (cf. Figure 60).

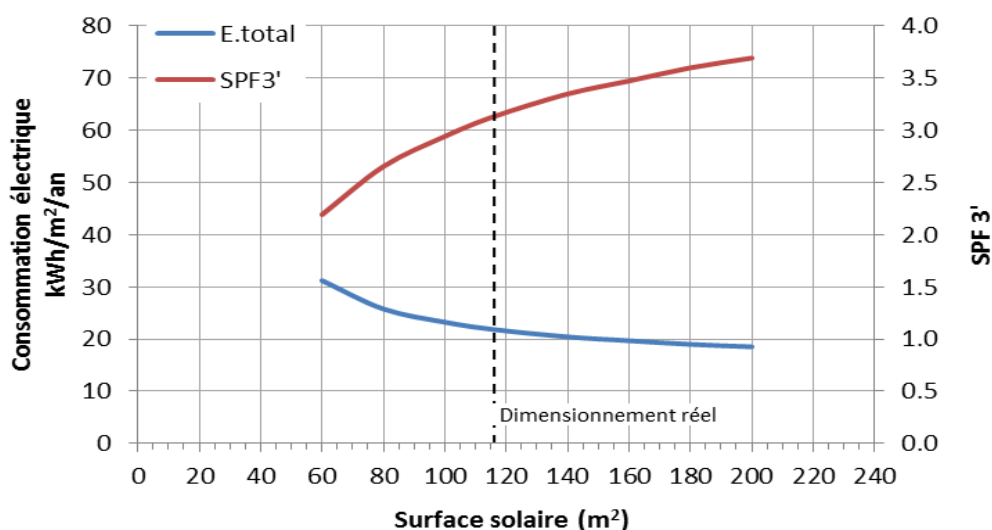


Figure 60 : Sensibilité à la surface de captage solaire

Par rapport au dimensionnement de Solarcity (116 m², soient 13 m² de capteurs par 100 m² SRE), on observe qu'une augmentation de la surface solaire n'amènerait quasiment pas de gain. Une réduction à 80 m² (soient 9 m² par 100 m² SRE) permettrait encore de couvrir l'ensemble des besoins thermiques du bâtiment avec 25.8 kWh/m²/an d'électricité (auxiliaires non compris), par rapport aux 21.8 kWh/m²/an dans le cas de base. Le SPF3' se situerait à 2.7, au lieu de 3.1 pour le cas de base.

Sensibilité à divers paramètres techniques

Cette étude de sensibilité concerne l'effet de divers autres paramètres techniques. En comparaison avec la configuration de base (utilisée pour la validation du modèle), et toutes choses égales par ailleurs, on considérera ici les configurations suivantes :

- Capteurs isolés : intégration des capteurs solaires en toiture avec isolation de la face inférieure. Conformément à l'analyse des capteurs non-couverts de la cité solaire de Plan-les-Ouates réalisée par Branco et al. [2002], le facteur de perte/gain des capteurs solaires est réduit aux valeurs suivantes : $\eta_0 = 0.9$, $h_0 = 9.7 \text{ W} / \text{m}^2 / \text{K}$, $h_v = 1.8 \text{ W} / \text{m}^2 / \text{K} / (\text{m} / \text{s})$.
- PAC réglable : présence d'un variateur de fréquence sur le compresseur permettant d'adapter la production de la pompe à chaleur à la demande thermique du bâtiment (suppression de l'excédent de production et de son stockage dans la cuve, donc plus de capacité disponible pour le stockage solaire). Au niveau de la modélisation, on adapte la production Q_{cond} à la demande Q_{bat} , et on calcule la demande en électricité E_{pac} en considérant le COP indiqué par le fabricant (hypothèse : pas de dégradation du COP liée au variateur de fréquence).

On en ressort les résultats suivants (cf. Figure 61 et Annexe 14) :

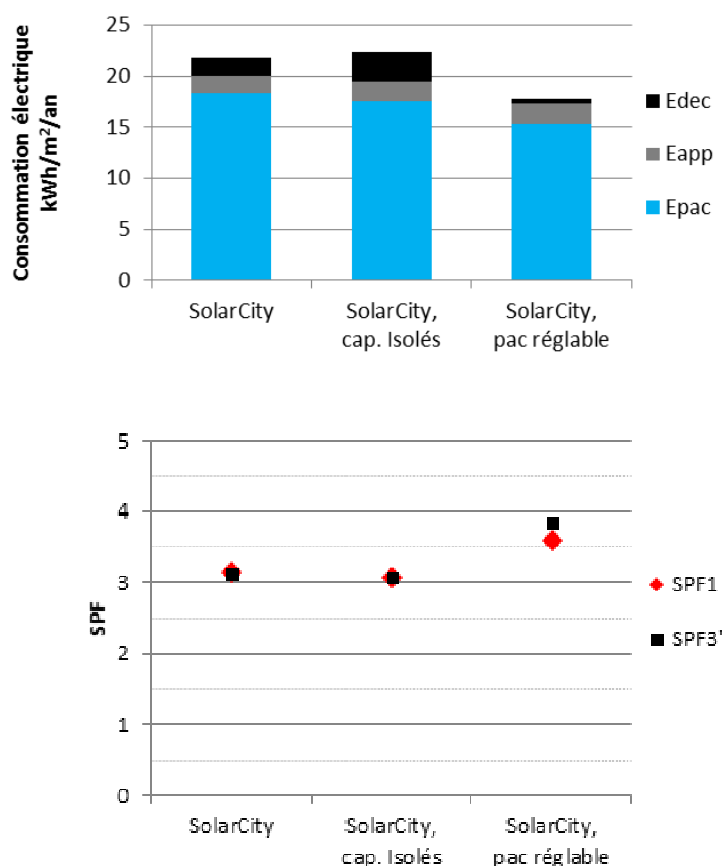


Figure 61 : Sensibilité aux paramètres techniques

- 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 le COP de la PAC, l'introduction d'un variateur de fréquence permettrait de réduire légèrement la consommation globale d'électricité à 17.7 kWh/m²/an, équivalent à un SPF3' de 3.8.

Sensibilité à la répartition ECS/chauffage

L'étude ci-dessous fait écho aux résultats de la simulation préliminaire à la réalisation de Solarcity, qui prédisait un SPF3 de 4.3 (cf. Tableau 6 p 64). Pour mémoire, la simulation en question concernait une demande de chaleur similaire à celle de Solarcity (63 au lieu de 68 kWh/m²/an), telle qu'observée sur un autre bâtiment résidentiel Minergie [Zraggen; 2010], avec cependant une fraction ECS inversée (33% au lieu des 70% observés), notamment à cause d'une population moins dense (demande en ECS plus faible par m²), et une température intérieure plus élevée (demande de chauffage plus élevée). Par ailleurs, de façon simplifiée, le modèle de simulation développé à l'époque considérait une production de la PAC adaptée à la demande (équivalent à une PAC réglable, sans limitation de puissance), ainsi qu'une année météorologique distincte (2004 au lieu de 2012). Le modèle ne comportait par ailleurs pas de stock. Enfin, la production d'ECS estivale était simulée via un modèle solaire thermique classique avec possibilité de préchauffage, ce qui n'est pas le cas dans le sys-

tème adopté à Solarcity (système de distribution Enerbus, cf. paragraphe « Distribution de chaleur » p 39).

Eu égard à la valeur élevée escomptée pour le SPF3, nous revisitons cette étude avec le modèle de simulation complet développé ici, avec les deux structures de demande suivantes :

- La demande observée à Solarcity (68.3 kWh/m²/an pour l'année 2012), à raison de 70% pour l'ECS et 30% pour le chauffage.
- La même demande totale, à raison de 40% pour l'ECS et 60% pour le chauffage (répartition plus classique).

L'analyse porte tour à tour sur les années météorologiques 2012 et 2004. Pour l'année 2004, les données proviennent de la station météo de l'Université de Genève située à La Jonction¹⁰, la station météo de Bernex (utilisée pour 2012 et plus proche de Satigny) n'existant pas à l'époque. NB : de façon simplificatrice et de la même manière que ce qui a été fait dans l'étude préliminaire, une correction de -2K a été appliquée aux valeurs de température extérieure pour tenir compte du fait que La Jonction est située en zone urbaine contrairement à Satigny qui se trouve en zone rurale.

Avec respectivement 2'441 contre 2'546 DJ_{12/18}¹¹ : la rigueur climatique de l'année 2004 est légèrement inférieure à celle de l'année 2012, quoique proche de la moyenne genevoise à 2'500 DJ_{12/18}/an. Il est à noter que l'année 2004 ne comporte pas de mois extrême tel que février 2012. Globalement, via la signature énergétique, il en résulte pour 2004 une demande de chauffage 5% plus faible qu'en 2012 (cf. Annexe 14), et une demande en ECS inchangée. Dès lors, en 2004, la répartition des demandes modélisées ECS/chauffage est la suivante :

- Pour Solarcity, une demande globale de 67.3 kWh/m²/an, à raison de 70% pour l'ECS et 30% pour le chauffage.
- Pour la structure de demande « inversée », une demande globale de 66.1 kWh/m²/an, à raison de 40% pour l'ECS et 60% pour le chauffage.

Enfin, nous considérons pour l'une et l'autre de ces demandes et de ces météo une PAC alternativement avec ou sans variateur de fréquence.

Pour l'année 2012, les résultats sont les suivants (cf. Figure 62 et Annexe 14) :

- En l'absence de PAC réglable, une répartition ECS/chauffage « inversée » par rapport au cas de Solarcity ne modifie pratiquement pas la consommation électrique, qui passe de 21.8 à 21.4 kWh/m²/an (SPF3' de 3.2 au lieu de 3.1). En effet, bien que la quantité d'ECS à produire à 55°C diminue, la quantité de chauffage augmente, en particulier pendant le mois de février, induisant un décrochage plus fréquent de la PAC.
- Avec une PAC réglable, le SPF3' grimpe à 3.9 pour Solarcity, et à 4.0 avec la répartition de demande « inversée ». Comme précédemment, cette similitude s'explique par le décrochage de la PAC en février.

¹⁰ www.unige.ch/energie/forel/energie/activites/meteo.html

¹¹ Source : site internet OCEN <http://ge.ch/energie/>, consulté en mars 2014

Pour l'année 2004, les résultats sont les suivants (cf. Figure 63 et Annexe 14) :

- En l'absence de PAC réglable, le SPF3' se maintient à 3.2 avec la demande de Solarcity, respectivement à 3.4 avec une répartition ECS/chauffage « inversée ».
- Avec une PAC réglable, et étant donné qu'il n'y a pas de décrochage cette année-là, le SPF3' grimpe à 3.8 dans le cas de Solarcity, et jusqu'à 4.6 dans le cas d'une demande « inversée ».

Ainsi, dans l'optique du projet COP5, un système tel que celui de Solarcity pourrait effectivement atteindre un SPF3' supérieur à 4.5, pour autant que les conditions suivantes soient réunies : i) un bâtiment neuf de standard Minergie, avec une demande de chauffage à basse température et une demande en ECS qui ne soit pas excessive (taux d'occupation faible à moyen) ii) une PAC réglable (variateur de fréquence), sans dégradation du COP iii) une année météorologique moyenne, en particulier pas d'extrêmes de températures froides menant au décrochage de la PAC.

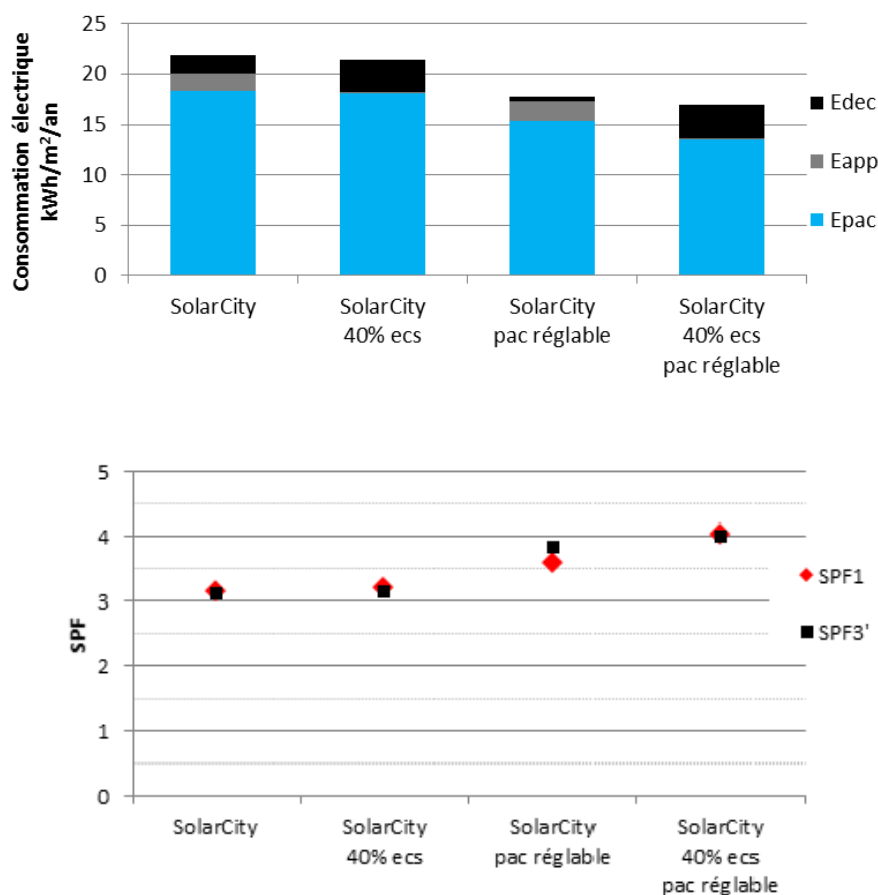


Figure 62 : Sensibilité à la répartition ECS/chauffage (année 2012)

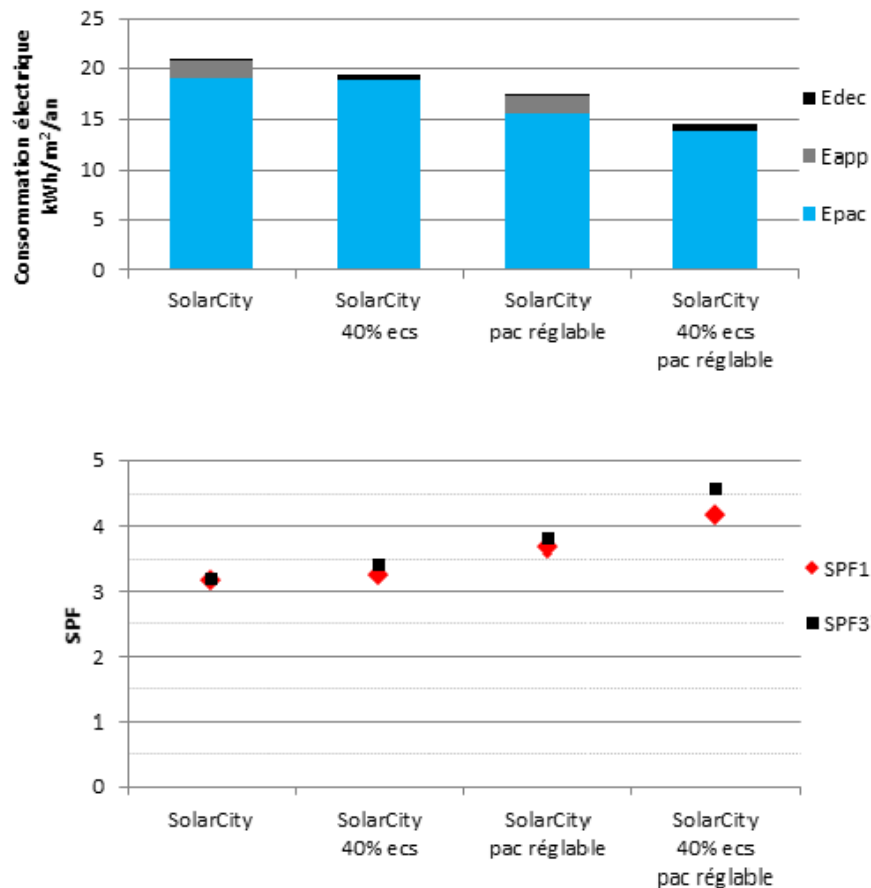


Figure 63 : Sensibilité à la répartition ECS/chauffage (année 2004)

Adaptabilité du concept à des bâtiments existants

Cette dernière étude de sensibilité concerne l'adaptabilité du concept de Solarcity à des bâtiments existants, en particulier dans le cas d'une rénovation thermique. Nous nous baserons pour cela sur la demande de chaleur mesurée sur deux bâtiments identiques des années 60, dont l'un a récemment été rénové au standard Minergie [Mermoud et al.; 2012]. Le suivi énergétique de ces bâtiments sur deux années consécutives a mis en évidence les demandes de chaleur suivantes (avec correction climatique pour 2012) :

- Après rénovation : pour le chauffage 73.8 kWh/m²/an (facteur 3.6 par rapport à Solarcity), pour l'ECS 28.3 kWh/m²/an (facteur 0.6), soit un total de 102.1 kWh/m²/an (facteur 1.5).
- Sans rénovation : pour le chauffage 117.6 kWh/m²/an (facteur 5.7 par rapport à Solarcity), pour l'ECS 28.3 kWh/m²/an (facteur 0.6), soit un total de 145.9 kWh/m²/an (facteur 2.1).

