

Cas d'étude : Station des Arcs 1600

Nom du projet :	Station des Arcs 1600
Adresse du projet :	Les Arcs 1600 F- 73700
Nom et type de propriétaire :	Union Syndicale des Propriétaires d'Arc Pierre Blanche (USPB) Réseau de chaleur exploité par Dalkia
Contact :	Représenté par CIS Immobilier A l'att. de Mme Sonia Voccanson 126 avenue du Maréchal Leclerc 73700 Bourg Saint Maurice s.benguezzou@cis-immobilier.com

A/ Contexte de l'étude

A.1/ Motivations

Les Arcs 1600 est une station de sport d'hiver savoyarde (France) créée en 1968 qui comporte 4200 lits et 30 commerces. Trois règles ont été suivies pour créer une station fonctionnelle et esthétique en phase avec le développement touristique de cette époque : respect du site et de l'environnement naturel, Conservation des vieux chalets d'alpage existant que l'architecture moderne ne doit pas chercher à imiter pour plus d'authenticité et utilisation de matériaux locaux.

Le réseau de chaleur construit à l'origine de la station possède toujours ses générateurs d'origine. L'Union des syndicats des propriétaires d'Arc Pierre Blanche (USPB) a engagé une démarche devant aboutir à l'amélioration des performances du réseau de chaleur, la mise aux nouvelles normes et le renouvellement des générateurs de chaleur existants. A ce titre, une première étude a été réalisée par l'ASDER (espace infos énergies) afin d'initier les copropriétaires aux économies d'énergies envisageables et à la mise en œuvre d'énergies renouvelables.

Afin de poursuivre la démarche, l'USPB a mandaté un bureau d'études pour leur proposer différents scénarios possibles dont l'intégration du solaire sur le réseau de chaleur existant.

A.2/ Description du réseau de chaleur existant

Le réseau de chaleur des Arcs 1600 a été créé en 1969. L'énergie utilisée par le réseau est du fioul lourd. Le réseau fonctionne à basse pression et à un régime de température 90/75°C en hiver et 80/70°C en été. Environ 30 sous-stations sont raccordées sur ce réseau.



Figure 1 : Site d'Arcs 1600

Le réseau en chiffres :

- 1 centrale de production de chaleur
- 30 points de livraison

La centrale de production :

- 2 chaudières fioul de 2,9 MW unitaire (1969)
- 1 chaudière fioul de 5.8 MW (1975)

En 2013, le mix énergétique du réseau est composé de fioul lourd TBTS (100%). Le contenu CO₂ du réseau est estimé à **320gCO₂/kWh en sortie chaudière.**

Exploitation du réseau :

Le réseau appartient à l'USPB. L'exploitation du réseau est assurée par la société Véolia. Le contrat en vigueur avec l'exploitant arrivera à échéance dans les prochaines années

A.3/ Données d'environnement

Le réseau de chaleur est situé sur la commune des Arcs (France) à 1600m d'altitude.



Figure 2 : Photo de la station des Arcs 1600 et de son environnement montagneux

Les montagnes environnantes rendent nécessaire la prise en compte d'un masque lointain pour l'ensoleillement des capteurs solaires.

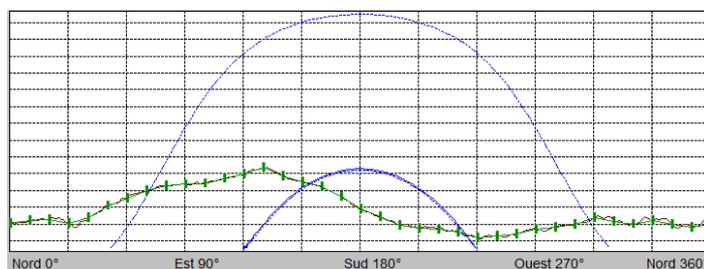


Figure 3 : Masque lointain des montagnes sur les capteurs solaires

L'ensoleillement moyen annuel en tenant compte du masque lointain est de 1490 kWh/m² sur une surface inclinée à 45° et la température extérieure moyenne est de 5.1°C. Le nombre de degrés-jours unifié base 18 DJU₁₈ est de 4700.

