

RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID URBAINS

LA MUTATION VERS LES ÉNERGIES RENOUVÉLABLES



TEXTE : PASCAL POGGI
PHOTOS : CEREMA, DALKIA, PASCAL POGGI/AQC,
SICTOM DU GUIERS, VILLE DE CHATEAUBRIANT

Les réseaux de chaleur et de froid urbain ont repris leur développement, modernisent leurs générateurs et étendent leur desserte. Ils deviennent un atout important dans la transition énergétique.

OUVELABLES

LES RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID URBAINS EN FRANCE

Selon le SNCU (Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine) (1), le secteur du chauffage urbain rassemble à fin 2016 en France 669 réseaux, soit 5 % de plus qu'en 2015. Ils s'étendent sur 5 015 km et ont livré 24 643 GWh de chaleur. 80 % des réseaux, ce qui représente 86 % des livraisons de chaleur, fonctionnent grâce aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) : 21 % de biomasse (+ 1 200 GWh/2015), 25 % issus des Unités de valorisation énergétique (UVE, les incinérateurs de déchets ménagers). La géothermie fournit 4 % du mix énergétique et les autres ENR&R atteignent 3 % : solaire thermique, récupération de chaleur industrielle ou issue des data centers. Le charbon et le fioul ne représentent plus que 6 et 1 % respectivement de l'énergie consommée par les réseaux urbains. Le gaz naturel fournit 40 % du mix énergétique. La moitié de ces consommations de gaz alimente des installations de cogénération produisant simultanément chaleur et électricité. En 2016, le prix moyen pour l'abonné de la chaleur était de 65,60 € HT/MWh pour les réseaux alimentés à plus de 50 % par des ENR&R, contre 70,90 € HT/MWh pour les autres. Il n'existe pour l'instant que 24 réseaux de froid urbain en France. Ce qui place pourtant notre pays en tête de l'Europe, aux côtés de la Suède. Les réseaux de froid ont livré 1 000 GWh en 2017. Depuis 2009, 300 nouveaux réseaux dans 300 villes ont bénéficié du soutien du Fonds Chaleur. ■

(1) www.observatoire-des-reseaux.fr/sncu.

Photo ©2018 - Pascal Poggi - AOC

Une fois le puits foré, les pompes installées en tête, un puisage de chauffage urbain est d'une extrême discrétion. Une grille de visite marque l'emplacement du puits. Il ne produit ni bruit, ni émissions de polluants.



1 Photo ©2018 – Pascal Poggi – AOC



2 Photo ©2018 – Pascal Poggi – AOC

Le renouveau et la transformation des réseaux de chaleur et de froid urbains s'inscrivent dans le contexte global de la réduction des consommations d'énergie et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre déterminées par la loi et la réglementation. Les deux lois Grenelle, puis la Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), ont fixé à notre pays des objectifs ambitieux, dont une réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à la situation de 1990. La LTECV demande aussi une réduction de 50 % de la consommation d'énergie finale en 2050 par rapport à 2012, avec un point d'étape à -20 % en 2030. De plus, la LTECV prévoit de réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune. Elle demande enfin de porter la part des énergies renouvelables (ENR) à

1 En une douzaine d'années, les chaufferies urbaines qui brûlaient du charbon et du fioul lourd sont passées à l'association biomasse + gaz naturel. La biomasse permet d'atteindre ou de dépasser 50 % d'ENR&R dans le bilan énergétique des réseaux de chauffage urbain. Ce qui leur donne le droit d'appliquer à leurs clients un taux de TVA réduit de 5,5 %, à la fois sur les abonnements et sur l'énergie.

2 La taille des chaufferies urbaines varie beaucoup. Les petites agglomérations se dotent de chaufferies de quelques centaines de MW pour alimenter un quartier. D'autres s'équipent de chaufferies de plusieurs dizaines de MW pour couvrir la majorité des besoins d'une ville. Il existe une offre étendue de chaudières biomasse et gaz pour toutes les dimensions de chaufferies.