S'agissant de bâtiments existants, les bâtiments concernés sont simulés avec une distribution de chaleur par radiateurs, soit avec une courbe de chauffe à haute température (50/30°C par 0/15°C extérieur). Dans le cas du bâtiment rénové, nous analyserons le redimensionnement des installations de production en adaptation à l'augmentation de la demande de chaleur globale. En particulier, et toutes choses égales par ailleurs, nous considérerons les configurations suivantes :

- Même dimensionnement que pour Solarcity.
- Un redimensionnement de la pompe à chaleur d'un facteur 1.5 par rapport au cas de base (soit une puissance thermique de 56.5 W/m² SRE à des températures de fonctionnement de 0/35°C).

- Un redimensionnement de la pompe à chaleur et du champ solaire (même facteur, soit 19 m² par 100 m² SRE).
- Un redimensionnement de la pompe à chaleur, du champ solaire et du stock (même facteur, soit une capacité de 8.7 Wh/K/m² SRE).

On en ressort les résultats suivants (cf. Figure 64 et Annexe 14) :

- Sans redimensionnement des installations de production, la consommation électrique augmente environ du même facteur que la demande de chaleur (35.3 kWh/m²/an, par rapport aux 21.8 kWh/m²/an dans le cas de Solarcity), si bien que le SPF3' se maintient à 2.9.
- Avec un redimensionnement uniquement de la PAC, sans adaptation du champ de capteurs, la température de ce dernier chute plus souvent en dessous de la température de décrochage de la PAC, si bien que l'appel à l'électricité directe augmente. Il en résulte une demande en électricité plus importante (39.4 kWh/m²/an), correspondant à un SPF3' dégradé à 2.6.
- En redimensionnant le champ solaire en adéquation avec la PAC, la demande en électricité se stabilise à 33.4 kWh/m²/an. Le SPF3' remonte à 3.1.
- Le redimensionnement du stock n'amène pas de gain supplémentaire.

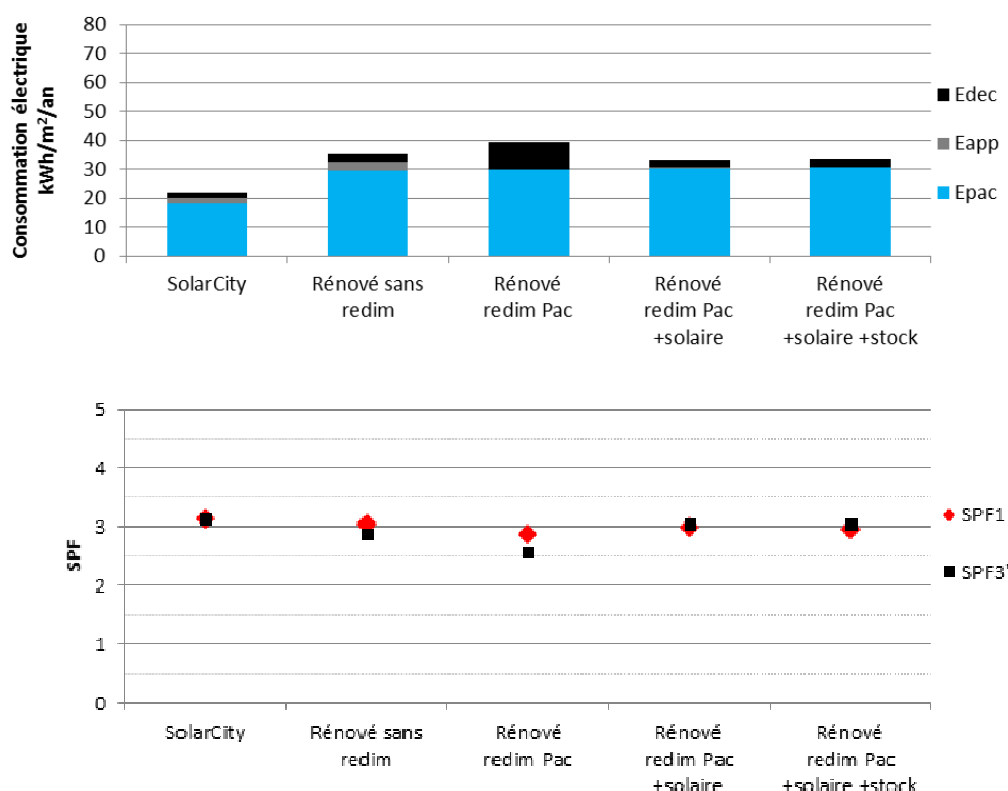


Figure 64 : Sensibilité au redimensionnement des installations pour un bâtiment des années 60 rénové

Finalement, alors que la demande totale de chaleur est 1.5 fois plus élevée qu'à Solarcity, on note le peu de sensibilité au redimensionnement de l'installation. Cela s'explique par un facteur d'accroissement différencié pour la demande en ECS (0.6) et pour le chauffage (3.6), la puissance maximale d'appel étant en définitive quasiment couverte par le dimensionnement de Solarcity (cf. Annexe 15).

De façon similaire, dans le cas du bâtiment non rénové nous analyserons les configurations suivantes :

- Même dimensionnement que pour Solarcity.
- Un redimensionnement de la pompe à chaleur d'un facteur 2.1 par rapport au cas de base (soit une puissance thermique de 79.1 W/m² SRE à des températures de fonctionnement de 0/35°C).
- Un redimensionnement de la pompe à chaleur et du champ solaire (même facteur, soit 26 m² par 100 m² SRE).
- Un redimensionnement de la pompe à chaleur, du champ solaire et du stock (même facteur, soit une capacité de 12.1 Wh/K/m² SRE).

On en ressort les résultats suivants (cf. Figure 65 et Annexe 14):

- Sans redimensionnement des installations de production, la consommation électrique augmente d'un facteur 2.7 (59.2 kWh/m²/an, par rapport aux 21.8 kWh/m²/an dans le cas de Solarcity), soit nettement plus que le facteur 2.1 pour la demande de chaleur. Par conséquent le SPF3' chute à 2.5.
- Avec un redimensionnement uniquement de la PAC sans adaptation du champ de capteurs, la température de ce dernier chute très souvent en dessous de la température de décrochage de la PAC, si bien que l'appel à l'électricité directe augmente fortement. Il en résulte une demande en électricité très importante (78.1 kWh/m²/an), correspondant à un SPF3' inférieur à 2.
- En redimensionnant le champ solaire en adéquation avec la PAC, la demande en électricité se stabilise à 48.2 kWh/m²/an. Le SPF3' remonte à 3.0.
- Le redimensionnement du stock n'amène à nouveau pas de gain supplémentaire.

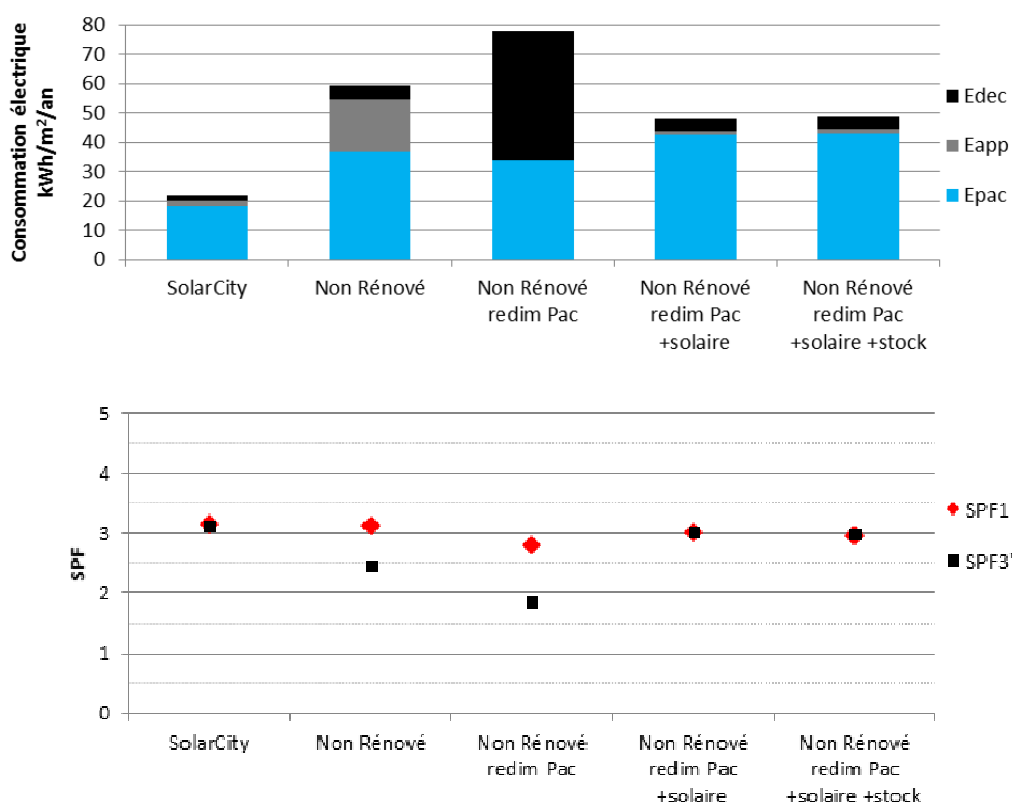


Figure 65 : Sensibilité au redimensionnement des installations pour un bâtiment des années 60 non rénové

On voit qu'il est cette-fois-ci fondamental de redimensionner l'installation. Contrairement au cas précédent, cela est dû à une monotone de charge qui n'est plus, en particulier pour le chauffage, couverte par la puissance nominale installée à Solarcity. Quoiqu'il en soit, la mise en place du concept de Solarcity sur un bâtiment non rénové s'avère en principe non viable : i) pour cause de place nécessaire en toiture (de l'ordre de 25 m² par 100 m² SRE) ii) en termes de coûts d'investissement (facteur 2 sur les installations par rapport à Solarcity) iii) étant donnée la consommation d'électricité qui reste élevée (de l'ordre de 50 kWh/m²/an).

Conclusions de l'étude de sensibilité

Sur la base d'un modèle de simulation bien validé par rapport aux mesures effectuées sur l'installation de Solarcity, une étude de sensibilité de divers paramètres techniques amène aux conclusions suivantes :

- Par rapport au dimensionnement de Solarcity (13 m² de capteurs par 100 m² SRE), une augmentation de la surface solaire n'amènerait quasiment pas de gain. Une réduction à 9 m² par 100 m² SRE permettrait encore de couvrir l'ensemble des besoins thermiques du bâtiment avec 26 kWh/m²/an d'électricité (auxiliaires non compris), par rapport aux 22 kWh/m²/an dans le cas de base.
- 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 des capteurs en hiver (facteur d'échange plus faible), entraînant un appel d'électricité directe plus important lié à un décrochage de la PAC plus fréquent.
- A condition de ne pas dégrader le COP de la PAC, l'introduction d'un variateur de fréquence permettrait de réduire légèrement la consommation globale d'électricité à 18 kWh/m²/an, équivalent à un SPF3' de 3.8.

Par ailleurs, dans l'optique du projet COP5, un système tel que celui de Solarcity pourrait effectivement atteindre un SPF3' supérieur à 4.5, pour autant que les conditions suivantes soient réunies : i) un bâtiment neuf de standard Minergie, avec une demande de chauffage à basse température et une demande en ECS qui ne soit pas excessive (taux d'occupation faible à moyen) ii) une PAC réglable (variateur de fréquence), sans dégradation du COP iii) une année météorologique moyenne, en particulier pas d'extrêmes de températures froides menant au décrochage de la PAC.

Dans le cas d'un bâtiment existant et rénové au standard Minergie, le système devrait permettre d'atteindre un SPF3' de l'ordre de 3 similaire à celui de Solarcity, avec cependant une demande en électricité de l'ordre de 35 kWh/m²/an (qui augmente proportionnellement à l'augmentation de la demande de chaleur).

Par contre, la mise en place du concept de Solarcity sur un bâtiment non rénové s'avère en principe non viable : i) pour cause de place nécessaire en toiture (de l'ordre de 25 m² par 100 m² SRE) ii) en terme de coûts d'investissement (facteur 2 par rapport à Solarcity) iii) étant donnée la consommation d'électricité qui reste élevée (de l'ordre de 50 kWh/m²/an).

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 (ce qui n'est 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.

A ce propos il est à noter qu'une telle solution a récemment été mise en place dans le cadre de la rénovation Minergie d'un bâtiment de logements collectifs situé à Genève. En parallèle à un travail de simulation complémentaire à celui effectué ici, le suivi énergétique de cette réalisation devrait prochainement donner des réponses à ces questions.

A noter qu'une partie de ces développements sera reprise dans la thèse de doctorat de Carolina Fraga.

Pistes de réflexion

Plus généralement, la présente étude a ouvert plusieurs champs de réflexion importants, parmi lesquels on citera :

- Le choix des indicateurs :
 - o Au niveau des performances techniques : le SPF3 mesuré à Solarcity est modeste (2.9 sur le bâtiment B en 2012), mais l'importance des performances techniques de la production de chaleur est à relativiser lorsqu'on s'intéresse à un bâtiment présentant une si faible consommation de chaleur. Ainsi le SPF n'est peut être pas le seul indicateur permettant d'évaluer la performance d'une telle installation : la prise en compte de la consommation électrique annuelle ($\sim 20 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ à Solarcity) pourrait être une indication complémentaire. Il faut d'autre part noter que le SPF est potentiellement influencé par la structure de la demande thermique, et notamment par la part d'ECS à fournir dans la demande thermique totale (habituellement 1/3, mais 2/3 dans le cas de Solarcity) : il faudrait adosser un indicateur de taux d'occupation des logements (influant directement sur la consommation d'ECS par $\text{m}^2 \text{ SRE}$) pour s'affranchir de ce biais.
 - o Au niveau des performances économiques : l'indicateur usuel lorsqu'on s'intéresse à de la production de chaleur est le coût de la chaleur produite. A cause du poids des investissements et du peu de consommation de chaleur, il est supérieur à 80 ct/kWh à Solarcity. Dès lors, il peut devenir plus pertinent de raisonner en charges annuelles de chauffage par m^2 plutôt qu'en coût de l'énergie : ces charges s'élèvent à 45 CHF/ m^2/an à Solarcity, ce qui reste plus de deux fois plus élevé que sur des immeubles standards. A noter que les charges annuelles de chauffage sont dépendantes de la consommation de chaleur, mais dans le cas de Solarcity où les charges fixes atteignent 90% des coûts, seuls 10% du coût (correspondant aux achats d'électricité) seraient

impactés par une variation de la consommation de chaleur et/ou des performances techniques de l'installation.

– Les difficultés potentielles de standardisation du concept :

- o D'un point de vue technique : le retour d'expérience a montré que les installations de production de chaleur étaient extrêmement fiables, avec un recours très marginal à la résistance électrique de secours. Il apparaît cependant que la régulation d'un tel système est nécessairement complexe (15 modes différents) si on entend optimiser son fonctionnement, avec un risque fort de dégradation des performances si la régulation est mal maîtrisée ; cet aspect ne facilite pas la remise de cette installation à une tierce entreprise d'exploitation à terme, ni la standardisation du concept sur d'autres bâtiments. D'autre part, la mise en œuvre de ce concept sur des bâtiments avec une enveloppe thermique moins performante (bâtiments existants, rénovés ou non) se heurte rapidement à des problèmes de diminution des performances (se traduisant en consommations électriques élevées) ou à des problèmes d'espace disponible en toiture pour l'installation d'une surface de capteurs solaires suffisante pour assurer les pointes de puissance hivernales.
- o D'un point de vue économique : un tel système présentant un fort niveau d'innovation atteint des coûts nettement plus élevés qu'un système traditionnel. A l'heure actuelle, il n'existe pas en Suisse de système de subventionnement systématique et significatif du surcoût engendré, si bien que celui-ci est souvent presque entièrement supporté par les habitants. Cela ne va pas sans poser des problèmes d'acceptabilité sociale qui peuvent mettre en péril le potentiel de standardisation du concept si l'opération représente une contre-référence basée sur le simple fait du coût économique élevé. Nous insistons là sur l'importance de réfléchir à une manière de partager les coûts liés à l'innovation pour éviter de le faire porter en totalité par le consommateur final. Le recours à un tiers investisseur (contracting) répond principalement au problème du financement de l'investissement initial, mais ne permet pas de réduire significativement les coûts : d'autres modèles économiques (fonds de subventionnement, taxes sur les énergies traditionnelles, certificats CO₂) doivent encore être développés pour permettre l'émergence de solutions techniques innovantes à des coûts compétitifs. On peut bien sûr anticiper une baisse significative des coûts pour des projets futurs mettant en œuvre des systèmes similaires, notamment grâce à la standardisation du concept, des éléments qui le composent et de la régulation, mais malgré tout il faut s'attendre à ce que les coûts liés à un tel système (100% renouvelable) restent plus élevés que celui des systèmes traditionnels, en tous cas à court terme. Enfin, 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).
- o D'un point de vue énergétique : une multiplication rapide des installations ayant recours à des pompes à chaleur entraînerait un report important de notre consommation d'énergie thermique vers une consommation d'électricité, ce qui n'irait pas sans poser de problèmes, notamment une amplification des pointes électriques hivernales. Un fort développement de ce type d'installations serait à planifier avec un développement conjoint de moyens de production électrique associés comme la cogénération.