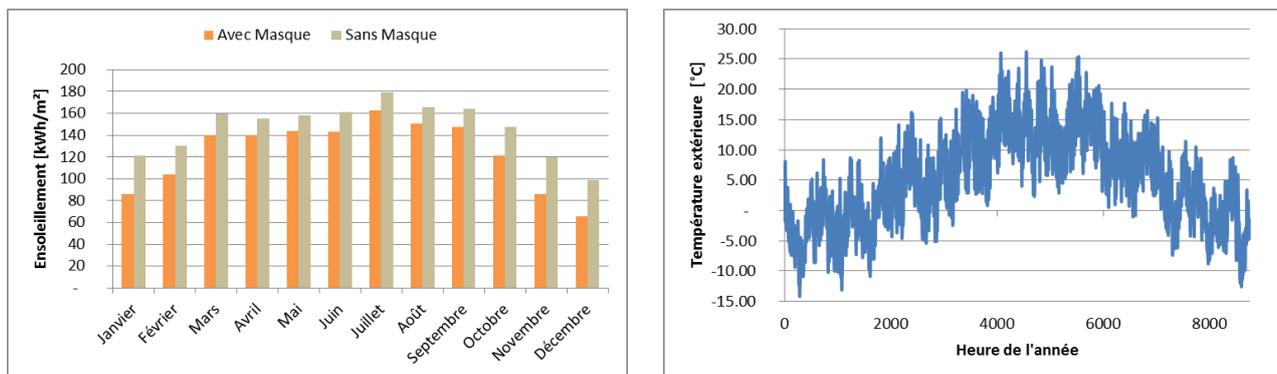


Figure 4 : Ensoleillement mensuel avec et sans masque sur un plan incliné à 45° (à gauche) et température extérieure pour le climat des Arcs 1600 (à droite)

A.4/ Opportunités et barrières

Les principales opportunités ayant permis d'initier et développer le projet sont :

- la volonté de l'Union des syndicats des propriétaires d'Arc Pierre Blanche (USPB) de développer les EnR, et diminuer le contenu CO2 du réseau
- la rénovation nécessaire des centrales de production d'énergie existantes
- l'implication d'un espace infos énergie local (ASDER) permettant de diffuser les informations d'économies d'énergies, de développement des EnR et notamment du solaire sur réseau au propriétaire du réseau

Cependant de nombreux freins ont également dû être appréhendés, et notamment :

- le refus des copropriétés d'implanter les capteurs sur les toits terrasse des bâtiments pour des raisons autant juridiques qu'esthétiques. Les toits des copropriétés sont gérés par certaines copropriétés alors que le réseau est géré par l'USPB qui est un groupement des copropriétés.
- la pression foncière en station de sport d'hiver et le manque de terrain pour implanter un champ centralisé de capteur solaire. De ce fait, pour que le projet soit économiquement viable, le champ solaire devra être implanté lors la construction d'un parking couvert en cours de réflexion.
- les investissements initiaux importants inhérents aux solutions solaires qui ont en contrepartie un coût d'exploitation très faible
- le manque d'un cadre fixe pour le subventionnement d'installations solaires connectées au réseau de chaleur. Un fond spécifique géré par l'ADEME a été mis en œuvre en 2013 et poursuivi en 2014 pour l'accompagnement financier de projet démonstrateur de nouvelles technologies émergentes : fond chaleur NTE

B/ Méthodologie et outils utilisés pour l'étude

B.1/ Courbe de charge du réseau de chaleur

La courbe de charge du réseau de chaleur a été construite à partir des données mensuelles d'énergies en sortie chaufferie des années précédentes et de mesures réalisées sur le réseau à différentes périodes de l'année pour reconstruire un profil type d'appel de charge.

