



réseaux de chaleur



ÉTUDE

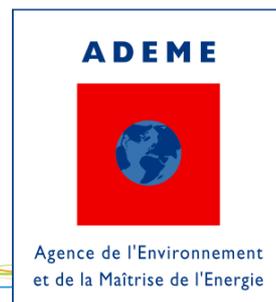
Solaire thermique & Réseaux de chaleur

Série Technique

RCT 37

Octobre 2011

Cette étude a été menée avec le soutien financier de :



PRÉAMBULE

Près de 50% de l'énergie finale consommée en Europe est utilisée pour couvrir des besoins de chaleur. Dans le secteur domestique, la chaleur représente 87% de l'énergie finale consommée ; en tertiaire et pour l'agriculture 76%, et pour l'industrie 55% (chiffres 2007)¹. La part de « marché » de la chaleur couverte par les réseaux de chaleur est très différente selon les pays : 94% en Islande, 55% en Suède et 6% en France².

L'intérêt pour le solaire thermique sur réseaux de chaleur n'a cessé de croître ces dernières années : plus de 100 installations disposant d'au moins 500 m² de capteurs solaires ont été mises en service depuis les années 1990 en Europe³.

L'objectif de cette note est de faire un point sur l'avancement de la filière solaire thermique sur réseaux de chaleur avec un zoom sur quelques installations existantes en Europe ou en projet en France. Ce rapport dresse un état des lieux du solaire thermique en tant que production injectée sur un réseau de chaleur. Il ne traite pas de cas comme, par exemple, le réseau de Narbonne où certains bâtiments raccordés sont équipés de capteurs et d'un stockage pour une production d'ECS décentralisée, avec appoint par le réseau de chaleur, et donc sans aucune possibilité d'injection du solaire sur le réseau.

SOMMAIRE

1. TECHNIQUES DU SOLAIRE THERMIQUE ; MONTAGES SUR UN RESEAU	3
1.1. Les capteurs solaires	3
1.1.1. Les capteurs plans	3
1.1.2. Les capteurs à tubes sous vide	3
1.1.3. Les capteurs à concentration	3
1.1.4. Comparaison capteurs plans / capteurs tubulaires	4
1.2. Quelles solutions pour le stockage ?	4
1.2.1. Le stockage inter-saisonnier pour réseau de chaleur : stockage sensible	5
1.2.2. Les stockages du futur	6
1.3. Production de froid	6
1.4. Différents montages possibles	7
1.4.1. Principe du réseau de chaleur	7
1.4.2. Principe du solaire thermique sur réseau de chaleur	7
2. AVANTAGES, INCONVÉNIENTS, LIMITES	9
2.1. Avantages et inconvénients du solaire thermique sur un réseau de chaleur	9
2.2. Analyse des difficultés à l'implantation de solaire thermique sur réseaux de chaleur en Europe	10
2.3. RT 2012 : une pénalisation des réseaux de chaleur qui persiste en France	11
2.4. Des coûts trop élevés ?	13
3. DÉJÀ 20 ANS D'EXPÉRIENCE EN EUROPE	14
3.1. Une filière européenne existante	14
3.2. Une filière en France ?	14
3.3. Fiches exemples	16
3.3.1. L'installation solaire thermique de « Wasserwerke Andritz » (2008)	16
3.3.2. L'installation de Neckarsulm-Amorbach (Allemagne -1997)	17
3.3.3. La Zac Balma Gramont : réseau de chaleur biomasse et solaire thermique (2012)	19

Rédaction : AMORCE

Merci aux relecteurs : INES, Cédric Paulus – Tecsol, Daniel Mugnier et Amandine Le Denn

¹ 2020-2030-2050 Common vision for the Renewable Heating & Cooling sector in Europe – European technology platform on renewable heating and cooling - 2011

² Euroheat & Power - District Heating and cooling – 2007 statistics - <http://www.euroheat.org/Statistics-69.aspx>

³ Success factors in solar district heating – SDH/ CIT Energy Management AB - Décembre 2010

1. TECHNIQUES DU SOLAIRE THERMIQUE ; MONTAGES SUR UN RESEAU

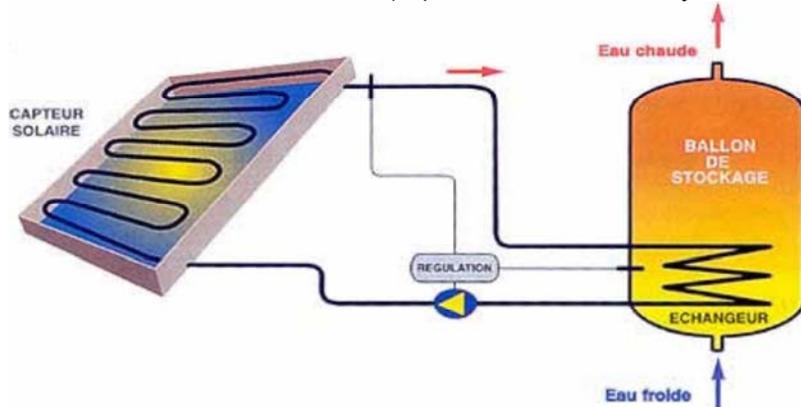
Le solaire thermique est composé de trois grandes filières technologiques : les capteurs plans, les capteurs à tubes sous vide et les capteurs à concentration⁴.

1.1. Les capteurs solaires

1.1.1. Les capteurs plans

Un fluide caloporteur antigel (eau glycolée en général) circule et se réchauffe dans un tuyau en cuivre fixé à un absorbeur qui est placé sous un vitrage. Ce fluide est envoyé ensuite par exemple vers un ballon de stockage d'eau (dont la taille varie suivant les besoins) qu'il réchauffe au moyen d'un échangeur.

Pour des utilisations à plus haute température, des capteurs plans à double couverture transparente sont disponibles. Le simple vitrage est remplacé par un double-vitrage ou un assemblage d'un vitrage et d'un film permettant de limiter les déperditions thermiques par la face avant et ainsi améliorer le rendement du capteur à haute température.



1.1.2. Les capteurs à tubes sous vide



Un capteur solaire à tube sous vide est composé d'une série de tubes de verre transparent dans lesquels passe un tube collecteur de chaleur. Le vide à l'intérieur des tubes leur confère la particularité de limiter les pertes thermiques du capteur. De ce fait, il permet :

- un rendement plus élevé à haute température par rapport au capteur plan (réduction des déperditions thermiques) ;
- un rendement plus élevé lorsque la température extérieure est plus froide. Cette technologie est bien adaptée pour les

régions les plus froides. Elle est la première utilisée dans le monde mais reste minoritaire en Europe. Le marché européen est en effet dominé par la technologie des capteurs plans vitrés (86,6%), devant les capteurs à tubes sous vide (9,8%)⁵.

Différents types de capteurs tubulaires existent. Ils peuvent se différencier d'une part par le tube sous vide (double paroi ou simple paroi), et d'autres parts par la technologie de circulation du fluide (à caloduc ou à circulation directe).

1.1.3. Les capteurs à concentration

Ce type de capteur ne récupère que l'ensoleillement direct et n'a aucune possibilité de valoriser le diffus. Il concentre les rayons solaires au moyen d'un système optique qui dirige sur l'absorbeur le rayonnement. Il peut atteindre des températures très élevées supérieures à 400 °C.

Cette technologie s'applique plus dans des régions bénéficiant d'un ensoleillement direct fort et continu (type désert). Elle est plus développée actuellement pour la production d'électricité.

⁴ Pour plus de détails : www.outilssolaires.com

⁵ Chiffres de 2009 – EurObserv'Er – Etat des énergies renouvelables en Europe 2010.

1.1.4. Comparaison capteurs plans / capteurs tubulaires

Les deux technologies de capteurs solaires utilisées pour les réseaux de chaleur sont les capteurs plans haute-température et les capteurs plans à tube sous vide.