Conclusion et perspectives

Les pompes à chaleur pour le chauffage des bâtiments ont connu un développement rapide ces dix dernières années. Un des problèmes réside dans la mise à disposition d'une source froide dans de bonnes conditions techniques, économiques et environnementales. Le recours à des capteurs solaires est régulièrement proposé comme solution dans les documents de promotion du solaire ou de la pompe à chaleur, car il permet théoriquement d'atteindre de bons niveaux de performances en valorisant le rayonnement solaire hivernal, et d'autre part il offre la possibilité de fonctionner en direct en été pour la production de l'eau chaude sanitaire sans passer par la pompe à chaleur.

L'objectif du présent projet était d'étudier dans quelles conditions l'utilisation d'une source froide solaire pour une pompe à chaleur permettrait d'atteindre un COP annuel de 5 pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire, valeur à viser pour envisager une standardisation de cette solution dans le neuf et la rénovation. Le travail s'est appuyé sur un retour d'expérience complet (technique, énergétique et économique) sur un nouveau complexe immobilier Minergie à Genève, équipé de 1'200 m² de capteurs solaires couplés à des pompes à chaleur pour la production du chauffage et de l'eau chaude sanitaire des 10'000 m² habitables. Il a été complété par un travail d'extrapolation mené à partir d'un modèle du système complet développé sous TRNSYS. Une étude de sensibilité a notamment été menée pour identifier l'influence de différents paramètres techniques (notamment le dimensionnement du champ de capteurs) et de la demande de chaleur (notamment dans le cas de bâtiments existants rénovés ou non, présentant à la fois une demande thermique et des températures de distribution plus élevées).

Le suivi énergétique a permis de déterminer les performances annuelles du système, formalisées sous la forme du SPF. Le SPF atteint à Solarcity en 2012 était de 2.6 sur l'ensemble des bâtiments (2.9 sur le bâtiment plus spécifiquement étudié). Cela apparaît comme modeste, et il n'est pas appelé à augmenter significativement dans les années à venir suite à d'éventuels nouveaux réglages sur la régulation. Il faut cependant préciser que la demande de chaleur à Solarcity est inhabituelle, puisque plus de la moitié de la demande thermique est constituée d'eau chaude sanitaire (plutôt de l'ordre d'1/3 habituellement), ce qui implique qu'une grande partie de la chaleur est produite à haute température (donc dans de moins bonnes conditions pour la pompe à chaleur).

On est loin de la valeur cible de 5 évoquée dans le cadre du projet, toutefois il faut relativiser sur l'importance d'atteindre des SPF élevés lorsqu'on est en présence de bâtiments avec une excellente enveloppe comme à Solarcity, qui consomment peu d'énergie pour le chauffage. Un autre indicateur pertinent est la consommation électrique, qui reste raisonnable à Solarcity : de l'ordre de 20 kWh/m²/an. Cependant, 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. Les résultats de simulation ont montré que dans le cas d'une configuration similaire à celle de Solarcity, le SPF ne serait pas significativement différent pour un bâtiment existant même en optimisant les paramètres de dimensionnement, si bien que les consommations électriques pourraient facilement passer du simple au double en même temps que la demande thermique. Il faudrait en outre analyser le fonctionnement du système dans diverses configurations hydrauliques pour déterminer le potentiel d'amélioration de ses performances.

L'analyse économique menée en parallèle a mis en évidence des coûts élevés en grande partie liés au poids des investissements. Le coût de la chaleur produite en ct/kWh n'est pas

très significatif si on considère que la demande thermique est faible et que les coûts sont essentiellement composés de charges fixes liées au remboursement des investissements (90% de coûts fixes dans le coût de la chaleur finale). Il est plus pertinent de raisonner en charges annuelles (CHF/m²/an), qui dans ce cas sont tout de même plus du double des charges de chauffage observées sur des bâtiments équipés de systèmes de production traditionnels. Il faut noter qu'en l'absence de dispositifs de subventionnement harmonisés et significatifs en Suisse, c'est bien souvent le consommateur final qui finance seul la totalité du surcoût lié à l'innovation, ce qui peut poser des problèmes d'acceptabilité à terme. Il faut également se poser la question de la légitimité de ce type d'installations intensives en investissement (et donc en coûts fixes) sur des bâtiments dans lesquels on a déjà fortement investi sur l'enveloppe et qui par conséquent consomment très peu d'énergie de chauffage.

Par ailleurs, le suivi a mis en évidence une très bonne fiabilité du système (mise en route de la résistance électrique de secours seulement marginalement) mais également un niveau de complexité élevé qui rend difficile une éventuelle standardisation. L'analyse du potentiel de standardisation d'un tel système pose plusieurs questions, notamment en termes d'avantages concurrentiels (techniques et économiques) par rapport à d'autres solutions alternatives potentiellement plus simples à mettre en œuvre. Sur le plan économique, de nouveaux modèles restent à développer pour rendre ce type de systèmes à fort degré d'innovation compétitifs avec les systèmes traditionnels, ce qui apparaît indispensable si l'objectif est de les développer largement afin de sortir des modes de production de chaleur conventionnels.

Ces problématiques, seulement partiellement abordées dans le cadre de ce projet, seront reprises dans la suite du travail qui se prolonge avec la thèse de Carolina Fraga.

Références

- [Bertram et al.; 2012] Bertram, E., Glembin, J. and Rockendorf, G., Unglazed PVT collectors as additional heat source in heat pump systems with borehole heat exchanger, *Energy Procedia*, 30(0), 2012, pp. 414-423.
- [Branco et al.; 2002] Branco, G., Lachal, B., Gallinelli, P., Gonzalez, D. and Weber, W., Analyse thermique de la cité solaire à Plan-les-Ouates (Genève), Université de Genève, 2002, 162 p.
- [Branco et al.; 2004] Branco, G., Lachal, B., Gallinelli, P. and Weber, W., Predicted versus observed heat consumption of a low energy multifamily complex in Switzerland based on long-term experimental data, *Energy and Buildings*, 36(6), 2004, pp. 543-555.
- [Da Costa Louro Branco; 2005] Da Costa Louro Branco, G., Wind Effect on the Performance of a Large Uncovered Solar Collector Field Based on Long-term Experimental Data, University of Geneva, 2005, 278 p.
- [Energie Solaire SA; 2011] Energie Solaire SA, Chauffage par pompe à chaleur solaire avec des capteurs sélectifs non vitrés et accumulateur à changement de phase - Intermediate report, 2011, 14 p.
- [Erb et al.; 2004] Erb, M., Hubacher, P. and Ehrbar, M., Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA 1996-2003 - Final report, 2004, 100 p.
- [Fraga et al.; 2012] Fraga, C., Mermoud, F., Hollmuller, P., Pampaloni, E. and Lachal, B., Direct Coupling Solar and Heat Pump at Large Scale: Experimental Feedback From an Existing Plant, *Energy Procedia*, 30(0), 2012, pp. 590-600.
- [Fraga et al.; 2014] Fraga, C., Mermoud, F., Hollmuller, P., Pampaloni, E. and Lachal, B., Large solar assisted heat pump systems in collective housing: in-situ monitoring results for summer season, *Energy Procedia*, In press, 2014, pp.
- [Fraga et al.; In review] Fraga, C., Mermoud, F., Hollmuller, P., Pampaloni, E. and Lachal, B., Large solar assisted heat pump systems in collective housing: long term in-situ monitoring results, *Solar Energy*, In review, pp.
- [Hahne; 2000] Hahne, E., The ITW solar heating system: an oldtimer fully in action, *Solar Energy*, 69(6), 2000, pp. 469-493.
- [Hollmuller et al.; 2011] Hollmuller, P., Stefan, H. and Lachal, B., Enjeux de la climatisation au niveau genevois et tour d'horizon de possibles alternatives -

Réalisé dans le cadre du Partenariat SIG – UNIGE, Université de Genève, 2011, 50 p.

- [Lachal et al.; 2008a] Lachal, B. and Mermoud, F., Rapport d'étude sur le projet SOLARCITY à Satigny (GE) - Mandat réalisé pour le compte des Services Industriels de Genève, Université de Genève, 2008a, 69 p.
- [Lachal et al.; 2008b] Lachal, B. and Zraggen, J.-M., Rapport d'expertise concernant «SOLARCITY» - Réalisée sous mandat du ScanE, Université de Genève, 2008b, 15 p.
- [Loose et al.; 2011] Loose, A., Drück, H., Hanke, N. and Thole, F., Field test for performance monitoring of combined solar thermal and heat pump systems, ISES Solar World Congress, Kassel (Germany), 28 Aug-2 Sep 2011.
- [Mermoud et al.; 2012] Mermoud, F., Khoury, J. and Lachal, B.M., Suivi énergétique du bâtiment 40-42 de l'avenue du Gros-Chêne à Onex (GE), rénové selon le standard MINERGIE - Aspects techniques et économiques, University of Geneva, 2012, 137 p. <http://archive-ouverte.unige.ch/unige:23005>.
- [Miara et al.; 2010] Miara, M., Danny, G., Kramer, T., Oltersdorf, T. and Wapler, J., Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb, 2010, 154 p.
- [Perez et al.; 1987] Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R. and Menicucci, D., A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces, Solar Energy, 39(3), 1987, pp. 221-231.
- [SIA 381/3; 1982] SIA 381/3, Norme 381/3 Les degrés-jours en Suisse, 1982, 24 p.
- [SIA 416/1; 2007] SIA 416/1, Norme 416/1 Indices de calcul pour les installations du bâtiment - Dimensions des éléments de construction, grandeurs de référence, indices pour la physique du bâtiment, l'énergie et les installations du bâtiment, 2007, 40 p.
- [Trillat-Berdal et al.; 2007] Trillat-Berdal, V., Souyri, B. and Achard, G., Coupling of geothermal heat pumps with thermal solar collectors, Applied Thermal Engineering, 27(10), 2007, pp. 1750-1755.
- [Trillat-Berdal et al.; 2006] Trillat-Berdal, V., Souyri, B. and Fraisse, G., Experimental study of a ground-coupled heat pump combined with thermal solar collectors, Energy and Buildings, 38(12), 2006, pp. 1477-1484.
- [Veyrat; 2012] Veyrat, S., Source froide solaire pour le chauffage des bâtiments par pompe à chaleur : retour d'expérience sur un bâtiment neuf MINERGIE à Genève, Université de Genève, 2012, 115 p.

- [Wang et al.; 2010] Wang, X., Zheng, M., Zhang, W., Zhang, S. and Yang, T., Experimental study of a solar-assisted ground-coupled heat pump system with solar seasonal thermal storage in severe cold areas, Energy and Buildings, 42(11), 2010, pp. 2104-2110.
- [Zraggen; 2010] Zraggen, J.-M., Bâtiments résidentiels locatifs à haute performance énergétique : objectifs et réalités, University of Geneva, 2010, 177 p.
- [Zottl et al.; 2012] Zottl, A., Nordman, R., Coevoet, M., Riviere, P., Miara, M., Benou, A. and Riederer, P., SEPOMO-Build Project: Concept for evaluation of SPF - A defined methodology for calculation of the seasonal performance factor and a definition which devices of the system have to be included in this calculation. Heat pumps with hydronic heating systems, Intelligent Energy Europe, 2012, 18 p.

Annexes

Annexe 1 : Données constructeur concernant la pompe à chaleur installée à Solarcity

Tableau A 1 : COP en fonction des températures à l'évaporateur et au condenseur

T22 \ T13		-15	-10	-5	0	5	10	12	15	17.5	20
	Tc \ Te	-20	-15	-10	-5	0	5	7	10	12.5	15
30	35	3.49	3.90	4.41	5.01	5.70	6.48	6.82	7.36	7.84	8.34
35	40	3.23	3.58	4.01	4.51	5.08	5.74	6.02	6.48	6.88	7.30
40	45	2.97	3.28	3.64	4.06	4.54	5.09	5.33	5.71	6.04	6.40
45	50	2.71	2.99	3.30	3.65	4.05	4.51	4.71	5.03	5.31	5.61
50	55	2.46	2.70	2.97	3.28	3.61	3.99	4.16	4.42	4.66	4.91
55	60	2.21	2.44	2.67	2.93	3.22	3.53	3.67	3.89	4.08	4.29

Te Température du fluide frigorigène à l'évaporateur à l'intérieur de la PAC

Tc Température du fluide frigorigène au condenseur à l'intérieur de la PAC

Dans le travail, un ΔT de +5K côté évaporateur et -5K côté condenseur a été appliqué pour obtenir les températures correspondantes à l'extérieur des échangeurs :

T13 Température à l'évaporateur à l'extérieur de la PAC

T22 Température au condenseur à l'extérieur de la PAC

Tableau A 2 : Puissance thermique en fonction des températures à l'évaporateur et au condenseur

T22 \ T13		-15	-10	-5	0	5	10	12	15	17.5	20
	Tc \ Te	-20	-15	-10	-5	0	5	7	10	12.5	15
30	35	21.8	25.4	29.9	35.4	42.0	49.7	53.2	58.7	63.6	68.9
35	40	21.9	25.4	29.7	34.9	41.0	48.1	51.3	56.4	60.9	65.8
40	45	22.0	25.5	29.6	34.4	40.1	46.7	49.6	54.3	58.5	62.9
45	50	22.1	25.5	29.5	34.1	39.4	45.4	48.1	52.4	56.2	60.2
50	55	22.2	25.6	29.5	33.8	38.7	44.3	46.8	50.7	54.1	57.8
55	60	22.4	25.8	29.5	33.6	38.2	43.4	45.6	49.2	52.3	55.7

Tableau A 3 : Puissance électrique consommée en fonction des températures à l'évaporateur et au condenseur

T22 \ T13		-15	-10	-5	0	5	10	12	15	17.5	20
	Tc \ Te	-20	-15	-10	-5	0	5	7	10	12.5	15
30	35	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	7.7	7.8	8.0	8.1	8.3
35	40	6.8	7.1	7.4	7.7	8.1	8.4	8.5	8.7	8.9	9.0
40	45	7.4	7.8	8.1	8.5	8.8	9.2	9.3	9.5	9.7	9.8
45	50	8.2	8.6	9.0	9.3	9.7	10.1	10.2	10.4	10.6	10.8
50	55	9.1	9.5	9.9	10.3	10.7	11.1	11.3	11.5	11.7	11.8
55	60	10.1	10.6	11.1	11.5	11.9	12.3	12.5	12.7	12.8	13.0

Annexe 2 : Liste des capteurs de mesure installés par l'Université de Genève à Solarcity

Tableau A 4 : Capteurs de mesure installés sur le bâtiment B

Sondes de température		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
T01	Température sortie capteurs solaires circ. secondaire (aller stock/ch.)	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T02	Température entrée capteurs solaires circ. secondaire (retour stock/fr.)	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T11	Température sortie capteurs solaires (entrée evap.)	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T12	Température entrée capteurs solaires (sortie evap.)	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T13	Température sortie capteurs solaires (entrée evap.) après vanne 3 voies	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T21	Température entrée condenseur PAC	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T22	Température sortie condenseur PAC	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T23	Température entrée condenseur PAC après vanne 3 voies	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T31	Température entrée/sortie stock	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T41	Température entrée/sortie stock+direct	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T51	Température départ circuit chauffage/ECS	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T52	Température retour circuit chauffage/ECS	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T53	Température départ circuit chauffage/ECS après vanne 3 voies	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T71	Température air neuf VDF	Sensortec	KHT-U	+/- 0.5 K	
T72	Température air pulsé VDF	Sensortec	KHT-U	+/- 0.5 K	
T73	Température air repris VDF	Sensortec	KHT-U	+/- 0.5 K	
T74	Température air extrait VDF	Sensortec	KHT-U	+/- 0.5 K	

