



Rapport intermédiaire 31 juillet 2010

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:

Service de l'énergie de l'Etat de Genève - Rue du Puits-Saint-Pierre 4 – Case postale 3918
CH-1211 Genève 3
Services Industriels de Genève – Case postale 2777 CH-1211 Genève 2

Mandataire:

Université de Genève
Institut des Sciences de l'Environnement – Groupe Energieât D
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
Pierre Hollmuller
Bernard Lachal
Jad Khoury

Responsable de domaine de l'OFEN: Andreas Eckmanns

Chef de programme de l'OFEN: Charles Filleux

Numéro du contrat et du projet de l'OFEN: 153000 / 102000

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

Table des matières

Abstract	4
Partie 1 : Introduction	5
Contexte.....	5
Résultats attendus	6
Collaborations scientifiques.....	6
Partie 2 : Description du projet immobilier Solarcity.....	8
Maître d'ouvrage et mandataires	8
Situation	8
Description des bâtiments	9
Principales caractéristiques du projet.....	13
1. Enveloppe performante.....	13
1.1. Façades (éléments opaques).....	13
1.2. Façades (éléments vitrées).....	13
1.3. Toitures et terrasses.....	13
1.4. Dalles contre locaux non chauffés	13
2. Confort d'été	13
3. Eclairage naturel	14
4. Qualité de l'air	14
5. Protection phonique	14
Description des installations techniques.....	14
1. Production de chaleur.....	14
2. Distribution de chaleur	16
Concept et planning du suivi énergétique	17
Partie 3 : Simulation	19
Modèle simplifié, sans effet capacitif	19
1. Description du modèle	19
1.1. Bases du modèle.....	19
1.2. Hypothèses.....	20
2. Résultat de la simulation.....	21
3. Problème du givrage.....	22
4. Décrochage de la pompe à chaleur.....	23
5. Influence de la surface de capteurs.....	24
6. Etude de sensibilité.....	25
7. Conclusions	26
Modélisation des sous-systèmes.....	26
1. Capteurs solaires	26
1.1. Etat de l'art des modèles TRNSYS	26
1.2. Effets du vent.....	27
1.3. Effets du givre.....	32
2. Pompe à chaleur.....	33
3. Bâtiment.....	33
4. Stockage thermique et régulation	34
Partie 4 : Généralisation.....	35
Comparaison avec d'autres solutions possibles.....	35
Potentiel dans la rénovation	35
Généralisation de l'utilisation des pompes à chaleur et courbe de charge électrique	36
Partie 5 : Conclusion et suite des travaux.....	39
Références bibliographiques.....	40

Abstract

Le projet Solarcity, basé à Satigny (GE), est un nouveau complexe immobilier de 9550 m², comprenant 78 logements répartis dans 4 bâtiments divisés en 10 immeubles. L'enveloppe énergétique a été conçue pour respecter le standard Minergie, et le système de chauffage est basé sur une pompe à chaleur par immeuble utilisant comme source froide 1160 m² de capteurs solaires non couverts.

Le projet COP5 comporte deux parties : 1. Partie expérimentale, qui consiste en un suivi énergétique sur une durée de deux années complètes (démarrage prévu en automne 2010). Les capteurs installés permettront de quantifier tous les flux énergétiques intéressants pour la compréhension du fonctionnement du système. 2. Partie simulation, dans laquelle un modèle complet sera développé sous l'environnement TRNSYS. Un modèle simplifié a été précédemment développé en Matlab/Simulink par l'Université de Genève. Les principaux résultats obtenus grâce à ce modèle sont présentés ici. Le modèle complet reprendra les bases de ce modèle simplifié, complété par la prise en compte du stockage et de la régulation, des effets du givrage, de la neige et du vent (en partie basés sur des travaux précédents dont les résultats sont présentés ici), et intégrant un modèle de capteur solaire spécifique pour une utilisation en absorbeur.

Enfin, le potentiel de généralisation de la solution technique : par rapport à d'autres solutions substituables (ex : sondes géothermiques), ou dans d'autres types de bâtiments moins performants (ex : rénovation), sera étudié précisément. D'autre part, une réflexion sur la stratégie énergétique globale menant à cette généralisation (report de consommations thermiques sur des consommations électriques, impact de l'utilisation systématique des pompes à chaleur sur la courbe de charge électrique...) sera menée dans la suite du travail (les grandes lignes en sont données dans ce rapport).

Partie 1 : Introduction

Contexte

La substitution d'énergie fossile par l'électricité via une pompe à chaleur pose 3 problèmes :

- La provenance de l'électricité et la durabilité de sa production.
- La mise à disposition d'une source froide à des 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 des 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 d'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 (geocooling).

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 collecteurs solaires non couverts très bon marché (soit sous forme de « toiture solaire », soit sous forme de champ de capteurs intégrés ou posé sur toit plat) comme source froide peut répondre aux problèmes posés :

- Solution aisément reproductible et possible dans de nombreuses situations, technologie mature et bien connue.
- COP potentiellement élevé grâce à la qualité de la source froide (captation solaire à basse température).
- Production de chaleur solaire pour eau chaude sanitaire pendant l'été sans passer par la PAC (ou avec un COP très élevé si on prend en compte uniquement l'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 d'installations réelles de ce type d'une certaine taille.

Résultats attendus

Les connaissances à créer/renforcer sont principalement :

- Modélisation du fonctionnement du champ de collecteurs dans les conditions hivernales ou nocturnes, principalement la valeur du facteur d'échange thermique et la problématique du givrage. Nous avons précédemment étudié en détail le comportement de la toiture solaire avec une contribution OFEN, qui a abouti à une thèse de doctorat sur l'effet du vent sur les performances en production de chaleur. La viabilité des résultats doit être vérifiée pour la situation inverse, où les capteurs solaires sont souvent plus froids que l'air extérieur, avec des possibilités de givrage.
- Compréhension et optimisation du système complet : collecteurs non couverts, météo, température de la source froide, température demandée, fonctionnement de la PAC et COP réel, gestion de la distribution, stockage de chaleur,...
- Maturité réelle de la technologie pour le système global, gestion de la complexité et implication du point de vue des performances, fiabilité, coûts et acceptabilité « sociale » par les gestionnaires, propriétaires, utilisateurs,...
- Modes de financement envisageables pour ce type de solution, dont l'investissement de départ est important (tiers investisseurs, mécanismes de compensation CO₂,...).
- Comparaison avec les autres solutions pouvant être standardisées.

Collaborations scientifiques

Une nouvelle tâche de l'AIE (Task 44) intitulée « Solar and Heat Pump Systems », initiée en janvier 2010, traite justement de ce type de systèmes (<http://www.iea-shc.org/task44/>). La cible de la Task 44 est plutôt orientée vers la villa individuelle, identifiée comme le cœur du marché pour ce type de solution, cependant des travaux sur les systèmes collectifs ont également été prévus.

Les principaux axes de travail sont 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 : « Modeling 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.

Les membres actifs de la Task 44 sont au nombre d'une cinquantaine d'experts de différents pays, principalement européens. Nous avons pris contact avec le responsable de cette tâche, Jean-Christophe Hadorn (Genève). Notre intégration dans la Task 44 paraît particulièrement bénéfique, au vu des avantages mutuels qui pourraient en être retirés : du côté de la Task 44 une expérience de terrain unique sur un système de taille importante, et de notre

côté un accès aux connaissances et aux modèles développés par les membres du groupe de travail dans le cadre de la Task 44.

Nous envisageons donc d'intégrer la Task 44 dès le prochain meeting, qui se déroulera en octobre à Vienne.

Partie 2 : Description du projet immobilier Solarcity

Maître d'ouvrage et mandataires

Maître d'ouvrage	Laurent et Nicolas Bonnet
Représentant du maître d'ouvrage	NAEF & CIE SA Avenue 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 CVS	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), dont la mise en service est prévue pour fin 2010, sera la plus grande cité solaire en Suisse. Elle est située 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 1: Plan de situation



Figure 2: Implantation des bâtiments

Commune de Satigny (GE)
Coordonnées géo : 46.216°N 6.036°E

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 (45°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 parkings.
- 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 1: Les Cépages, 10 immeubles répartis en 4 bâtiments

Immeubles	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	Total
Nbre d'appart.	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	78
Nbre de pièces	44	44	44	44	38	38	41	41	40	40	414
SRE (m ²)	910	927	910	910	910	927	1'029	1'029	1'000	1'000	9'552
Toiture (m ²)	341	339	179	182	182	341	339	179	182	182	2'446
Capteurs solaires thermiques (m ²)	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	1'160

Les 4 bâtiments offrent 78 logements à vocation familiale, dont 32 de type HM, 24 de type ZDPPE et 22 à loyers libres (PPE). En tout, 414 pièces sont prévues. La surface de référence énergétique de ces bâtiments s'élève à 9'552 m² et 1'160 m² de capteurs solaires thermiques assurent la production de chaleur et d'eau chaude sanitaire pour les appartements.

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 et la ventilation contrôlée (IDC simulé = 38 kWh/m²/an).