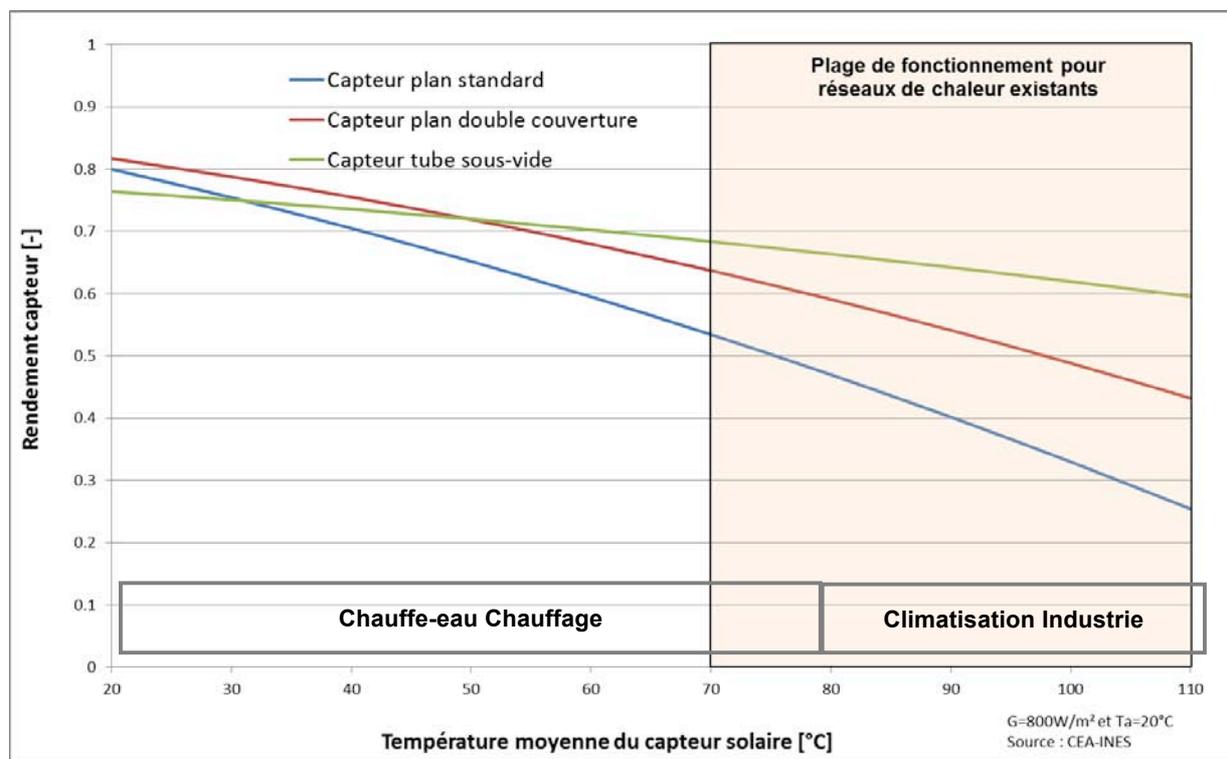


Figure 1 : Comparaison du rendement de différentes technologies de capteurs solaires en fonction de leur température de fonctionnement

Les capteurs à tubes sous vide présentent l'intérêt d'être plus performant à haute température que les capteurs plans (cf. graphique ci-dessus); si ces derniers ont un rapport prix/performance bien adapté à l'application production d'eau chaude sanitaire, les premiers sont utilisés pour des applications fonctionnant à des niveaux de température entre 80 et 100°C (eau chaude de process, climatisation solaire, etc...).

	Capteurs plans	Capteurs tubulaires
Température de chauffe	50 à 80°C, voire 110°C pour certains modèles récents	50 à 110° C
Déperditions thermiques	Importantes	Moindres ⁶
Rendement	Moindre Meilleur l'été (bonne efficacité dans les zones très ensoleillées et chaudes)	Meilleur Meilleur l'hiver : les panneaux réagissent mieux à un ensoleillement diffus
Coût	Technologie financièrement plus accessible	Plus cher à l'achat que les capteurs plans

1.2. Quelles solutions pour le stockage ?

Le stockage d'énergie thermique solaire pour le réseau de chaleur peut se distinguer en deux catégories :

- stockage court-terme (journalier) : intermittence de la ressource solaire et déphasage jour/nuit,
- stockage moyen/long terme (inter-saisonnier) : déphasage été/hiver.

⁶ Malgré la plus forte température, grâce à l'isolation créée par le vide entre les tubes,

Le stockage court terme est réalisé soit par le réseau lui-même, soit par des ballons tampons en eau technique de grand volume : il s'agit de technologie classique de stockage.

Le stockage inter-saisonnier n'est pas nécessaire pour installer du solaire thermique sur un réseau de chaleur, mais le stockage d'une partie de la chaleur d'été pour l'utiliser lors de la saison de chauffe permet d'augmenter très fortement les taux de couverture possibles des besoins annuels de chaleur par le solaire.

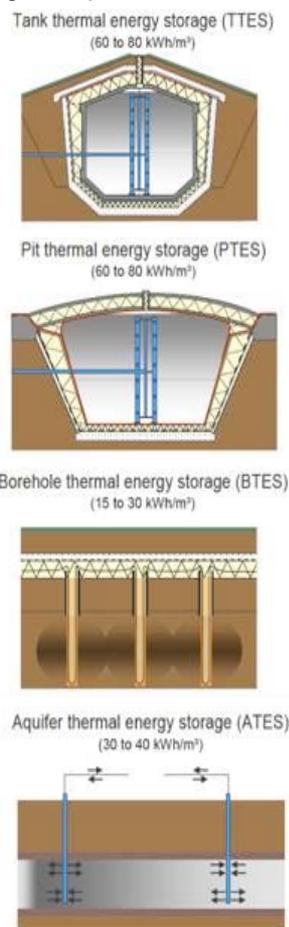
Il existe différentes techniques de stockage que l'on peut classer en quatre grandes catégories⁷ : le stockage dit « sensible », le stockage par chaleur latente, le stockage par sorption et le stockage par réaction chimique. Alors que la première catégorie bénéficie d'un retour d'expérience d'une dizaine d'années déjà sur les réseaux, les trois dernières sont encore expérimentées en laboratoire.

1.2.1. Le stockage inter-saisonnier pour réseau de chaleur : stockage « sensible »⁸

Ce stockage peut se faire dans un grand ballon, enterré ou pas, dans des couches aquifères, des sables. Afin de limiter les pertes thermiques, le stockage s'effectue dans de grands volumes de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers de mètres cubes (l'objectif étant de minimiser le rapport entre l'énergie stockée et la surface d'échange). Pour limiter les coûts, certains dispositifs ne sont que très peu isolés. La densité de stockage est d'environ 50 kWh/m³.

Quatre types de stockages inter-saisonniers sont expérimentés en Allemagne depuis 10 ans :

- le TTES « *tank thermal energy storage* » : il s'agit d'un stockage dans un réservoir d'eau (densité de 60 à 80 kWh/m³);
- le PTES « *pit thermal energy storage* » : il s'agit d'un stockage dans une fosse (densité de 60 à 80 kWh/m³);
- le BTES « *borehole thermal energy storage* » : il s'agit d'un stockage dans des puits forés qui peut être couplé à un système de pompe à chaleur (densité de 15 à 30 kWh/m³);
- le ATES « *aquifer thermal energy storage* » : il s'agit d'un stockage dans un aquifère (densité de 30 à 40 kWh/m³).



Pour une densité de stockage de 50 kWh/m³, un volume de 60 000 m³ permet de stocker environ 3 GWh, soit les besoins en chaleur d'environ 200 logements moyens ou près de 1000 logements BBC⁹.

⁷ Source : INES – Stockage inter saisonnier – Lingai Luo, LOCIE-INES – 2010 – Vidéo : <http://www.pole-innovations-constructives-shanghai2010.com/2316-stockage-inter-saisonnier-de-l-energie-solaire.htm>

⁸ Source INES (<http://ines.solaire.free.fr/solth/page102.html>) et *Success factors in solar district heating* – SDH/ CIT Energy Management AB - Décembre 2010

1.2.2. Les stockages du futur

Le stockage par chaleur latente

Dans ce type de stockage, des matériaux à changement de phase¹⁰ sont utilisés (composés organiques et inorganiques notamment) : pour changer d'état, la réaction nécessite de la chaleur qui est alors emmagasinée dans le matériau et sera restituée lors du retour à l'état initial. Différents matériaux peuvent être utilisés selon la température de fusion souhaitée (de 40 à 100°C pour les matériaux testés). La densité de stockage peut être comprise entre 100 et 150 kWh/m³. Cette technique est encore à l'étude. En utilisant la paraffine il est possible de récupérer environ 40 kWh/m³, environ 100 kWh/m³ avec une solution saline¹¹.

Le stockage thermochimique par sorption¹²

Dans le cas d'un système par adsorption, le stockage se fait dans un solide (milieu poreux) tandis que pour un système par absorption, le stockage se fait dans un liquide. La densité de stockage peut être comprise entre 300 et 500 kWh/ m³.