Les besoins globaux du réseau de chaleur sont de 7150 MWh/an. La figure suivante détaille la répartition des besoins mensuels d'énergie et la comparaison avec les mesures des années précédentes

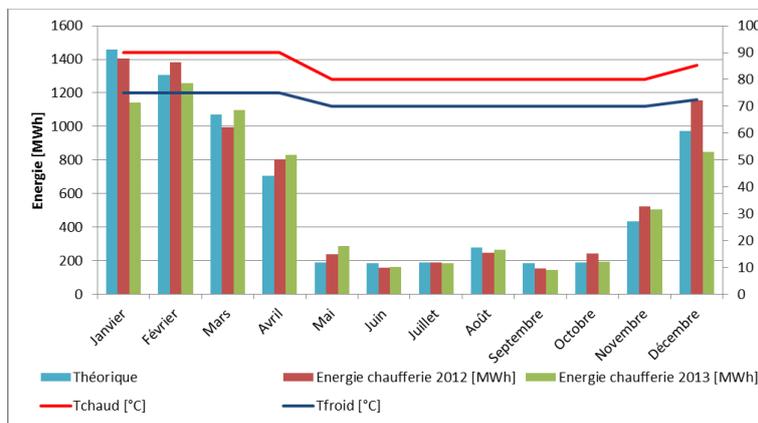


Figure 5 : Répartition mensuelle estimée des besoins d'énergie actuels du réseau de chaleur et comparaison avec des mesures des années précédentes

L'objectif étant d'améliorer les performances globales du réseau de chaleur, une variante consistant à réduire de 15 °C les températures de fonctionnement a été étudiée. Cette variante est réaliste. Des travaux sur les échangeurs et le réseau sont à réaliser à moyen terme. Il s'agira d'améliorer de manière significative la régulation (GTC) du réseau pour adapter les niveaux de température aux appels de puissance.

La réduction du régime de température du réseau de 15°C permet de diminuer les pertes réseaux de 22%, ce qui représente une économie de 4.5% d'énergie en sortie chaufferie. Cette diminution des températures du réseau permet également d'améliorer les performances de la centrale solaire (voir détails ci-après).

B.2/ Dimensionnement et performance du réseau de chaleur solaire

L'installation solaire étudiée pour le réseau de chaleur des Arcs 1600 est de type centralisée avec une réinjection d'énergie solaire au niveau de la chaufferie centrale. L'installation solaire a été simulée à partir du logiciel de simulation dynamique TRNSYS.

La centrale solaire et la chaufferie ont été modélisées et simulés. Les besoins du réseau sont fournis par un fichier externe calculé selon la méthode détaillée précédemment. Il n'a pas été étudié de variantes avec réinjection en plusieurs points (par exemple par bâtiment) pour des raisons juridiques. Les copropriétés ne souhaitant pas d'installations collectives (capteurs solaires) sur des zones privatives.

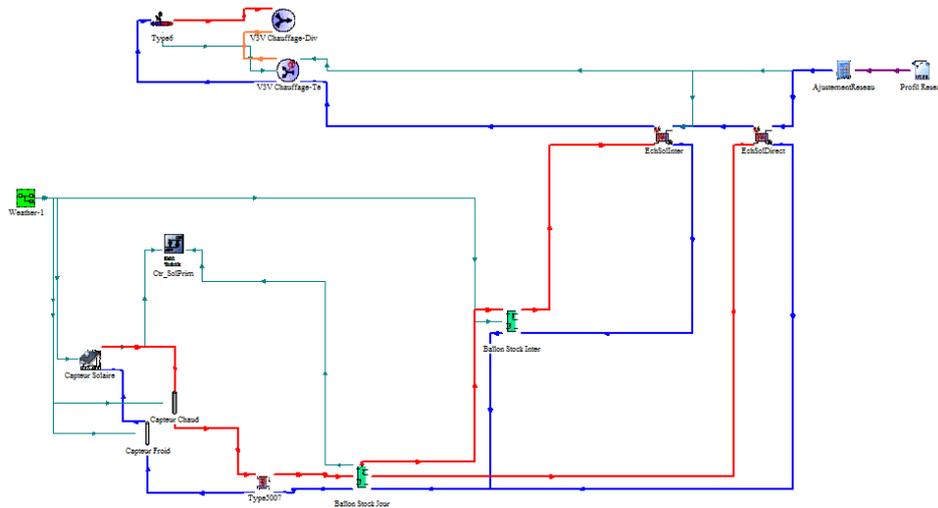


Figure 6 : Modélisation de la centrale solaire sous TRNSYS

Les données météorologiques utilisées dans les simulations sont issues de la base de données Meteonorm.

Plusieurs indicateurs énergétiques sont utilisés afin de définir les performances du système.