Figure 3: Façades sud vitrées des bâtiments J,K et G,H



Figure 4: Façades nord de l'ensemble des bâtiments



Figure 5: Aménagement des passages piétons



Figure 6: Les Cépages en construction



Figure 7: Plan d'implantation et aménagements paysagers

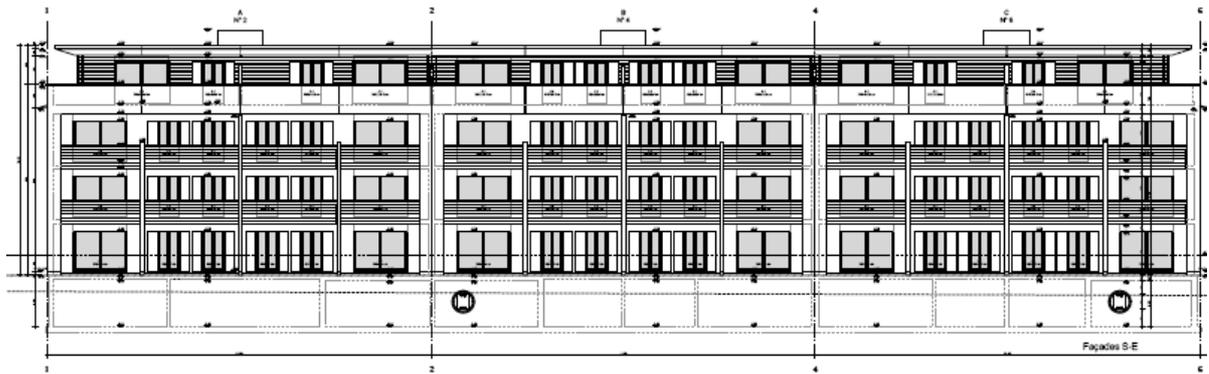


Figure 8: Façade sud-est des immeubles A, B et C

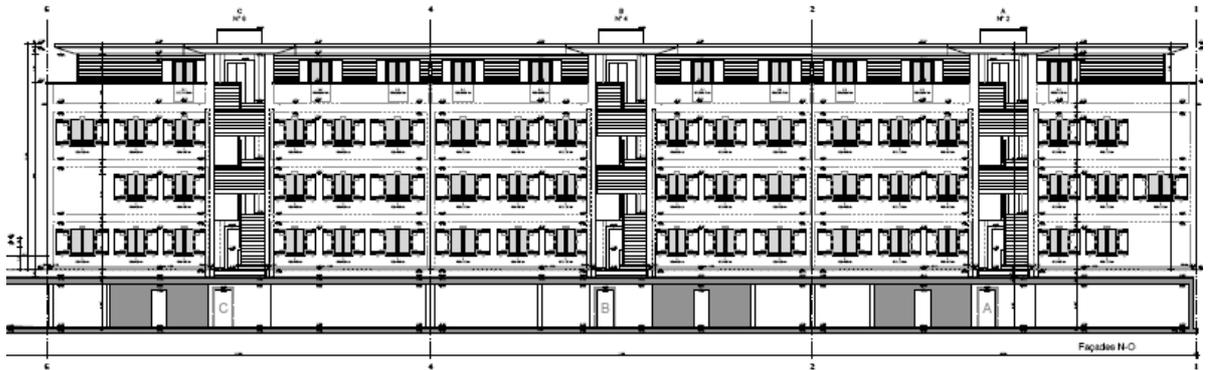


Figure 9: Façade nord-ouest des immeubles A, B et C

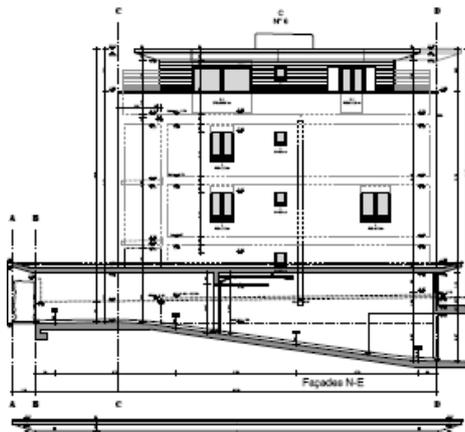


Figure 10: Façade nord-est

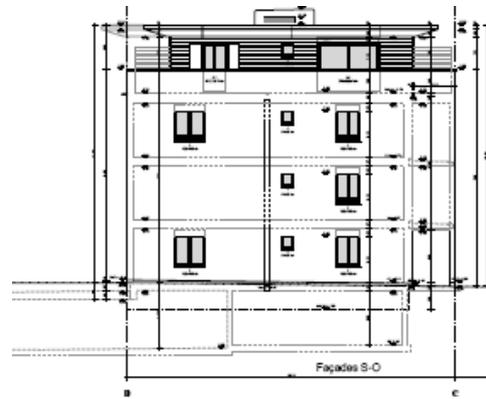


Figure 11: Façades sud-ouest

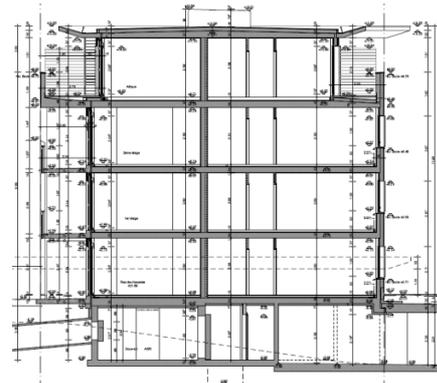
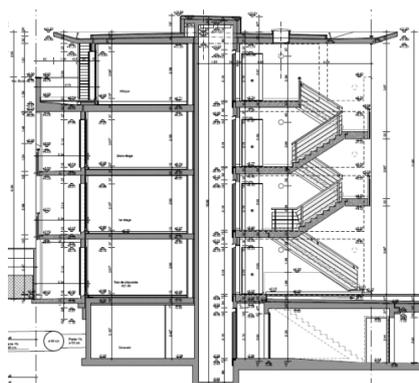


Figure 12: Coupes latérales

Principales caractéristiques 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 vitrées)

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

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 amélioré grâce aux mesures passives suivantes :

- Un dispositif de protection solaire est prévu par le biais de volets en bois, des stores extérieurs et des balcons au sud). L'attique est protégé 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 à double flux avec récupération de la chaleur est prévu pour assurer une bonne qualité de l'air et améliorer 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.

Description des installations techniques

Seuls sont décrits ici équipements de production et de distribution de chaleur.

1. Production de chaleur

Le complexe immobilier a été équipé de 1160 m² de capteurs solaires non vitrés de marque Energie Solaire SA (cf. Figure 13), qui auront une double fonction :

- source froide (absorbeur) pour les pompes à chaleur pour le chauffage et la production de l'eau chaude sanitaire
- production directe de chaleur et d'eau chaude sanitaire lorsque l'ensoleillement le permet



Figure 13: Capteurs solaires Energie Solaire SA installés sur le toit d'un immeuble de Solarcity

Chaque immeuble (A à K) aura son installation énergétique autonome, et identique d'un immeuble à l'autre. Les équipements techniques pour un immeuble (environ 1000 m² de SRE) sont les suivants :

- 116 m² de capteurs solaires
- 1 pompe à chaleur de 32 kW thermiques, capable de fonctionner dans des conditions extrêmes (température à l'évaporateur jusqu'à -20°C , température au condenseur jusqu'à 60°C)
- 1 stockage thermique de 4x1500 L d'eau chaude (cf. Figure 14)
- 1 résistance électrique de secours permettant d'assurer 100% des besoins thermiques, en cas de panne ou de maintenance
- 1 ballon d'eau chaude sanitaire de 300 L par appartement (cf. Figure 15)



Figure 14: Ballon de stockage en chaufferie (1500 L)

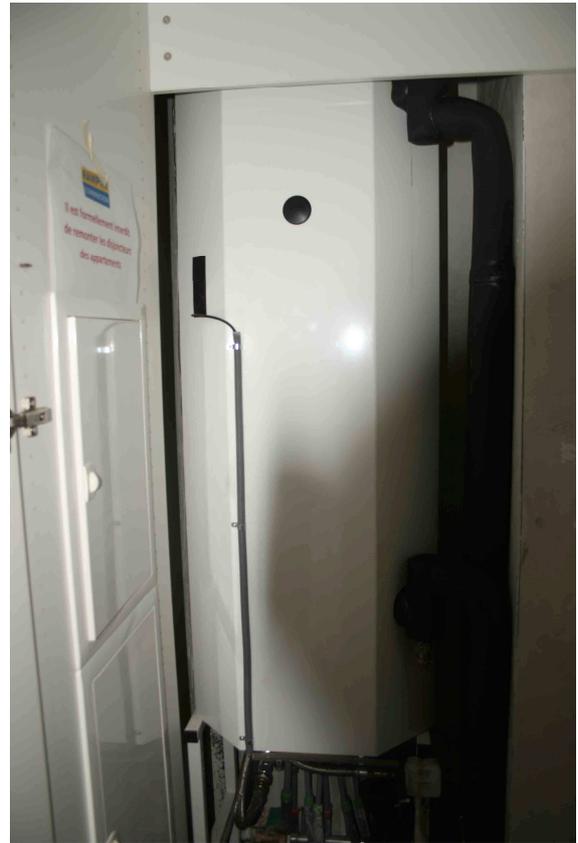


Figure 15: Ballon d'eau chaude sanitaire dans un appartement (300 L)

2. Distribution de chaleur

Le chauffage des appartements sera assuré par des planchers chauffants à basse température (35/28°C), chaque pièce étant équipée d'une vanne thermostatique.

Chaque appartement possède son propre ballon d'eau chaude sanitaire de 300 L, alimenté de manière centralisée par le solaire ou la PAC.

La distribution de chaleur et d'eau chaude sanitaire dans l'immeuble sera réalisée via une seule canalisation physique (concept enerBus, cf. Figure 16). La canalisation est utilisée séquentiellement pour le chauffage des appartements (le jour) ou la recharge des boilers (la nuit).

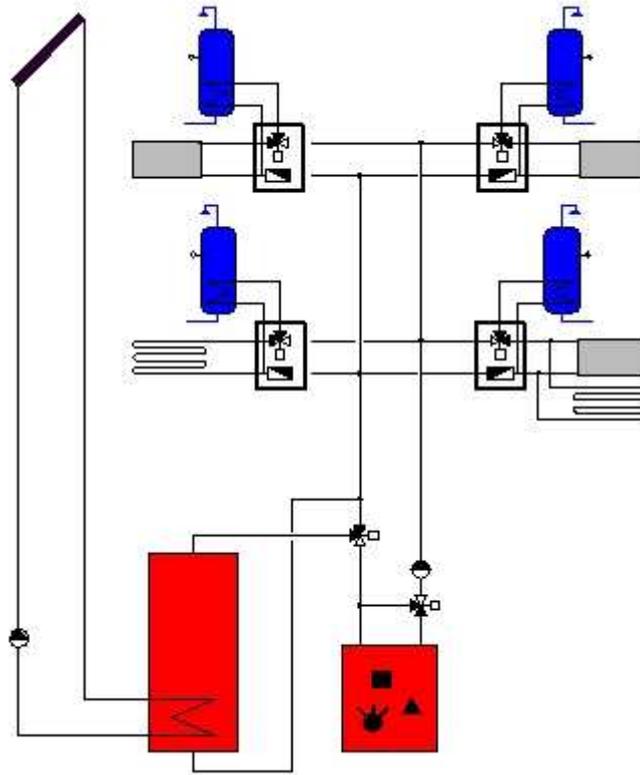


Figure 16: Schéma de principe du système enerBus, développé par SunTechnics

Concept et planning du suivi énergétique

Parmi les 10 immeubles qui composent le complexe immobilier Sollarcity, un seul sera instrumenté complètement. Le choix s'est porté sur l'immeuble B (cf. Figure 17). Les immeubles adjacents A et C seront également partiellement instrumentés. Quant aux autres immeubles, les données récoltées grâce à l'instrumentation existante seront analysées pour chaque immeuble.

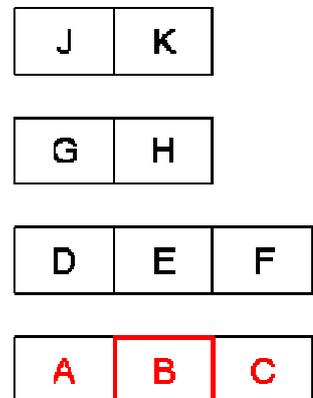


Figure 17: Schéma d'implantation des 10 immeubles

Le concept de mesure sur l'immeuble B sera le suivant :

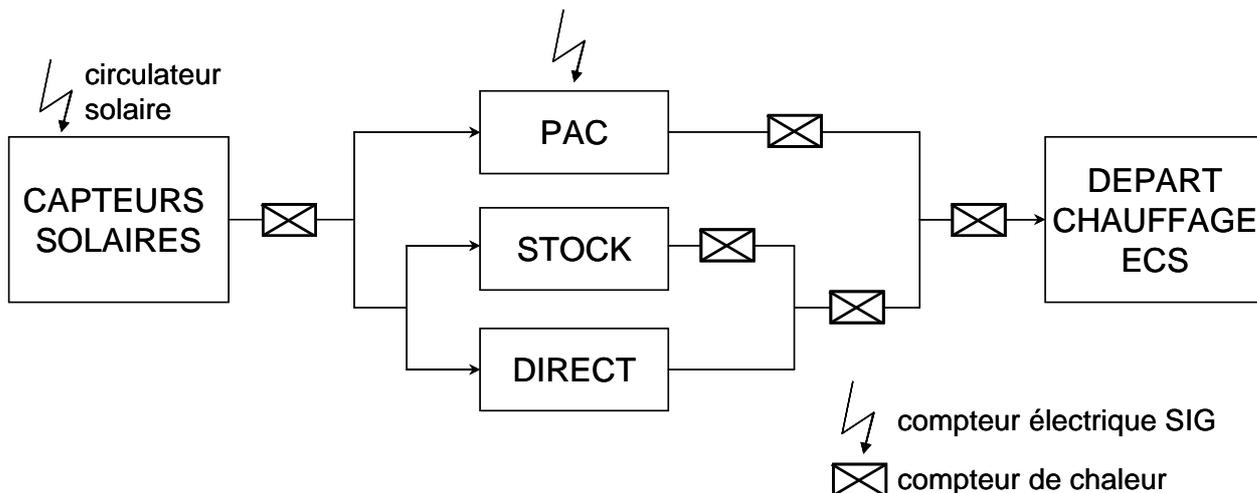


Figure 18: Concept de mesure pour l'immeuble B (complètement instrumenté)

Les capteurs installés doivent permettre de quantifier tous les flux énergétiques intéressants pour la compréhension du fonctionnement du système.