- **Système par absorption** : en été l'énergie solaire est utilisée pour séparer les solutions. En hiver, les 2 solutions se mélangent à nouveau et la réaction produit de la chaleur.

- **Système par adsorption** : en été l'énergie solaire chauffe le milieu poreux (type charbon actif ou gel de silice) : les éléments adsorbés sont chassés sous forme de vapeur. En hiver, du fait du refroidissement, l'humidité réintègre le milieu poreux, ce qui dégage de la chaleur pour le chauffage.

Le stockage par réaction chimique

En été, l'énergie solaire fournit l'énergie nécessaire pour la réaction chimique endothermique et en hiver il se produit une réaction inverse exothermique qui produit de la chaleur pour le chauffage (exemple de produit utilisé : bromure de strontium).

Pour aller plus loin : site allemand sur le stockage inter-saisonnier : <http://www.saisonalspeicher.de/> et conférence de Lingai Luo, LOCIE INES en 2010 : <http://www.pole-innovations-constructives-shanghai2010.com/2316-stockage-inter-saisonnier-de-l-energie-solaire.htm>

1.3. Production de froid

L'utilisation de la chaleur solaire pour satisfaire des besoins de climatisation est une technique développée depuis près de 30 ans.

L'injection d'une production de froid solaire vers un réseau de froid est une technique encore récente (un projet en cours actuellement en Espagne). La disponibilité de la ressource étant la plupart du temps en phase avec le besoin de froid, la problématique du stockage inter saisonnier ne se pose pas.

Climatisation solaire - Hôtel DUO – Prague – 2007 - Groupe à absorption

Source : CIT Energy Management AB

- Type de capteurs : tubulaires sous vide
- Surface de capteurs : 536 m²
- Utilisation : climatisation et ECS
- Stockage : ballon de 16 m³
- Production totale de chaleur : 270 MWh/an
- Part de la production de chaleur utilisée par la machine à absorption : 61% (l'autre partie de la production servant pour l'ECS).

A noter, le réseau de chaleur est utilisé comme source de chaleur d'appoint pour alimenter la machine à absorption pour faire du froid.

⁹ Hypothèses : 80 m² par logement, BBC : 40 kWh/m².an pour les besoins de chaleur, logement moyen : 200 kWh/m².an

¹⁰ Matériau à changement de phase : tout matériau capable de changer d'état physique dans une plage de température restreinte.

¹¹ Source : Commissariat à l'énergie atomique, article du 19/08/2011 - Les promesses du stockage thermique

¹² Lors du processus de sorption, une molécule est soit adsorbée, soit absorbée dans une autre substance. Lors de l'adsorption, les molécules (sous forme gazeuse ou liquide) mises en contact avec un matériau solide adhérent à sa surface. Lors de l'absorption, les molécules s'y incorporent totalement. La désorption est le processus inverse par lequel les molécules se détachent du substrat.

Il existe différents systèmes de rafraîchissement solaire :

- les systèmes fermés : de l'eau glacée est produite par une machine à sorption (absorption ou adsorption). Cette eau glacée peut alimenter un réseau de froid ou une centrale de traitement d'air (refroidissement, déshumidification).
- Les systèmes ouverts : l'eau qui sert de réfrigérant est en contact avec l'atmosphère. L'air est directement traité (refroidissement évaporatif et déshumidification).

Pour aller plus loin :

Le guide « Climasol : la climatisation solaire » – Commission européenne / RAEE - 2004 : <http://www.scribd.com/doc/38091919/Climasol-La-Climatisation-Solaire>

Le site du projet européen SOLAIR - www.solair-project.eu - décembre 2009

1.4. Différents montages possibles

1.4.1. Principe du réseau de chaleur

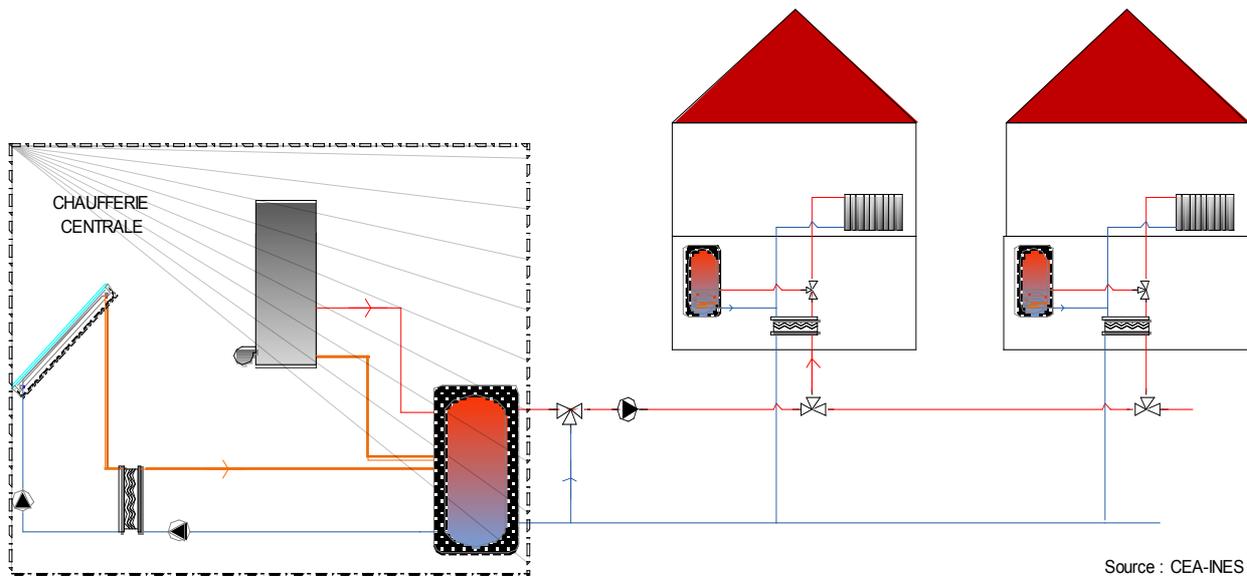
Un réseau de chaleur est un ensemble constitué d'un réseau primaire de canalisations transportant de la chaleur et aboutissant à plusieurs bâtiments. La chaleur est transportée sous forme d'eau chaude, d'eau surchauffée ou de vapeur dans des canalisations vers plusieurs points de livraison. Une fois la chaleur délivrée aux sous-stations, l'eau repart vers la chaufferie centrale où elle sera chauffée à nouveau.

Les réseaux français sont essentiellement des réseaux à haute température (départ à environ 100°C et retour à environ 70°C). En Europe du Nord, les réseaux basse température font référence (départ autour de 70°C et retour autour de 35°C).

1.4.2. Principe du solaire thermique sur réseau de chaleur¹³

Production centralisée

Les premières centrales solaires thermiques injectant leur production sur réseau de chaleur étaient faites de sorte que les capteurs solaires et le stockage soient à proximité immédiate de la chaufferie principale : la production solaire est centralisée (cf. schéma ci-après). Les capteurs peuvent être en toiture ou au sol.