Compteurs de chaleur/débitmètres		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
C1	Débitmètre circuit solaire ¹	NeoVac	Woltman WP-50	+/- 3%	1 imp/100 L
C1'	Débitmètre circuit solaire ²	Aquametro	CALEC ST	+/- 3%	1 imp/1 L
C2	Débitmètre sortie PAC ¹	NeoVac	Woltman WP-50	+/- 3%	1 imp/100 L
C2'	Débitmètre sortie PAC ²	Aquametro	CALEC ST	+/- 3%	1 imp/1 L
C3	Débitmètre entrée/sortie stock	Endress+Hauser	Promag 50	+/- 0.5%	1 imp/0.1 L
C4	Débitmètre entrée/sortie direct+stock	Endress+Hauser	Promag 50	+/- 0.5%	1 imp/0.1 L
C5	Débitmètre départ chauffage/ECS ¹	NeoVac	Woltman WP-50	+/- 3%	1 imp/100 L
C5'	Débitmètre départ chauffage/ECS ²	Aquametro	CALEC ST	+/- 3%	1 imp/1 L

¹jusqu'au 1er octobre 2012

²après le 1er octobre 2012

Compteurs électriques		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
EL1	Compteur électrique statistique circulateur solaire	Elko	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²
EL2	Compteur électrique statistique PAC	Elko	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²
EL3	Compteur électrique statistique appoint/secours électrique	Elko	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²
EL6	Compteur électrique statistique consommation globale chaufferie	Elko	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²
EL7	Compteur électrique statistique VDF	Elko	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²

¹jusqu'au 26 juin 2012

²après le 26 juin 2012

Anémomètres		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
A71	Anémomètre mesure vitesse d'air conduites air neuf	Sensortec	IVL 10	+/- 10%	
A72	Anémomètre mesure vitesse d'air conduites air extrait	Sensortec	IVL 10	+/- 10%	

Tableau A 5 : Capteurs de mesure installés sur les bâtiments A et C

Sondes de température		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
T11A/C	Température sortie capteurs solaires (entrée evap.)	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T12A/C	Température entrée capteurs solaires (sortie evap.)	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T21A/C	Température entrée condenseur PAC	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T22A/C	Température sortie condenseur PAC	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid
T51A/C	Température départ circuit chauffage/ECS	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	chaud
T52A/C	Température retour circuit chauffage/ECS	TC SA	A75 - TX	+/- 0.06 K	froid

Compteurs de chaleur/débitmètres		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
C1A/C	Débitmètre circuit solaire	NeoVac	Woltman WP-50	+/- 3%	1 imp/100 L
C2A/C	Débitmètre sortie PAC	NeoVac	Woltman WP-50	+/- 3%	1 imp/100 L
C5A/C	Débitmètre départ chauffage/ECS	NeoVac	Woltman WP-50	+/- 3%	1 imp/100 L

Compteurs électriques		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
EL1A/C	Compteur électrique statistique circulateur solaire	ELKO	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²
EL2A/C	Compteur électrique statistique PAC	ELKO	DIZ-665DMi	+/- 1%	1 imp/1 kWh ¹ 1 imp/0.001 kWh ²

¹jusqu'au 26 juin 2012

²après le 26 juin 2012

Tableau A 6 : Capteurs météo

Sondes de température		Marque	Modèle	Erreur	Rmq
T8	Température extérieure	Rotronic	Hygroclip 2	+/- 0.1 K	
Anémomètres					
A8	Anémomètre vitesse vent	Gill Instruments	Windsonic	+/- 2%	
Autres					
D8	Girouette direction vent	Gill Instruments	Windsonic	+/- 3°	
H8	Humidité relative	rotronic	Hygroclip 2	+/- 0.8%	
G8	Rayonnement solaire	Kipp & Zonen	CM11		
IR8	Rayonnement infrarouge	Eppler	PIR		

Annexe 3 : Principaux modes de fonctionnement du système de production de chaleur à Solarcity

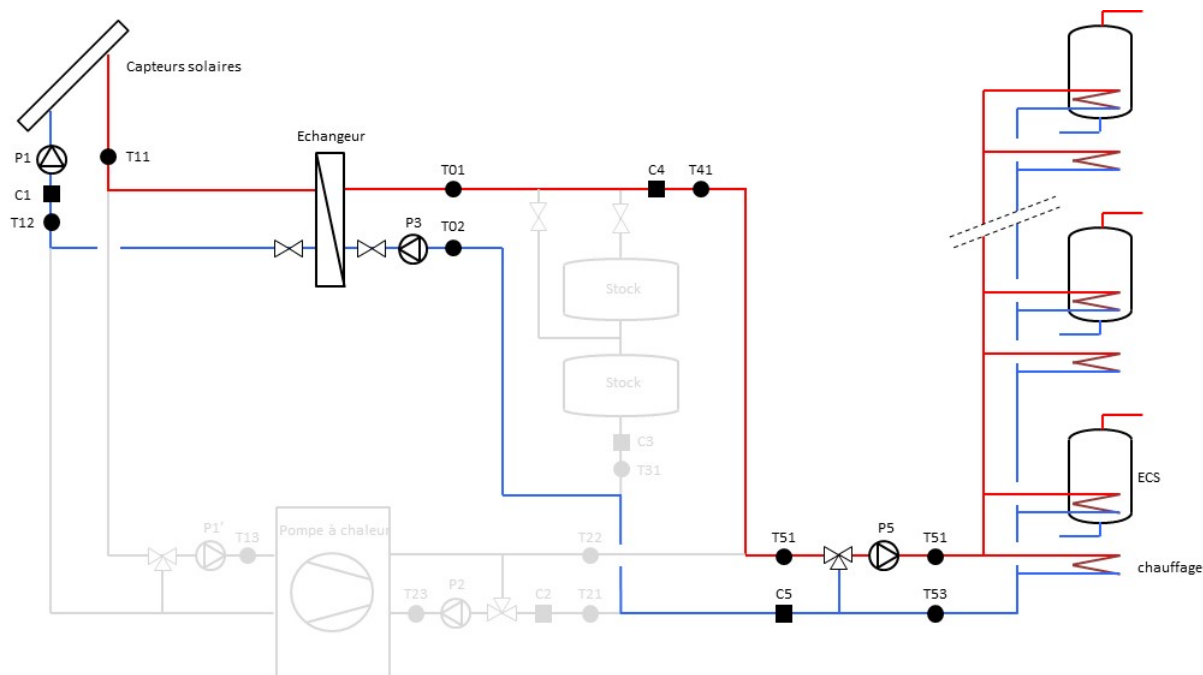


Figure A 1 : Solaire → Bâtiment

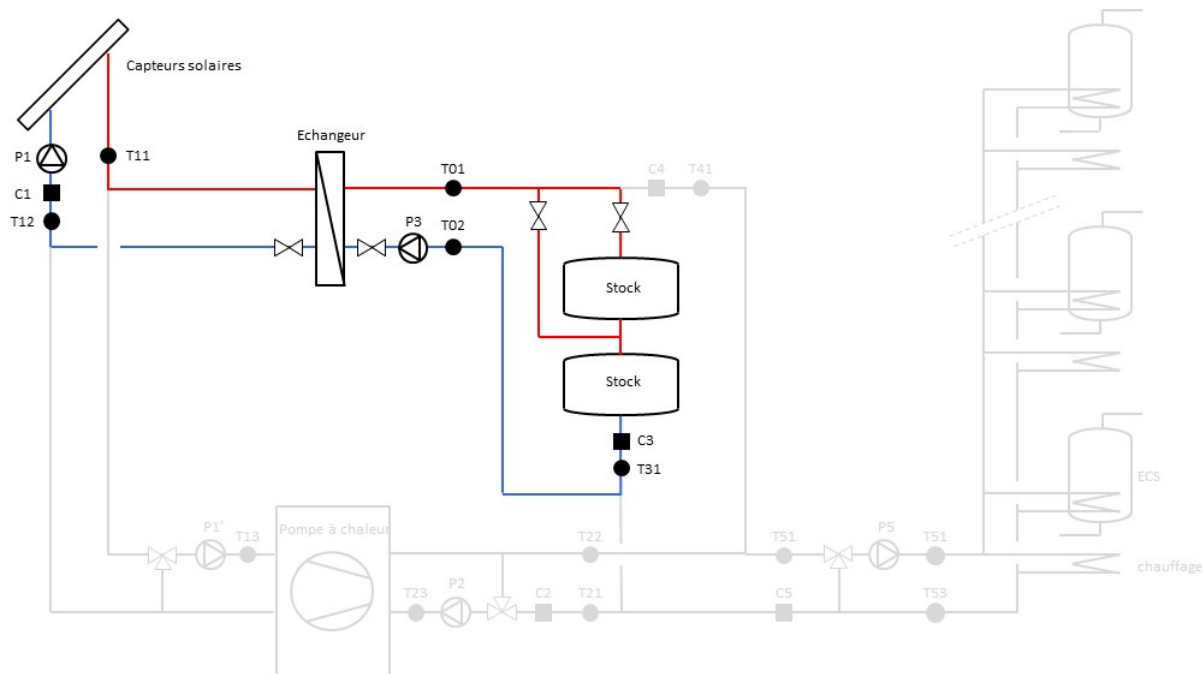


Figure A 2 : Solaire → Stock

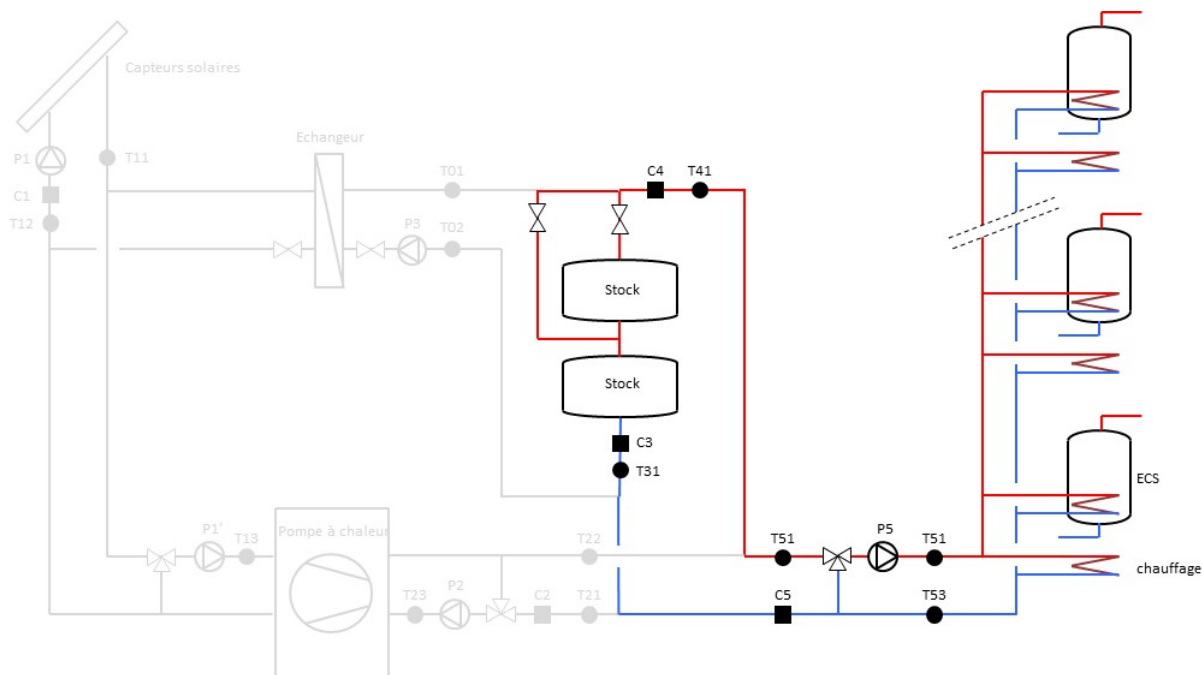


Figure A 3 : Stock → Bâtiment

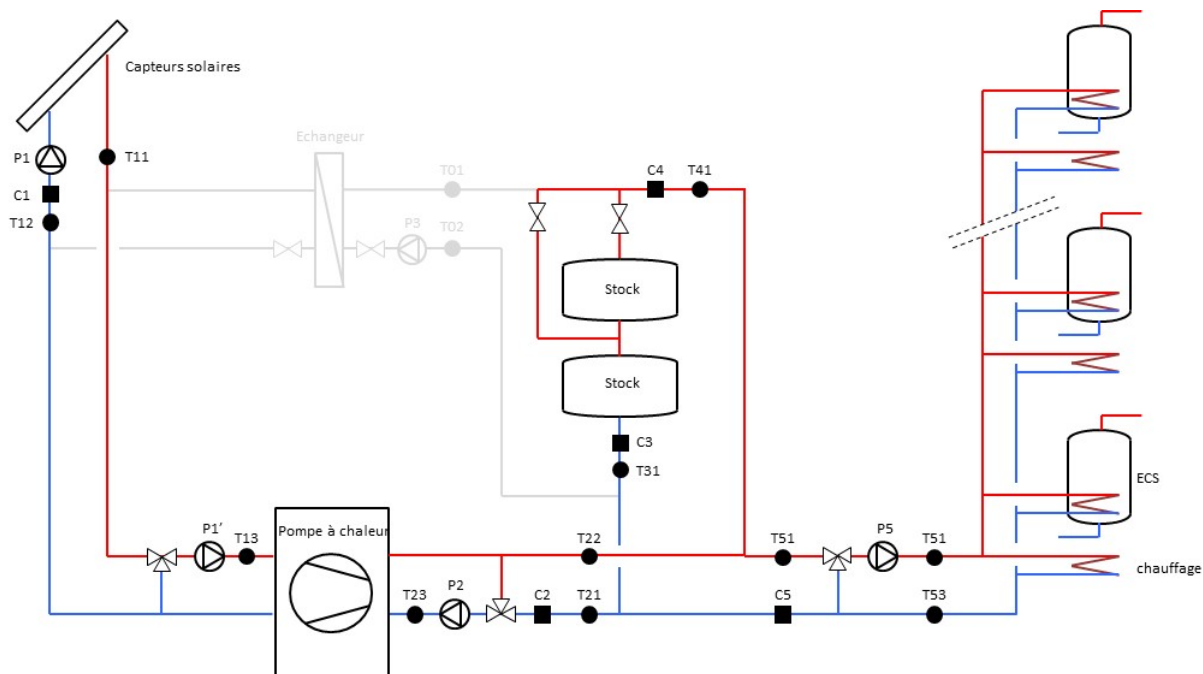


Figure A 4 : PAC → Bâtiment et/ou Stock

Annexe 4 : Position des capteurs de mesure sur l'installation de ventilation à Solarcity (capteurs ERTE)

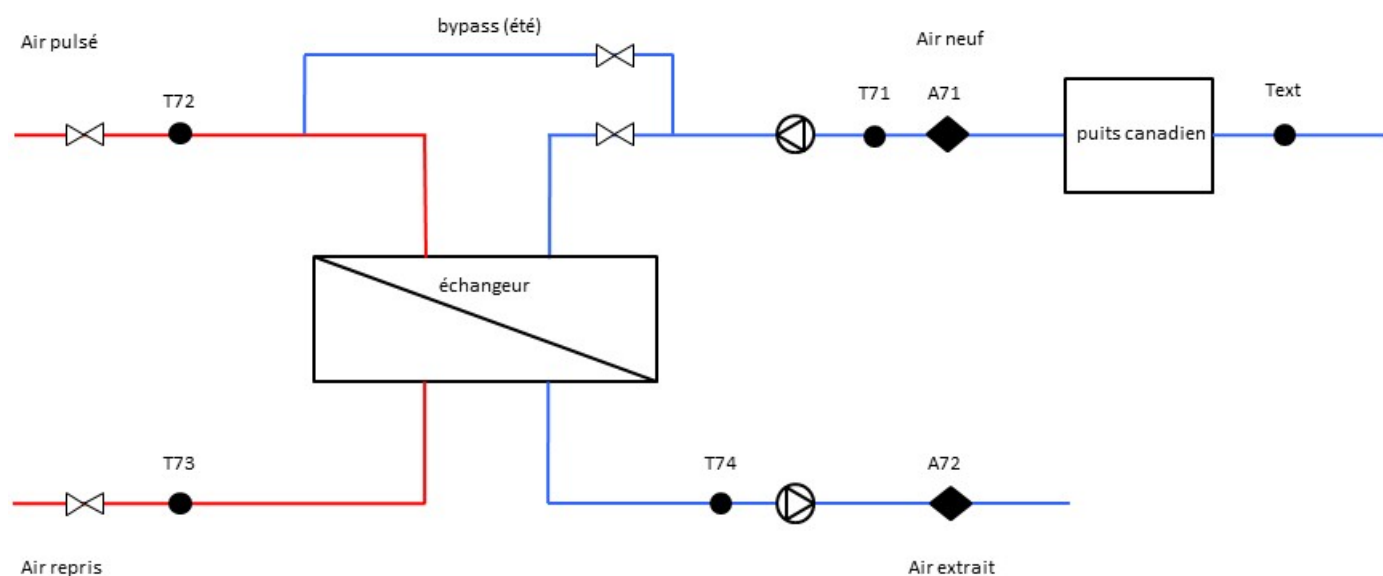


Figure A 5 : Position des capteurs de mesure ERTE dans l'installation de ventilation