Tous les signaux (une mesure par 5 min) seront renvoyés vers un datalogger accessible à distance à tout moment par l'Université de Genève, puis traités régulièrement (typiquement une fois par mois) afin de détecter rapidement toute anomalie ou dérive du système et ainsi pouvoir la corriger.

Le suivi commencera à l'automne 2010 dès la mise en service, et se prolongera sur une durée de 2 ans. La 1^{ère} année servira de période d'ajustement (pour le fonctionnement des installations techniques et pour le suivi énergétique), la 2^{ème} année sera prise comme représentative du fonctionnement futur de l'installation.

Partie 3 : Simulation

Modèle simplifié, sans effet capacitif

Les résultats présentés ici sont tirés de travaux antérieurs sur le sujet :

- [1] « Rapport d'expertise concernant « SOLARCITY », Lachal B. et Zraggen JM, 2008, étude réalisée pour le compte du Service de l'énergie du canton de Genève.

L'étude a été commandée par le Scane dans le cadre d'une requête en autorisation de chauffage électrique direct pour le projet Solarcity, qui sera utilisé uniquement en secours si la pompe à chaleur n'est pas à même de fournir la chaleur nécessaire (par températures extrêmes ou en cas de maintenance). Il s'agissait de déterminer le nombre d'heures annuelles d'utilisation des résistances électriques pour un fonctionnement typique de l'installation.

- [2] « Rapport d'étude sur le projet SOLARCITY à Satigny (GE) », Lachal B. et Mermoud F, 2008, étude réalisée pour le compte des Services Industriels de Genève.

L'étude a été commandée par les SIG dans le cadre d'une sollicitation de contracting de la part du maître d'ouvrage du projet. Il s'agissait d'analyser le concept énergétique, de quantifier les flux énergétiques (solaire, électricité), et d'étudier l'influence des principaux paramètres (dont la surface des capteurs) sur ces flux.

Dans le cadre de ces 2 précédents mandats, un modèle simplifié en Matlab/Simulink a été développé pour simuler le fonctionnement des installations techniques de Solarcity.

1. Description du modèle

1.1. Bases du modèle

- La demande de chauffage est prise égale à la demande thermique du bâtiment (comprenant la ventilation double-flux) : les apports solaires et internes ne sont pas pris en compte dans la demande de chaleur ; la température de distribution du chauffage est fonction de la température extérieure.
- Le stockage thermique prévu par ERTE n'a pas été simulé (le système fournit toute la chaleur demandée en direct).
- La stratégie de régulation enerBus n'est pas incluse dans le modèle ; nous avons considéré que la production d'ECS se faisait entre minuit et 5h du matin (chauffage coupé durant cette période), le système étant dédié uniquement au chauffage le reste du temps.

A noter que ces hypothèses simplificatrices sont toutes conservatives, les résultats des simulations correspondent ainsi au pire cas.

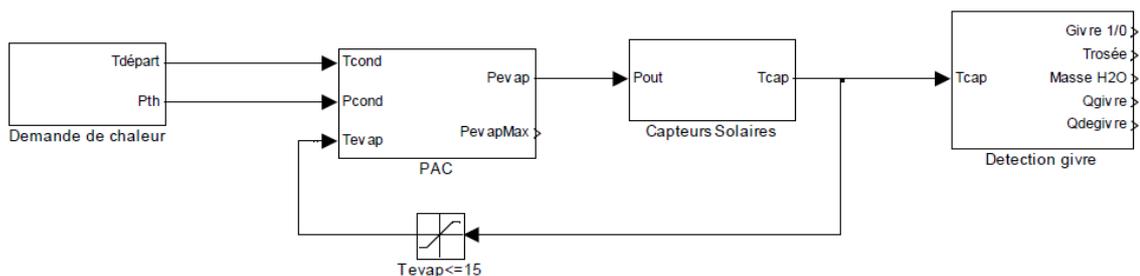


Figure 19: Structure générale du modèle

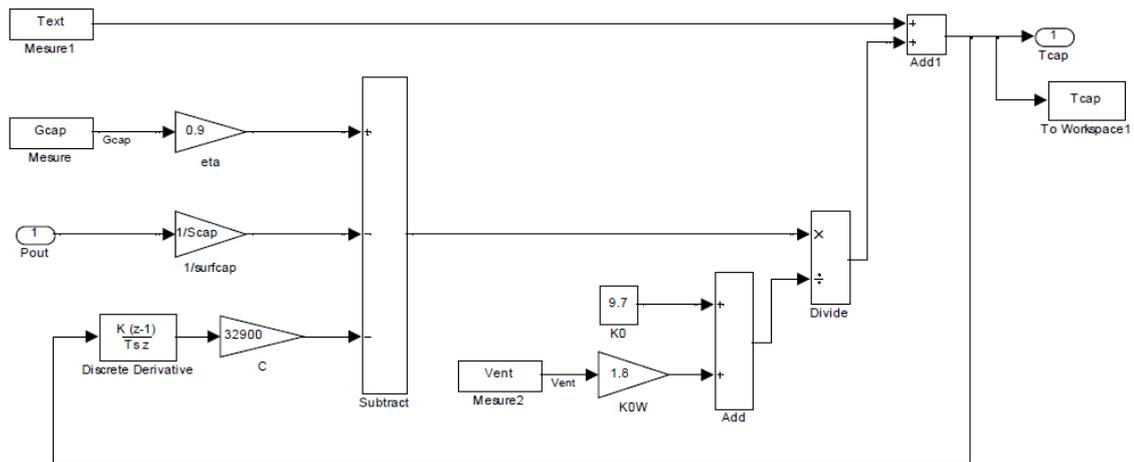


Figure 20: Exemple de modèle de sous-système (capteur solaire)

1.2. Hypothèses

Les simulations avec ce modèle ont été réalisées sur la période hivernale (1er octobre-30 avril). Le reste de l'année est simulé en « mode été ».

- Les simulations sont réalisées sur l'immeuble K, qui se trouve être le plus défavorable d'un point de vue thermique. Voici quelques-unes de ses caractéristiques :
 - o Surface de Référence Energétique : 1000 m² ;
 - o nombre d'appartements : 8 ;
 - o demande de chauffage : Pth=20 kW à -5°C, avec une température de distribution de 35°C ;
 - o surface capteurs : 116 m², orientation 45° est, in clinaison 5° par rapport à l'horizontale ;
 - o stockage thermique : 6000 L.
- La météo complète de l'année 2004, considérée comme année de référence, a été utilisée pour les simulations. Les données heure par heure (température extérieure, ensoleillement, humidité relative, vitesse du vent, pression atmosphérique) sont issues de mesures effectuées à La Jonction. Pour tenir compte de l'éloignement géographique de Satigny du centre de Genève, une correction de -2 degrés sur la température extérieure a été appliquée.
- La pompe à chaleur est caractérisée par son coefficient de performance (COP) : les valeurs prises sont celles données par le fournisseur (cf. Tableau 2). Attention : les températures indiquées ne sont pas directement les températures de source froide (capteurs) et de source chaude (circuit de chauffage) mais les températures côté évaporateur et condenseur du compresseur de la pompe à chaleur respectivement. Nous avons donc considéré :
 - o une température de source froide supérieure de 5°C à la température à l'évaporateur
 - o une température de source chaude inférieure de 5°C à la température au condenseur

pour tenir compte du fait que les échangeurs ne sont pas parfaits. A noter également que les points avec une température à l'évaporateur de -25°C n'ont pas été considérés (ne permettant pas la production d'ECS à 55°C). En dehors du domaine de fonctionnement de la pompe à chaleur (décrochage à -20°C), c'est la résistance électrique directe qui prend le relais (COP pris égal à 1).

Tableau 2: COP constructeur de la pompe à chaleur

Tcond	Tevap											
	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	7	10	12.5	15	
20	3.86	4.42	5.16	6.08	7.17							
25	3.61	4.06	4.66	5.4	6.28	7.29						
30	3.38	3.76	4.25	4.86	5.59	6.42	7.36	7.77	8.41			
35	3.16	3.49	3.9	4.41	5.01	5.7	6.48	6.82	7.36	7.84	8.34	
40	2.94	3.23	3.58	4.01	4.51	5.08	5.74	6.02	6.48	6.88	7.3	
45	2.71	2.97	3.28	3.64	4.06	4.54	5.09	5.33	5.71	6.04	6.4	
50	2.47	2.71	2.99	3.3	3.65	4.05	4.51	4.71	5.03	5.31	5.61	
55	2.23	2.46	2.7	2.97	3.28	3.61	3.99	4.16	4.42	4.66	4.91	
60		2.21	2.44	2.67	2.93	3.22	3.53	3.67	3.89	4.08	4.29	
65			2.19	2.4	2.62							

- Les capteurs solaires sont des capteurs sans couverture de marque Energie Solaire SA. Les mêmes capteurs solaires ont été installés en 1996 sur la cité solaire de Plan-Les-Ouates. L'Université de Genève a suivi l'installation durant 3 ans de 1997 à 2000 [3] et un modèle physique des capteurs solaires avait été développé : c'est ce modèle qui a été utilisé pour simuler le comportement des capteurs.
- D'après les informations données par ERTE, les circulateurs solaires seront des pompes à débit variable de puissance comprise entre 15 et 300 W pour 116 m² de capteurs. Nous avons considéré une puissance de 200 W lorsque les pompes sont en fonctionnement, à savoir en permanence lorsque la pompe à chaleur fonctionne et la moitié du temps l'été. D'autre part, la puissance des pompes diminue proportionnellement à la surface de capteurs.

Le « mode été » est caractérisé par :

- pompe à chaleur éteinte ;
- ECS produite par les capteurs solaires, avec appoint réalisé par la résistance électrique directe (prévue pour le secours).

Le fonctionnement été a été simulé grâce au logiciel G3 développé par l'Université de Genève.

2. Résultat de la simulation

La simulation a été réalisée avec les paramètres proposés par ERTE (en particulier une surface de capteurs de 116 m²). Les principaux résultats sont présentés dans le Tableau 3. Les informations à retenir sont :

- Un COP annuel global de 4.3 : cette valeur prend en compte la consommation électrique de la pompe à chaleur, de la résistance électrique directe et des circulateurs solaires.
- Un taux de couverture « solaire+air ambient » de 79% (87% pour l'ECS l'été) ; cette valeur, calculée comme l'énergie soutirée des capteurs rapportée aux besoins thermiques annuels, ne tient pas compte de l'énergie primaire qu'il faut pour produire de l'électricité (hypothèse de 3 kWh d'énergie primaire pour produire 1 kWh électrique) : le taux de couverture en énergie primaire, plus représentatif, tombe alors à 53%.
- Les capteurs solaires permettent de soutirer 427 kWh/m²/an (calories solaire+air ambient).