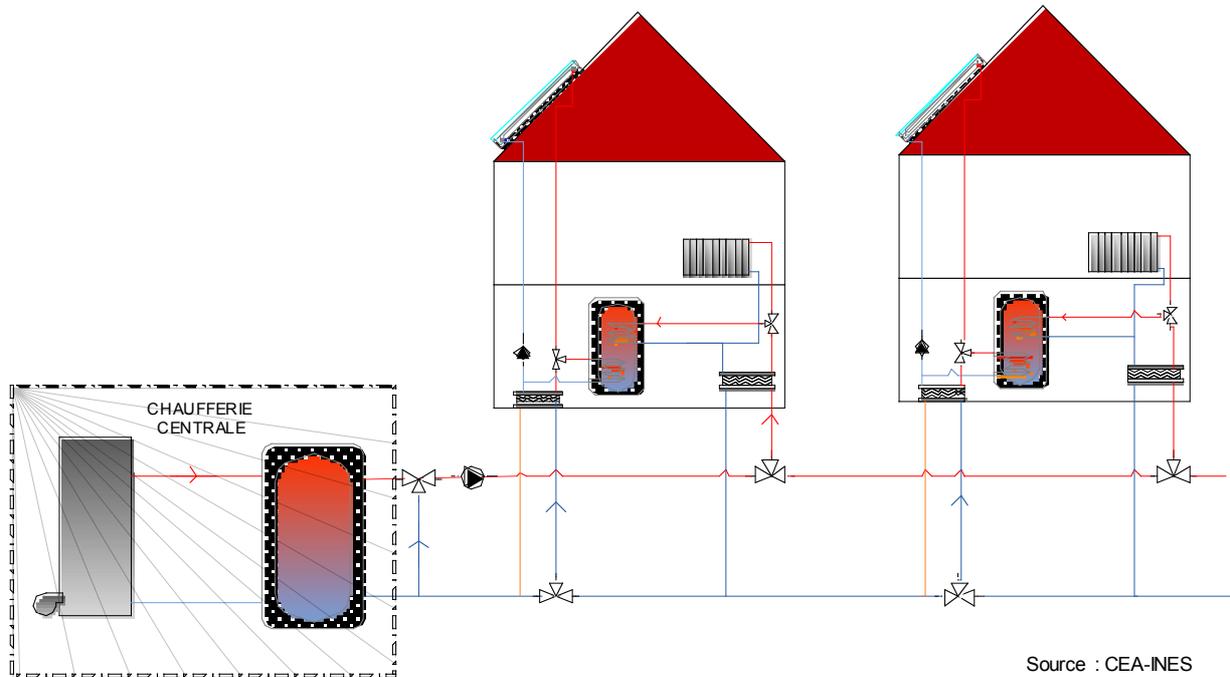


¹³ Source : CIT Energy Management AB (voir référence en annexe)

Production décentralisée

Ces dernières années, une autre option est choisie. Les centrales solaires thermiques sont installées dans une zone propice pour les capteurs (en toiture ou au sol, en plusieurs endroits distincts le long du réseau de chaleur). Une partie de l'énergie solaire est autoconsommée sur place et le surplus d'énergie est injecté directement sur le réseau de chaleur (cf. schéma ci-après).

A Graz en Autriche des capteurs solaire haute température sont utilisés. La production solaire thermique est injectée directement sur le « départ réseau » en été (autour de 70°C) et sert de préchauffage en hiver sur le « retour réseau » (cf. 2.3.1).



2. AVANTAGES, INCONVÉNIENTS, LIMITES

2.1. Avantages et inconvénients du solaire thermique sur un réseau de chaleur

Solaire thermique sur réseau de chaleur	
Environnemental	<ul style="list-style-type: none"> + Utilisation d'une énergie renouvelable + Productible au m² optimisé¹⁴ + Possibilité d'alimenter des bâtiments mal orientés avec de l'énergie solaire
Social	<ul style="list-style-type: none"> + Image, visibilité / valorisation du réseau de chaleur
Economique	<ul style="list-style-type: none"> - Coût encore élevé mais tendance à diminuer (compétitif au Danemark par exemple) + Coûts d'installation et de production nettement plus faibles qu'en installation individuelle ou collective par bâtiment + Coûts de production maîtrisés et connus sur la durée de vie de l'installation car moins dépendants de l'évolution du prix des énergies¹⁵ - Stockage inter saisonnier généralement non compétitif au regard des prix actuels de l'énergie + Accès au « bonus » de la RT2012 facilité¹⁶ + Peut diminuer une éventuelle pression locale sur les approvisionnements en bois énergie + Aides éventuellement possibles du Fonds chaleur pour un réseau à plus de 50% d'EnRR.
Technique	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation de capteurs plans sur des réseaux avec retour du réseau entre 35 et 50°C + Utilisation de capteurs à tubes (ou capteurs plans à haute température) sous vide pour des températures de retour entre 50 et 80°C - Compétences complémentaires nécessaires pour l'exploitant + Productible garanti par l'intégration dans l'exploitation des outils de production du réseau Couverture possible – sans stockage inter saisonnier - à hauteur de la compensation des pertes + les besoins d'ECS l'été (soit jusqu'à 20% de taux de couverture annuel notamment pour un réseau alimentant uniquement des bâtiments basse consommation) + Stockage inter saisonnier : les sites tests confirment la faisabilité et la pertinence technique + Pas de problématique de stockage pour le solaire thermique sur réseau de froid : besoin et production en phase - Gestion de la surchauffe qui oblige à un dimensionnement très prudent

¹⁴ En France, dans le sud particulièrement, la saison de chauffe est plus courte que dans les pays précurseurs (Allemagne, Danemark et Autriche) ce qui limite considérablement la valorisation du solaire thermique uniquement en chauffage. Il devient donc impératif de valoriser les calories solaires pour la production d'ECS en majorité, ce qui limite la taille de l'installation par rapport au réseau de chaleur et donc l'optimisation du productible au m².

¹⁵ Si l'on considère le réseau de chaleur dans son ensemble, un appoint lié au solaire sera forcément nécessaire. Les coûts de production ne pourront donc pas être complètement indépendants de l'évolution du prix des énergies.

¹⁶ Voir l'étude AMORCE « réseaux de chaleur et bâtiments basse consommation : l'équation impossible ? » - réf. RCE12 – 2011.

Des premiers éléments d'analyse économique, basés sur l'expérience danoise, sont exposés au paragraphe 2.4.

2.2. Analyse des difficultés à l'implantation de solaire thermique sur réseaux de chaleur en Europe¹⁷

Les principaux obstacles identifiés à l'échelle européenne sont les suivants :

- la chaleur issue de cogénération et celle issue de l'incinération des déchets couvrent une grande partie du marché (avec un surplus de chaleur en été) ;
- le manque d'espace pour l'implantation de centrales solaires thermiques avec, en France notamment, l'absence dans les documents d'urbanisme de zones utilisables à cet effet,
- difficulté grandissante de protéger les sites en milieu urbain et péri-urbain contre les vols et le vandalisme,
- le manque d'information des acteurs ;
- le manque d'acteurs compétents ;
- des coûts encore trop importants (des coûts d'investissement élevés entraînent des coûts de production au kWh élevés) ;
- l'arrêt en période estivale pour certains réseaux ;
- le « retour réseau » à haute température.

Plus spécifiquement, l'Autriche par exemple manque de professionnels pour encadrer les opérations, les niveaux de subvention sont insuffisants et les bâtiments historiques posent problème. En République Tchèque, les clients quittent le réseau de chaleur pour se raccorder au gaz et il n'y a pas d'aide si le secteur est desservi par un RC biomasse. En Italie, les subventions accordées sur réseaux de chaleur sont limitées à la biomasse et à la géothermie.

Quelles solutions pour surmonter ces obstacles ?

→ Si la chaleur issue de cogénération et celle issue de l'incinération des déchets couvrent une grande partie du marché (avec un surplus de chaleur en été) :

Etendre le réseau de chaleur et installer un système de stockage ou se concentrer sur les réseaux de chaleur sans cogénération et récupération de chaleur sur UIOM.

→ Si on manque d'espace pour l'implantation de centrales solaires thermiques

Planter ces installations à la campagne près des villages disposant de réseaux de chaleur ou en périphérie des villes pour des installations très importantes (exemple à Graz, Autriche).

Intégrer les centrales solaires thermiques dans les villes : solaire thermique sur bâtiment par exemple avec injection dans le réseau.

Privilégier des centrales thermiques de grandes tailles (les plus petites étant trop chères et les petits terrains sont plus propices pour du photovoltaïque).

¹⁷ Alex Sorensen, PlanEnergi, présentation SDH mars 2011

2.3.RT 2012 : une pénalisation des réseaux de chaleur qui persiste en France

Le niveau de référence de la RT2012 est généralement mentionné avec une valeur de $50 \text{ kWh}_{ep}/\text{m}^2$ par an (moyenne sur 5 usages, correspondant au label BBC actuel).

Le solaire thermique sur un bâtiment résidentiel couvre en général la moitié des besoins d'eau chaude sanitaire, soit environ $10 \text{ kWh}_{ep}/\text{m}^2$ par an. Cette énergie solaire produite sur le bâtiment n'est pas comptée - dans la réglementation - dans la consommation du bâtiment, ce qui apporte un « bonus » de consommation intéressant pour le maître d'ouvrage du bâtiment¹⁸.

La production solaire est décomptée intégralement de la consommation si le panneau solaire est raccordé au bâtiment, mais si le même panneau solaire est raccordé à un réseau de chaleur, sa production n'est plus décomptée. Au mieux, dans la RT 2012, si une telle production solaire sur réseau de chaleur permet au réseau de changer de tranche d'émissions (par exemple passer d'un contenu CO_2 de plus de 150 à moins de 150 grammes par kWh ou de plus de 100 à moins de 100 grammes), cela apporte un « bonus » de $5 \text{ kWh}_{ep}/\text{m}^2$.an de consommation. L'intérêt pour le maître d'ouvrage est donc plus faible que de raccorder le solaire classiquement sur le bâtiment. Si cette production solaire ne permet pas au réseau de changer de tranche d'émissions de CO_2 , elle ne présente alors aucun intérêt pour le maître d'ouvrage du bâtiment.