**Annexe 5 : Test normé EN12975 réalisé par le SPF Institut
für Solartechnik pour la toiture solaire utilisant les capteurs solaires
non vitrés Energie solaire SA**

<http://www.solarenergy.ch/index.php?id=111&L=7>, consulté en novembre 2013

Solar Collector Factsheet

Energie Solaire Kollektor AS



Modèle	Kollektor AS
Type	Capteur plan
Fabricant	Energie Solaire SA
Adresse	Z. I. Ile Falcon C.P. 353 CH-3960 Sierre
Téléphone	+41 (027) 451 13 20
Telefax	+41 (027) 451 13 20
Email	info@energie-solaire.com
Internet	www.energie-solaire.com
Date d'essai	01.2012

- ☒ Essais de performance EN12975:2006
- ☒ Essais de durabilité EN12975:2006



Dimensions

Longueur hors-tout	2.370 m
Largeur hors-tout	0.865 m
Superficie hors-tout	2.050 m ²
Superficie d'entrée	1.986 m ²
Aire de l'absorbeur	1.986 m ²
Poids à vide	30 kg

Données techniques

Débit volume minimal	40 l/h
Débit volume nominal	80 l/h
Débit volume maximal	400 l/h
Teneur en fluide	5.5 l
Pression de service maximale	3 bar
Température de stagnation	109 °C

Type de montage

- ☒ Sur le toit en pente
- ☐ Intégration au toit en pente
- ☒ Construction avec support sur toit plat
- ☒ Montage sur la façade

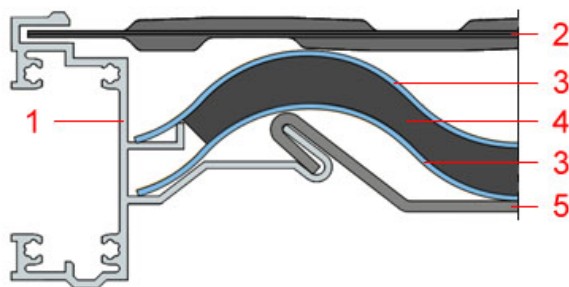
Données supplémentaires

- ☒ Diverses dimensions des modules disponibles
- ☐ Couverture échangeable

Raccords hydrauliques

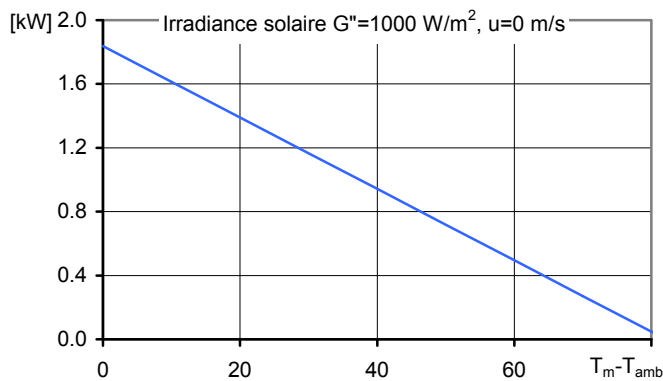
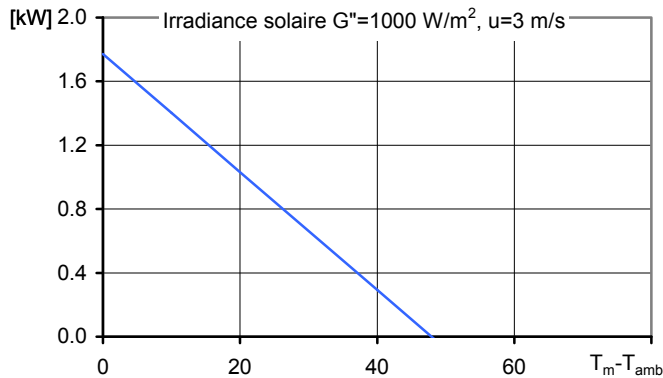
G3/8"

Construction



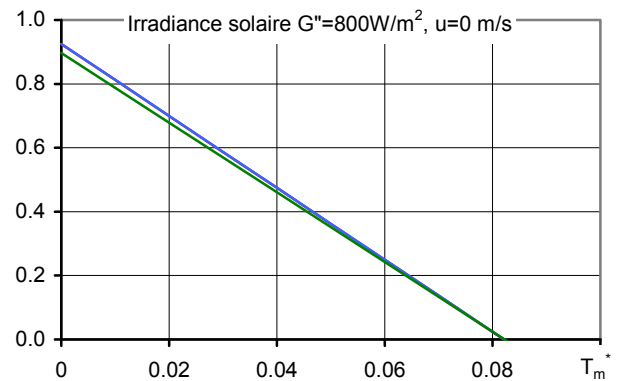
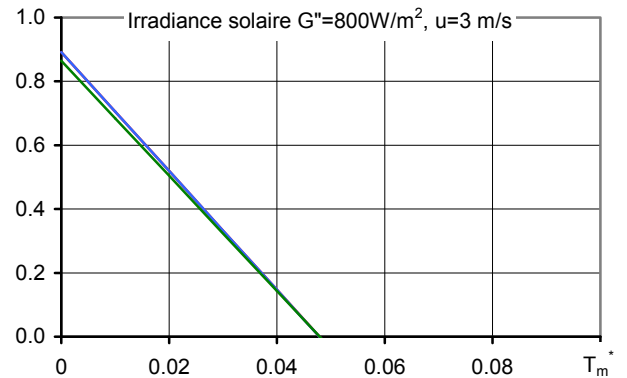
- 1 Caisson
- 2 Absorbeur
- 3 Sous-toiture
- 4 Joint en mousse
- 5 Profil central de maintien

Peak Power par capteur W_{peak}



Peak Power W_{peak} 1772 W
Capacité thermique* 8.8 kJ/K
Débit de fluide pendant le test 140 l/h
Fluide caloporteur: Eau-Glycol 33.3%
Vitesse du vent u [m/s]

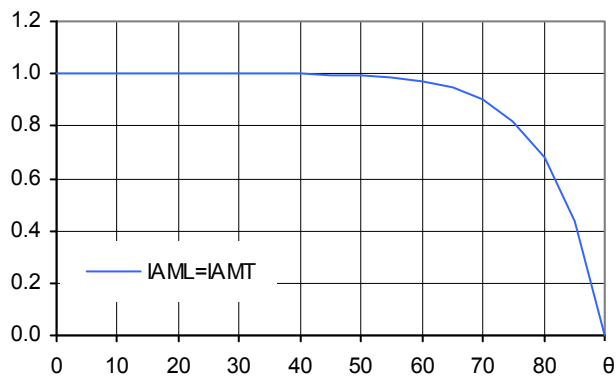
Rendement relatif η



Reference **Hors-tout** **Aperture** **Absorbeur**
 η_0 0.897 0.925 0.925
 b_1 [WK⁻¹m⁻²] 10.91 11.26 11.26
 b_2 [WK⁻²m⁻²] 2.37 2.45 2.45
 b_u 0.012 0.012 0.012

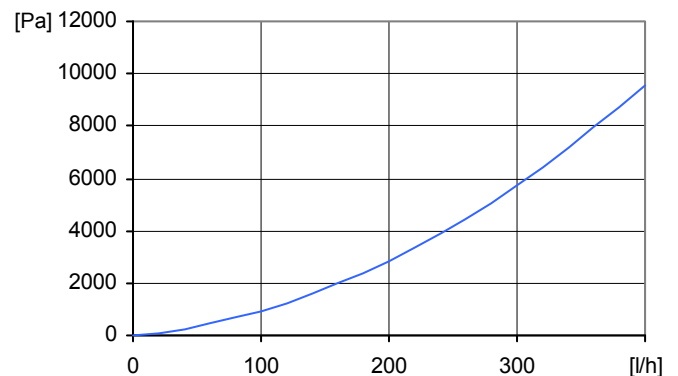
*) Capacité thermique C du capteur sans fluide caloporteur, déterminé selon 6.1.6.2 de la EN12975-2:2006

Facteur d'angle d'incidence IAM



K1, transversale IAM à 50° 0.99
K2, longitudinale IAM à 50° 0.99

Perte de charge Δp



Perte de charge pour débit nominale
 $\Delta p = 673$ Pa (T=20°C)

Annexe 6 : Caractérisation du stock thermique

Bilan thermique du stock jour par jour : Valeurs ΔQ_{st} = Energie stockée – Energie déstockée (valeurs journalières) mesurées et modélisées :

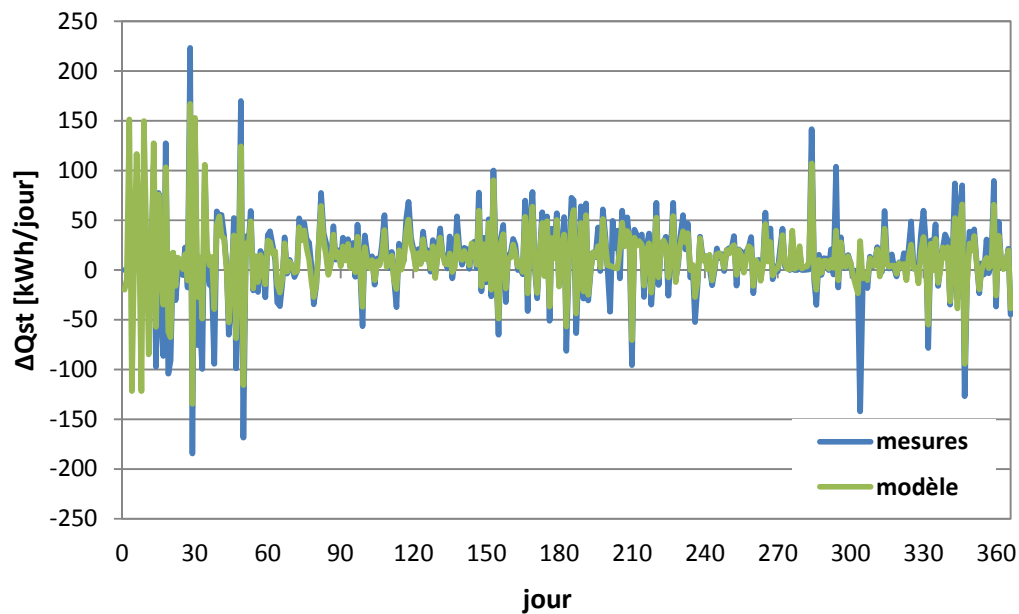


Figure A 6 : Bilan thermique du stock – mesure – et de la somme des pertes thermiques et variation capacitive – modèle (valeurs journalières, année 2012)

Pertes thermiques et variation capacitive jour par jour (modèle) :

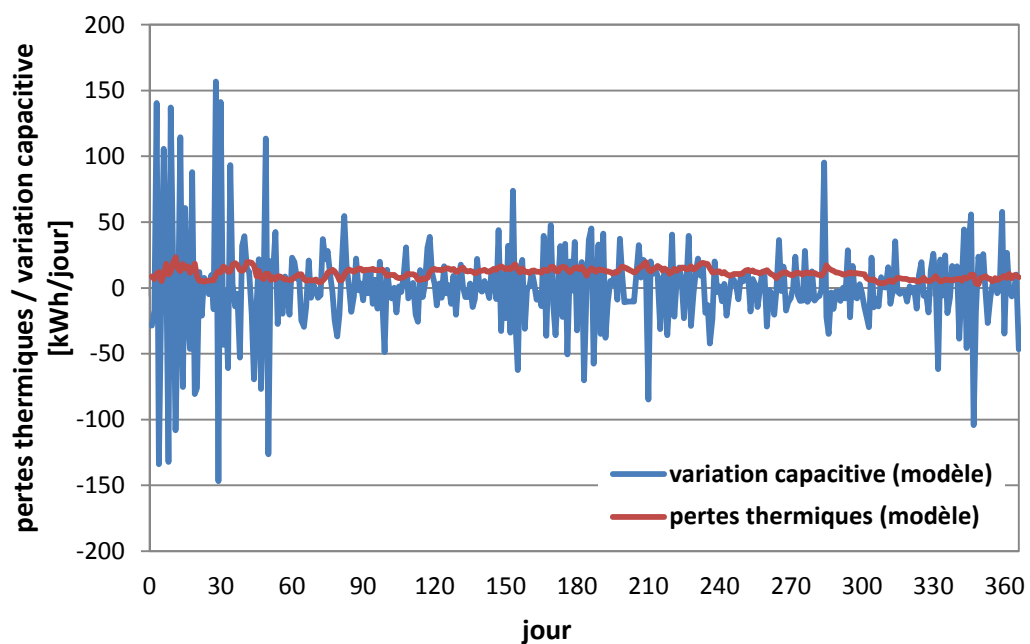


Figure A 7 : Pertes thermiques et variation capacitive – modèle (valeurs journalières, année 2012)

Annexe 7 : Eléments de calcul pour la demande de label Minergie pour le complexe Solarcity (ERTE)

CITE SOLAIRE SATIGNY "LES CEPAGES"

Bilan **MINERGIE**

Scénario: Selon calculs

Carouge, le 8.9.2008 /gsp

Selon calculs

Majoration de toutes les consommations d'énergie

Facteur: 1.00

Taux de couverture solaire direct pour toiture orientée sud

Chauffage: 35%

ECS: 45%

Minoration taux de couverture solaire direct pour toiture orientée nord

Facteur: 0.80

Rendement échangeur VDF

Rendement: 80%

COP annuel PAC

Chauffage: 5.08

ECS: 2.93

Production spécifique des capteurs solaires en direct

kWh/m²an 150.00

Indice de dépense d'énergie chaleur (IDE_{CH})

Le bâtiment répond au standard Minergie !

IDE_{CH}: 27

Calculs basés sur la demande de label MINERGIE et le justificatif thermique Lesosaï établis pour le bâtiment JK et extrapolés aux autres bâtiments du site. La consommation électrique autre que celles des PAC et des monoblocs VDF (circulateurs, tableaux électriques, ionisation, vannes) n'est pas prises en compte.

Bâtiments		JK	GH	DEF	ABC	TOTAL
Nombre d'appartements	-	14	16	24	24	78
Nombre d'habitants par appartement	pers./app.	4	4	4	4	4
Nombre d'habitants	personnes	56	64	96	96	312
Surface référence énergétique SRE	m2	1'998	2'057	2'748	2'748	9'551
Puissance thermique de la PAC	kW	64	64	96	96	320
Surface active capteurs solaires	m2	232	232	348	348	1'160
Orientation toiture	-	sud	sud	sud	sud	-

Besoins de chaleur chauffage (valeur lesosaï)	kWh/m2 an	28	28	28	28	28
	kWh/an	56'610	58'282	77'860	77'860	270'612
Facteur majoration selon expérience	-	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Besoins de chaleur majoré chauffage	kWh/m2 an	28	28	28	28	28
	kWh/an	56'610	58'282	77'860	77'860	270'612
Besoins ECS (valeur selon SIA 380/1)	kWh/m2 an	21	21	21	21	21
	kWh/an	41'625	42'854	57'250	57'250	198'979
Facteur majoration selon expérience	-	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Besoins ECS majoré	kWh/m2 an	21	21	21	21	21
	kWh/an	41'625	42'854	57'250	57'250	198'979
Besoins VDF	kWh/m2 an	5.95	5.95	5.95	5.95	5.95
	kWh/an	11'881	12'232	16'341	16'341	56'794
Facteur majoration selon expérience	-	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Besoins VDF majoré	kWh/m2 an	5.95	5.95	5.95	5.95	5.95
	kWh/an	11'881	12'232	16'341	16'341	56'794
Total besoins chauffage+ECS majorés	kWh/an	98'235	101'136	135'110	135'110	469'591
	kWh/m2 an	49	49	49	49	49
Total besoins chauffage+ECS+VDF majoré	kWh/an	110'116	113'368	151'451	151'451	526'385
	kWh/m2 an	55	55	55	55	55

Facteur de réduction pour toiture orienté nord	-	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Couverture solaire chauffage	%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%
Production solaire chauffage minorée	kWh/an	19'814	20'399	27'251	27'251	94'714
Couverture solaire ECS	%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%
Production solaire ECS minorée	kWh/an	18'731	19'284	25'763	25'763	89'541
Total production solaire chauffage+ECS	kWh/an	38'545	39'683	53'014	53'014	184'255
Couverture solaire ECS+chauffage	%	39%	39%	39%	39%	39%
Production spécifique / m2 capteurs	kWh/m2	166	171	152	152	159