Tableau 3: Simulation du scénario proposé par ERTE pour l'immeuble K

SRE 1000 m²
 Surface capteurs 116 m²

Besoins thermiques		Remarques
DJ 20/12	2632	3653 h de fonctionnement de la pompe à chaleur 1065 h de fonctionnement de la pompe à chaleur
ECS+chauffage	62835 kWh	
Chauffage	41790 kWh	
ECS	21045 kWh	
hiver	12248	
été	8798	
<i>part ECS</i>	33%	

Flux énergétiques		Remarques
Solaire+air ambiant	49525 kWh	solaire direct (sans pompe à chaleur) y compris circulateurs solaires pompe à chaleur+résistance directe (décrochage) pompe à chaleur+résistance directe (décrochage) résistance directe appoint 6554 h de fonctionnement
Chauffage	33648 kWh	
ECS	15877 kWh	
hiver	8223	
été	7654	
Electricité	14621 kWh	
Chauffage	8873 kWh	
ECS	5748 kWh	
hiver	4237	
été	1511	
dont :		
Pompe à chaleur	12060 kWh	
Résistance directe	1250 kWh	
Circulateurs solaires	1311 kWh	

Performances			Remarques
SOLAIRE	Couverture simple	Couverture en énergie primaire	3 kWh d'énergie primaire pour 1 kWh électrique
Couverture solaire+air ambiant	79%	53%	
hiver	77%	52%	
été	87%	60%	
Productivité capteurs	427 kWh/m²/an		
Chauffage	290 kWh/m ² /an		
ECS	137 kWh/m ² /an		
hiver	71		
été	66		
ELECTRICITE			
COP annuel global	4.3		
Chauffage	4.7		
ECS	3.7		
hiver	2.9		
été	5.8		
COP annuel pompe à chaleur	4.5		
Décrochage pompe à chaleur	4 heures		

3. Problème du givrage

Dans le cas d'une association entre capteurs solaires et pompe à chaleur, les capteurs solaires peuvent fonctionner en tant qu'absorbeurs et non capteurs, si la température dans les capteurs est plus froide que l'ambiante (en l'absence de soleil ou par grand froid). Si la température de surface des capteurs est inférieure à 0°C, il y a un risque de givrage des capteurs. La formation d'une couche de givre aura pour conséquence une altération des échanges thermiques avec l'ambiante.

Dans le cadre de l'étude [1], ce phénomène a été simulé grâce à un modèle phénoménologique inclus dans le modèle global. Ce modèle notamment prend en compte le point de rosée de l'air ambiant et les échanges convectifs liés au vent. Un exemple de résultat est proposé en Figure 21, où est représentée la masse de givre formé à chaque niveau de température extérieure.

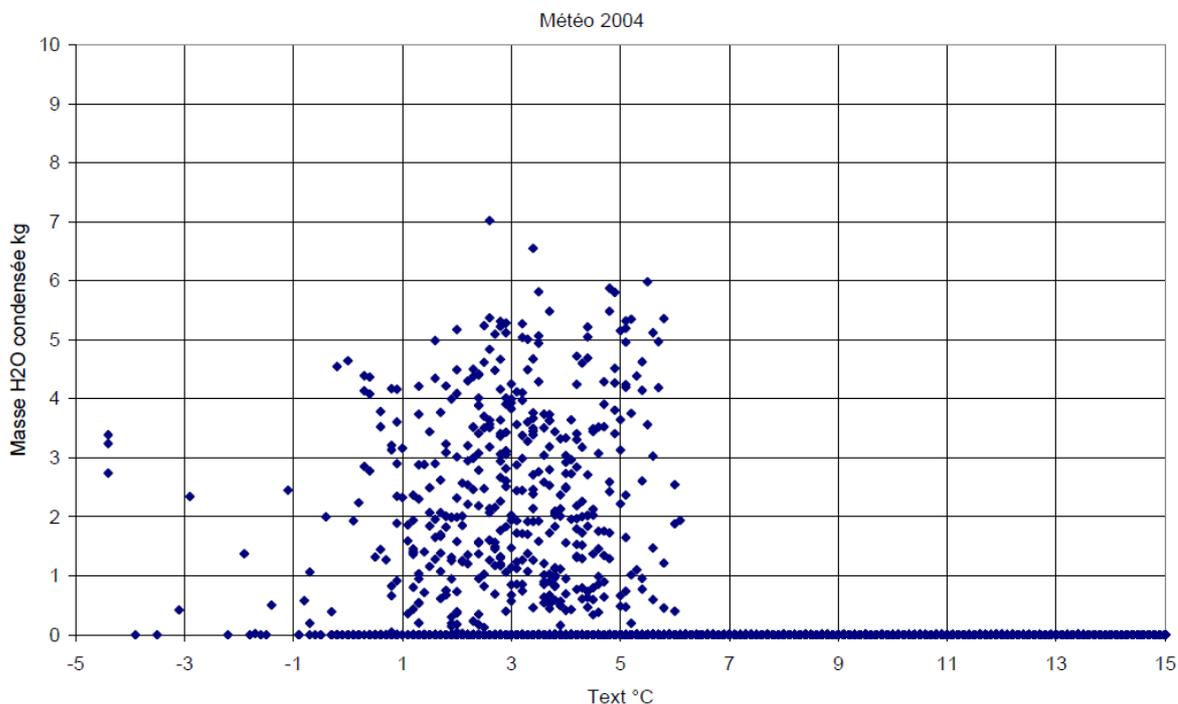


Figure 21: Résultat de simulation de la quantité horaire de givre formée sur l'ensemble de la toiture solaire de l'immeuble K pour la météo de l'année 2004

Ainsi, pour la météo 2004, la masse de givre formé en une heure est toujours inférieure à 7 kg sur l'ensemble de la toiture (116 m²), ce qui représente une couche de givre d'environ 0.05 mm sur l'ensemble de la toiture. Les calculs montrent que l'épaisseur cumulée de la couche de givre ne dépasse jamais quelques mm, rapidement fondus par le rayonnement solaire.

Or, en prenant une conductivité du givre de 2 W/m.K et un facteur d'échange pour les capteurs de 20 W/m².K, on s'aperçoit qu'une épaisseur de givre de 1 cm entraînera une diminution des échanges de l'ordre de 10%. L'effet du givrage sur les échanges thermiques et le fonctionnement global de l'installation est donc peu inquiétant a priori.

4. Décrochage de la pompe à chaleur

En cas de températures extérieures extrêmes, la température dans le circuit capteurs peut descendre en dessous de -20°C (étant donné que les capteurs fonctionnent en absorbeurs et non en capteurs solaires). Dans ce cas, la pompe à chaleur ne sera plus à même de fonctionner. Ce phénomène est un point critique pour le fonctionnement de l'installation : nous l'avons étudié en détail dans les 2 travaux [1] et [2].

Il apparaît que selon le dimensionnement proposé par ERTE, la pompe à chaleur ne décrocherait que 4 heures par an d'après notre modèle (si la température de décrochage est bien

de -20°C comme le certifie le fournisseur), durant lesquelles la résistance électrique directe serait obligée de prendre le relais.

5. Influence de la surface de capteurs

Dans l'étude [2], nous avons fait varier la surface de capteurs solaires pour affiner le dimensionnement de l'installation (de -10 à -50% de surface de capteurs). Les résultats sont présentés graphiquement sur la Figure 22.

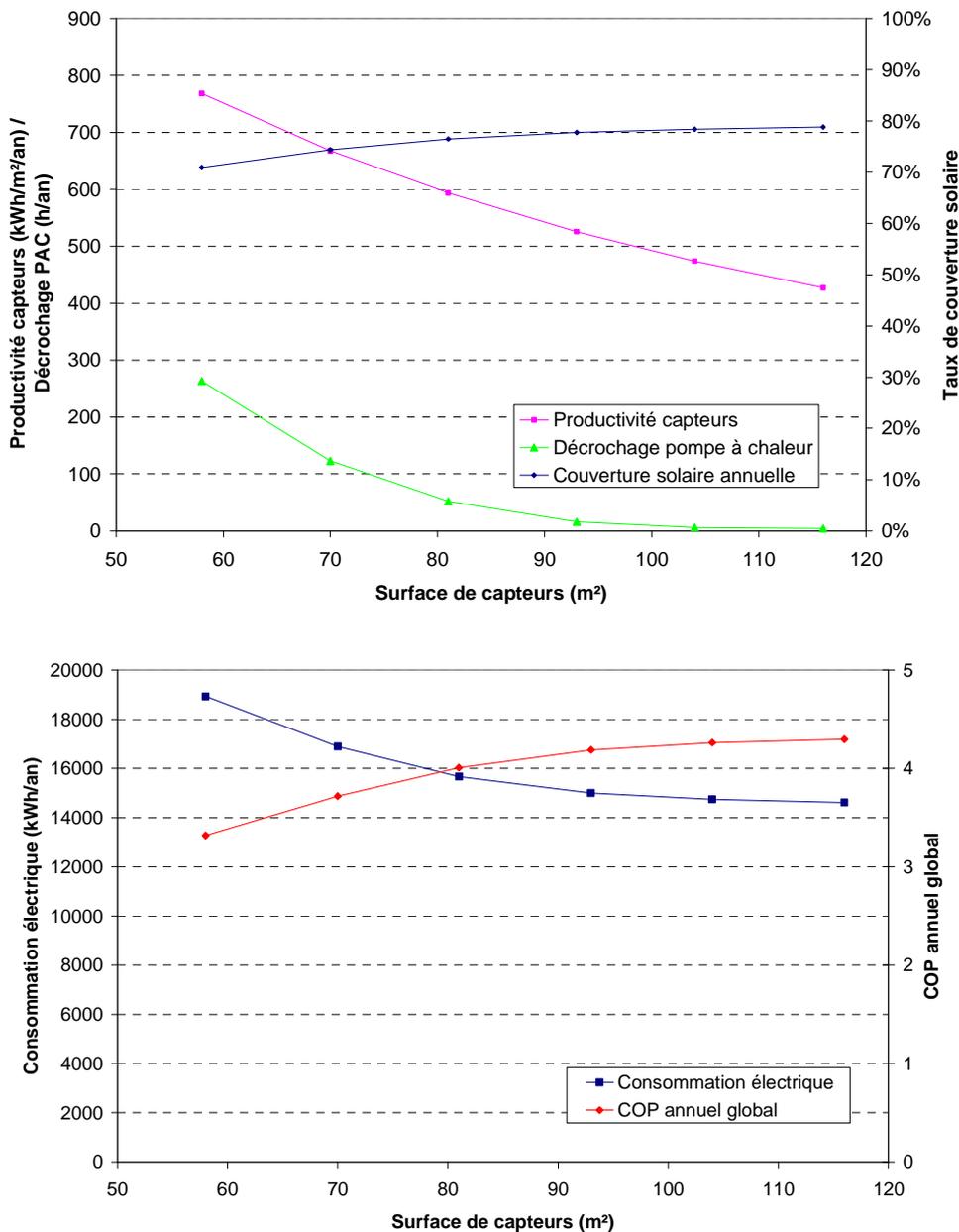


Figure 22: Influence de la surface de capteurs sur : la productivité des capteurs, le nombre d'heures de décrochage de la pompe à chaleur, le taux de couverture solaire, la consommation électrique, le COP annuel global

On retiendra les résultats suivants :

- En divisant la surface de capteurs par 2, le taux de couverture solaire annuel ne passe que de 79 à 71%. La productivité passe par contre de 427 à 768 kWh/m²/an.
- En revanche, le COP passe de 4.3 à 3.3, et le nombre d'heures de décrochage de 4 à 263 h/an.
- Un compromis est donc à trouver pour optimiser à la fois COP/taux de couverture solaire et investissements financiers.