La façon de prendre en compte le solaire thermique dans la réglementation thermique pénalise donc les réseaux de chaleur.

Pour ramener l'équité, AMORCE a demandé à la DHUP¹⁹, dans le cadre de l'application de la RT 2012, qu'un coefficient d'énergie primaire nul soit appliqué sur la part solaire d'un réseau de chaleur servant à couvrir des besoins d'Eau chaude sanitaire des bâtiments qui y sont raccordés. Pour une prise en compte équivalente à celle du solaire sur bâtiment, cette part pourrait être au besoin plafonnée à 50%²⁰ ; les pertes éventuelles supplémentaires de production par la mise en réseau étant globalement compensées par l'augmentation du rendement de production et sa garantie dans la durée.

¹⁸ Voir § 7 de l'étude Amorce réf. RCE12 – mai 2011

¹⁹ Direction de l'habitat, de l'urbanisme et du patrimoine

²⁰ Il s'agit donc de majorer le Cep_{max} de la couverture apportée par le solaire sur les besoins d'eau chaude sanitaire (soit environ $10 \text{ kWh}/\text{m}^2$ avec une production solaire sur le réseau de chaleur de l'ordre de 1 000 kWh par logement raccordé).

Association solaire thermique / réseau de chaleur : éléments techniques – extrait de l'étude INDDIGO pour AMORCE – mai 2011

Il faut au préalable s'assurer que le réseau de chaleur fonctionne toute l'année.

A noter, l'injection d'une production solaire thermique sur un réseau nécessite des niveaux de température du départ et du retour moindre que celles pratiquées en France : un réseau très basse température est en effet plus adapté (70 - 35°C) qu'un réseau plus « classique » (110 – 70 °C) pourtant déjà appelé « basse température » en France.

Avantages :

- Efficacité maximale de l'équipement solaire thermique (donc meilleure rentabilité économique possible).
- Meilleure efficacité énergétique d'une seule installation centralisée comparé à plusieurs installations ; sur un réseau neuf basse température le dimensionnement doit permettre de répondre au maximum aux besoins d'été (sans stockage) afin de s'assurer que 100% du productible sera valorisée et optimiser ainsi l'investissement.
- Valorisation possible d'autres énergies (fatales, bois, PAC, gaz ...)
- Investissement plus faible pour une seule installation centralisée comparé à plusieurs installations.
- Risques de surchauffe limités grâce au foisonnement des besoins d'ECS en été.
- Possibilité de dimensionner le solaire thermique pour pallier les pertes liées à la distribution de chaleur et une partie des besoins d'ECS (cf. § 2.3.3 sur le ZAC Balma Gramont à Toulouse) pour s'assurer de valoriser 100% du productible solaire.

L'association solaire thermique / réseau de chaleur est en adéquation avec la réglementation thermique : une meilleure efficacité et une valorisation possible d'autres énergies.

Inconvénients :

- Nécessite une surface de toiture importante ou de mobiliser une surface dans le quartier.
- Trouver un emplacement dans le bâtiment chaufferie pour le ballon de stockage (dans le cas d'une solution avec stockage, ce qui n'est pas nécessaire si le dimensionnement se limite à la couverture des pertes réseaux et d'une partie des besoins d'ECS).
- Coûts encore élevés

Pour aller plus loin : RCT34 - AMORCE-INDDIGO – mai 2011

2.4. Des coûts trop élevés ?

Exemple à Tarring, Danemark

Caractéristiques	
Surface de capteurs	10 000 m ²
Taille du terrain	30 000 m ²
Production annuelle	4 500 MWh/an

Coûts	
Terrain	80 000 €
Capteurs, tuyaux, pompes, antigels et échangeurs	2 000 000 €
Clôture, préparation du terrain ...	80 000 €
Tuyaux de connexion (1 000 m)	300 000 €
Système de contrôle	80 000 €
Etudes	40 000 €
Total	2 580 000 €

Coûts annuels – estimation du coût de production total	
Coût d'investissement annuel (hors coûts d'emprunt)	173 000 € /an
Maintenance (1€/MWh)	4 500 € /an
Coût total de production (moyenne sur 15 ans)²¹	Environ 40 € /MWh

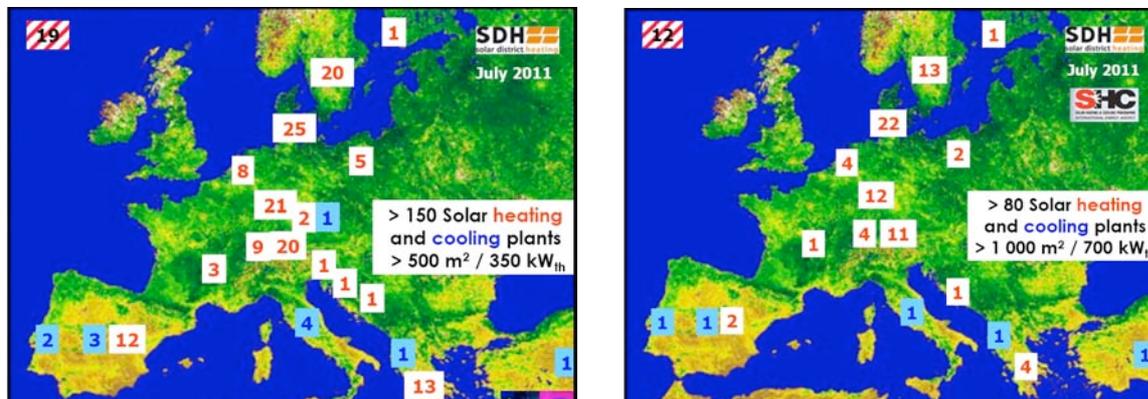
Les consommateurs de certains pays d'Europe de l'Ouest acceptent ce coût, l'énergie verte étant bien valorisée. Du côté de la République Tchèque, le consommateur refuse tout surcoût. En France, le consommateur domestique reste – pour l'instant – protégé de fortes hausses des prix de l'électricité et du gaz, ce qui limite les marges de manœuvre dans la répercussion de surcoûts dans le prix de vente de la chaleur.

²¹ (177 500 €/an / 4 500 MWh/an) – remarque : en considérant un budget d'investissement intégralement emprunté à 4% sur 15 ans, le coût de production passe à environ 52 euros/MWh soit de l'ordre de deux fois le prix du bois énergie actuel en plaquettes forestières en France. A noter qu'au sud de la France, la production annuelle moyenne serait d'environ 40% supérieure pour un même système, sous réserve d'un dimensionnement prenant bien en compte les profils de consommation en été pour valoriser toute la production estivale.

3. DÉJÀ 20 ANS D'EXPÉRIENCE EN EUROPE

3.1. Une filière européenne existante²²

L'Europe compte fin 2009 environ 125 installations de solaire thermique sur réseaux de chaleur ou de froid de plus de 350 kW_{th} (>500 m²) et environ 40 installations de plus d'1 MW_{th} (cf. cartes ci-après).



Cartes d'Europe des installations de solaire thermique sur réseaux de chaleur et de froid (fin 2009) (Source CIT Energy Management AB)

La filière est encore jeune mais bénéficie d'un retour d'expériences conséquent. En Suède, une installation construite en 1989 a été démantelée et recyclée en 2008. Suite à l'étalement de la ville, le terrain avait pris beaucoup de valeur, il devenait donc plus intéressant de le revendre.

Pour la 1^{ère} fois en Allemagne, les centrales solaires thermiques qui injectent leur production sur un réseau de chaleur sont explicitement aidées²³. Les sites de plus de 20 m² de capteurs reçoivent une « aide à l'innovation » payée par le BAFA²⁴. La subvention s'élève à 180 € par m² de capteurs pour les installations de 20 à 40 m². Celles de plus de 40 m² peuvent bénéficier de prêts de la banque KfW et d'une avance de fonds remboursable de 30% de la part du gouvernement.