Couverture PAC chauffage	%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%
Production PAC chauffage	kWh/an	36'797	37'883	50'609	50'609	175'898
COP PAC chauffage	-	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08
Consommation el. PAC chauffage	kWh/an	7'243	7'457	9'962	9'962	34'626
Couverture PAC ECS	%	55.0%	55.0%	55.0%	55.0%	55.0%
Production PAC ECS	kWh/an	22'894	23'570	31'488	31'488	109'439
COP PAC ECS	-	2.93	2.93	2.93	2.93	2.93
Consommation el. PAC ECS	kWh/an	7'814	8'044	10'747	10'747	37'351
Total production PAC	kWh/an	59'690	61'453	82'097	82'097	285'336
Total couverture PAC	%	61%	61%	61%	61%	61%
Total consommation el. PAC	kWh/an	15'057	15'502	20'709	20'709	71'977

Total consommation électrique PAC	kWh/an	15'057	15'502	20'709	20'709	71'977
	kWh/m2 an	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
Total consommation électrique PAC+VDF	kWh/an	26'938	27'733	37'050	37'050	128'771
	kWh/m2 an	13	13	13	13	13
Total consommation électrique pondérée PAC+VDF (électricité pondérée facteur x2, Minergie si < 42 kWh/m2an)	kWh/an	53'876	55'467	74'100	74'100	257'542
	kWh/m2 an	27	27	27	27	27
	MJ/m2 an	97	97	97	97	97

Taux de couverture solaire: direct	%	39.2%	39.2%	39.2%	39.2%	39.2%
Taux de couverture solaire: direct+PAC	%	84.7%	84.7%	84.7%	84.7%	84.7%
Equivalent COP annuel	-	6.52	6.52	6.52	6.52	6.52
Heures de fonctionnement de la PAC	h/an	933	960	855	855	892

Annexe 8 : Points de mesure ERTE exploités pour l'analyse énergétique des 10 allées de Solarcity

Tableau A 7 : Points de mesure ERTE utilisés pour l'analyse énergétique de l'ensemble du complexe Solarcity

Description	Nom Unige
Stock 1 haut	-
Stock 1 bas	-
Stock 2 haut	-
Stock2 bas	-
Stock 3 haut	-
Stock 3 bas	-
Stock 4 haut	-
Stock 4 bas	-
Température entrée capteurs solaires circ. secondaire (retour stock/froid)	T02
Température sortie capteurs solaires circ. secondaire (aller stock/chaud)	T01
Température sortie capteurs solaires (entrée evap.)	T11
Température sortie capteurs solaires (entrée evap.) après vanne 3 voies	T13
Température entrée capteurs solaires (sortie evap.)	-
Température entrée capteurs solaires	T12
Température entrée condenseur PAC après vanne 3 voies	T23
Température sortie condenseur PAC	T22
Température entrée/sortie stock+direct	T41
Température départ circuit chauffage/ECS après vanne 3 voies	T53
Température retour circuit chauffage/ECS	T52
Température entrée/sortie stock	T31
Compteur électrique statistique appoint/secours électrique	EL3
Compteur électrique statistique PAC	EL2
Compteur électrique statistique consommation globale chaufferie	EL6
Compteur électrique statistique VDF	EL7
Compteur électrique statistique circulateur solaire (bâtiments A,B,C)	EL1
Compteur chaleur solaire circuit primaire	C1
Température sortie capteurs solaires (entrée evap.)	T11
Température entrée capteurs solaires	T12
Compteur chaleur PAC condenseur	C2
Température entrée condenseur PAC après vanne 3 voies	T23
Température sortie condenseur PAC	T22
Compteur chaleur pour chaque appartement (7-8 par bâtiment)	-
Température entrée pour chaque appart (compteur chaleur appart)	-
Température sortie pour chaque appart (compteur chaleur appart)	-
Mode	-

Annexe 9 : Bilan économique de la production de chaleur à Solarcity pour les années 2011 et 2012

Bilan économique de la production de chaleur à Solarcity en 2011

	CHF HT/an	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
SRE (m²)	Total	910	927	910	910	910	927	1'029	1'029	1'000	1'000
nb apparts		8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
nb pièces		44	44	44	44	38	38	41	41	40	40
~500 MWh/an											
Consommation chaleur 2011 (kWh)		56'732	59'578	50'338	47'676	41'194	43'183	49'996	45'664	43'908	46'630
kWh/m²		62.3	64.3	55.3	52.4	45.3	46.6	48.6	44.4	43.9	46.6
Amortissements											
Annuité amortissement partie propriétaires		13'814	14'072	13'814	13'814	13'814	14'072	15'620	15'620	15'180	15'180
Loyer SIG		12'194	12'422	12'194	12'194	12'194	12'422	13'789	13'789	13'400	13'400
Subventions		1'509	1'537	1'509	1'509	1'509	1'537	1'706	1'706	1'658	1'658
taux d'intérêt 3% sur 30 ans amortissements économisés sur 30 ans											
Exploitation											
Contrat exploitation SIG		7'621	7'764	7'621	7'621	7'621	7'764	8'618	8'618	8'375	8'375
Honoraires facturation régie		1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789
Electricité chauffage 2011		5'434	5'539	4'876	4'414	4'143	3'789	4'519	4'211	3'811	4'527
Consommation électrique 2011 (kWh)		21'376	21'474	19'042	17'195	16'275	14'927	17'859	16'856	15'210	17'779
Coût global											
CHF/appart/an		42'362	43'123	41'803	41'341	41'071	41'372	46'041	45'733	44'214	44'930
CHF/m²/an		5'295	5'390	5'225	5'168	5'134	5'172	5'755	5'717	5'316	5'419
ct/kWh		47	47	46	45	45	45	45	44	44	45
		89	72	83	87	100	96	92	100	101	96
Coût complet subventionné											
CHF/appart/an		40'853	41'586	40'295	39'832	39'562	39'836	44'335	44'027	42'556	43'272
CHF/m²/an		5'107	5'198	5'037	4'979	4'945	4'979	5'542	5'503	5'079	5'182
ct/kWh		44	45	44	44	43	43	43	43	43	43
		86	72	80	84	96	92	89	96	97	93
Charges chauffage											
CHF/appart/an		27'039	27'514	26'481	26'019	25'748	25'764	28'715	28'407	27'376	28'092
CHF/m²/an		3'380	3'439	3'310	3'252	3'219	3'220	3'589	3'551	3'911	4'013
ct/kWh		30	30	29	29	28	28	28	28	27	28
		56	48	53	55	63	60	57	62	62	60

Bilan économique de la production de chaleur à Solarcity en 2012

	CHF HT/an	Total	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
SRE (m²)		9'552	910	927	910	910	910	927	1'029	1'029	1'000	1'000
nb apparts		78	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
nb pièces		414	44	44	44	44	38	38	41	41	40	40
~500 MWh/an												
Consommation chaleur 2012 (kWh)		511'337	56'951	61'061	50'610	48'853	43'133	46'732	51'564	49'964	51'387	51'082
kWh/m²		53.5	62.6	65.9	55.6	53.7	47.4	50.4	50.1	48.6	51.4	51.1
Amortissements												
Annuité amortissement partie propriétaires		144'997	13'814	14'072	13'814	13'814	13'814	14'072	15'620	15'620	15'180	15'180
Loyer SIG		128'000	12'194	12'422	12'194	12'194	12'194	12'422	13'789	13'789	13'400	13'400
Subventions		15'837	1'509	1'537	1'509	1'509	1'509	1'537	1'706	1'706	1'658	1'658
taux d'intérêt 3% sur 30 ans amortissements économisés sur 30 ans												
Exploitation												
Contrat exploitation SIG		80'000	7'621	7'764	7'621	7'621	7'621	7'764	8'618	8'618	8'375	8'375
Honoraires facturation régie		17'890	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789	1'789
Electricité chauffage 2012		50'840	6'138	5'658	5'166	4'667	4'804	4'304	5'050	5'023	4'717	5'314
Consommation électrique 2012 (kWh)		211'011	25'531	23'716	21'527	19'171	19'912	17'863	20'940	21'307	19'565	21'479
Coût global												
CHF/appart/an		437'564	43'065	43'241	42'093	41'594	41'731	41'888	46'572	46'545	45'119	45'717
CHF/m²/an		5'610	5'383	5'405	5'262	5'199	5'216	5'236	5'821	5'818	6'446	6'531
ct/kWh		46	47	47	46	46	46	45	45	45	45	46
		86	76	71	83	85	97	90	90	93	88	89
Coût complet subventionné												
CHF/appart/an		421'727	41'556	41'704	40'584	40'085	40'222	40'351	44'866	44'839	43'461	44'059
CHF/m²/an		5'407	5'195	5'213	5'073	5'011	5'028	5'044	5'608	5'605	6'209	6'294
ct/kWh		44	46	45	45	44	44	44	44	44	43	44
		82	73	68	80	82	93	86	87	90	85	86
Charges chauffage												
CHF/appart/an		276'730	27'743	27'633	26'770	26'271	26'409	26'279	29'246	29'219	28'281	28'879
CHF/m²/an		3'548	3'468	3'454	3'346	3'284	3'301	3'285	3'656	3'652	4'040	4'126
ct/kWh		29	30	30	29	29	29	28	28	28	28	29
		54	49	45	53	54	61	56	57	58	55	57

Annexe 10 : Bilan économique de la ventilation à Solarcity pour les années 2011 et 2012

Bilan économique de la ventilation à Solarcity en 2011

CHF HT/an	Total	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
SRE	9'552	910	927	910	910	910	927	1'029	1'029	1'000	1'000
apparts	78	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
pièces	414	44	44	44	44	38	38	41	41	40	40
Production chaleur ventilation 2011 (kWh)	124'263	12'765	12'310	11'908	11'726	12'477	12'310	12'142	13'849	12'518	12'259
kWh/m²	13.0	14.0	13.3	13.1	12.9	13.7	13.3	11.8	13.5	12.5	12.3
~100 MWh/an hyp : COP annuel 3.7 (mesuré bât B 2012)											
Amortissements											
Annuité amortissement	115'681	11'021	11'227	11'021	11'021	11'021	11'227	12'462	12'462	12'111	12'111
Exploitation											
Contrat exploitation	32'500	3'096	3'154	3'096	3'096	3'096	3'154	3'501	3'501	3'402	3'402
Electricité ventilation 2011	15'743	1'616	1'582	1'495	1'316	1'612	1'590	1'534	1'794	1'617	1'587
Consommation électrique 2011 (kWh)	66'909	6'873	6'628	6'412	6'314	6'718	6'628	6'538	7'457	6'740	6'601
Coût total	163'923	15'733	15'963	15'612	15'433	15'729	15'971	17'497	17'757	17'130	17'100
CHF/appart/an	2102	1967	1995	1951	1929	1966	1996	2187	2220	2447	2443
CHF/m²/an	17.2	17.3	17.2	17.2	17.0	17.3	17.2	17.0	17.3	17.1	17.1
ct/kWh	132	123	130	131	132	126	130	144	128	137	139

Bilan économique de la ventilation à Solarcity en 2012

CHF HT/an	Total	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
SRE	9'552	910	927	910	910	910	927	1'029	1'029	1'000	1'000
apparts	78	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7
pièces	414	44	44	44	44	38	38	41	41	40	40
Production chaleur ventilation 2012 (kWh)	110'620	10'304	12'321	10'972	10'168	10'974	12'321	11'178	11'881	10'764	9'737
kWh/m²	11.6	11.3	13.3	12.1	11.2	12.1	13.3	10.9	11.5	10.8	9.7
~100 MWh/an hyp : COP annuel 3.7 (mesuré bât B 2012)											
Amortissements											
Annuité amortissement	115'681	11'021	11'227	11'021	11'021	11'021	11'227	12'462	12'462	12'111	12'111
Exploitation											
Contrat exploitation	32'500	3'096	3'154	3'096	3'096	3'096	3'154	3'501	3'501	3'402	3'402
Electricité ventilation 2012	12'830	1'066	1'273	1'145	1'047	1'412	1'586	1'155	1'509	1'381	1'254
Consommation électrique 2012 (kWh)	59'563	5'548	6'634	5'908	5'475	5'909	6'634	6'019	6'397	5'796	5'243
Coût total	161'010	15'183	15'654	15'262	15'164	15'529	15'966	17'118	17'472	16'894	16'767
CHF/appart/an	2064	1898	1957	1908	1896	1941	1996	2140	2184	2413	2395
CHF/m²/an	16.9	16.7	16.9	16.8	16.7	17.1	17.2	16.6	17.0	16.9	16.8
ct/kWh	146	147	127	139	149	142	130	153	147	157	172

Annexe 11 : Caractérisation des capteurs solaires avec radiation solaire globale horizontale

Afin de simplifier l'utilisation de météo différentes de celle mesurée à Solarcity sur l'année 2012 dans les simulations, nous avons réalisé une caractérisation des capteurs solaires directement à partir des valeurs de radiation solaire horizontale, sans transposition dans le plan des capteurs. Le même modèle que celui présenté au paragraphe « Caractérisation des éléments du système – Capteurs solaires » p 48 a été utilisé, en adoptant la radiation solaire globale horizontale G_h au lieu de la radiation solaire globale incidente sur les capteurs G . Les mêmes conditions d'analyse des données ont été appliquées.

Les nouveaux coefficients du modèle ($\eta_0, h_0, h_v, C_{capt}$) ont été déterminés par régression multilinéaire à partir des mesures :

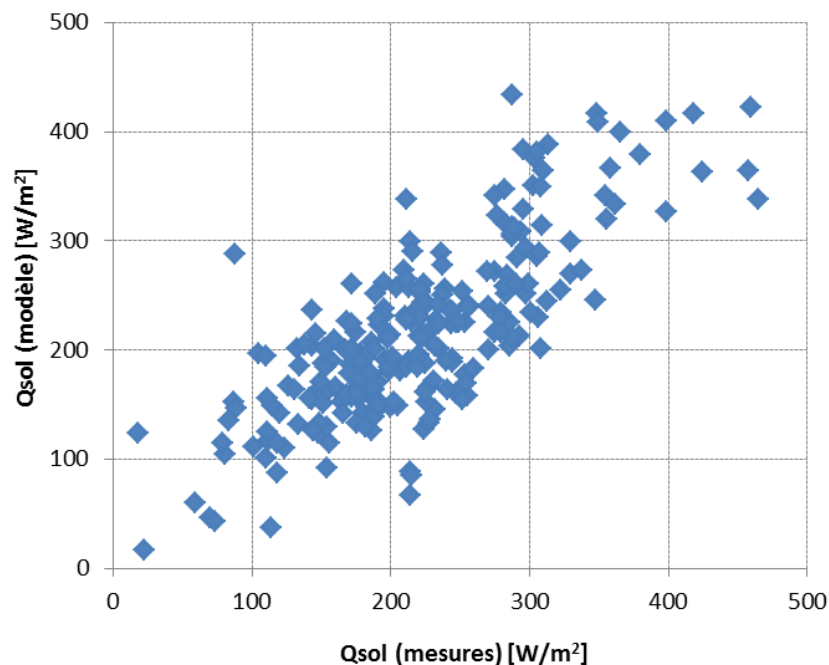
$$\eta_0 = 0.926 \pm 0.018$$

$$C_{capt} = 8.59 \pm 0.64 \text{ Wh} / \text{m}^2 / \text{K}$$

$$h_0 = 11.29 \pm 0.56 \text{ W} / \text{m}^2 / \text{K}$$

$$h_v = 2.47 \pm 0.23 \text{ W} / \text{m}^2 / \text{K} / (\text{m} / \text{s})$$

Les coefficients sont bien déterminés et le biais du fit est faible (3.4%), malgré une erreur quadratique moyenne importante (21.5%). Pour les valeurs utilisées, la relation entre la production solaire mesurée et sa valeur modélisée est représentée en Figure A 8 :



**Figure A 8 : Production solaire, modèle versus mesures
(246 valeurs horaires entre novembre 2012 et août 2013)**

A noter que les valeurs des coefficients déterminées ici ne sont pas significativement différentes de celles obtenues lors de l'analyse avec la radiation solaire dans le plan des capteurs, malgré la différence d'inclinaison. Ces valeurs ont été utilisées dans les simulations, en couplage avec les données de radiation solaire horizontale.

