

DOSSIER CONSTRUCTION21

LES RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID DÉCARBONÉS

Une réponse anti-crise adaptée aux enjeux
environnementaux sur le long terme

**RÉSEAUX DE 5^e GÉNÉRATION :
PILIER DES STRATÉGIES DE
DÉCARBONATION**

**VALORISATION DES
RESSOURCES LOCALES**

**GOVERNANCE &
DYNAMIQUES ENTRE ACTEURS**

1^{er} semestre 2023





« La planification écologique et énergétique doit inclure un volet « production de chaleur renouvelable » notamment en regardant le potentiel de développement des réseaux de chaleur. Couplés à des programmes ambitieux de rénovation des bâtiments, ce sont des leviers précieux pour atteindre des ambitions de décarbonation de la consommation d'énergie des territoires. Alors, créons des cadres de collaboration entre acteurs publics et privés pour accélérer ces projets vertueux, dont le potentiel et la pertinence ont été plus que démontrés en France. »

Mathilde Henry
GreenFlex

*Cheffe de projet Transition
énergétique*

« Nous sommes entrés dans une période historique pour les réseaux de chaleur, encore inédite. Prix stable versus crise énergétique, durabilité des ressources versus risques géopolitiques, valorisation des emplois locaux versus importation... : c'est une vraie révolution qui se joue en ce moment. »

Guillaume Perrin
FNCCR

*Chef adjoint du département
Transition énergétique*



ÉDITO

L'histoire est pleine d'enseignements dont un est récurrent : lorsqu'une crise survient, elle entraîne des bouleversements majeurs. Mais loin d'être uniquement vecteur d'un environnement anxigène, une crise est également porteuse d'opportunités.

Nous traversons ainsi une crise mondiale, historique, l'une des plus graves en Europe depuis des décennies d'un point de vue énergétique, laquelle remet en cause de nombreux modèles de dépendance géopolitique et nous impose de réfléchir en court-terme à l'organisation de notre approvisionnement énergétique. Et d'après les experts, cette crise est durable : on ne raisonne pas uniquement sur les factures de l'hiver actuel, mais bien sur l'approvisionnement énergétique local et national sur plusieurs dizaines d'années. Cette restructuration, qui se fait en urgence dans les domaines de l'électricité et du gaz, se construit aussi dans le long terme. Et c'est là que les réseaux de chaleur et de froid interviennent, en complément des efforts de réduction des consommations d'énergie.

Stabilité du prix, valorisation des ressources locales, insertion des filières et emplois dans les territoires, massification de la livraison de la chaleur et du froid renouvelables, piliers de la décarbonation d'un territoire... les réseaux de chaleur et de froid ont ainsi tous les atouts pour remporter le défi de la transition énergétique durable.

Et la dynamique actuelle ne s'y trompe pas : jamais il n'y a eu autant de demandes de raccordement pour les réseaux existants, et jamais autant d'études d'opportunité de développement, dans la chaleur comme dans le froid durables. Dans ce dossier, on découvrira ainsi les multiples réalisations que porte la filière, en innovation continue : optimisation du rendement et du pilotage, déploiement des réseaux de 5^e génération, travail partenarial entre les acteurs, mobilisation de multiples sources d'énergie, outils de développement, etc.

Nous vous souhaitons une très bonne lecture, que l'on espère inspirante !

Sommaire

I - RÉSEAUX DE 5^e GÉNÉRATION : PILIER DES STRATÉGIES DE DÉCARBONATION DES TERRITOIRES

Fourniture de chaleur et de froid : mission décarbonation !.....	7
Étude de cas d'un quartier de la principauté de Monaco.....	11
Le réseau d'anergie de la ZAC Ferney Genève Innovation.....	15
EURÉKA à Castelnau-le-Lez, un écoquartier à énergie positive.....	17

II - RAFRAÎCHISSEMENT URBAIN ET RÉSEAUX DE FROID

Potentiel RCF : le développement des réseaux de chaleur et de froid à la loupe.....	21
---	----