La productivité solaire réseau Q_{sol,m^2} :

Elle représente l'énergie solaire injectée au niveau du réseau de chaleur ramenée à la surface de capteurs solaires.

$$Q_{sol,m^2} = \frac{Q_{sol,an}}{A_{solaire} * 1000} \text{ [kWh/m}^2\text{]}$$

Avec : - $Q_{sol,an}$: production solaire annuelle [MWh]
- $A_{solaire}$: surface de capteurs solaires [m²]

Le taux d'économie d'énergie f_{sav} :

Il représente l'économie d'énergie par rapport une solution de référence sans solaire.

$$f_{sav} = \frac{Q_{aux,solaire}}{Q_{aux,ref}}$$

Avec : - $Q_{aux,solaire}$: Consommation d'appoint avec le système solaire [MWh]
- $Q_{aux,ref}$: Consommation d'appoint de la solution de référence sans solaire [MWh]

La solution de référence est un réseau de chaleur sans installation solaire, hors rendement chaudière. La consommation annuelle du réseau de chaleur sortie chaufferie en incluant les pertes réseau est de 7157 MWh pour le régime de température actuel et 6836 MWh pour le régime réduit.

B.3/ Economie

Le coût de l'énergie est basé sur la méthode du LCOE (Levelized Cost of Energy) en EUR HT/MWh.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{sol,an,t}}{(1+r)^t}}$$

Avec :

- I_t = CAPEX – coût d'investissement de l'année t
- M_t = OPEX – coût de fonctionnement et maintenance de l'année t
- F_t = Coût de l'énergie auxiliaires de l'année t
- n = durée de vie du système
- r = taux d'actualisation

La valorisation économique de l'investissement de la centrale solaire a été calculée avec les hypothèses suivantes :

- Un taux d'actualisation de 3%
- Une durée de vie de l'installation solaire de 20 ans
- Charges opérationnelles de 2% de l'investissement par an
- Consommation d'électricité de la centrale solaire de 1.5% de la production solaire
- Augmentation annuelle du prix de l'électricité de 3% par an

C/ Résultats de l'étude

C.1/ Conception, dimensionnement du système solaire connecté au réseau de chaleur

Intégration du solaire sur le réseau de chaleur : système centralisé

Un parking couvert dont la création est en cours de réflexion serait essentiel pour la réalisation de l'installation solaire. Les capteurs solaires pourraient être disposés par-dessus la toiture. Les caractéristiques géométriques du parking n'étant pas encore fixées, plusieurs surfaces de capteurs solaires ont été étudiées. Deux emplacements pour l'implantation de ce bâtiment sont supposés:

- Une zone au sud située dans le dernier virage de la route menant à Arcs 1600
- Une zone au nord sur un parking existant proche de la chaufferie

Une inclinaison des capteurs de 45° a été choisie afin de limiter le risque de stagnation de la neige en période hivernale.

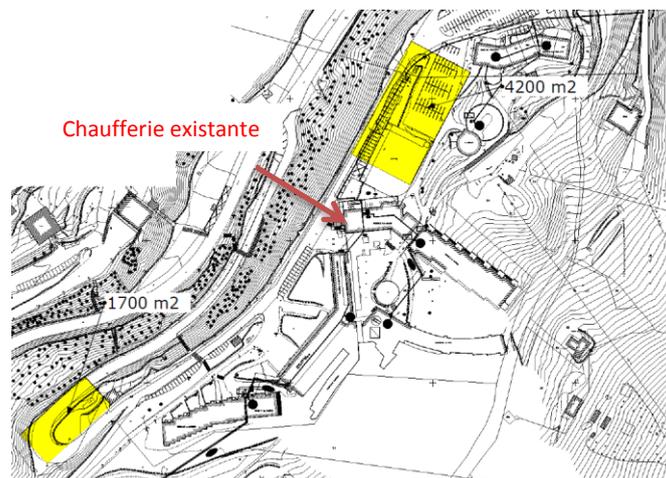


Figure 7 : Implantations possibles du champ de capteurs solaires

Le champ solaire centralisé sera connecté à la chaufferie centrale existante selon le schéma de principe détaillé ci-dessous.