3.2. Une filière en France ?

En France, plusieurs réseaux de chaleur accueillent aujourd'hui de la production solaire (notamment ceux de Narbonne²⁵, La Rochelle, Echirrolles...), mais cette production reste décentralisée par bâtiment, sans possibilité d'être injectée sur le réseau si un bâtiment ne consomme pas toute sa production. Sur la ZAC de Balma Gramont à Toulouse, une installation solaire thermique injectera à partir de 2012²⁶ sa production directement sur le réseau de chaleur (cf. § 2.3.3). En Allemagne, plusieurs sites fonctionnent depuis quelques années avec du solaire thermique, y compris avec du stockage inter saisonnier dans un grand réservoir enterré sur-isolé comme à Munich par exemple.

L'installation de solaire thermique raccordé directement au réseau de chaleur nécessite un réseau basse température, ce qui limite son développement sur les réseaux existants en France qui ont généralement été conçus pour fonctionner à température élevée. Les avantages apportés par cette technique impliquent cependant qu'elle soit étudiée sur les nouveaux réseaux :

- le productible du solaire, ramené au m², est plus élevé en réseau qu'en bâtiment (sous réserve d'un dimensionnement prenant précisément en compte les profils de charge d'été) ;
- le coût d'installation est inférieur à une installation sur bâtiment (facteur d'échelle) ;
- l'installation est plus facilement suivie et entretenue que lorsqu'elle est gérée par chaque gestionnaire de bâtiment, ce qui apporte une meilleure garantie de résultats dans le temps.

²² Jan-Olof Dalenbäck, CIT Energy Management AB – Expérimentation faite dans le cadre du programme « Solarthermie » pour un réseau allemand d'experts (www.saisonalspeicher.de)

²³ Amendement du 15/03/2011 à la directive allemande pour le développement des EnR sur le marché de la chaleur

²⁴ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (bureau fédéral pour l'économie et le contrôle d'exportation)

²⁵ La production solaire vient en pré chauffage de l'ECS

²⁶ A noter que le système sera fourni par la société SAED basée à Sophia Antipolis (06), Ce nouvel adhérent d'AMORCE, spécialisé dans le solaire thermique à grande échelle, montre l'identification par les professionnels d'un potentiel à valoriser sur les réseaux de chaleur.

Même si la pertinence économique par rapport aux énergies fossiles ou au bois n'est pas encore avérée, cette filière reste un atout pour l'atteinte des objectifs nationaux et permet de plus d'améliorer l'image des réseaux de chaleur. La tendance observée sur la baisse des coûts d'investissement d'une part et l'augmentation du coût des énergies fossiles d'autre part montrent que la « parité réseau » est un objectif atteignable à court terme.

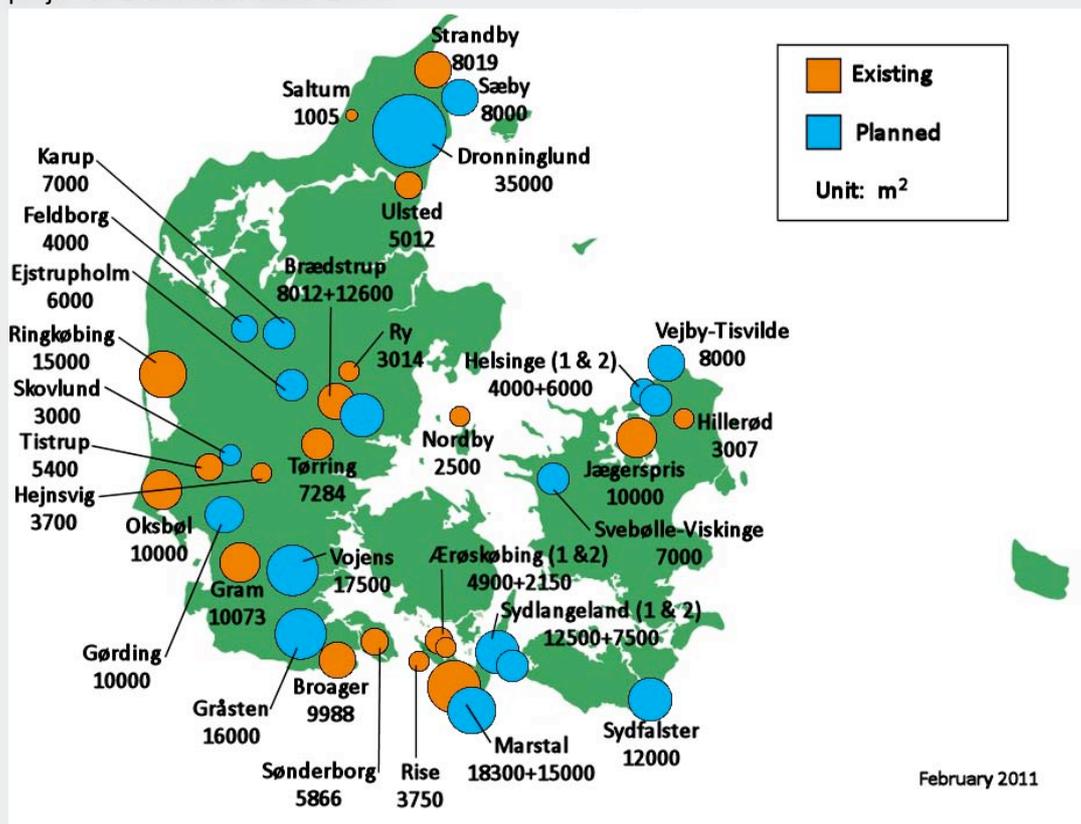
Le Danemark : un pionnier

Il y a aujourd'hui au Danemark 140 000 m² de solaire thermique sur réseau de chaleur en service et environ 220 000 m² en projet (à noter qu'en 2009 la surface totale des capteurs solaires thermiques danois était de 484 000 m²). La plupart des nouvelles installations sont mises en place en lien avec une cogénération.

Le développement de la filière est dû à une forte volonté politique d'encourager les EnR afin de se passer des énergies fossiles. Le prix du gaz ayant beaucoup augmenté ces dernières années, la production de chaleur et la cogénération à partir de gaz ont provoqué une tension sur le marché de la chaleur.

Les investisseurs institutionnels s'intéressent aujourd'hui à la filière : les installations solaires thermiques sur réseaux de chaleur montent en puissance et le stockage inter-saisonnier de chaleur est étudié.

La carte ci-après permet de visualiser la quarantaine d'installations existantes ou en projet au Danemark début 2011.



Carte des installations solaires thermiques sur réseaux de chaleur existantes ou en projet au Danemark début 2011 – Source PlanEnergi (Alex Sorensen)

Par ailleurs, c'est au Danemark que se situe le réseau de chaleur de Marstal qui intègre la plus grande installation de capteurs solaires thermiques (18 300 m² qui fournissent 40% de la demande de chaleur de 1 500 habitants). Le reste des besoins est couvert par une chaudière biomasse et fioul. Un stockage inter-saisonnier fonctionne grâce à une fosse de 10 000 m³ (coût d'installation du réservoir de 35 €/m³).

Source : journées SDH 22/09/2010 : <http://www.solar-district-heating.eu/>

3.3. Fiches exemples

3.3.1. L'installation solaire thermique de « Wasserwerke Andritz » (2008)²⁷

Le réseau de Graz

30% des habitants de la ville de Graz sont raccordés au réseau de chaleur qui existe depuis 1960 dans la ville. D'une longueur de 312 km, pour une capacité de 568 MW, ce réseau est alimenté pour 2% par du solaire thermique grâce à 4 installations réparties sur le réseau. Le reste de l'énergie nécessaire provient, d'une centrale électrique, de cogénération et de récupération de chaleur sur une aciérie.

En été la température du « départ réseau » est autour de 70°C : c'est la température que doivent atteindre les capteurs solaires pour y injecter leur production. En hiver, la température du départ est autour de 120°C : le solaire thermique ne peut plus alimenter le « départ réseau » et sert alors de préchauffage en entrée des autres chaufferies en alimentant le retour.

Le graphique ci-après permet de visualiser la baisse de la demande en été, alors satisfaite de manière plus significative par la production solaire.

Caractéristiques

Réseau de chaleur

Capacité : 568 MW

Energie livrée : 977 GWh

Longueur : 312 km

Installation solaire

Surface : 3 833 m²

Production : 1 620 MWh/an

CO₂ évitées : 160 t/an

Investissement : 1,6 millions €

Capacité de stockage : 60 m³

L'installation solaire thermique

C'est la 4^e installation solaire thermique raccordée au réseau de chaleur de la ville de Graz.

Elle alimente en chaleur et ECS les bâtiments de la Compagnie des eaux de Graz. Lorsque le réservoir est plein, le « surplus de chaleur » est envoyé vers le réseau de chaleur de Graz.