III - VALORISATION DES RESSOURCES LOCALES

Durabilité du bois énergie : pratiques nationales et exigences européennes.....	25
La valorisation d'énergies fatales et renouvelables basse température.....	27
La chaufferie bois, une solution écologique développée par le SDEM50 dans la Manche.....	30

IV - AIDES, OUTILS ET FINANCEMENTS AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

La réforme du classement, une nouvelle étape pour accélérer le développement des réseaux de chaleur	33
Quelles aides financières pour accélérer le raccordement des bâtiments ?	36
Le bon prix et la bonne tarification par rapport à la situation locale.....	38
Densifier les réseaux de chaleur : un contexte favorable, un potentiel considérable, mais des défis à relever.....	41
RES-DHC, un projet européen H2020 pour accélérer la décarbonation des réseaux de chaleur et de froid	43





V - GOUVERNANCE ET DYNAMIQUES ENTRE ACTEURS

Les points clés du contrôle de concession dans la gestion d'un réseau de chaleur.....	47
SIEEEN Chaleur, premier opérateur de thermie dans la Nièvre.....	49
La délégation de service public, outil de déploiement des smartgrids énergétiques ?.....	51

VI - MAINTENANCE, EXPLOITATION ET OPTIMISATION

Les clés d'une bonne exploitation des réseaux de chaleur à base de géothermie.....	55
Méthodes numériques d'optimisation : un levier de déploiement garant de performance.....	57
Réseaux de chaleur : réduire de moitié la consommation électrique des pompes grâce au débit variable.....	60

VII - PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

Raccorder les maisons individuelles aux réseaux de chaleur urbains.....	65
Sept ans pour libérer tout le potentiel des réseaux de chaleur.....	68

LE LIVRE BLANC DES RÉSEaux DE CHALEUR ET DE FROID DÉCARBONÉS

Directeur de publication
Cédric Borel

Directrice de la rédaction
Stéphanie Obadia
stephanie.obadia@construction21.fr

Responsable éditorial
Grégoire Brethomé

Coordinateur du dossier
Guillaume Lemonnier
guillaume.lemonnier@construction21.fr

Rédaction en chef
Mathilde Henry - GreenFlex
Guillaume Perrin - FNCCR

Maquette & secrétariat de rédaction
Stéphanie Santerre
stephanie.santerre@construction21.fr
Lilou Le Gal

Siège social, rédaction et administration
Construction21
7 rue Blanche
75009 - Paris



RÉSEAUX DE 5^e GÉNÉRATION : PILIER DES STRATÉGIES DE DÉCARBONATION DES TERRITOIRES



Fourniture de chaleur et de froid : mission décarbonation !

Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) vise à réduire la consommation individuelle des logements et tripler le nombre de ceux connectés à des réseaux de chaleur d'ici 2035. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) souhaite que ces réseaux délivrent en moyenne 60 % d'énergie renouvelable ou de récupération (EnR&R).

En réponse à ces enjeux, la 5^e génération des réseaux de chaleur et de froid, ou 5GDHC^[1], est une solution incontournable pour répondre aux objectifs climatiques de la France, en complément d'une politique ambitieuse de réduction des consommations énergétiques. En effet, ces réseaux très performants tendant vers 100 % d'énergie renouvelable et de récupération sont particulièrement adaptés à des bâtiments peu consommateurs.

Une distribution de chaleur et de froid pour permettre l'échange d'énergie entre bâtiments voisins

Les réseaux de 5^e génération sont basés sur une distribution simultanée de chaud et de froid, entre bâtiments d'un même quartier. La 5GDHC se différencie notamment des autres générations de réseaux par sa faible température de distribution : cela permet le recours à des énergies renouvelables – ainsi qu'à la récupération de chaleur fatale – basse température.