Pour conserver une acceptabilité technique, nous avons proposé de baisser la surface de capteurs à 90 m² au lieu des 116 m² proposés par ERTE (soit -22%). Avec ce nouveau dimensionnement, les performances restent correctes :

- Le taux de couverture solaire annuel ne passe que de 79 à 78%. La productivité passe par contre de 427 à 542 kWh/m²/an.
- Le COP passe de 4.3 à 4.2, et le nombre d'heures de décrochage de 4 à 22 h/an.

A noter : notre proposition de dimensionnement n'a pas été retenue au final : pour des raisons de sécurité technique, la surface proposée initialement par ERTE de 116 m² a finalement été installée sur chaque immeuble.

6. Etude de sensibilité

A partir de notre scénario, nous avons réalisé une étude de sensibilité sur les principaux paramètres (cf. Tableau 4).

Tableau 4: Paramètres retenus pour l'étude de sensibilité

Paramètre	Cause de la variation	Variation appliquée
température extérieure	année froide	-2 degrés (soit -4°C par rapport à la météo 2004 à La Jonction)
température de distribution (équivalente à la température intérieure des logements)	comportement des usagers	+2 et +4 degrés (correspondant à une augmentation de la demande thermique de +14 et +28%)
demande thermique du bâtiment	comportement de l'enveloppe non conforme aux prévisions Minergie ventilation parasite par les fenêtres	+20 et +50%
coefficients d'échange des capteurs	non conforme aux données Plan-Les-Ouates dégradation dans le temps	+/-20%
COP de la pompe à chaleur	non conforme aux données constructeur dégradation dans le temps	-10 et -20%
température de décrochage	non conforme aux données constructeur	-15 et -10°C

L'influence des différents paramètres sur les résultats de simulation est résumée dans le Tableau 5.

Tableau 5: Résultats de l'étude de sensibilité

Paramètre	Influence
température extérieure	-surconsommation électrique (+30%) -baisse du COP annuel (3.7) -122 heures de décrochage/an
température de distribution (équivalente à la température intérieure des logements)	acceptable pour 2 degrés de plus (22°C intérieur au lieu de 20°C) pour 4 degrés de plus : fortement dégradé -surconsommation électrique (+30%) -baisse du COP annuel (3.8) -104 heures de décrochage/an
demande thermique du bâtiment	acceptable pour 20% de plus pour 50% de plus : fortement dégradé -surconsommation électrique (+60%) -baisse du taux de couverture solaire (73%) -baisse du COP annuel (3.5) -217 heures de décrochage/an
coefficients d'échange des capteurs	peu d'influence
COP de la pompe à chaleur	COP inférieurs de 10% acceptables COP inférieures de 20% : -baisse du taux de couverture solaire (73%) -baisse du COP annuel (3.5)
température de décrochage	Décrochage à -15°C : fortement dégradé -baisse du COP annuel (3.6) -219 heures de décrochage Décrochage à -10°C : inacceptable -surconsommation électrique (+50%) -baisse du taux de couverture solaire (66%) -COP annuel inacceptable (2.8) -659 heures de décrochage/an

7. Conclusions

Le modèle simplifié précédemment développé est déjà riche en enseignements qui permettent d'appréhender le fonctionnement d'une installation innovante comme celle-ci. Cependant, la structure même du modèle ne nous permet pas d'intégrer des facteurs déterminants comme le stockage thermique ou la régulation, qui nous pensons sont des paramètres clés dans l'optimisation du système. C'est pourquoi il est nécessaire et prévu dans le cadre du projet COP5 de développer un nouveau modèle détaillé et dynamique sous l'environnement TRNSYS.

Modélisation des sous-systèmes

Dans le cadre du projet COP 5, la modélisation précédente sera reprise de façon détaillée sous TRNSYS, ce qui permettra notamment d'intégrer le rôle du stockage et de la régulation. Nous présentons ici l'état des réflexions et connaissances concernant chacun des sous-systèmes.

1. Capteurs solaires

1.1. Etat de l'art des modèles TRNSYS

Dans sa version standard, TRNSYS propose essentiellement deux modèles de capteur solaire thermique :

- Un modèle dit « standard » ou « à efficacité quadratique » (Type 1), dans lequel l'efficacité de captage est une fonction quadratique qui dépend : i) du différentiel de température fluide caloporteur – air extérieur ; ii) du rayonnement incident sur le plan

capteur. Les coefficients de la fonction sont des valeurs fixes, généralement issus de tests standardisés.

- Un modèle dit « à performance tabulée » (Type 72), dans lequel l'efficacité de captage est définie point par point et interpolée en fonction : i) du différentiel de température fluide caloporteur – air extérieur ; ii) du rayonnement incident sur le plan capteur ; iii) de la vitesse du vent.

Or comme nous l'avons vu plus haut, la performance de capteurs solaires non-couverts utilisés comme absorbeurs source froide pour une pompe à chaleur peut dépendre non seulement de la vitesse du vent, mais encore du dépôt de givre. La prise en compte de cet effet se fera vraisemblablement selon l'une des méthodes suivantes :

- Modification du Type 72 pour tenir compte du givre.
- Développement d'un Type spécifique.
- Utilisation d'un modèle TRNSYS non-standard existant. Nous attendons des précisions à ce sujet via la tâche AIE.
- Utilisation, par couplage avec TRNSYS, du modèle développé dans Matlab/Simulink.

1.2. Effets du vent

L'effet du vent sur les performances thermiques de collecteurs solaires non couverts a été étudiée en détail dans le cadre du suivi de la cite solaire de Plan-les-Ouates [4,5,6]. Nous reprenons ici les résultats principaux de cette étude, qui seront à la base de la simulation des capteurs dans le cadre du projet COP5.

Descriptif du bâtiment

La cité solaire de Plan-les-Ouates est un bâtiment d'habitation (80 logements) et de commerces, d'une surface totale de 11'000 m², datant de 1995. Sous l'impulsion de la commune de Plan-les-Ouates, maître de l'ouvrage, elle a été conçue comme un projet qui respecte l'environnement et limite la consommation d'énergie non renouvelable. Cet objectif n'a pu être atteint qu'en exploitant au mieux les énergies renouvelables ; c'est ainsi qu'est née une des plus grandes toitures solaires (non couverte) au monde. On trouvera dans [3] l'analyse énergétique globale du bâtiment. L'indice thermique de 246 MJ/m²/an, bien que 50% plus élevé que celui prévu au départ, est un très bon résultat si on tient compte de l'environnement réel et reste inférieur à celui mesuré dans des ensembles comparables : conception du début des années 1990, occupation par des locataires toujours moins motivés et moins concernés que des propriétaires, se traduisant par exemple par une température intérieure de 22.5°C en hiver.

Bien que l'étude porte sur un cas particulier et que les résultats ne puissent pas forcément se généraliser à tous les bâtiments et à tous les climats, l'ensemble étudié (situé en zone périurbaine et composé de 3 bâtiments disposés en U) est suffisamment typique pour donner des indications utiles à d'autres projets. De plus, il n'existe pas, à notre connaissance, d'étude fouillée, à long terme, sur des toitures solaires de grande taille ; les recherches se portent généralement sur des capteurs individuels, posés sur le toit d'un laboratoire, avec des effets de bord importants. La toiture solaire (1302 m² de surface nette) est distribuée sur 3 bâtiments (cf. Figure 23), l'inclinaison varie continûment entre 0 et 40°, avec une moyenne de 19°. Deux orientations existent : sud-est et sud-ouest.

Afin de réduire les coûts, les collecteurs solaires font office de toiture et assurent ainsi une double fonction. Elle est composée de bas en haut par 20 cm de béton, 15 cm d'isolation et enfin l'absorbeur solaire en double tôle d'inox fixé sur une sous-toiture en fibre de verre. Sa face supérieure est composée d'une surface sélective (absorption solaire supérieure à 92%, émissivité inférieure à 20%). La chaleur produite est utilisée pour l'eau chaude et le chauffage.

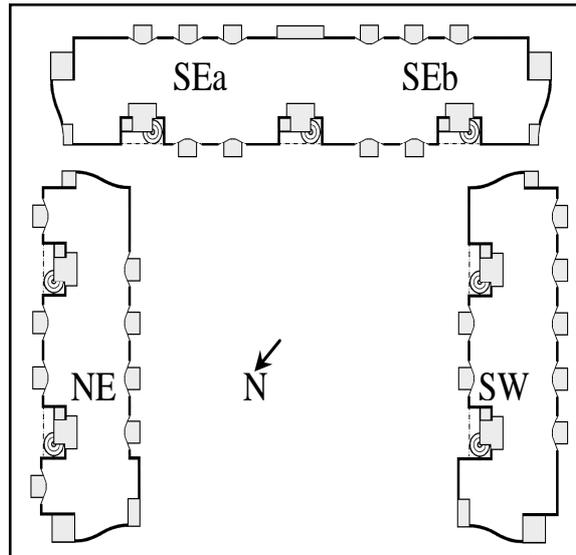


Figure 23: Orientation des toitures

Méthode

Afin de relier pertes convectives et caractéristiques du vent, il faut quantifier simultanément ces deux grandeurs. La deuxième tâche – quantifier le vent – est très problématique.

Comme chacun sait, les caractéristiques du vent autour d'un bâtiment se modifient sans cesse, dans l'espace (jusqu'à l'échelle du centimètre) et dans le temps (jusqu'à des fréquences beaucoup plus élevées que le hertz). Dans ces conditions, caractériser le vent autour d'un objet de plus de 1000 m² pendant au moins une année demande de faire des choix drastiques sous peine de grosses désillusions. Surtout que l'on vous fera souvent remarquer, le travail fait, qu'il s'agit d'un bâtiment particulier et qu'il faudra tout recommencer la fois suivante. Nous avons pris le parti qu'il fallait pourtant bien commencer si on voulait répondre, une fois, correctement à la question toujours posée : « la toiture solaire, d'accord ; mais le vent ? ». Pour cela, nous avons travaillé à trois échelles :

- Une première, très locale. Le vent est mesuré tout près de la toiture (quelques dizaines de cm) et les pertes convectives sont évaluées à partir de la mesure de la température de stagnation (fluide caloporteur arrêté dans une rangée de collecteur). En tenant compte de divers effets (effets d'ailette et de bord, bonne homogénéité de la toiture), on peut estimer la dimension caractéristique de cette approche à une portion de mètre.
- Une seconde, restant relativement locale. Nous avons équipé une rangée de 4 collecteurs d'un débitmètre et de 5 sondes de températures, permettant l'évaluation énergétique individuelle d'un collecteur (environ 2 m²). Cette rangée est séparée de celle en stagnation par une rangée pour éviter des effets de bords trop importants, soit environ 1 mètre. Cette proximité permet de considérer les mêmes caractéristiques du vent que pour les points en stagnation. Cette hypothèse, a priori très acceptable, épargne temps et moyens financiers. L'échelle de travail est ici de 1 m sur 4 m si on considère la suite de 2 capteurs située au centre, utilisée pour éviter les effets de bord.
- Une troisième, globale. Nous mesurons la production solaire de deux toitures, orientées orthogonalement l'une par rapport l'autre, fonctionnant sur le même système technique mais indépendamment (l'une plutôt le matin, l'autre l'après midi) et donc avec des conditions différentes et une incidence au vent également différente. Sur des surfaces de 400 m², il n'est plus possible de caractériser le vent de façon univoque, et nous nous sommes référés au vent « météo » local, mesuré à 2 m au dessus du bâtiment. L'échelle de travail est de l'ordre de 10 m sur 40 m.