Annexe 12 : Algorithme du modèle développé en TRNSYS

Fichier dck. avec l'algorithme utilisé dans Trnsys pour la modélisation du système.

```
*****
* CONTROL CARDS
*****
VERSION 17 ! trnsys version
SIMULATION StartSim StopSim 1 ! start, stop, step
TOLERANCES -1E-2 -1E-2 ! integration, convergence
LIMITS 30 8760 20 ! max iterations, warnings, trace limit
* SOLVER 0 ! solver method
* DFQ 1 ! integration solver method
* WIDTH 80 ! width of output file
* NAN_CHECK 0 ! nan debug statement
* OVERWRITE_CHECK 0 ! Overwrite debug statement
* TIME_REPORT 0 ! disable time report
* EQSOLVER 0 ! equation solver statement

*****
* DCK rapport final COP5 BASE 13.11.2013
*****
*****
* EQUATIONS
*****

* Simulation
*-----
Constants 4

StartSim = 0
StopSim = 8760
StartPrint = 1
StopPrint = 8760

* Data
*-----
Equations 9

Gh = [1,1] ! solar radiation(W/m2)
Text = [1,2] ! outdoor temp(C)
Hext = [1,3] ! outdoor humidity (pcent)
Vv = [1,4] ! wind(m/s)
Qdem = [1,5] ! heat demand (Wh)
Tdem = [1,6] ! demand temperature (C)
Tcave = [1,7] ! storage room temperature (C)
QDHW = [1,8] ! Domestic Hot Water demand (Wh)
QSH = [1,9] ! Space Heating demand (Wh)

* Constants
*-----
Equations 9

Asol = 116 ! solar area (m2)

*---
!Redim factor (AllDem) GC3638 = 2.1
!Redim factor (AllDem) GC4042 = 1.5
!2 face Solar collector factors
*---
Eta0 = 0.926 ! 2 face
h0 = 11.3 ! (W/K.m2) 2 face
hv = 2.47 ! (W/K.m2 par m/s)

!1 face Solar collector factors
*---
!Eta0 = 0.9
!h0 = 9.7 ! (W/K.m2)
!hv = 1.8 ! (W/K.m2 par m/s)

Hsol = (H0+Hv*Vv) * Asol ! (W/K)
cp = 3.575 ! water + 50% Glicol specific heat (kJ/kg.K)
Msol = 100 * Asol * cp / 3.6 ! Wh/K
C = 5360 ! Storage capacity (Wh/K) monitored value
Hst = 22.66 ! Storage losses (W/K) monitored value

* Definition of timestep mode
*-----
* Constants
Equations 6

Qg = Eta0*Gh*Asol
TstC_1 = GT(Time,1)*[3,2] + (1-GT(Time,1))*44
TstF_1 = GT(Time,1)*[3,4] + (1-GT(Time,1))*28
I_Tevap = MIN(Tsol3,20) ! evaporator temp(C)
I_Tcond = MAX(Tdem,30) ! condenser temp(C)
StatHP = 1

* 1) SolBat
Equations 8

Qsol1 = Qdem
Tsol1 = Text + (Qg-Qsol1)/Hsol
Qds1 = 0
Qst1 = 0
Qcond1 = 0
Ehp1 = 0
Qevap1 = Qcond1-Ehp1
Qelec1 = 0

* 21) Ds
Equations 8

Qsol21 = 0
Tsol21 = Text + (Qg)/Hsol
```

$$Q_{ds21} = Q_{dem}$$

$$Q_{st21} = 0$$

$$Q_{cond21} = 0$$

$$E_{hp21} = 0$$

$$Q_{evap21} = Q_{cond21} - E_{hp21}$$

$$Q_{elec21} = 0$$

* 22) Ds

Equations 8

$$Q_{sol22} = 0$$

$$T_{sol22} = T_{ext} + (Q_g)/H_{sol}$$

$$Q_{ds22} = Q_{dem}$$

$$Q_{st22} = 0$$

$$Q_{cond22} = 0$$

$$E_{hp22} = 0$$

$$Q_{evap22} = Q_{cond22} - E_{hp22}$$

$$Q_{elec22} = 0$$

* 3) Heat Pump

Equations 8

$$Q_{sol3} = Q_{evap3}$$

$$T_{sol3} = T_{ext} + (Q_g - Q_{sol3})/H_{sol}$$

$$Q_{ds3} = 0$$

$$Q_{st3} = GT(T_{dem}, T_{stC_1}) * GT(Q_{cond3}, Q_{dem}) * (Q_{cond3} - Q_{dem})$$

$$Q_{cond3} = [2, 2]$$

$$E_{hp3} = [2, 3]$$

$$Q_{evap3} = Q_{cond3} - E_{hp3}$$

$$Q_{elec3} = GT(Q_{dem}, Q_{cond3}) * (Q_{dem} - Q_{cond3})$$

* 4) Electric Heating

Equations 8

$$Q_{sol4} = 0$$

$$T_{sol4} = T_{ext} + (Q_g)/H_{sol}$$

$$Q_{ds4} = 0$$

$$Q_{st4} = 0$$

$$Q_{cond4} = 0$$

$$E_{hp4} = 0$$

$$Q_{evap4} = Q_{cond4} - E_{hp4}$$

$$Q_{elec4} = Q_{dem}$$

* 51) SolSt

Equations 8

$$T_{sol51} = (H_{sol} * T_{ext} + M_{sol} * T_{stF_1} + Q_g)/(H_{sol} + M_{sol})$$

$$Q_{sol51} = M_{sol} * (T_{sol51} - T_{stF_1})$$

$$Q_{ds51} = 0$$

$$Q_{st51} = Q_{sol51}$$

$$Q_{cond51} = 0$$

$$E_{hp51} = 0$$

$$Q_{evap51} = Q_{cond51} - E_{hp51}$$

$$Q_{elec51} = 0$$

* 52) SolSt

Equations 8

$$T_{sol52} = (H_{sol} * T_{ext} + M_{sol} * T_{stC_1} + Q_g)/(H_{sol} + M_{sol})$$

$$Q_{sol52} = M_{sol} * (T_{sol52} - T_{stC_1})$$

$$Q_{ds52} = 0$$

$$Q_{st52} = Q_{sol52}$$

$$Q_{cond52} = 0$$

$$E_{hp52} = 0$$

$$Q_{evap52} = Q_{cond52} - E_{hp52}$$

$$Q_{elec52} = 0$$

* Status

Equations 8

$$I_0 = GT(Q_{dem}, 0)$$

$$I_1 = I_0 * GT(T_{sol1}, T_{dem})$$

$$I_{21} = I_0 * (1 - I_1) * GT(T_{stF_1}, T_{dem})$$

$$I_{22} = I_0 * (1 - I_1) * (1 - I_{21}) * GT(T_{stC_1}, T_{dem})$$

$$I_3 = I_0 * (1 - I_1) * (1 - I_{21}) * (1 - I_{22}) * GT(T_{sol3}, -15)$$

$$I_4 = I_0 * (1 - I_1) * (1 - I_{21}) * (1 - I_{22}) * (1 - I_3)$$

$$I_{52} = (1 - I_0) * GT(T_{sol52}, T_{stC_1})$$

$$I_{51} = (1 - I_0) * (1 - I_{52}) * GT(T_{sol51}, T_{stF_1})$$

* Timestep outputs

*-----

Equations 24

$$I = I_1 * 1 + I_{21} * 21 + I_{22} * 22 + I_3 * 3 + I_4 * 4 + I_{51} * 51 + I_{52} * 52$$

$$T_{sol} = I_1 * T_{sol1} + I_{21} * T_{sol21} + I_{22} * T_{sol22} + I_3 * T_{sol3} + I_4 * T_{sol4} + I_{51} * T_{sol51} + I_{52} * T_{sol52}$$

$$Q_{sol} = I_1 * Q_{sol1} + I_{21} * Q_{sol21} + I_{22} * Q_{sol22} + I_3 * Q_{sol3} + I_4 * Q_{sol4} + I_{51} * Q_{sol51} + I_{52} * Q_{sol52}$$

$$Q_{solDir} = I_1 * Q_{sol1} + I_{52} * Q_{sol52} + I_{51} * Q_{sol51}$$

$$Q_{solSt} = I_{52} * Q_{sol52} + I_{51} * Q_{sol51}$$

$$Q_{solB} = I_1 * Q_{sol1}$$

$$Q_{dsC} = I_1 * Q_{ds1} + I_{22} * Q_{ds22} + I_3 * Q_{ds3} + I_4 * Q_{ds4} + I_{52} * Q_{ds52}$$

$$Q_{dsF} = I_1 * Q_{ds1} + I_{21} * Q_{ds21} + I_3 * Q_{ds3} + I_4 * Q_{ds4} + I_{51} * Q_{ds51}$$

$$Q_{stC} = I_1 * Q_{st1} + I_{22} * Q_{st22} + I_3 * Q_{st3} + I_4 * Q_{st4} + I_{52} * Q_{st52}$$

$$Q_{stF} = I_1 * Q_{st1} + I_{21} * Q_{st21} + I_4 * Q_{st4} + I_{51} * Q_{st51}$$

$$Q_{lossC} = H_{st}/2 * (T_{stC_1} - T_{cave})$$

$$Q_{lossF} = H_{st}/2 * (T_{stF_1} - T_{cave})$$

$$Q_{cond} = I_1 * Q_{cond1} + I_{22} * Q_{cond22} + I_{21} * Q_{cond21} + I_3 * Q_{cond3} + I_4 * Q_{cond4} + I_{52} * Q_{cond52} + I_{51} * Q_{cond51}$$

$$Q_{pacSt} = I_3 * Q_{st3}$$

$$Q_{pacB} = I_3 * (Q_{dem} - Q_{elec3})$$

$$E_{hp} = I_1 * E_{hp1} + I_{21} * E_{hp21} + I_{22} * E_{hp22} + I_3 * E_{hp3} + I_4 * E_{hp4} + I_{51} * E_{hp51} + I_{52} * E_{hp52}$$

$$Q_{evap} = I_1 * Q_{evap1} + I_{21} * Q_{evap21} + I_{22} * Q_{evap22} + I_3 * Q_{evap3} + I_4 * Q_{evap4} + I_{51} * Q_{evap51} + I_{52} * Q_{evap52}$$

$$Q_{elec} = I_1 * Q_{elec1} + I_{21} * Q_{elec21} + I_{22} * Q_{elec22} + I_3 * Q_{elec3} + I_4 * Q_{elec4} + I_{51} * Q_{elec51} + I_{52} * Q_{elec52}$$

```

COP = I3 * [2,1]
TstC = TStC_1 + (QStC - QDsC - QlossC) / (C/2)
TstF = TStF_1 + (QStF - QDsF - QlossF) / (C/2)
Tevap = I3 * I_Tevap
Tcond = I3 * I_Tcond
NbHP = I3 * StatHP

*****

* COMPONENTS
*****

* DataReader
=====

Unit 1 Type 9 DataReader

* External files
*-----
Assign "DataInGC3638.mod.dhw.txt" 101

!DataInSC.txt
!DataInSC.mod.txt
!DataInSC.mod.DhwCte.txt
!DataInSC.mod.DhwCte_M04.txt
!DataInSC.mod.DhwCte_MPresim.txt
!DataInSC(40.60).mod.dhw.txt
!DataInSC(40.60).mod.dhw_M04.txt
!DataInGC3638.mod.dhw.txt
!DataInGC4042.mod.dhw.txt

Parameters 42
*-----
6      !01) mode
2      !02) header lines
9      !03) number of values
1      !04) timestep
-1 1 0 0 !05-08) value#1: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !09-12) value#2: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#3: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#4: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#5: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#6: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#7: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#8: interpol, mult, add, average
-1 1 0 0 !nn-nn) value#9: interpol, mult, add, average
101    !last-1) logical unit
-1     !last) format

* Heat pump
=====

Unit 2 Type 42 Heat Pump

* External files
*-----
Assign "DataHP.txt" 102

```

```

!DataHP.txt
!DataHP_GC4042_RD-1.5.txt
!DataHP_GC3638_RD-2.1.txt

Parameters 5
*-----
102    ! 1 Logical unit
2      ! 2 Number of independent variables
3      ! 3 Number of dependent variables
10     ! 4 Number of values of 1st independ-
ent variable (Tevap) (2nd line)
6      ! 5 Number of values of 2nd independ-
ent variable (Tcond) (1st line)

Inputs 3
*-----
StatHP      ! Control function
I_Tevap     ! 1st independent variable (2nd line)
I_Tcond     ! 2nd independent variable (1st line)

* Initial values
*-----
0.0 0.0 0.0

* Input Value Recall (Type 93)
=====
Unit 3 Type 93      Type93

PARAMETERS 2
*-----
2      ! 1 Number of inputs to be stored
2      ! 2 Number of timesteps to be stored
(including the curent step)

Inputs 2
TstC    ! [unconnected] Input value
TstF    ! [unconnected] Input value

* Initial Input Values
*-----
20.0 20.0

* Printer
=====
Unit 5 Type 25 Printer

* External files
*-----
Assign "DataOut.txt" 105

Parameters 10
*-----
1      !01) step (>0:hour , <0:month)
StartPrint !02) start (h)
StopPrint  !03) stop (h)
105      !04) logical unit

```

1 !05) none/user/trnsys units (0/1/2)
 0 !06) relative/absolute start (0/1)
 -1 !07) overwrite/append (-1/1)
 -1 !08) headers no/yes (-1/1)
 1 !09) tab/space/comma (0/1/2)
 1 !10) labels no/yes (-1/1)

Inputs 29

*-----

Gh
 Text
 Qdem
 QDHW
 QSH
 Tdem
 I
 Qsol
 QsolDir
 QsolSt
 QsolB
 QdsC
 QdsF
 QstC
 QstF
 QlossC
 QlossF
 Qcond
 QpacSt
 QpacB
 Ehp
 Qevap
 Qelec
 Tsol
 TstC
 TstF
 Tevap
 Tcond
 NbHP

* Labels

*-----

Gh
 Text
 Qdem
 QDHW
 QSH
 Tdem
 I
 Qsol
 QsolDir
 QsolSt
 QsolB
 QdsC
 QdsF

QstC
 QstF
 QlossC
 QlossF
 Qcond
 QpacSt
 QpacB
 Ehp
 Qevap
 Qelec
 Tsol
 TstC
 TstF
 Tevap
 Tcond
 NbHP

* Units

*-----

W/m2
 C
 w
 W
 W
 C
 -
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 W
 C
 C
 C
 C
 C
 C
 h

END

Annexe 13 : Corrélation simulation/mesure des principaux flux énergétiques (valeurs journalières)

Les points en gris correspondent à des valeurs journalières en Wh/m²/jour.

Les points en noir correspondent à des valeurs journalières en moyenne mensuelle (valeurs mensuelles divisées par le nombre de jours de chaque mois) en Wh/m²/jour.

Pour tous les graphiques présentés dans cette annexe, les données couvrent la période du 1^{er} mars au 31 décembre 2012 (les mois de jan-fév 2012 ont été omis, à cause du problème de mesure lié à Qsolpac).