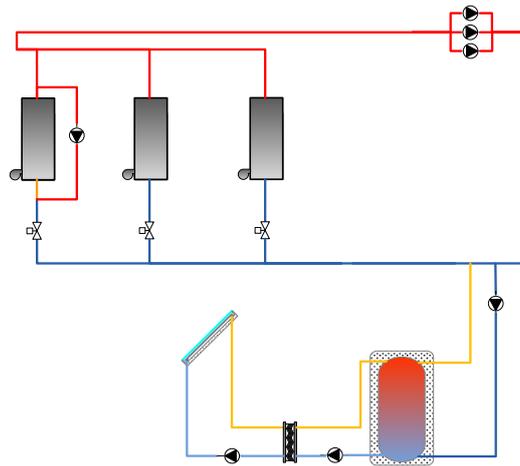


Figure 8 : Schéma fonctionnel de raccordement du champ solaire à la chaufferie centrale existante

Le principe de fonctionnement est le suivant :

- *Récupération de l'énergie solaire et charge du stockage*

L'énergie solaire récupérée par le champ centralisé est chargée dans le stockage.

- *Valorisation de l'énergie solaire et décharge du stockage*

L'énergie solaire chargée dans le stockage permet de préchauffer le retour du réseau de chaleur.

Les différents cas d'études :

Capteurs solaires thermiques :

Deux technologies de capteurs solaires ont été étudiées :

- Capteur plan haute performance : $\eta_0=0.817$; $a_1=2.205 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$; $a_2=0.0135 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-2}$
- Capteur à tubes sous-vides : $\eta_0=0.644$; $a_1=0.749 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$; $a_2=0.005 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-2}$

Surface de capteurs solaires (taux de couverture) :

Plusieurs surfaces de capteurs solaires ont été simulées en tenant compte d'une contrainte de la mise en œuvre uniquement d'un stockage journalier :

- Pas de stockage
- Stockage journalier mini
- Stockage journalier moyen
- Stockage journalier maxi

Courbes de charges réseau :

Deux courbes de charges réseaux ont été étudiées :

- réseau avec le régime de température actuel
- réseau avec le régime de température réduit (-10°C)

Enneigement des capteurs solaires :

Trois cas d'enneigement des capteurs solaires en période hivernal (Décembre – Mars) ont été envisagés :

- pas d'enneigement
- Enneigement partiel (50% de l'énergie solaire en hiver)
- Enneigement total (0% de l'énergie solaire en hiver)

C.2/ Performance du système solaire connecté au réseau de chaleur

Influence de la surface de capteurs solaires :

Quatre surfaces de capteurs solaires plan haute température ont été simulées (600 m², 1000 m², 1500 m² et 2500 m²) avec les besoins du réseau actuel. Les volumes de stockage ont été ajustés afin d'éviter les surchauffes du circuit solaire. Les volumes associés sont donc respectivement de 5 m³, 50 m³, 100 m³ et 300 m³.

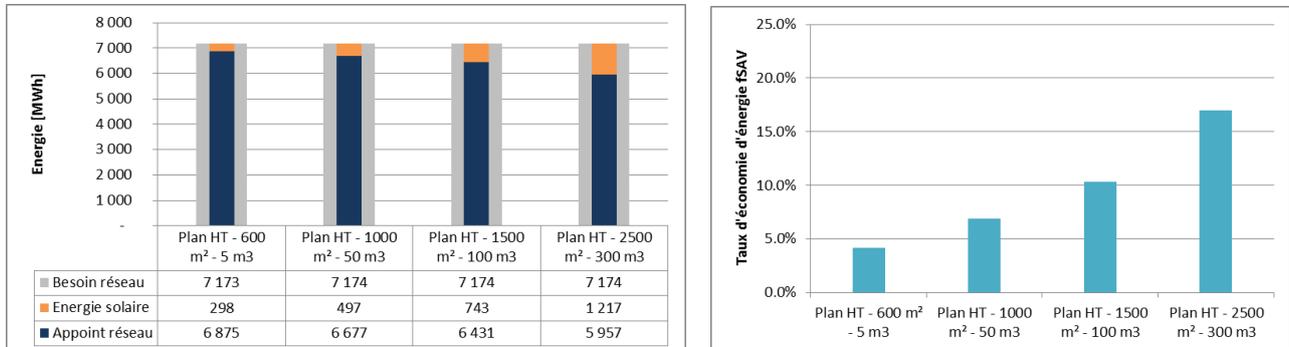


Figure 9 : Répartition des énergies (à gauche) et taux d'économie d'énergie (à droite) pour les différents cas d'études (réseau avec température actuelle)