La première approche permet de comprendre et de décrire les processus physiques, la troisième approche d'avoir une réponse globale (la seule qui est techniquement et économi-

quement pertinente). La seconde approche a été qualifiée d'intermédiaire car, d'une part, elle est de taille comparable à la première (ordre du mètre) pour les caractéristiques du vent, et d'autre part, elle utilise la même méthode d'analyse que la troisième (analyse thermique détaillée de la production solaire dans des conditions de fonctionnement et météorologiques réels, mesurés en détail in situ).

Sondes

La Figure 24 donne la position des sondes de mesure situées sur le toit. Toutes les données sont stockées par 5 minutes et basées sur des mesures dont le pas de temps varie entre 0.125 s (anémomètres 3D METEK®) et 10 s (les autres paramètres). La durée de l'expérimentation s'étend sur plus de deux ans.

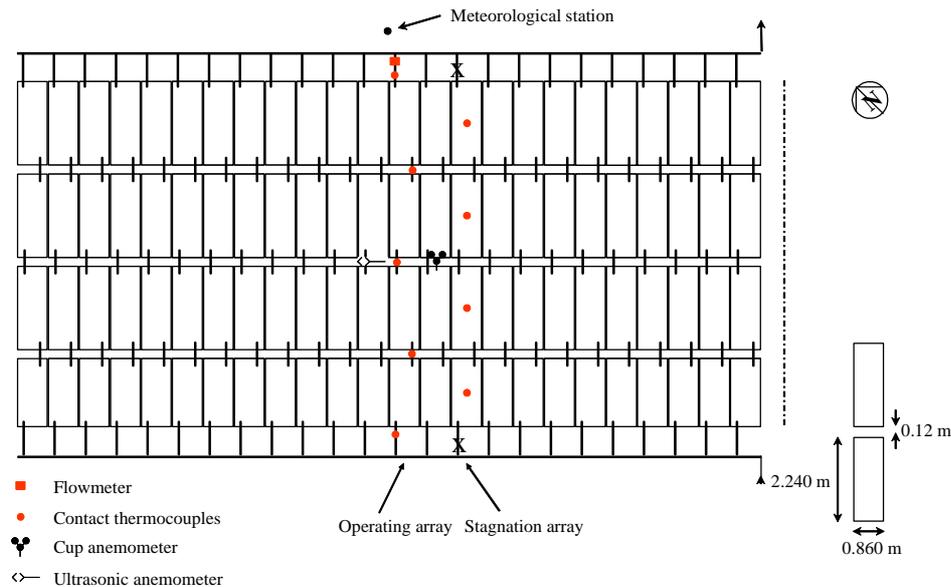


Figure 24: Positionnement des sondes de mesures

Résultats obtenus par stagnation

Nous allons nous concentrer dans un premier temps sur les résultats obtenus par la première approche. Les températures mesurées sont indiquées sur la Figure 25.

Comme attendu, on obtient bien une relation directe entre la température de stagnation et l'ensoleillement ; ce sont les fluctuations autour de la simple relation linéaire qu'il faut relier au vent.

Pour obtenir les pertes convectives, nous avons :

- confondu l'efficacité optique des collecteurs avec le coefficient d'absorption solaire (il n'y a pas de vitrage, l'absorbeur est composé de deux plaques soudées entre lesquelles circule l'eau et ce qui rend les transferts thermiques très bons, les pertes convectives sont élevées : 3 arguments qui plaident en faveur de cette hypothèse). Nous avons mesuré optiquement et in situ une absorption solaire de 0.947 ± 0.005 ,
- considéré une capacité thermique de $21 \text{ kJ/m}^2\cdot\text{K}$, valeur confirmée par des analyses thermiques plus sophistiquées,
- tenu compte des faibles échanges dans l'infrarouge lointain (émissivité de 0.2), vers les appartements et vers les lignes adjacentes irriguées et donc moins chaudes.

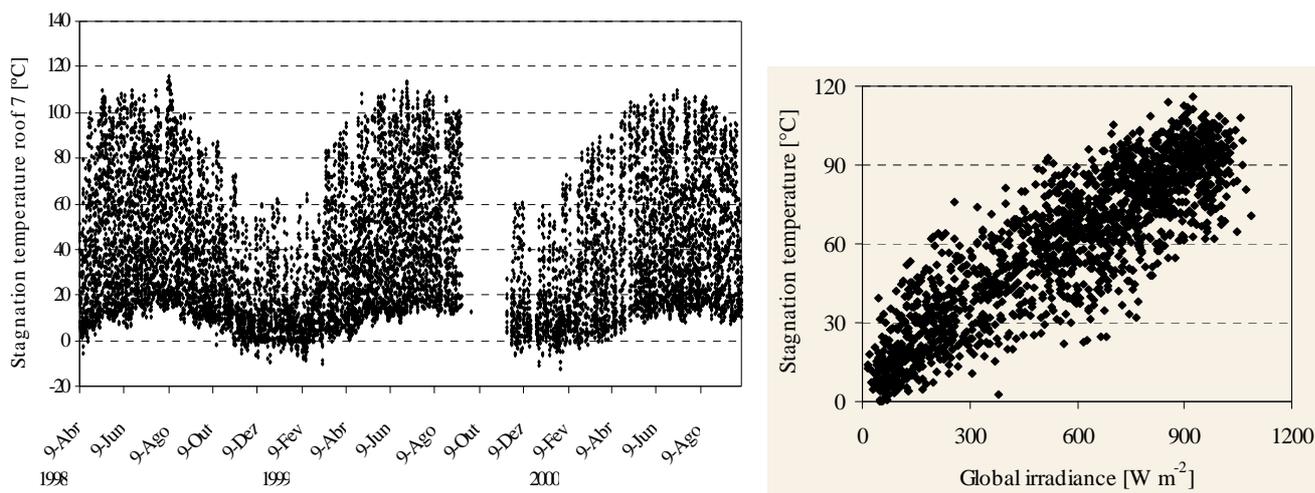


Figure 25: Températures de stagnation mesurées sur trois années (à gauche), relation avec l'ensoleillement incident (à droite)

Pour caractériser le vent, nous avons choisis 3 indicateurs :

1. la vitesse horizontale moyenne mesurée 20 cm en dessus de l'absorbeur avec un anémomètre à coupelles, et la vitesse horizontale moyenne de référence, située à 2m au dessus du bâtiment, mesurée de la même façon,
2. la vitesse moyenne dans le plan horizontal à 0.5 m au dessus des absorbeurs, calculée par les valeurs vectorielles obtenues avec un anémomètre ultrasonique 3D fonctionnant à 8 Hz. Contrairement aux vitesses obtenues précédemment, il n'y a pas de biais de mesure du au temps de réponse de l'appareil et à sa réponse angulaire,
3. la turbulence du vent au dessus de l'absorbeur et à 2.5 m au dessus du bâtiment. Ces paramètres nécessitent également des anémomètres ultrasoniques 3D et caractérisent les fluctuations de la vitesse du vent.

Nous avons séparé trois régimes de vent: nord (la Bise), sud (le Vent) et le reste. La meilleure corrélation -dans le sens où la relation est indépendante du régime du vent puisque on se place dans une échelle ponctuelle- est obtenue avec la vitesse moyenne proche des collecteurs mais calculée à partir de mesures vectorielles à haute fréquence. La valeur du coefficient de convection vaut $5.7 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ en absence de tout vent et s'accroît de $2.9 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ par mètre par seconde supplémentaire (à 0.5 m au dessus de l'absorbeur). La Figure 26 illustre ces relations.

L'analyse effectuée dans le cadre de la deuxième approche aboutit exactement aux mêmes résultats ($5.1 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ à vent nul et $3.2 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ par m/s supplémentaire), confirmant la robustesse de l'étude.

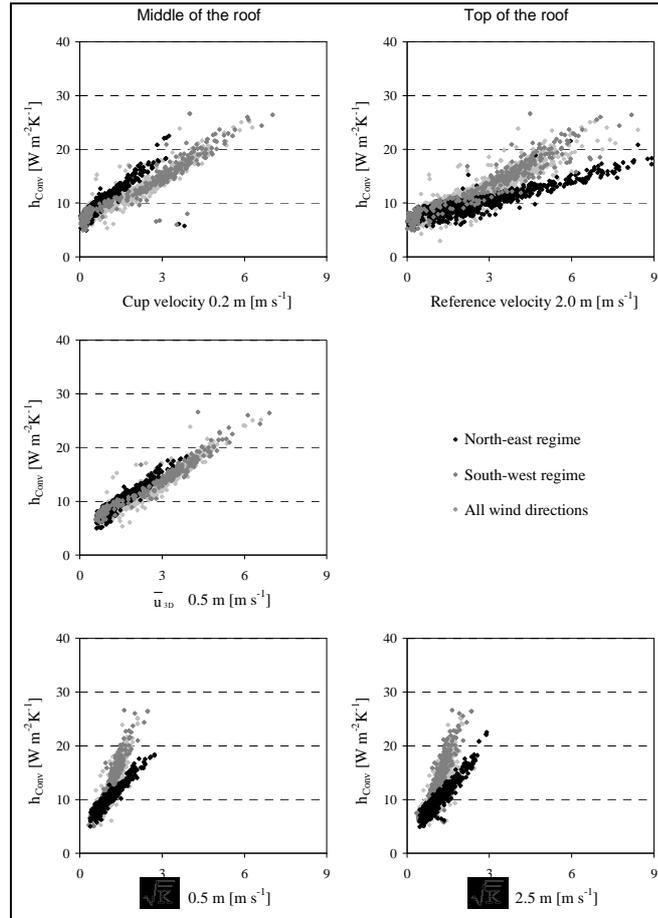


Figure 26: Relation entre les pertes convectives et le vent, selon différentes façons de caractériser le vent. Analyse de la température de stagnation

Ces résultats ont deux conséquences malheureuses : le paramètre adéquat est délicat et coûteux à mesurer, de plus il varie certainement fortement à l'échelle d'un bâtiment. Ce qui rend pratiquement impossible l'obtention d'une valeur globale par l'intégration des valeurs locales pour un toit de taille réaliste (quelques dizaines / centaines de m²).

Résultats obtenus sur la toiture entière

Malgré tout, nous avons pu obtenir une relation globale entre pertes convectives et vitesse de vent incident. Nous avons pour ce faire tenu compte de l'angle d'attaque du vent par rapport au bâtiment : depuis le vent du Nord (attaquant la toiture solaire par derrière et très ralenti par le bâtiment) jusqu'au vent du Sud (attaquant directement la toiture solaire et de ce fait peu ralenti), en passant par des régimes plus parallèles au toit. La prise en compte de deux toitures perpendiculaires permet d'enrichir l'analyse. Les résultats sont étonnamment simples, puisqu'on peut donner une relation linéaire entre vitesse « météo » v_m et pertes convective h_v :

$$h_v = 8.0 + h_{0w} * v_m \quad [\text{W/m}^2.\text{K}]$$

avec h_{0w} variant par rapport à l'angle d'attaque entre 1.6 et 2.5 W/m².K/(m/s) (cf. Figure 27).