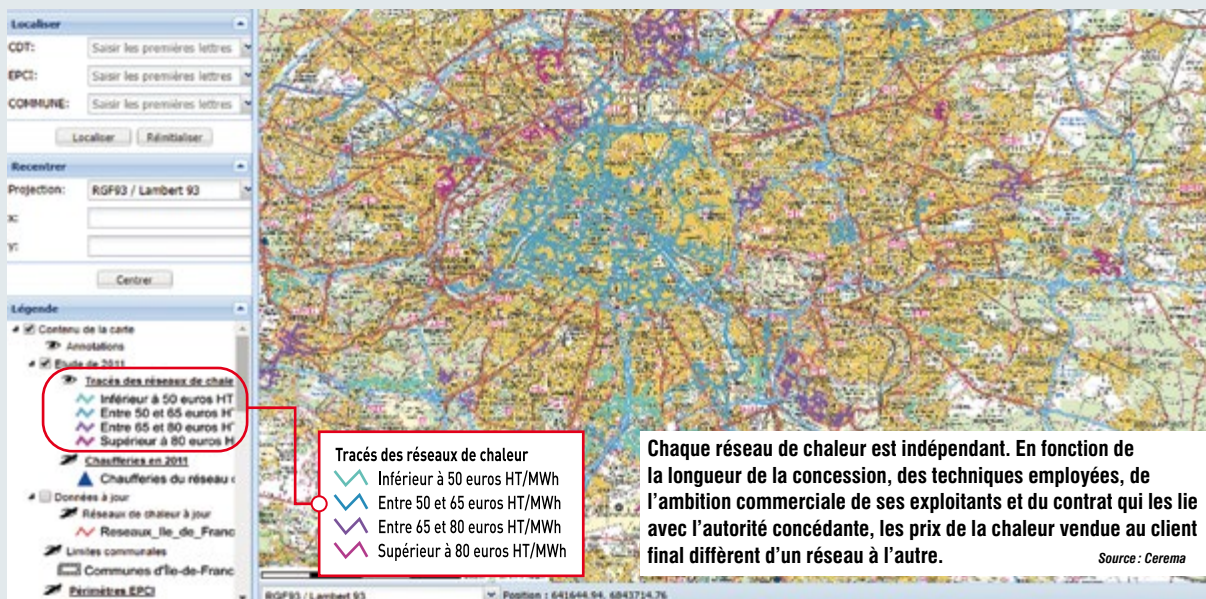
23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les ENR doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz.

Augmenter de 30 % la production de chaleur renouvelable

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016, et destinée à fixer les priorités pour atteindre les objectifs de la LTECV, a précisé les évolutions à mettre en œuvre et proposé des mesures spécifiques. La PPE 2016, en cours de discussion pour une actualisation fin 2018, demande d'augmenter de plus de 30 % la production totale de chaleur renouvelable d'ici 2030. Elle préconise notamment la densification massive des réseaux de chaleur et de froid pour multiplier par 5 la quantité de chaleur d'origine renouvelable ou de récupération livrée par ces réseaux d'ici 2030. En 2012, la chaleur d'origine renouvelable et récupération (ENR&R) livrée par les réseaux de chaleur et de froid était de 0,68 Mtep. Pour que l'objectif 2030 soit atteint, elle doit monter à 3,4 Mtep, avec un passage intermédiaire entre 1,9 et 2,3 Mtep en 2023. Densifier signifie raccorder plus de bâtiments sur le tracé des réseaux existants, sans les étendre. La PPE recommande trois mesures pour densifier. La première consiste à classer le réseau. Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid est la procédure qui permet à une collectivité territoriale de rendre obligatoire le raccordement au réseau, existant ou en projet, dans certaines zones, pour les nouvelles installations de bâtiments. Cet outil de planification énergétique territoriale offre aux collectivités la possibilité de mieux maîtriser le développement de la chaleur renouvelable sur leur territoire, améliore la visibilité pour la réalisation de projets de réseaux de chaleur renouvelable, et contribue à l'amélioration des pratiques notamment via une concertation renforcée. Trois conditions doivent être réunies pour le classement des réseaux : il doit être alimenté au moins à 50 % par des ENR&R, prévoir un comptage de l'énergie par point de livraison, et assurer l'équilibre financier pendant la période d'amortissement prévue.