Les réseaux de 5^e génération sont des boucles fermées qui privilégient les échanges d'énergie entre bâtiments voisins, ce avant de recourir à des énergies renouvelables. En effet, des pompes à chaleur localisées au plus près des bâtiments permettent de récupérer les calories émises par un consommateur de froid pour venir fournir en chaleur un autre bâtiment et inversement. Les bâtiments reliés au réseau de chaleur sont alors des « consommac-

teurs » : ils consomment et fournissent simultanément de l'énergie. Pour valoriser au maximum ces échanges, les réseaux de 5^e génération ont également recours au stockage de calories. Cela peut se faire sur des temps courts (quelques heures à quelques jours) dans des petits stockages décentralisés, ou sur des temps plus longs (intersaison) dans de grands réservoirs naturels ou industriels en sous-sol (nappe aquifère ou ancienne mine par exemple) ou en surface.

Un concept visant l'utilisation de 100 % d'EnR&R

Cette solution étant basée sur une boucle tempérée (< 40°C), les sources d'énergie nécessaires pour compléter les échanges d'énergie entre bâtiments n'ont pas besoin de fournir de la haute température, contrairement à de nombreux autres usages. Ils permettent ainsi de profiter d'énergie renouvelable ou de récupération basse température comme de la géothermie peu profonde, de la thalasso-thermie, ou de la chaleur fatale issue de datacenters, d'industries, de bouches d'aération de métro ou encore d'égouts. De plus, ces réseaux étant basés sur des pompes à chaleur consommant de l'électricité, ils peuvent également bénéficier d'électricité d'origine renouvelable, comme des panneaux solaires (photovoltaïques ou hybrides) pour venir les alimenter, permettant ainsi de coupler le réseau électrique et le réseau de chaleur. Ainsi, les réseaux de chaleur de 5^e génération sont un moyen idéal de

profiter des sources d'EnR&R sous-utilisées et donc d'augmenter la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique français.

Une solution à intégrer dans les stratégies de transition énergétique des collectivités

Les réseaux 5GDHC représentent une solution idéale pour les politiques nationales ou locales de déploiement des EnR, et doivent être corrélés à des stratégies de transition énergétique intégrant sobriété et efficacité énergétique dans les territoires. En effet, ces réseaux se combinent très bien à des programmes de rénovation thermique ambitieux, ou encore au développement de nouveaux quartiers performants. La distribution d'énergie de la source jusqu'aux pompes à chaleur peut se faire à une température très faible, divisant les pertes d'énergie par 5, en comparaison avec les systèmes traditionnels. De plus, la performance de ces réseaux est optimisée lorsque les besoins énergétiques instantanés sont relativement faibles, et que les émetteurs (radiateurs, planchers chauffants) ne requièrent pas une température d'entrée trop élevée.

Ces réseaux ont par ailleurs toute leur place dans le cadre d'une planification territoriale visant la multiplicité des usages dans un même quartier visant la sobriété énergétique. La capacité des réseaux de 5^e génération à délivrer simultanément du chaud et du froid leur assure en effet flexibilité et polyvalence : ils peuvent s'adapter à de nombreux besoins et types de bâtiments différents (logements, industries, laboratoires R&D, bureaux, etc.). Cette variété des usages est même à privilégier pour garantir un équilibre des besoins et permettre l'échange d'énergie entre des consommateurs de froid de plus en plus nombreux (laboratoires, supermarchés, datacenters) et de chaud (logements, bureaux, etc.).

Enfin, l'alimentation des pompes à chaleur par de l'électricité renouvelable locale permet d'interconnecter intelligemment les flux électriques et thermiques et d'avoir une vue complète et holistique de la consommation énergétique à l'échelle d'un territoire. Ainsi, combiner les pratiques d'excellence des réseaux de chaleur et de froid de 5^e génération avec les pratiques d'excellence sur la production, distribution, stockage et gestion d'énergie renouvelable électrique locale est une opportunité pour les territoires de créer des communautés énergétiques

locales dans lesquelles l'intensité carbone est baissée au maximum. Ce au profit d'une qualité de service garantie et durable, et d'un modèle économique compétitif lié aux interconnexions profitables entre producteurs et consommateurs.