L'effet d'autoprotection du bâtiment joue pleinement depuis le vent arrière jusqu'au vent parallèle ; ensuite cet effet protecteur diminue quand le vent s'oriente plus face à la toiture. Pour un vent incident de 5m/s, le coefficient de pertes convectives va passer de 16 W/m².K

en vent arrière ou parallèle à $20 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ en vent avant, soit une diminution de puissance produite de 200 W/m^2 pour un écart de température de 50 K avec l'extérieur.

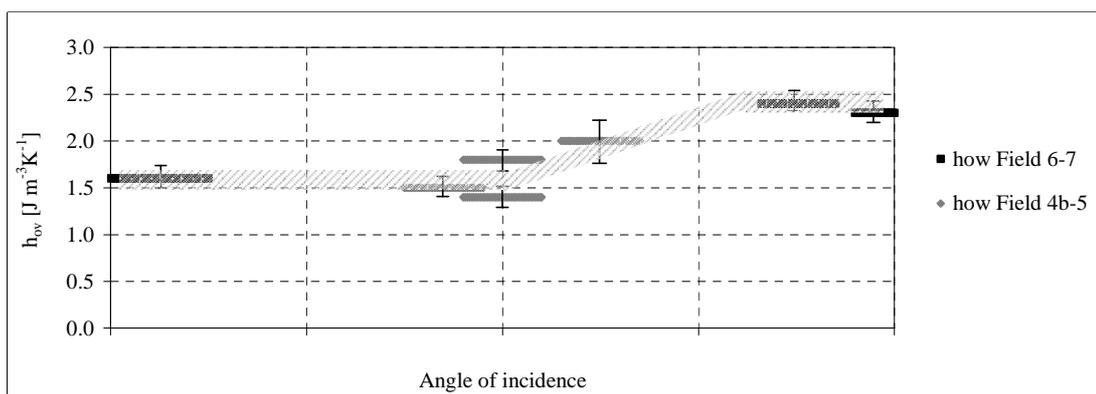


Figure 27: Effet du vent météo sur les pertes convectives selon l'angle d'attaque

Conclusions

Malgré la grande complexité des phénomènes en jeu (spatialement et temporellement), nous avons pu comprendre et dégager une relation simple et robuste entre vent météo et pertes convectives d'une grande toiture solaire. La validité de cette relation ne peut être confirmée que par d'autres études expérimentales impliquant des systèmes réels bien évalués.

1.3. Effets du givre

Quand la température de travail des collecteurs sera inférieure au point de rosée de l'air, l'eau vapeur contenue dans l'air en contact avec les surfaces de collecteurs va se condenser ; si cette température est inférieure à zéro degré, cette condensation va se faire sous forme solide (givre). Ceci aura deux conséquences négatives et une positive :

- La couche de givre va réduire l'échange thermique entre l'air et la surface des capteurs solaires (similaire à l'effet d'encrassage dans les échangeurs de chaleur) et donc affecter négativement le COP de la PAC du fait d'une température de travail côté froid plus faible,
- Cette même couche va être de couleur claire et diminuer l'absorption solaire du capteur solaire,
- Par contre, lors du processus de givrage, de l'énergie va être dégagée et récupérée par la pompe à chaleur via le fluide caloporteur.

La simulation de la quantité de glace déposée se fait grâce à l'hypothèse dite de Lewis (qui est systématiquement utilisée depuis des décennies pour modéliser l'évapotranspiration). Cette hypothèse stipule que les transferts de masse et de chaleur sont concomitants. Ainsi, à un transfert de chaleur, va correspondre un transfert de masse suivant le schéma ci-dessous.

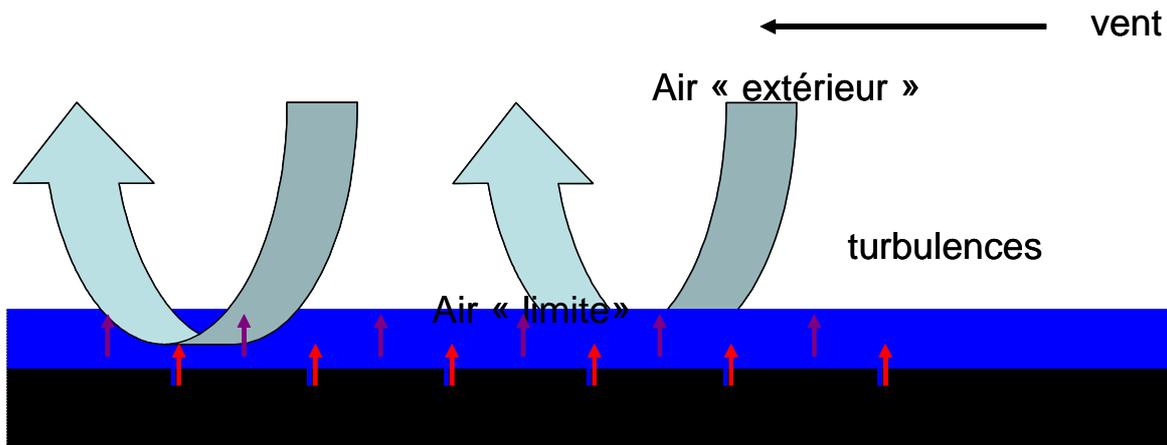


Figure 28: Modélisation du phénomène de condensation (hypothèse de Lewis)

On considère la couche limite saturée en eau et à la température de l'absorbeur. Le transfert de chaleur sensible (lié au coefficient de transfert thermique h entre absorbeur et air) est donc directement couplé au transfert de vapeur d'eau entre air humide et surface de l'absorbeur (et lié à l'écart d'humidité absolu entre couche limite saturée et air). Ainsi, la connaissance du facteur h selon le paragraphe précédent donne accès au transfert d'eau entre air et surface de l'absorbeur.

Cette partie du modèle sera approfondie plus particulièrement lors de l'étude sur Solarcity.

2. Pompe à chaleur

Dans sa version standard, TRNSYS propose deux modèles génériques d'équipement énergétique qui permettent de simuler une pompe à chaleur :

- Le Type 42, qui permet de modéliser n'importe quel système dont l'exécution est caractérisée en termes de 1 à 3 inputs indépendants (p.ex. températures à l'évaporateur et au condensateur) et de 1 à 5 variables de performances résultantes (p. ex. COP, puissance électrique consommée et puissance thermique délivrée). Ces variables sont interpolées à partir de coefficients tabulés pour des inputs standardisés (typiquement des données fabriquant).
- Contrairement au modèle précédent, qui se limite à un fonctionnement continu ou à pleine puissance, le Type 43 permet par ailleurs de tenir compte de l'utilisation d'un tel équipement en charge partielle.

Ces deux modèles semblent a priori suffisamment précis pour mener à bien la présente étude.

3. Bâtiment

Le bâtiment ne sera pas modélisé en tant que tel. Le comportement thermique du bâtiment sera représenté dans le modèle par la demande thermique instantanée, intégrée en tant que donnée d'entrée.

Dans un premier temps, les simulations seront réalisées avec les données mesurées sur l'immeuble du Pommier. Il s'agit d'un immeuble Minergie neuf et récent, situé au Grand Saconnex (GE), et qui a été totalement instrumenté par l'Université de Genève durant plusieurs années entre 2004 et 2008. La signature énergétique de ce bâtiment est donc parfaitement connue. La construction de Solarcity étant « similaire » à celle du Pommier, nous utiliserons pour commencer la signature énergétique du Pommier pour la simulation. Le suivi énergéti-

que de Solarcity permettra de déterminer sa signature énergétique, qui pourra ensuite être utilisée dans les simulations.

Dans un deuxième temps, le modèle sera testé avec d'autres profils thermiques, en particulier de bâtiments rénovés (avec une demande thermique plus forte et une température de distribution plus élevée), avec deux exemples de bâtiments rénovés Minergie :

- l'immeuble d'habitations Gros Chêne à Onex (GE), également totalement instrumenté par l'Université de Genève entre 2008 et 2010,
- le bâtiment tertiaire Polimmo à Genève, en cours de suivi énergétique par l'Université de Genève.

Ces deux profils permettront de déterminer si et dans quelles conditions cette solution technique pourrait être appliquée à des bâtiments rénovés.

4. Stockage thermique et régulation

Le stockage thermique et la régulation seront abordés une fois connu le concept mis en place à Solarcity, et ses alternatives délimitées. Au niveau de la modélisation, les éléments nécessaires existent d'ores et déjà dans la version standard de TRNSYS.

Partie 4 : Généralisation

Comparaison avec d'autres solutions possibles

Dans la suite du projet, les résultats du suivi énergétique et de la simulation de Solarcity seront comparés aux résultats issus du suivi énergétique du bâtiment Polimmo, également en cours à l'Université de Genève. Il s'agit d'un bâtiment tertiaire rénové Minergie et également équipé d'une pompe à chaleur pour le chauffage et le rafraîchissement estival, mais dans ce cas la source froide est constituée par un champ de sondes géothermiques.

Les résultats issus de ces deux projets seront comparés afin d'évaluer les avantages et inconvénients respectifs des deux solutions, et de donner des critères de choix technologiques selon les situations.

Potentiel dans la rénovation

Une des pistes de développement de la technologie serait le domaine de la rénovation. En effet, la solution technique se prêterait facilement à une utilisation sur des bâtiments en rénovation, car sa mise en place n'implique pas de gros travaux sur la structure (contrairement aux sondes géothermiques par exemple). L'objectif du travail est d'évaluer la faisabilité et les conditions dans lesquelles la solution pourrait être implémentée dans le cadre d'une rénovation, en tenant compte des particularités de l'existant.

Un travail préliminaire a déjà été réalisé dans ce sens, dans le cadre d'un mandat pour le compte des SIG, concernant la possibilité d'appliquer le même type de concept à un bâtiment en projet de rénovation :

[7] « Rapport d'étude sur le projet de rénovation du bâtiment 4-6-8-10 Ancien Tir à Meinier (GE) », Lachal B. et Mermoud F, 2009, étude réalisée pour le compte des Services Industriels de Genève.

La 1^{ère} étape a été d'étudier la compatibilité du concept énergétique avec un bâtiment qui ne répond pas au standard Minergie. En l'occurrence, le bâtiment de l'Ancien Tir date de 1964 et l'enveloppe n'a pas été rénovée. Sa surface de référence énergétique est de 2300 m². L'idée était de déterminer si l'utilisation du concept capteurs solaires+pompe à chaleur pouvait pallier à une enveloppe de mauvaise qualité dans des conditions techniques acceptables, en d'autres termes si elle pouvait se substituer à une rénovation de l'enveloppe.

Les résultats de la simulation nous ont amenés à préconiser de ne pas avoir recours à ce concept énergétique sans rénovation préalable de l'enveloppe. En effet, les COP atteints sont de l'ordre de 3.5 et la consommation électrique de 50 kWh/m²/an, ce qui est difficilement acceptable. Les puissances en jeu et les températures de distribution sont trop élevées pour que le fonctionnement du système soit optimisé.

Dans le cadre de ce travail, nous avons ensuite évalué les performances atteintes dans l'hypothèse où une rénovation de l'enveloppe serait entreprise au préalable. Deux hypothèses de rénovation ont été envisagées :

- rénovation Minergie : demande de chauffage : 80 kWh/m²/an
- rénovation « standard » : demande de chauffage : 110 kWh/m²/an

Le Tableau 6 compare le dimensionnement et les performances atteintes par le scénario Solarcity (Minergie neuf), le scénario Ancien Tir rénové Minergie et le scénario Ancien Tir rénové de manière standard.