Le classement aboutit à la définition de « zones de développement prioritaire » à l'intérieur desquelles le raccordement au réseau est obligatoire pour toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, dès lors que la puissance pour le chauffage, la climatisation ou la production d'eau chaude dépasse 30 kW. Ce qui, pratiquement, n'exclut que les maisons individuelles. Cette obligation s'applique également aux bâtiments faisant l'objet d'un changement de chaudière. Un *Guide pratique de la procédure de classement des réseaux de chaleur et de froid* a été publié en 2013 par le ministère de l'Écologie (1). >>>

(1) <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/classer-un-reseau-de-chaleur-ou-de-froid-guide-pratique-et-faq>



LA CARTOGRAPHIE NATIONALE DES BESOINS DE CHALEUR ET DE FROID

En 2013-2014, plusieurs cartes des besoins de chaleur et de froid et d'une projection de ces besoins à l'horizon 2030 ont été réalisées par le Cerema, pour contribuer à identifier les zones dont le potentiel de développement pour les réseaux de chaleur et de froid est le plus important (1).

Cette cartographie permet notamment d'évaluer les sites de rejets de chaleur fatale pouvant faire l'objet d'une valorisation dans un réseau urbain. Les données sont à la fois consultables

en ligne et téléchargeables. L'offre de chaleur regroupe les usines d'incinération ménagère, les centrales électriques produisant plus de 20 GWh par an, les installations de cogénération et les réseaux de chaleur et de froid. Le site Internet du Cerema propose également une représentation cartographiée du prix moyen (en €/MWh) pour l'abonné des réseaux de chaleur d'Île-de-France, par classe de prix.

(1) <http://reseaux-chaaleur.cerema.fr/carte-nationale-de-chaaleur-france>

Les valeurs sont calculées en divisant les facturations totales d'un réseau par la quantité totale de chaleur livrée par ce réseau, sur une année. Les classes de prix sont les suivantes : 1 (moins de 50 €/MWh), 2 (entre 50 et 65 €/MWh), 3 (entre 65 et 80 €/MWh), et 4 (plus de 80 €/MWh). Le site du Cerema propose d'autres cartes interactives, décrivant notamment le potentiel de densification des réseaux, leur densité thermique, etc. ■

LES POSSIBILITÉS DU BIOGAZ

Le biogaz, issu de la fermentation de déchets domestiques, agricoles ou de l'industrie agroalimentaire..., fait partie des énergies renouvelables ou de récupération (ENR&R).

À ce titre, un réseau de chauffage urbain dont la chaufferie serait alimentée en biogaz peut prétendre à une TVA à 5,5 % (voir l'article). Le biogaz est en général plus pur que le gaz naturel, de fait les chaudières conçues pour le gaz naturel brûlent du biogaz sans ajustement particulier. Le seul problème consiste à produire suffisamment de biogaz pour alimenter une chaufferie urbaine. La ville de Pont-à-Mousson (54) l'a fait. Exploité par Engie Cofely, le réseau de chauffage urbain de la ville est alimenté en chaleur par des générateurs brûlant du biogaz issu de l'Installation de stockage

des déchets non dangereux (ISDND) exploitée par Suez à Lesménils, une commune adjacente à Pont-à-Mousson. Le réseau long de 6,7 km a nécessité un investissement total de 4,50 M€ : voirie, génie civil et tranchées (2,20 M€), distribution hydraulique (1,90 M€), sous-stations (369 000 €), pompes primaires (55 000 €), dont 1,90 M€ financés par le Fonds Chaleur et 300 000 € par le Fonds européen de développement régional (Feder). Mis en service fin 2016, le réseau compte trois générateurs. Le premier est une cogénération alimentée en biogaz. Mise en service dès 2015, cette cogénération qui fonctionne toute l'année ne suffisait pas à consommer tout le biogaz produit par l'ISDND ; le surplus était brûlé par une torchère. En été, cette cogénération

couvrirait tous les besoins de chaleur du réseau. Le deuxième générateur est une chaufferie alimentée en biogaz. Le troisième est une chaufferie alimentée en gaz naturel et destinée à passer les pointes d'appels de puissance en hiver. Au bout d'un an d'exploitation, le biogaz fournit 85 % de l'énergie nécessaire à la production de chaleur distribuée dans le réseau à 105 °C. L'ISDND produit chaque jour 24 000 m³ de biogaz grâce à la fermentation et à la dégradation biologique des déchets. Ce qui assure une production de chaleur de 13,7 MWh/an, alimente environ 20 % de la population de Pont-à-Mousson et a permis une réduction de 10 % de leur facture énergétique. Cette installation est pour l'instant la seule de ce type en France. ■