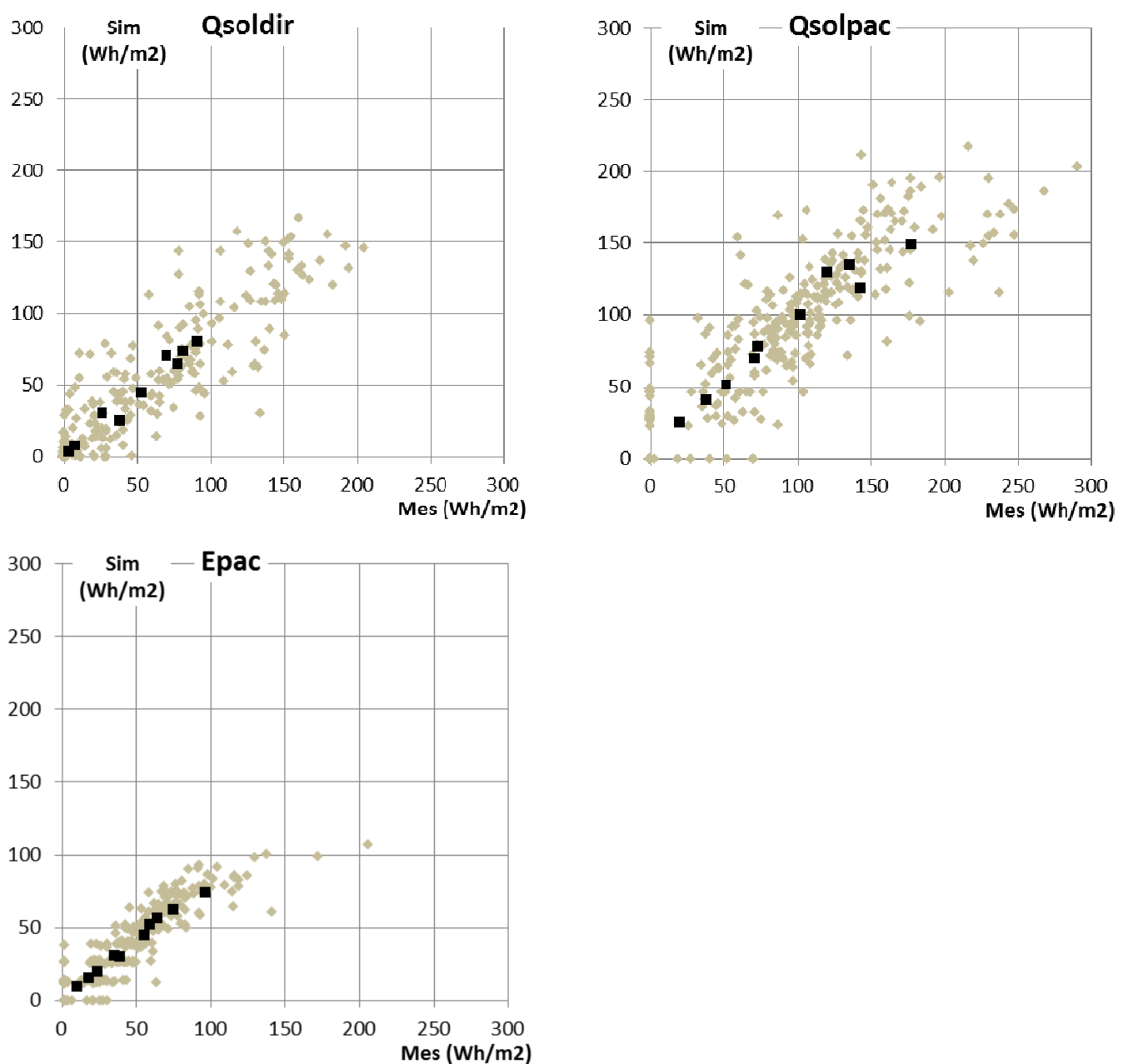


Figure A 9 : Inputs

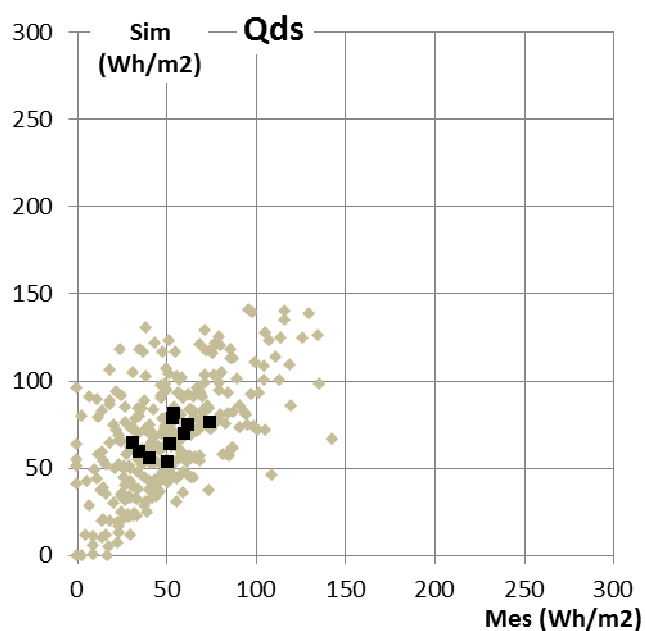
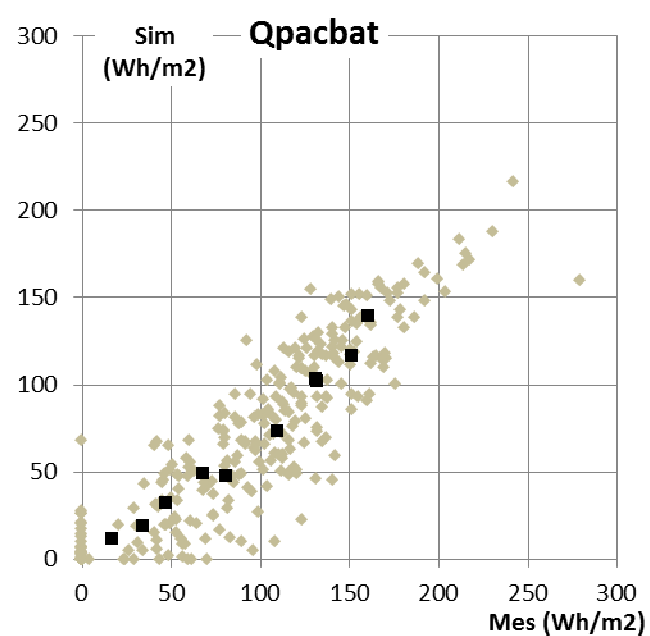
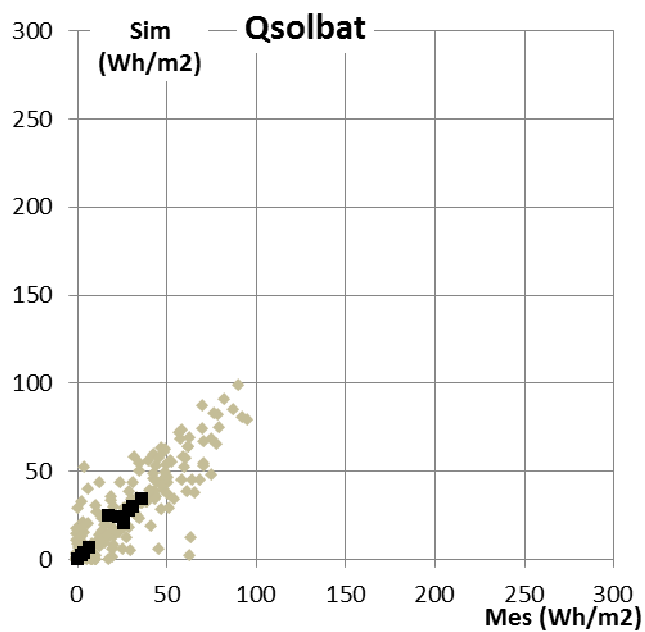


Figure A 10 : Outputs

Annexe 14 : Sensibilité du système à divers paramètres (hypothèses et résultats de simulation)

Tableau A 8 : Hypothèses de simulation

		SC	SC / PacVar	SC / Isol	SC (2004)	SC (2004) / PacVar	SC.40% ecs	SC.40% ecs / PacVar	SC.40% ecs (2004)	SC.40% ecs (2004) / PacVar	Ren	Ren / Redim pac	Ren / Redim pac+sol	Ren / Redim pac+sol+stock	NonRen	NonRen / Redim pac	NonRen / Redim pac+sol	NonRen / Redim pac+sol+stock
Demande																		
Qbat	kWh/m2	68.3	68.3	68.3	62.8	62.8	68.0	68.0	57.4	57.4	102.1	102.1	102.1	102.1	145.9	145.9	145.9	145.9
Qecs		70%	70%	70%	76%	76%	41%	41%	49%	49%	28%	28%	28%	28%	19%	19%	19%	19%
Pch.0	W/m2	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	16.5	16.5	16.5	16.5	27.6	27.6	27.6	27.6	44.0	44.0	44.0	44.0
Tnch	°C	15	15	15	15	15	15	15	15	15	17	17	17	17	17	17	17	17
Tch.0°C	°C	30	30	30	30	30	30	30	30	30	50	50	50	50	50	50	50	50
Tch.15°C	°C	28	28	28	28	28	28	28	28	28	30	30	30	30	30	30	30	30
Système																		
Ppac	W/m2	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	56.5	56.5	56.5	37.6	79.1	79.1	79.1
Asol	m2/m2	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.19	0.19	0.13	0.13	0.26	0.26
Vstock	Wh/m2	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	5.78	8.67	5.78	5.78	5.78	12.1
Isol		non	non	oui	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
PacVar		non	oui	non	non	oui	non	oui	non	oui	non	non	non	non	non	non	non	non
Météo		2012	2012	2012	2004	2004	2012	2012	2004	2004	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012

NB : les nombres en gris sont identiques au cas de base (SC).

Qbat : demande de chaleur (ECS + chauffage)

Qecs : demande ECS

Pch.0 : puissance de chauffage à 0°C

Tnch : température de non chauffage

Tch.0°C : température de distribution de chauffage à 0°C

Tch.15°C : température de distribution de chauffage à 15°C

Ppac : puissance thermique PAC (pour température de fonctionnement 0/35°C)

Asol : surface solaire

Vstock : volume de stockage

Isol : isolation face arrière des capteurs

PacVar : variateur de fréquence

SC : Solarcity

Ren : bâtiment rénové

NonRen : bâtiment non rénové

Tableau A 9 : Résultats de simulation

	Mesures	Sim1	SC	SC / PacVar	SC / Isol	SC (2004)	SC (2004) / PacVar	SC.40% ecs	SC.40% ecs / PacVar	SC.40% ecs (2004)	SC.40% ecs (2004) / PacVar	Ren	Ren / Redim pac	Ren / Redim pac+sol	Ren / Redim pac+sol+stock	NonRen	NonRen / Redim pac	NonRen / Redim pac+sol	NonRen / Redim pac+sol+stock
Qsol	51.0	51.6	51.3	54.0	50.9	51.0	52.6	51.4	54.2	51.5	54.6	71.8	67.9	74.3	74.0	91.2	72.9	103.6	102.8
Qsoldir	14.6	12.7	11.9	13.8	14.4	9.1	10.7	11.2	13.0	8.9	10.7	11.3	11.3	13.7	13.8	12.4	12.3	17.2	17.6
Qsolbat	5.9	5.6	3.3	3.3	4.2	2.3	2.3	2.9	2.9	2.4	2.4	3.0	3.0	3.4	3.4	3.2	3.2	4.1	4.1
Qsolst	8.6	7.1	8.6	10.5	10.2	6.8	8.3	8.3	10.1	6.4	8.2	8.4	8.3	10.3	10.4	9.2	9.1	13.1	13.4
Qsolpac	37.7	38.9	39.4	40.2	36.5	41.8	41.9	40.3	41.1	42.7	43.9	60.4	56.6	60.6	60.3	78.8	60.6	86.5	85.3
Qpac	60.1	56.6	57.7	55.9	54.1	61.0	57.5	58.3	54.6	61.5	57.7	90.0	86.6	90.9	90.8	115.7	94.4	129.1	128.4
Qpacbat	39.0	32.3	29.7	55.9	28.1	30.6	57.5	24.0	54.6	23.8	57.7	49.8	34.9	36.6	36.3	76.2	35.3	55.3	53.2
Qpacst	21.1	24.3	28.0	0.0	26.0	30.4	0.0	34.3	0.0	37.7	0.0	40.2	51.7	54.3	54.4	39.5	59.1	73.7	75.2
Qst	29.7	31.3	36.6	10.5	36.1	37.2	8.3	42.6	10.1	44.2	8.2	48.5	60.1	64.6	64.9	48.7	68.2	86.8	88.6
Qds	23.3	26.4	31.8	7.4	31.2	32.6	5.5	37.7	7.0	39.5	5.3	43.6	54.8	59.1	59.4	44.2	63.2	80.9	83.0
Qloss	4.4	4.9	4.8	3.2	5.0	4.6	3.0	4.9	3.3	4.8	3.0	5.0	5.2	5.6	5.5	4.6	5.1	6.0	5.7
Qbat	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	67.3	67.3	68.0	68.0	66.1	66.1	102.1	102.1	102.1	102.1	145.9	145.9	145.9	145.9
Qecs	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	28.0	28.0	28.0	28.0	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Qch	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	19.6	19.6	40.0	40.0	38.1	38.1	73.8	73.8	73.8	73.8	117.6	117.6	117.6	117.6
Epac	22.1	17.7	18.3	15.7	17.6	19.2	15.6	18.1	13.5	18.9	13.8	29.5	30.0	30.3	30.5	36.9	33.8	42.6	43.1
Edec	0.9	1.4	1.8	1.7	2.9	0.2	0.3	3.3	3.5	0.4	0.6	2.8	9.3	2.8	2.8	4.4	44.1	4.4	4.3
Eapp	0.0	2.7	1.7	0.0	1.8	1.6	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	2.9	0.1	0.2	0.3	17.9	0.1	1.2	1.2
Qin	75.3	73.2	73.1	71.4	73.2	71.9	70.2	72.9	71.2	70.8	69.0	107.0	107.3	107.6	107.6	150.5	150.9	151.8	151.5
Qout	68.2	68.3	68.3	68.3	68.3	67.3	67.3	68.0	68.0	66.1	66.1	102.1	102.1	102.1	102.1	145.9	145.9	145.9	145.9
Etot	23.0	21.7	21.8	17.4	22.3	21.0	17.6	21.4	17.0	19.3	14.4	35.3	39.4	33.4	33.5	59.2	78.1	48.2	48.7
SPF1	2.7	3.2	3.1	3.6	3.1	3.2	3.7	3.2	4.0	3.3	4.2	3.0	2.9	3.0	3.0	3.1	2.8	3.0	3.0
SPF3'	3.0	3.2	3.1	3.9	3.1	3.2	3.8	3.2	4.0	3.4	4.6	2.9	2.6	3.1	3.0	2.5	1.9	3.0	3.0

Qin = Qsoldir + Qsolpac + Etot

Qout = Qsolbat + Qpacbat + Qds + Edec + Eapp (*)

Etot = Epac + Edec + Eapp

SPF1 = Qpac/Epac

SPF3' = Qout/Etot

(*) pour les mesures : Qout = Qsolbat + Qpacbat + Qds

Annexe 15 : Courbes de charge des demandes de chaleur utilisées dans les simulations

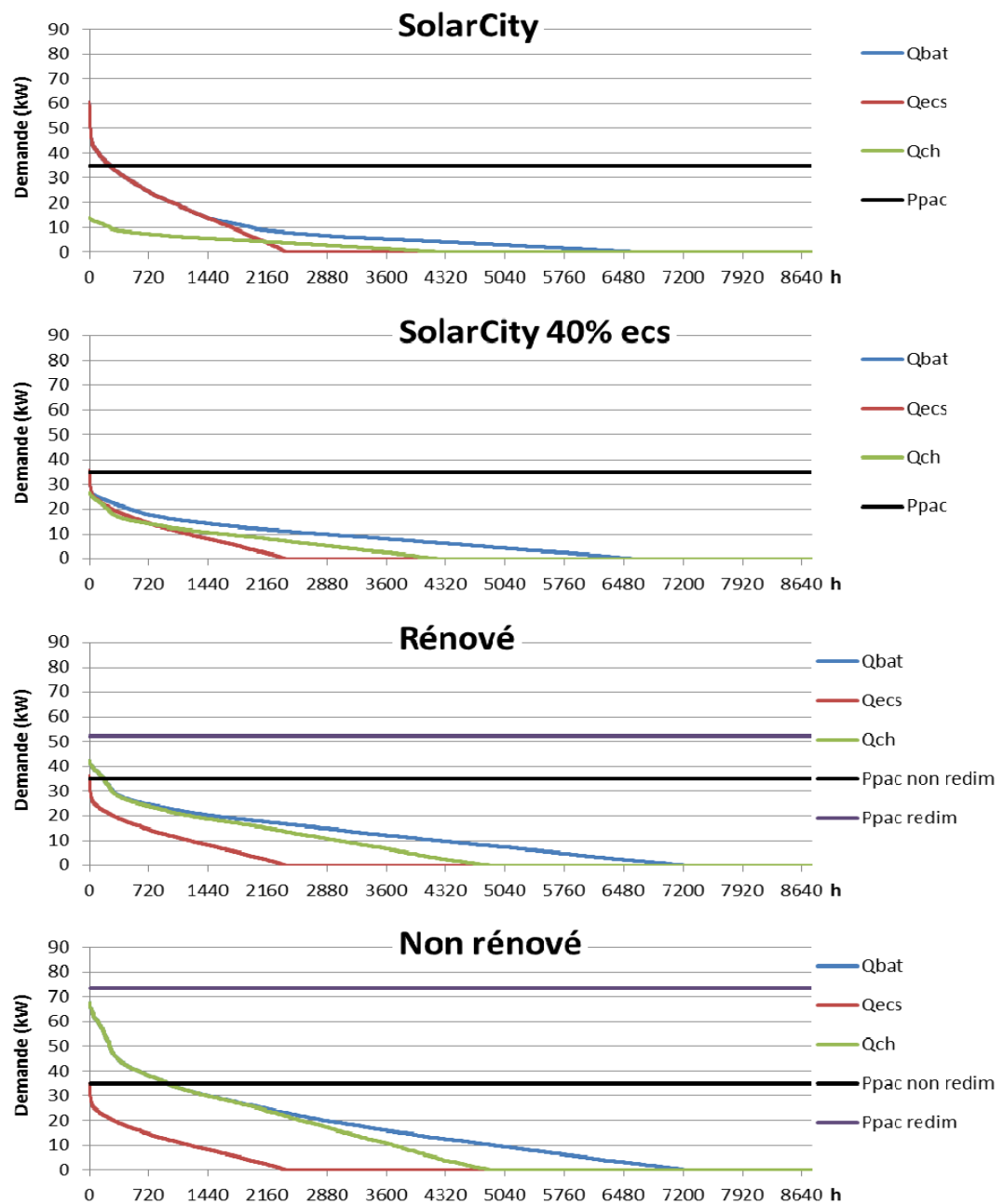


Figure A 11 : Courbes de charge des demandes de chauffage et d'ECS pour le 4 cas simulés (année 2012) : Solarcity, Solarcity avec 40% ECS/60% chauffage, bâtiment rénové Minergie, bâtiment des années 60 non rénové

Qbat : demande de chaleur (ECS + chauffage)

Qecs : demande ECS

Qch : demande chauffage

Ppac : puissance thermique PAC (pour températures de fonctionnement 0/35°C)

non redim : installation non redimensionnée (valeur du cas de base : Solarcity)

redim : installation redimensionnée par rapport à la demande (cf. Annexe 14)