Tableau 6: Performances comparées du concept énergétique solaire + PAC dans différents types de bâtiments : Minergie neuf, rénovation Minergie et rénovation standard

	Solarcity Minergie neuf	Ancien Tir rénovation Minergie	Ancien Tir rénovation standard
Demande de chaleur	42 kWh/m ² /an	80 kWh/m ² /an	110 kWh/m ² /an
Puissance PAC	32 kW	85 kW	110 kW
Surface capteurs	11.6 m ² /100 m ² SRE	15 m ² /100 m ² SRE	22 m ² /100 m ² SRE
COP annuel global	4.3	4.3	4.3
Conso. électrique annuelle	15 kWh/m ² /an	24 kWh/m ² /an	31 kWh/m ² /an
Taux de couverture solaire	79%	78%	79%
Productivité capteurs	427 kWh/m ² /an	534 kWh/m ² /an	479 kWh/m ² /an
Décrochage PAC (-20°C)	4 h/an	30 h/an	11 h/an

On voit ainsi, que des performances similaires (en terme de COP) à celles attendues sur Solarcity pourraient être atteintes en augmentant la surface de capteurs : 11.6 à 15 (rénovation Minergie) ou 22 (rénovation standard) m² capt/100 m² SRE. Les consommations électriques passeraient respectivement de 15 à 24 ou 31 kWh/m²/an, ce qui reste acceptable.

En 1^{ère} approche, on peut donc conclure que le système pourrait être implémenté sur des bâtiments existants, à condition qu'une rénovation soignée de l'enveloppe soit entreprise en amont. Le potentiel de développement de la technologie dans le domaine de l'existant pourrait être important. Ce résultat restera à confirmer grâce à des simulations plus poussées avec le modèle TRNSYS développé dans le cadre de ce travail, en utilisant la demande thermique réelle d'un bâtiment rénové Minergie (exemple du Gros Chêne ou Polimmo).

Généralisation de l'utilisation des pompes à chaleur et courbe de charge électrique

Une problématique primordiale lorsqu'on aborde la standardisation des solutions ayant recours à une pompe à chaleur pour le chauffage des bâtiments est leur impact sur la courbe de charge électrique.

En effet, une généralisation de la solution PAC (avec capteurs solaires ou toute autre source froide) représenterait un transfert des besoins en énergie thermique vers des besoins en énergie électrique. Ce transfert serait caractérisé a priori par une accentuation des pointes électriques. Pour confirmer ce phénomène, nous avons tracé sur la Figure 29 la consommation électrique telle que simulée pour le projet Solarcity (bâtiment K uniquement) pour la journée du 1^{er} janvier, en parallèle avec la courbe de charge électrique de la Suisse pour ce même jour. On note que les périodes de forte consommation de la pompe à chaleur sont relativement corrélées avec les pointes électriques actuelles dans la journée. La même tendance est observée sur les valeurs journalières (Figure 30) et mensuelles (Figure 31).

Figures 29 à 31: Consommation électrique du bâtiment K de Solarcity (météo 2004) et courbe de charge électrique de la Suisse (année 2009) [Unités différentes]

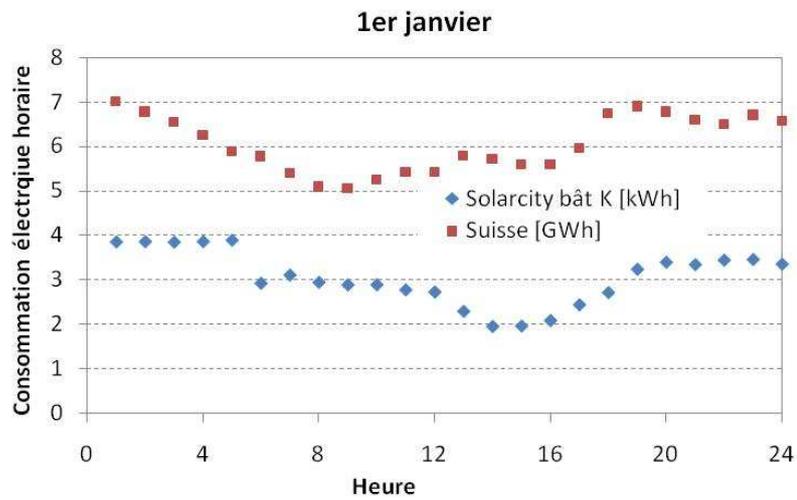


Figure 29: Valeurs horaires pour la journée du 1er janvier

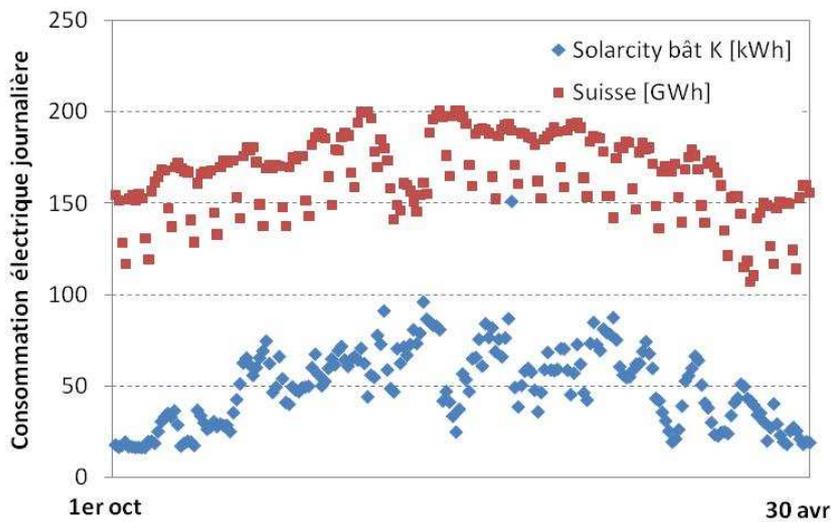


Figure 30: Valeurs journalières

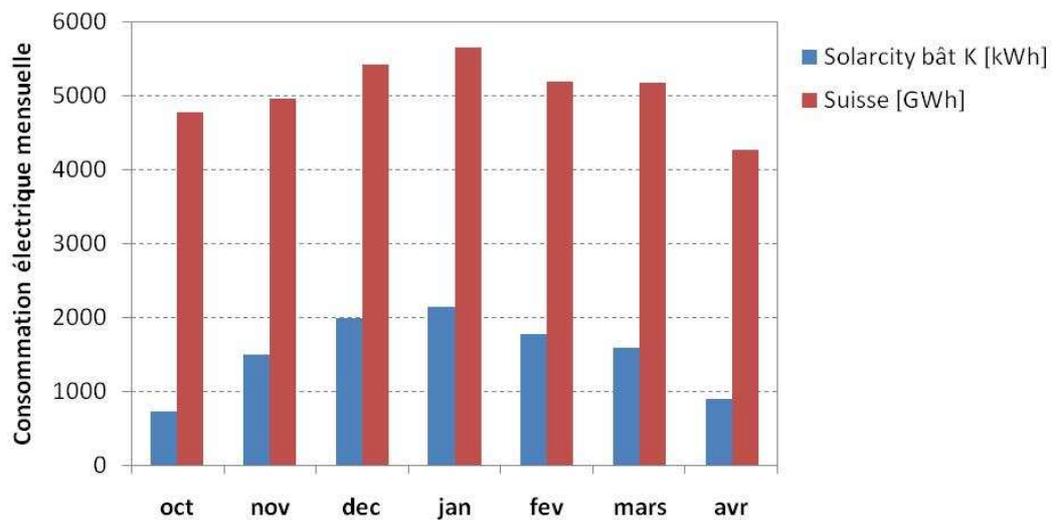


Figure 31: Valeurs mensuelles

Sur la base de ces observations, on conclut que la généralisation des pompes à chaleur pour le chauffage ne peut s'envisager sans une maîtrise de la demande électrique et une nouvelle stratégie d'approvisionnement électrique, sous peine d'amplifier encore des pointes électriques déjà trop consommatrices en énergie primaire fossile (centrales thermiques). Ce point sera discuté plus avant au cours du travail réalisé pour le projet COP5, et notamment les points suivants :

- Rôle et potentiel d'utilisation du stockage thermique temporaire (eau chaude) prévu en chaufferie.
- Stratégie de couplage de la technologie avec des installations de cogénération chaleur-électricité au niveau local.
- ...

Partie 5 : Conclusion et suite des travaux

Les études précédentes (cf. références bibliographiques) montrent un potentiel important pour le concept étudié ici. Cependant, les résultats avancés sont essentiellement numériques, issus de modèles simplifiés non encore validés sur le terrain.

La suite des travaux consistera :

- Partie expérimentale : début du suivi énergétique fin 2010 : tout le matériel de suivi sera installé par l'Université de Genève sur le site durant l'automne 2010. Les points principaux à étudier durant le travail de terrain sont : le COP de l'installation bien sûr, mais également l'utilisation optimale du stockage et de la régulation, le décrochage éventuel de la pompe à chaleur, les effets du givrage, de la neige et du vent.
- Partie modélisation : choix des modèles pour les sous-systèmes si ceux-ci sont pré-existants, ou développement de modèles spécifiques (capteurs solaires) intégrant les effets précédemment cités (givrage, neige, vent), construction du modèle général, et validation du modèle avec les données tirées de la partie expérimentale.
- Partie généralisation : réflexion approfondie sur les opportunités de généralisation de ce type de solution selon les bâtiments (neuf, rénovation), par rapport à d'autres solutions de substitution, impact sur la stratégie énergétique globale...

D'autre part, notre participation à la Task 44 de l'AIE nous permettra de nourrir l'ensemble de l'étude, que ce soit sur les aspects expérimentaux (retours d'expérience sur d'autres sites) ou modélisation (comparaison/utilisation d'autres modèles).

Références bibliographiques

[1] Lachal B., Zraggen JM, Rapport d'expertise concernant « SOLARCITY, étude réalisée pour le compte du Service de l'énergie du canton de Genève, 2008.

[2] Lachal B., Mermoud F, Rapport d'étude sur le projet SOLARCITY à Satigny (GE), étude réalisée pour le compte des Services Industriels de Genève, 2008.

[3] Branco G., Lachal B., Gallinelli P., Gonzalez, D., Weber, W., Analyse thermique de la cité solaire à Plan-Les-Ouates (Genève), réalisé sous mandat de la mairie de Plan-Les-Ouates/ScanE/OFEN, Université de Genève, 2002.

[4] Branco G., Lachal B., Effet du vent sur les performances thermiques de collecteurs solaires non couverts (toiture solaire) : une étude approfondie de la cité solaire de Plan-les-Ouates (Genève). Cisbat 2007 (EPFL).

[5] Branco G., Lachal B., Gallinelli, P., 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, pp. 543-555,2004.

[6] Branco G., Thermal performance evaluation of the uncovered solar collector roof of the Solar Complex of Plan-les-Ouates : an experimental and numerical approach. Université de Genève (Geneva, Switzerland), Thèse en Sciences, 2005.

[7] Lachal B., Mermoud F, Rapport d'étude sur le projet de rénovation du bâtiment 4-6-8-10 Ancien Tir à Meinier (GE), étude réalisée pour le compte des Services Industriels de Genève, 2009.