SOLAIRE THERMIQUE ET RÉSEAUX DE CHALEUR

Depuis début 2018, le réseau de chaleur de Chateaubriant en Loire-Atlantique (44) est alimenté en partie par 2400 m² de capteurs solaires thermiques qui contribueront pour 5 % à la production de chaleur annuelle. La centrale solaire thermique au sol, composée de 200 capteurs de 12 m² de surface unitaire, a coûté environ 1,5 M € HT, financés à 70 % par l'Ademe dans le cadre du Fonds Chaleur. Une garantie de performance de la partie solaire sur la production de chaleur annuelle – 900 MWh/an au minimum – est apportée conjointement par l'exploitant de la centrale solaire Engie Cofely,

le fournisseur des capteurs Eklor, l'installateur Pasquet Équipements et le bureau d'études Tecsol. Pour les abonnés, cette centrale solaire thermique diminuera de 5 % environ le coût de la chaleur. Le reste de la chaleur est produite par une chaufferie biomasse et par une cogénération gaz. Cette réalisation est la première en France. La seconde a été mise en service à Voreppe (Isère) en juin 2018 : un réseau de 800 m de long, alimenté par une chaufferie bois de 500 kW (1,4 GWh/an), avec un appoint solaire de 200 m² de capteurs thermiques produisant 100 MWh/an. Cette installation a été

réalisée par Eau et chaleur en haute montagne (ECHM), filiale de Véolia. Outre ces deux récentes installations, trois autres réseaux couplant biomasse et solaire thermique sont en service en France : la ZAC de Vidailhan-Nord près de Toulouse (chaudière bois de 750 kW, 800 m² de capteurs solaires, soit 300 kW), l'écoquartier de Juvignac près de Montpellier (600 m² de capteurs solaires sous vide développés par SAED, acquise depuis par Viessmann, 10 % de contribution solaire, exploitant Engie Cofely) et l'écoquartier des temps durables de Limeil-Brevannes (94) (échec assez retentissant avec explosion des charges, 2300 m² de capteurs solaires thermiques, chaudière biomasse de 800 kW, chaudière huile végétale de 2000 kW, exploitant Engie Cofely). Environ 250 installations fonctionnent en Europe, représentant une puissance de 750 MW, ce qui est très modeste. Le pionnier est curieusement le Danemark, qui associe solaire thermique à stockage de chaleur et pompes à chaleur de grande puissance. ■



Photo Ville de Chateaubriant ©Jean-François Moussseau

Le rôle incontournable du Fonds Chaleur

La deuxième mesure proposée pour la densification des réseaux de chaleur est son inscription dans le PLU communal ou intercommunal (PLUi). Une fiche rédigée par le Cerema explique la procédure à suivre et son intérêt (2).

La troisième mesure est la réalisation d'un «schéma directeur de réseau de chaleur». Un guide *Élaboration du schéma directeur d'un réseau de chaleur - 2015* (3), réalisé par Amorce, a été publié en 2015. Le schéma directeur est un document à créer, et la réalisation du document est aussi importante et instructive que le résultat final. La réalisation d'un schéma directeur s'effectue en effet en concertation avec tous les acteurs locaux concernés, dont les futurs abonnés : les ménages dans les bâtiments de logements, mais aussi les propriétaires des bâtiments non résidentiels existants ou prévus sur le tracé du futur réseau. Le document final est une projection à dix ans des objectifs du réseau de chaleur. Il indique notamment l'état initial à la mise en service du réseau et le scénario probable dix ans plus tard, citant pour les deux échéances la quantité de chaleur livrée, celle de CO₂, le taux d'ENR et le prix de la chaleur en €/MWh. Le schéma directeur est notamment indispensable pour obtenir la participation du Fonds Chaleur dans le financement du développement ou de la rénovation d'un réseau de chauffage ou de froid urbain. Ce qui le rend assez incontournable. Créé en 2009, le Fonds Chaleur est géré par l'Ademe : depuis la loi de Finances 2018, l'Ademe est doté par l'État d'une enveloppe budgétaire, soit 623 millions d'euros, dont environ 200 millions sont alloués au Fonds Chaleur. Depuis 2009, le Fonds Chaleur finance le développement des réseaux de chaleur sous certaines conditions ; depuis 2018, il finance également les réseaux de distribution de froid. Un document de 30 pages *Fonds chaleur 2018 - Fiche descriptive réseaux de chaleur* édité par l'Ademe (4) détaille les opérations éligibles au Fonds Chaleur - à la fois en réseau de chaleur et en réseau de froid urbains -, les conditions de leur éligibilité, le calcul des montants d'aides, etc. En ce qui concerne les réseaux de chaleur, ils doivent être alimentés au moins par 50 % d'ENR&R, mais l'Ademe recommande aux porteurs de projets de viser plutôt 65 à 70 %. Les opérations éligibles portent aussi bien sur la création ou l'extension de réseaux de chaleur, que sur leur densification. Concernant les réseaux de froid, l'exigence d'ENR&R est réaffirmée et l'Ademe se propose, à travers les financements du Fonds Chaleur, de soutenir les réseaux «4 tubes», qui distribuent à la fois de la chaleur et du froid, ainsi que les réseaux «2 tubes» qui ne distribuent que du froid. Nous verrons plus loin, que Coriance, un spécialiste des réseaux de chaleur, a eu à Toulouse une toute autre idée.