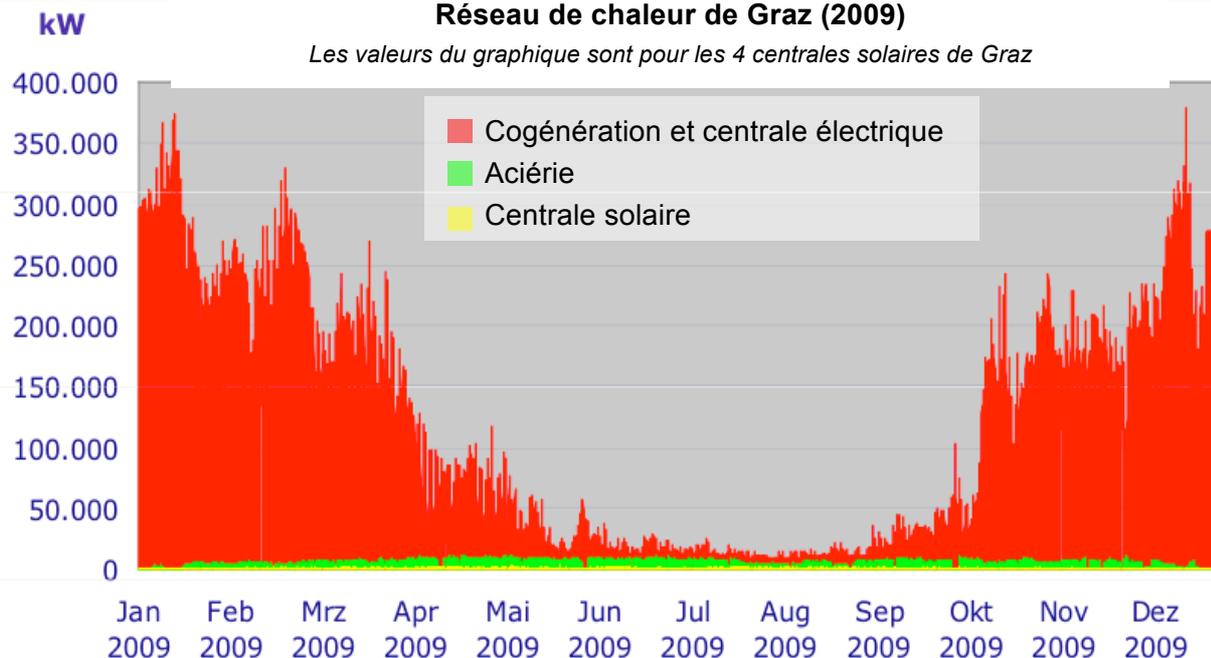
Description technique

La centrale solaire au sol alimente prioritairement un ballon de stockage de 60 m³ via un échangeur. Si la production solaire est nulle, le réseau de chaleur prend le relais et alimente le ballon de stockage. Il est prévu d'installer une pompe à chaleur en 2011.

Répartition de la puissance appelée

Réseau de chaleur de Graz (2009)

Les valeurs du graphique sont pour les 4 centrales solaires de Graz



3.3.2.L'installation de Neckarsulm-Amorbach (Allemagne -1997)²⁸

Le réseau alimente en chaleur et ECS un ensemble de bâtiments comprenant des commerces, des logements, une école et une maison de retraite.

Les capteurs solaires sont installés en toiture, sur des auvents et sur un mur anti-bruit.

Une chaudière à gaz et une pompe à chaleur assurent le complément nécessaire à l'approvisionnement du quartier, le solaire thermique couvrant 46% des besoins (chiffre de 2008).

Le projet a été mené par la régie de Neckarsulm, la ville et le Steinbeis -Transfertzentrum.

Deux grandes phases

La première phase du projet est réalisée entre 1997 et 2001. Un stockage pilote de type BTES est installé : d'un volume initial de 4 300 m³ il est étendu à 20 000 m³. Les champs de capteurs solaires ont alors une capacité de 1,89 MWth (2 700 m²).

La deuxième phase s'étend de 2001 à nos jours. Le volume du BTES est étendu à 63 000 m³ et le champ de capteurs est agrandi. Une pompe à chaleur est installée en 2008.

Le stockage BTES (*borehole thermal energy storage*)

Ce type de stockage inter saisonnier permet d'emmagasiner la chaleur dans le sous-sol alors utilisé comme réservoir.

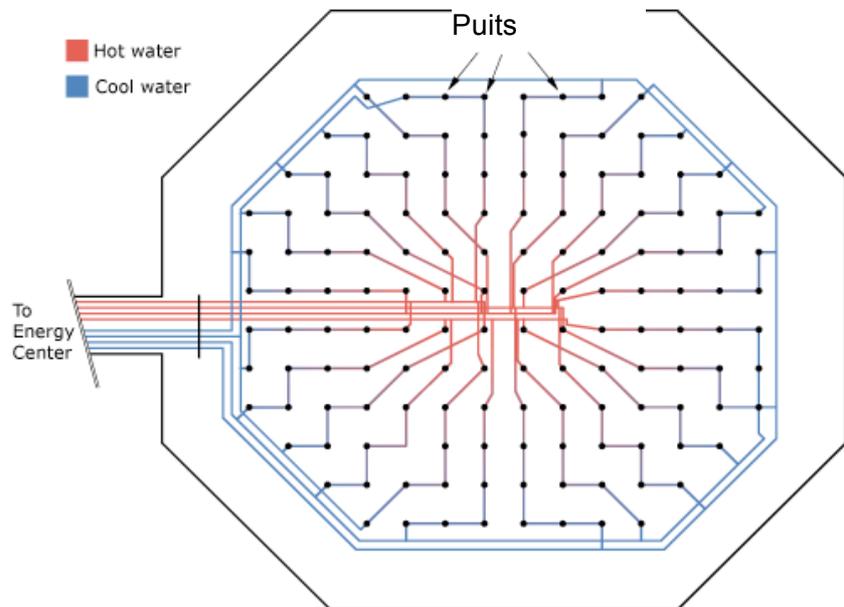
Pendant l'été, l'eau chaude est envoyée depuis les ballons de stockage court terme vers les puits de stockage long terme grâce à une série de conduits qui les relient et un réseau d'échangeurs tubulaires enfouis sur 30 m. Une fois son circuit terminé, l'eau retourne vers le ballon de stockage court terme pour être chauffée à nouveau et le cycle reprend.

La chaleur est progressivement transférée au sous-sol qui peut atteindre 80°C à la fin de l'été. Pour garder la chaleur, le BTES est recouvert avec du sable, un isolant à haute densité, une membrane étanche, de l'argile et d'autres matériaux d'aménagement. Le puits est quant à lui rempli avec un matériau conducteur afin de faciliter les transferts avec le sous-sol.

Caractéristiques de l'installation

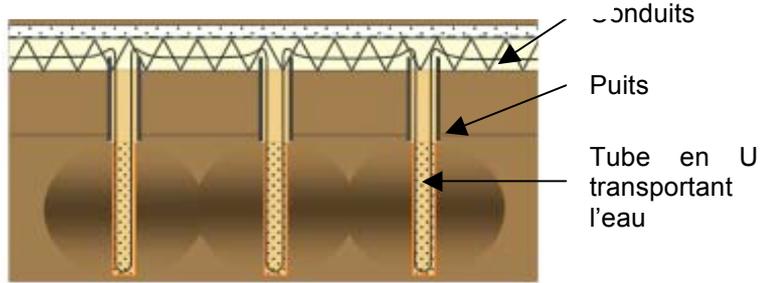
Type de capteurs : plans sur toiture
Capteurs solaires : 3,97 MWth / 4 670 m²
Type de stockage : BTES (stockage par batterie de sondes géothermiques)
Stockage inter saisonnier : 63 000 m³
Ballons de stockage : 2 x 100 m³
PAC : 521 kWth
Besoin de chaleur : 3 000 MWh
Fraction solaire : 46% (2008)
Température de retour de réseau : 46°C
Investissement : 3,5 millions €
Coût de la chaleur solaire : 26,5 c€/kWth

Schéma du système BTES (vue en coupe)



²⁸ Sources : *Success factors in solar district heating* – SDH/ CIT Energy Management AB - Décembre 2010 / <http://www.saisonalspeicher.de> / <http://www.dlsc.ca/borehole.htm> / <http://www.dlsc.ca/how.htm>

Schéma du système BTES (vue de profil)



Financement de l'installation de Neckarsulm

Le taux de subvention du projet est d'environ 50%. Différentes organisations ont apporté des fonds :

- le programme allemand de R&D "Solarthermie 2000" / "Solarthermie 2000 plus",
- le ministère de l'économie du Baden-Württemberg,
- la ville,
- et le programme européen Concerto.