Pour rappel, du 1^{er} mai au 31 octobre, le réseau de chaleur sert uniquement à la production d'ECS et le maintien en température des bouclages d'ECS. Le chauffage est alors arrêté. La consommation d'énergie du réseau sur ces 4 mois correspond à environ 1.2GWh, soit 17% de la consommation annuelle.

Les solutions ci-après permettent les couvertures suivantes :

Installation solaire	Plan HT - 600m ² - 5m ³	Plan HT - 1000m ² - 50m ³	Plan HT - 1500m ² - 100m ³	Plan HT - 2500m ² - 300m ³
Taux d'économie d'énergie annuel	4.2%	6.9%	10.4%	17.0%
Taux d'économie d'énergie estival (mai à octobre)	15.6%	26.1%	38.9%	64.0%

Le taux d'économie d'énergie est compris entre 4.2% pour une solution avec 600m² de capteurs solaires et 5 m³ de stockage, et 17% pour une solution avec 2500m² de capteurs solaires et 300 m³ de stockage.

Influence de la technologie de capteurs solaires :

Les capteurs à tubes sous-vide ont des performances supérieures aux capteurs plans à des régimes de température élevés. Ils peuvent donc être intéressants pour les applications du solaire sur les réseaux de chaleur.

Les calculs ont été effectués de façon à obtenir une production solaire équivalente pour les deux technologies de capteurs solaires. Les volumes de stockage sont considérés identiques.

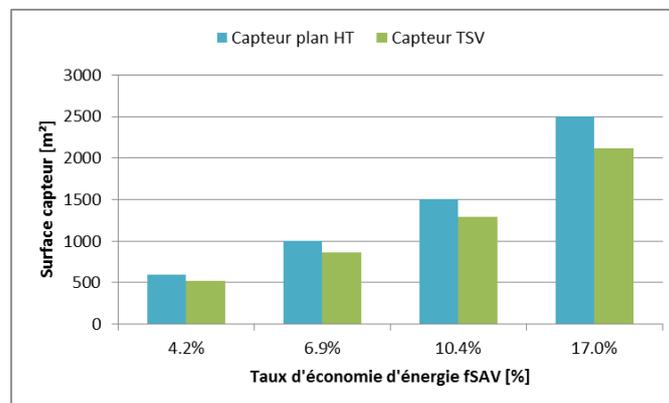


Figure 10 : Comparaison des surfaces de capteurs solaires plan HT et à tubes sous-vides nécessaires pour un même taux d'économie d'énergie

La surface de capteurs solaires à tubes sous-vide est inférieure à celle nécessaire pour les capteurs plans (environ 15%). D'autres critères seront à prendre en compte au niveau de surfaces telles que la surface d'encombrement nécessaire pour la mise en œuvre des capteurs retenus. Et bien sûr le cout au m² des capteurs choisis.

Influence de la réduction des températures du réseau :

La réduction du régime de température aller et retour de 15°C permet d'améliorer la productivité solaire d'environ 20% pour des capteurs plans et 10% pour des capteurs à tubes sous-vide. Cette amélioration de la productivité solaire a un impact sur le taux d'économie d'énergie. Par exemple pour 1500 m² de capteurs plans HT, le taux d'économie d'énergie passe de 10.4% à 13.2%. Pour 1290m² de capteurs à tubes sous-vide, le taux d'économie d'énergie f_{SAV} augmente de 10.4% à 12%.