(2) www.cerema.fr/fr/centre-ressources/boutique/plui-energie

(3) Le guide est téléchargeable sur <http://reseaux-chaleur.cerema.fr>.

(4) Ce document est téléchargeable sur www.ademe.fr.



Photo ©2018 - Pascal Poggi - AQC

3



Photo ©2018 - Pascal Poggi - AQC

4

3 Le Schéma Régional climat air énergie francilien veut multiplier par 1,4 les raccordements aux réseaux de chaleur par rapport à 2015 et multiplier par deux la contribution de la géothermie.

4 Le contexte géologique favorable du Bassin parisien a permis le développement, dès la fin des années soixante-dix, de réseaux de chaleur géothermiques, alimentés principalement à partir de la nappe du Dogger (calcaires du Jurassique moyen entre 1 600 m et 1 800 m de profondeur). Cette nappe dont la température peut varier entre 50 et 80 °C a une excellente productivité mais est fortement minéralisée. Elle est utilisée avec la technique du «doublet» : un forage de production et un forage de réinjection afin d'avoir une boucle fermée. Un seul doublet peut alimenter entre 3 000 à 6 000 équivalents logements.

TVA à taux réduit et ENR&R

Outre les modalités de soutien par le Fonds Chaleur, une autre puissante raison incite les exploitants de réseaux de chaleur et de froid urbain à augmenter le taux d'ENR&R dans leur génération : la réduction du taux de TVA à 5,5 % en échange de l'utilisation d'ENR&R. La facture de chauffage ou de froid issu d'un réseau urbain pour le client final comporte deux termes : l'abonnement pour une puissance donnée et l'énergie consommée. Or depuis 2012, les réseaux de chaleur et de froid bénéficient d'une TVA à 5,5 % sur l'abonnement et à 5,5 % également sur la partie énergie si celle-ci est produite au moins à 50 % par des énergies renouvelables ou des énergies de récupération. Dans la pratique, les ENR&R pour les réseaux de chaleur et de froid urbains sont principalement le bois, la géothermie profonde et la récupération de chaleur sur les incinérateurs de déchets et sur les installations industrielles, le biogaz. Mais le solaire thermique, les pompes à chaleur haute température en chauffage, les thermo-frigo-pompes et les pompes à chaleur à absorption - des pompes à chaleur conçues pour que l'on utilise simultanément leur production de chaleur et de >>>



5 Photo © 2018 – Pascal Poggi – AOC



6 Photo © 2018 – Pascal Poggi – AOC

5 L'électricité consommée par les pompes d'un réseau de chauffage ou de froid urbain peut peser jusqu'à 30 % des consommations totales (génération + distribution) d'un réseau de chauffage urbain. Les réseaux ne sont donc plus à débit constant : ils sont tous équipés de pompes à vitesse variable pour régler les débits en fonction des appels de puissance.

6 Les réseaux de chauffage et de froid urbain font toujours appel à des tubes en acier pré-isolés. Ils résistent à la température et à la pression pendant plusieurs dizaines d'années. La corrosion est minimisée par l'isolation thermique extérieure. Seules les canalisations acier utilisées pour les forages géothermiques sont susceptibles de se corroder de manière importante en raison de l'acidité élevée des eaux puisées.

froid – font aussi partie des ENR&R. Cette disposition fiscale d'une TVA à 5,5 % sur l'énergie a déclenché depuis 2012 une vague de modernisation des chaufferies urbaines, qui en six ans ont presque toutes abandonné le fioul lourd au profit de l'association bois/gaz naturel. Elle a également favorisé le développement des forages profonds pour bénéficier d'une chaleur géothermique ≥ 65 °C et impulsé un nouvel intérêt pour le solaire thermique en chauffage urbain qui se traduit par plusieurs chantiers, certains déjà livrés, d'autres en cours.