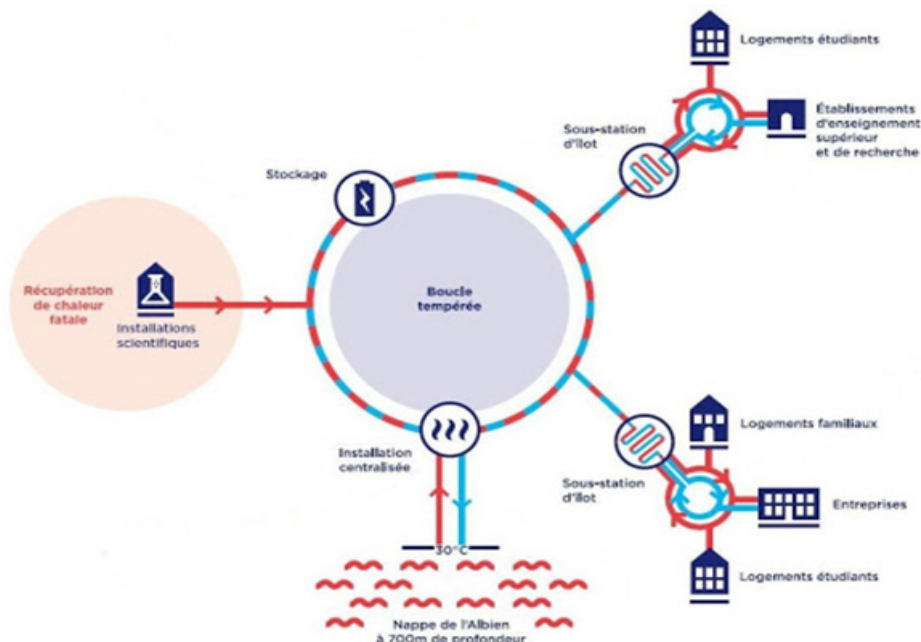
Pompes en chaufferie industrielle.

À Paris-Saclay, un des premiers réseaux énergétiques de 5^e génération démontre la pertinence de cette solution

En France, la boucle énergétique de Paris-Saclay est l'un des premiers démonstrateurs de réseau 5^e génération. Ce réseau d'échange de chaleur et de froid s'appuie sur une boucle de distribution tempérée (d'environ 30°C), pouvant être alimentée par la chaleur géothermique de la nappe de l'Albien, puisée à 700 m de profondeur, et par de la chaleur fatale issue de certaines infrastructures scientifiques et de recherche situées sur le territoire. Le réseau utilise donc une quantité significative d'énergie renouvelable et de récupération.

Il s'agit d'un des démonstrateurs du projet européen D2Grids, qui vise à déployer les réseaux 5GDHC en Europe du Nord-Ouest en définissant un modèle technologique standardisé et clarifiant le business model associé afin de renforcer l'intérêt de ces projets auprès des investisseurs. À travers ces cinq sites pilotes, situés à Paris-Saclay, Bochum (Allemagne), Brunssum (Pays-Bas), Glasgow et Nottingham (Royaume-Uni), le projet D2Grids vise ainsi à démontrer son efficacité et les performances de la 5GDHC, et à encourager son adoption.

Figure 1



À Paris-Saclay, la boucle (figure 1) alimente dans chaque quartier du campus urbain de Paris-Saclay des pompes à chaleur qui produisent simultanément du chaud et du froid tout en valorisant l'énergie renouvelable de la boucle tempérée ainsi que la chaleur de récupération liée aux consommations de froid. Chaleur et froid ainsi produits sont distribués aux différents bâtiments du quartier par l'intermédiaire de réseaux décentralisés. Cette architecture décentralisée est une caractéristique essentielle des réseaux de 5^e génération : elle permet les échanges thermiques entre besoins de froid de certains bâtiments d'une part et besoins de chaud d'autre part.

Un potentiel de déploiement encore inexploité

L'un des objectifs du projet D2Grids, en complément des démonstrateurs en cours de développement, est d'étudier les possibilités de déploiement de ces réseaux en Europe et de convaincre de nouveaux décideurs. Trois métropoles en France ont été sélectionnées pour une étude d'opportunité des réseaux 5GDHC : Orléans Métropole (OM), Métropole du Grand-Paris (MGP) et l'Eurométropole de Strasbourg (EMS) - (figure 2)

Ces trois métropoles se sont fixées des objectifs ambitieux en termes de réduction de consommation énergétique, de recours aux énergies renouvelables et de réduction des gaz à effet de serre dans leurs Plans climat-air-énergie territoriaux ou métropolitains. Ainsi, dans le cadre de son PCAET, la métropole d'Orléans vise à réduire de 12 % la consommation globale d'énergie, à augmenter de 50 % la part de la production d'énergie renouvelable et à réduire de 17 % les émissions de GES à l'horizon 2025.