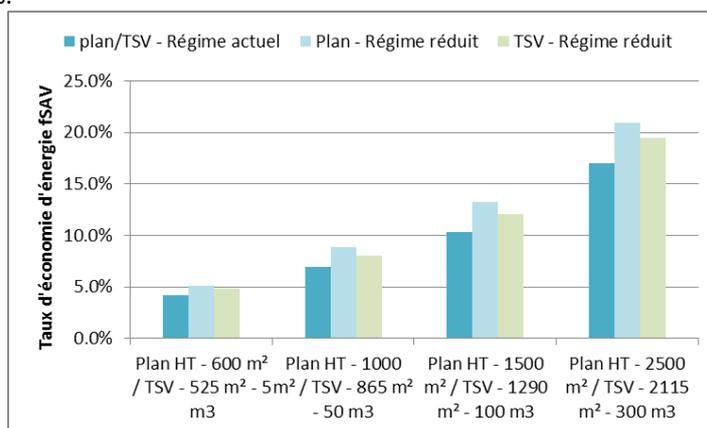


Figure 11 : Influence des régimes de température sur le taux d'économie d'énergie pour des capteurs plan HT et à tubes sous-vide

Influence de l'enneigement des capteurs solaires :

La présence de neige non évacuée des capteurs solaires réduit les performances de l'installation en hiver, et impacte donc les performances annuelles. La période hivernale considérée dans la présente étude s'étend de décembre à mars. Pour une installation de 600m² de capteurs plan HT sur le réseau actuel, le taux d'économie d'énergie passe de 4.2% à 3.7% pour un taux d'enneigement inexistant jusqu'à total. Pour une installation de 2500m², cette diminution est de 17% à 12.9%.

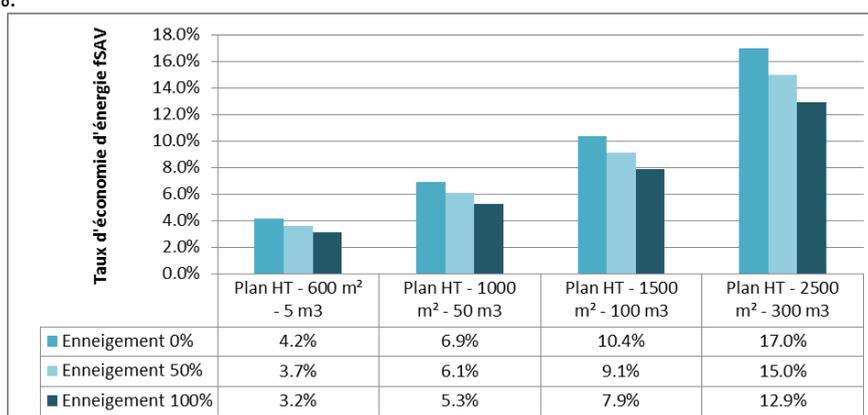


Figure 12 : Influence de l'enneigement en période hivernale (décembre à mars) sur l'énergie pour des capteurs plan HT sur le réseau actuel

Dans le cas d'un enneigement de 50% sur la période de décembre à mars et sur 1'500m² de capteurs solaires et en prenant un régime de température de réseau optimisé (-15°C), la perte de production estimée annuellement s'élève à 12%. Pour une surface solaire de 600m², la perte de production estimée est de 10%.

Pour la suite de cette étude, deux exemples probables d'installations sont analysés.

Installation solaire avec 600m² de capteurs plan HT, un stockage de 5m³ sur le réseau optimisé (réduction du régime de température de 15°C) et un enneigement de 50% pris en compte sur la saison hivernale

Pour cette installation, l'énergie solaire injectée dans le réseau est de 298MWh pour un taux d'économie d'énergie $f_{SAV} = 4.5\%$. La répartition mensuelle des énergies alimentant le réseau est détaillée sur le graphique suivant. Ceci permet une économie annuelle d'environ 83 tonnes de CO2 (avec prise en compte de la consommation électrique des circulateurs de l'installation solaire).

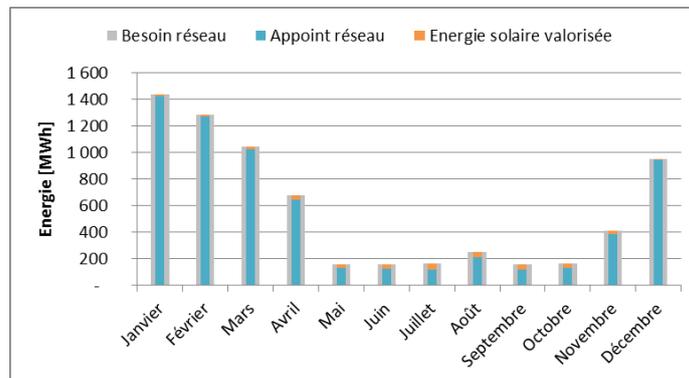


Figure 13 : Répartition mensuelle des énergies alimentant le réseau pour une installation de 600m²