Froid urbain : l'idée de Coriance à Toulouse

D'un point de vue pratique, les solutions pour mettre en œuvre une génération à base d'ENR&R dans un réseau de chaleur ou de froid urbain sont connues de longue date – chaufferie biomasse, puisages géothermiques, échangeurs de chaleur sur des productions de chaleur fatales, panneaux solaires thermiques avec stockage d'eau chaude, groupes de production d'eau glacée alimentés par de l'électricité verte, etc. – et les innovations peu nombreuses. Pour la production de froid urbain dans le quartier de La Cartoucherie à Toulouse (31), le groupe Coriance et sa filiale Eneriance ont eu une idée originale qui constitue véritablement une première technologique. Au lieu de tirer un réseau d'eau glacée alimenté par une production centralisée (2 tubes), ils ont décidé d'utiliser la chaleur distribuée par le réseau de chauffage urbain existant pour produire du froid. L'idée est simple et ultra-séduisante. Lorsqu'un bâtiment a besoin de froid, Eneriance y installe une sous-station raccordée au réseau de chauffage urbain existant. Le réseau urbain alimente au minimum à 93 °C en été, plus près de 100 °C en hiver, une pompe à chaleur à absorption dans la sous-station. Cette Pac utilise la chaleur issue du réseau urbain (eau surchauffée) pour amorcer et entretenir une production d'eau glacée et d'eau chaude par absorption. L'eau glacée est ensuite distribuée classiquement dans le bâtiment pour alimenter poutres froides, plafonds réversibles ou ventilo-convecteurs. Au total, trois Pac à absorption *Thermax* de 405, 240 et 730 kW sont installées dans trois sous-stations. Elles sont alimentées à 93 °C par le réseau urbain et utilisent cette chaleur pour produire de l'eau glacée à 8 ou 10 °C, avec un retour plus chaud de 5 °C, soit à 13 ou 15 °C. L'eau chaude produite simultanément à 60-70 °C par les Pac à absorption est utilisée pour le chauffage si le bâtiment présente des besoins simultanés de chaleur et de froid, pour la production d'eau chaude sanitaire ou reversée dans le retour du réseau de chauffage urbain.

Le réseau de chauffage urbain de Toulouse dessert aujourd'hui trois quartiers de la ville. Il utilise à plus de 99 % la chaleur produite par les 4 fours d'incinération de l'usine d'incinération des ordures ménagères sous forme de vapeur (73,5 MW de puissance combinée), mais dispose en secours de 2 chaudières gaz de 23 et 46 MW produisant de l'eau surchauffée et de la vapeur. Le réseau est constitué d'un km de réseau vapeur, de 18 km de canalisations d'eau surchauffée, et de 4 km de distribution d'ECS. Puisque le réseau est alimenté à plus de 99 % par l'incinération de déchets ménagers, voire à 100 % durant l'été, cette installation constitue la première et la seule production d'eau glacée urbaine fonctionnant entièrement à partir de la valorisation de déchets urbains. Les premières sous-stations pour la production de froid ont été mises en service en septembre 2017 et couvrent les besoins de rafraîchissement du Pôle régional d'enseignement et de formation aux métiers de la santé (12 000 m²) et d'un autre bâtiment administratif de 7 000 m². D'ici 2025, 54 000 m² supplémentaires de locaux administratifs seront traités de cette façon. >>>

LA « TOUR DE CHALEUR » DE BREST : PREMIER STOCKAGE DE CHALEUR LIÉ À UN RÉSEAU DE CHAUFFAGE URBAIN

À la fin des années 1980, avec l'appui de Dalkia (Groupe EDF), Brest Métropole a développé un réseau de chaleur urbain de 26,5 km valorisant l'énergie thermique produite par l'usine d'incinération des ordures ménagères. En 2012, dans le cadre de son Plan climat-énergie territorial, la métropole a décidé d'étendre son réseau, qui atteindra 45 km fin 2018, en maintenant la part des énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) à au moins 85 %. L'ensemble a été complété par une chaufferie biomasse de 12 MW.