Cette expérimentation a permis d'améliorer la technique de stockage inter-saisonnier de type BTES et de tester sa sensibilité à certains paramètres comme la température de retour de réseau qui influe beaucoup sur la performance globale de l'installation (quand on baisse la température de retour du réseau la performance a tendance à augmenter). La mise en place d'une PAC a permis d'augmenter la performance et la fiabilité du système.

3.3.3. La Zac Balma Gramont : réseau de chaleur biomasse et solaire thermique (2012)

Cadre du projet

Une partie de la ZAC Balma Gramont (les quartiers Vidaihan Nord et Sud) au nord-est de Toulouse sera raccordée à un réseau de chaleur biomasse et solaire thermique centralisé haute température (500 MWh provenant du solaire thermique, soit 15% des besoins en chaleur et ECS lors de la 1^{ère} phase). La performance énergétique des bâtiments de cet écoquartier est proche du BBC.

Le raccordement se fait en 2 phases avec à terme, en 2014, 1 200 logements, 1 école et 1 crèche raccordés au réseau de chaleur.

Maître d'ouvrage aménageur de la ZAC : OPPIDEA

Concédant : Grand Toulouse

AMO pour l'approvisionnement en énergie : Holisud

Conception & gestion du RC : Cofely

Conception solaire thermique : SAED (Sophia Antipolis Energie Développement)

Choix de l'association solaire thermique et réseau de chaleur

Le choix s'est orienté vers un réseau de chaleur biomasse avec solaire thermique centralisé haute température afin de répondre à 2 contraintes :

- le besoin des promoteurs de disposer de solaire ECS (pour répondre aux labels BBC et THPE) ;
- un écoquartier consommant relativement peu de chaleur, les pertes d'un réseau de chaleur peuvent représenter une part un peu plus importante que sur des réseaux à plus forte densité énergétique : le fonctionnement en basse température et le très bon productible du solaire viennent compenser cette difficulté. Les pertes sont alors acceptables car elles sont minimisées et elles permettent d'apporter aux bâtiments un mix énergétique bois + solaire qu'ils ne pourraient pas obtenir avec des installations individuelles.

Ce choix a été rendu possible par une application anticipée de la RT 2012 (travail commun mené avec le ministère). La RT 2012 apportant un certain nombre d'incitations économiques pour le raccordement de bâtiments à un réseau vertueux, les promoteurs ont révisé leurs objectifs : la majorité des bâtiments seront BBC (et non THPE comme prévu initialement).

Pour en savoir plus sur le processus décisionnel et la prise en compte des réseaux de chaleur dans la réglementation thermique, voir l'étude AMORCE référence RCE12.

Description de la technologie utilisée :

La centrale solaire est constituée de capteurs solaires tubulaires sous vide de grande puissance qui produisent une eau surchauffée entre 80 à 130°C. La chaleur ainsi produite est transférée au réseau de chaleur via un échangeur. Ce niveau élevé de température atteint en sortie de capteurs permet à la production solaire d'être injectée directement sur le « départ réseau ».

Un by pass sur le retour du réseau (environ 50°C) assure le passage en continu sur l'échangeur pour récupérer au fil de l'eau l'énergie solaire produite (voir schéma ci-après). Hors période de chauffage, la récupération thermique solaire n'est plus en phase avec les besoins ECS qui interviennent principalement le matin et le soir.

Un stockage eau surchauffée a donc été dimensionné en amont de l'échangeur pour stocker la journée l'énergie solaire produite et la restituer le soir et le matin sur le réseau qui se trouve sollicité par les appels d'ECS de l'ensemble des résidences raccordées

Après des évolutions du terrain mis à disposition, les capteurs seront finalement installés en ombrière sur un parking.



Photo SAED

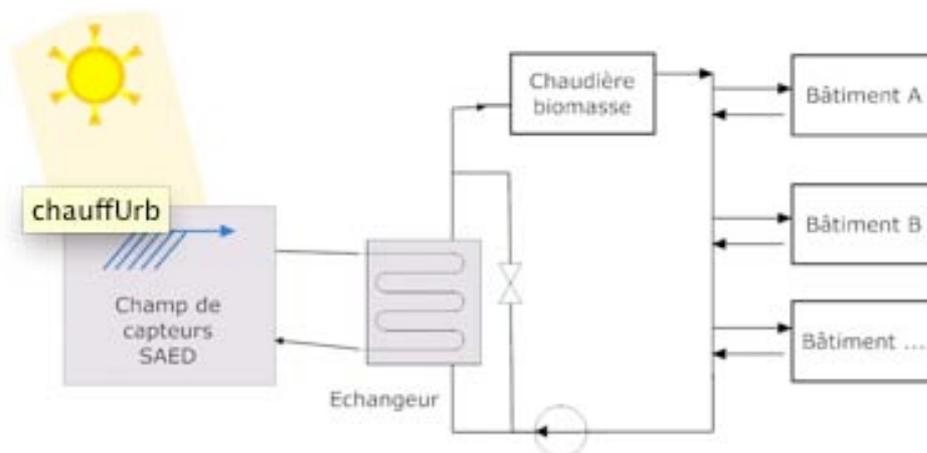


Schéma de l'association Solaire thermique / réseau de chaleur (source SAED)

Description technique de l'installation solaire haute température

Surface de capteurs de la centrale solaire thermique : 800 m²

Volume de stockage : 8 m³

Puissance installée : 350 kW

Production thermique : de 500 à 600 MWh/an.

Dimensionnement du solaire thermique : 15 % des besoins de chaleur (50 % de l'ECS, 5 à 10 % du chauffage) lors de la 1^{ère} phase.

Émissions CO₂ du réseau de chaleur : 39 g CO₂ / kWh d'énergie livrée

Éléments économiques

Coût d'installation du réseau : 3 millions € , dont 500 000 € pour le solaire²⁹.

Il est encore trop tôt pour disposer d'éléments de coût plus précis, l'installation solaire étant en phase de consultation des entreprises ; seuls les travaux du réseau sont presque terminés à l'heure actuelle³⁰.

Planning des travaux

Construction du réseau de chaleur : mai 2011

Construction de l'installation solaire thermique : 2^e trimestre 2012

Mise en service du solaire : été 2012

²⁹ soit 625 €/m² – contre 900 à 1000 euros/m² en moyenne pour les installations solaires collectives de production d'eau chaude sanitaire de plus de 50m². L'absence de stockage sur ce projet diminue sensiblement le coût ramené au m². A noter que certains projets de solaire collectif sur bâtiments atteignent des niveaux de prix comparables - par exemple 720€/m² pour les 113 m² de capteurs (avec 6000 l de stockage) pour de la production d'ECS sur l'hôpital de Prades (66).

³⁰ Données septembre 2011

Références :

- *Success factors in solar district heating* – SDH/ CIT Energy Management AB - Décembre 2010
- *Réseaux de chaleur & bâtiments basse consommations : l'équation impossible ?* - Référence RCE12 – AMORCE – mai 2011
- *2020-2030-2050 Common vision for the Renewable Heating & Cooling sector in Europe* – European technology platform on renewable heating and cooling – 2011

Sites internet :

- RHC Platform : <http://www.rhc-platform.org/cms/index.php?id=4>
- SDH : <http://www.solar-district-heating.eu/>
- Ines : <http://www.ines-solaire.org/>
- Site de l'installation de Marstal (Danemark) : <http://www.solarmarstal.dk/default.asp?id=31762>
- Site du réseau allemand d'experts en stockage inter-saisonnier « Arbeitskreis Langzeit-Wärmespeicher » : <http://www.saisonalspeicher.de/>
- Données solaire thermique sur réseau de chaleur au Danemark : <http://solvarmedata.dk/>
- Association européenne des réseaux de chaleur « Euroheat & Power » <http://www.euroheat.org/>
- *European solar thermal industry federation* : <http://www.estif.org>
- *Video de la conférence de Lingai Luo sur le stockage inter-saisonnier, LOCIE INES, 2010* : <http://www.pole-innovations-constructives-shanghai2010.com/2316-stockage-inter-saisonnier-de-l-energie-solaire.htm>
- *Agence Internationale de l'Energie – Tâche 45 « LargeSolar Heating/Cooling Systems, Seasonal Storage, Heat Pumps »* : <http://www.iea-shc.org/task45/>