Installation solaire avec 1500m² de capteurs plan HT, un stockage de 100m³ sur le réseau optimisé (réduction du régime de température de 15°C) et un enneigement de 50% pris en compte sur la saison hivernale

Pour cette installation, l'énergie solaire récupérée est de 743MWh pour un taux d'économie d'énergie $f_{SAV} = 11.6\%$. La répartition mensuelle des énergies alimentant le réseau est détaillée sur le graphique suivant. Ceci permet une économie annuelle d'environ 216 tonnes de CO2 (avec prise en compte de la consommation électrique des circulateurs de l'installation solaire).

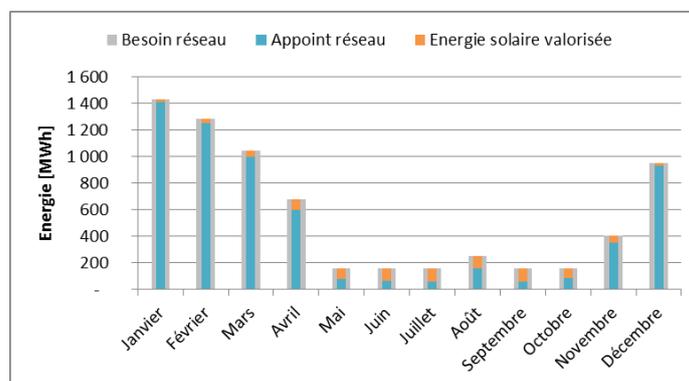


Figure 14 : Répartition mensuelle des énergies alimentant le réseau pour une installation de 1500m²

C.3/ Bilan économique du réseau de chaleur solaire

Pour rappel, les investissements mentionnés prennent en considération la mise à disposition d'une toiture plate non végétalisée sur le futur parking.

La répartition des investissements en € hors TVA par poste est le suivant :

Poste	Installation solaire 600m ² capteur plan HT et stockage 5m ³		Installation solaire 1500m ² capteur plan HT et stockage 100m ³	
	Montant	Ratio	Montant	Ratio
Installation solaire	287 900 €	480 €/m ²	593 900 €	396 €/m ²
Stockage	4 900 €	980 €/m ³	71 000 €	710 €/m ³
Ingénierie	27 700 €	-	56 800 €	-
Total	320 500 €		721 700 €	

En tenant compte des hypothèses détaillées dans le §B.3, le LCOE de l'énergie solaire est de :

LCOE	Installation solaire 600m ² capteur plan HT et stockage 5m ³	Installation solaire 1500m ² capteur plan HT et stockage 100m ³
Sans subvention	96.9 €/HT/MWh	87.8 €/HT/MWh
Avec subvention 20%	82.4 €/HT/MWh	74.7 €/HT/MWh
Avec subvention 50%	60.7 €/HT/MWh	55.2 €/HT/MWh

C.4/ Aperçu des modèles d'affaires possibles

Le modèle d'affaires actuel du réseau de chaleur est une délégation de service public (DSP). Dans le cadre de la renégociation du contrat avec l'exploitant, l'investissement dans cette centrale solaire thermique pourrait être inclus dans l'appel d'offres. L'exploitant pourrait se rémunérer sur la vente de la chaleur.

Auteurs

Cette étude a été réalisée par le CEA INES et le bureau d'études PLANAIR.

Cette fiche d'information a été préparée par CEA INES et Planair. Date : 17/11/2014

Cedric Paulus, CEA INES - Institut National de l'Energie Solaire
50, Avenue du Lac Léman, 73377 Le Bourget du lac, France
cedric.paulus@cea.fr, website : <http://www.ines-solaire.org> - <http://www.liten.fr>

Soutenu par :



Intelligent Energy Europe Programme
of the European Union

Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité de son auteur et ne représente pas nécessairement l'opinion de l'Union européenne. Ni l'EACI ni la Commission européenne ne sont responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.