Depuis l'automne 2016, un stockage d'énergie permet de passer les pointes d'appels de puissance du réseau. L'idée de ce stockage est née d'un triple constat en 2015. Premièrement, tout le potentiel de production de chaleur de l'usine d'incinération des ordures – ou plutôt l'Unité de valorisation des déchets ménagers (UVDM) comme on les appelle désormais – n'était pas exploité. Deuxièmement, certains gros consommateurs – comme l'Université de Bretagne occidentale avec ses 120 000 m² chauffés – pratiquent des relances de chauffage le matin, notamment en début de semaine, qui génèrent des pics d'appel de puissance. Troisièmement, ces pics étaient comblés par la mise en route d'une chaudière fioul lourd. Dalkia a imaginé une tour de chaleur pour

stocker la production de chaleur par les ENR&R lorsqu'elle est disponible, puis pour la restituer durant les pics d'appels de puissance. Construite dans l'emprise du campus de l'université, cette tour de 20 m de haut et de 9,50 m de diamètre offre un volume de 1 000 m³ et stocke une puissance de 5 MW, soit 17 MWh instantanés et 2 500 MWh par an, l'équivalent de la consommation annuelle de 400 logements brestois.

Mise en service le 23 novembre 2016, la Tour de Chaleur réduira les émissions de CO₂ de 12 700 tonnes en 20 ans. Le coût de construction a atteint 820 000 €. Il a été financé par Dalkia à hauteur de 150 000 € et par des aides de 350 000 € de l'Ademe (Fonds Chaleur) et de 320 000 € des collectivités territoriales (ville de Brest, département du Finistère, Région Bretagne, ainsi que Sotraval, l'exploitant de l'UVDM de Brest). ■



BIOMASSE ET RÉSEAUX DE CHALEUR : TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE

La biomasse est l'énergie renouvelable à la croissance la plus rapide dans la génération de chaleur des réseaux urbains. La transposition de la Directive UE 2015/2193, dite Directive MCP (Medium combustion plant), pourrait ralentir le mouvement. Traitant de la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère pour des installations de combustion moyenne – celles dont la puissance thermique est comprise entre 1 et 50 MW –, elle impose

des normes d'émissions plus strictes et de nouvelles obligations de contrôle. Cette Directive devait être transposée en droit français en 2017, elle le sera fin 2018. Concrètement, les installations de combustion de 1 à 2 MW de puissance seront rattachées à la réglementation sur les ICPE (Installations classées pour la protection de l'environnement) à partir du 20 décembre 2018. Leurs exploitants devront donc respecter des Valeurs limites d'émissions (VLE) pour le dioxyde

de soufre (SO₂), les dioxydes d'azote (NOx), les poussières et le monoxyde de carbone (CO). Ils devront réaliser un contrôle régulier de ces émissions. Le projet d'arrêté qui accompagnera ces nouvelles dispositions prévoit de nouvelles VLE pour l'ensemble des installations de combustion. Il est consultable à cette adresse : www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/arrete_d_2910.pdf. ■



Photo Sictam du Guiers

Les usines d'incinération d'ordures ménagères – le plus souvent implantées à proximité immédiate des agglomérations – constituent la principale source de chaleur potentielle pour alimenter de nouveaux réseaux de chaleur à l'aide d'énergie de récupération.

RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE ET RÉSEAUX DE CHALEUR

La valorisation de la chaleur fatale à partir de l'incinération des déchets non dangereux ou de la récupération au sortir de process industriels, à partir du refroidissement des data centers ou encore la valorisation de la chaleur des eaux usées recèlent des gisements importants d'énergie peu exploités. La Direction régionale de l'Ademe en Île-de-France les a évalués dans un rapport publié fin 2017 *Étude des potentiels de production et de valorisation de chaleur fatale en Île-de-*

France (1). L'étude très détaillée établit un bilan du potentiel valorisable éligible par source de chaleur et par niveau de température. En partant d'un potentiel de 26 500 GWh par an en Île-de-France, l'Ademe conclut que seuls 900 GWh sont exploitables, après prise en compte des contraintes financières liées à l'urbanisme (l'éloignement entre les lieux de production et les lieux d'utilisation potentiels), ainsi que des obstacles

techniques (comme la chaleur disponible à une température trop basse et nécessitant d'importants investissements en pompes à chaleur pour la remonter à une valeur valorisable) et financiers en prenant comme critère d'éligibilité un objectif de coût du MWh de chaleur utile de 35 € HT. Ce n'est pas rien, mais ce n'est pas non plus de nature à bouleverser le mix énergétique des réseaux de chaleur. ■

(1) Cette étude est téléchargeable sur www.ademe.fr.

7 Les granulés de bois, combustible manufacturé, présentent des caractéristiques très stables d'une livraison à l'autre : teneur en eau, dimensions, etc. Ils sont parfaitement utilisables en chaufferies urbaines, même si leur coût demeure supérieur à celui des plaquettes. Les granulés permettent un excellent pilotage des proportions du mélange air comburant/combustible, ce qui favorise la combustion complète.

8 Les plaquettes forestières ou issues du déchetage de déchets de bois, de palettes, etc., constituent le principal combustible utilisé dans les chaufferies biomasse des réseaux urbains. Leur teneur en eau est systématiquement vérifiée à la livraison, elle influe directement sur leur pouvoir calorifique.

9 Les chaufferies urbaines sont des exploitations industrielles extrêmement mécanisées et automatisées. Lorsqu'elles utilisent de la biomasse, le stockage et le chargement du combustible constituent des points clefs de l'installation. Le stockage se compose de deux silos et d'un transporteur. Dans les silos de plaquettes, une pièce mobile déverse peu à peu le combustible dans le transporteur. Ce transporteur détermine le rythme de chargement et donc la puissance de la chaudière. À l'extrémité du convoyeur, une vis sans fin se charge du transfert jusqu'au générateur.

10 Autre élément clef, l'épuration des fumées fait appel à plusieurs technologies de filtration en série. Directement en sortie de chaudière, les produits de combustion sont épurés dans un filtre cyclonique qui capture les poussières, puis ils passent dans des filtres électrostatiques. Tout cela pour garantir des rejets contenant moins de 20 mg de poussières/m³.

“Les granulés sont un combustible manufacturé dont les caractéristiques sont stables (teneur en eau, etc.). Ils permettent en outre un pilotage facile du mélange air comburant/combustible, ce qui assure une excellente qualité de combustion et minimise les rejets, notamment de poussières en sortie des chaudières”



Photo ©2018 - Pascal Poggi - AQC 7



Photo ©2018 - Pascal Poggi - AQC 8

Un foisonnement de solutions

La solution simple pour augmenter la part des ENR&R dans le bilan énergétique d'un réseau de chauffage urbain est l'installation d'une chaufferie biomasse. Ce qui peut conduire à de curieuses extrémités. Par exemple, après 75 millions d'euros d'investissement, le site de production de chaleur de la CPCU à Saint-Ouen (93) a été modifié en mars 2016 pour brûler des granulés de bois et supprimer le charbon et le fioul lourd. C'est une excellente solution. Les granulés sont un combustible manufacturé dont les caractéristiques sont stables (teneur en eau, etc.). Ils permettent en outre un pilotage facile du mélange air comburant/combustible, ce qui assure une excellente qualité de combustion et minimise les rejets, notamment de poussières en sortie des chaudières. Cependant, étant donné l'importance de l'installation, il faut 140 000 tonnes de granulés de bois par an. La CPCU n'a trouvé aucun fournisseur capable de garantir un tel volume de granulés dans l'année. La totalité des granulés vient donc du Canada, mais néanmoins de manière douce : par bateau à travers l'Atlantique, puis pour remonter la Seine jusqu'au port de Gennevilliers-Saint-Ouen, enfin par train depuis les docks. Le mix énergétique de la CPCU atteint désormais 54 % d'ENR&R, et hors le transport des granulés, l'économie de rejet de CO₂ est de 300 000 tonnes par an. La biomasse représente 10 % de l'énergie consommée par an.

Hors le développement de la biomasse, quantité d'autres solutions sont disponibles. Le recours à la géothermie profonde, notamment en Île-de-France, est connu. Le développement de géothermie de faible profondeur associée à des pompes à chaleur commence à peine. Une première installation fonctionnelle dans la ZAC des Batignolles à Paris (17^e). La valorisation de la chaleur produite par les UVDM (Unité de valorisation des déchets ménagers) devient courante. Les installations de production de chaleur à base de solaire thermique se développent lentement. Enfin, le stockage de chaleur pour passer les pointes d'appels de puissance a été mis en œuvre une seule fois en France, tout comme l'alimentation d'un réseau urbain par du biogaz. ■



Photo ©2018 - Pascal Poggi - AQC 9



Photo ©2018 - Pascal Poggi - AQC 10