Parmi les objectifs affichés pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable, Orléans Métropole prévoit l'extension du réseau de chaleur biomasse existant pour un usage collectif, le raccordement de 22 000 logements à la géothermie (une centaine de bâtiments raccordés en 2012) et de 15 000 logements au solaire thermique (soit 37 000 m² de panneaux pour seulement 500 m² en 2012) ainsi que la réutilisation des rejets thermiques des sites industriels à des fins de chauffage. Une étude a été réalisée par le BRGM afin de déterminer comment l'énergie géothermique pourrait être déployée dans la métropole, notamment la géothermie de surface sur aquifères peu profonds (calcaire de Beauce) ou sur échangeurs de chaleur, en tenant compte des besoins énergétiques en surface et du plan d'urbanisation.

Les résultats de cette étude ont permis de définir des zones potentielles de déploiement des réseaux 5GDHC en se basant sur

Valoriser le potentiel d'échange d'énergie entre « consomm'acteurs »

les zones à urbaniser (secteurs résidentiels et secteurs d'activités économiques).

À l'horizon 2050, la métropole du Grand-Paris prévoit un parc bâti 100 % bas carbone et un mix énergétique composé de 60 % d'énergies renouvelables et de récupération, dont 30 % devront être produites localement. Dans ce contexte, un projet réunissant la MGP, l'APUR et le BRGM propose une approche globale pour établir un schéma directeur des énergies renouvelables, incluant l'identification des ressources potentielles et la demande en énergie, le développement de la planification urbaine et les contraintes techniques et opérationnelles pour le déploiement des énergies renouvelables. Concernant la mobilisation des ressources du sous-sol, la MGP souhaite pouvoir développer des projets de géothermie de faible profondeur dans les secteurs favorables de son territoire compte tenu des ressources considérables disponibles afin de répondre aux objectifs du PCAET. Les résultats de l'étude en cours serviront de base pour définir les zones potentielles de déploiement des réseaux 5GDHC.

Enfin, l'Eurométropole de Strasbourg a impulsé une réflexion sur son territoire autour d'une stratégie air-énergie-climat, qui a servi de base à la construction de son PCAET. Le plan climat 2030 vise à réduire la consommation globale d'énergie de 30 % (55 % en 2050), à atteindre 40 % (100 % en 2050) de production d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie

Figure 2



et à réduire les émissions de GES de 40 % (90 % en 2050). À ce titre, l'aquifère alluvial rhénan représente une source d'énergie locale renouvelable facilement accessible avec un fort potentiel. Ainsi cette source d'énergie renouvelable associée à une forte densité énergétique avec les objectifs de l'Eurométropole de créer 3 000 nouveaux bâtiments résidentiels et de rénover 5 000 bâtiments résidentiels anciens par an en font un bon candidat pour évaluer la possibilité de développement de la 5GDHC.

Des réseaux dont le déploiement est encouragé par les récentes évolutions réglementaires

Ainsi, en France, de nombreux territoires seraient propices pour poursuivre la dynamique lancée par les précurseurs français comme l'Établissement public d'Aménagement de Paris Saclay, ou les trois métropoles citées ci-dessus, dans un contexte d'évolutions réglementaires incitant à des solutions combinant efficacité énergétique et énergies peu carbonées. Le déploiement des réseaux de 5^e génération permettra de faciliter l'adaptation dans le temps des services de livraison de chaleur et de froid aux bâtiments rénovés dans le cadre des nouvelles réglementations telles que la Loi Climat et Résilience.

Par ailleurs, la RE2020 pose un objectif sérieux de réduction d'empreinte carbone des réseaux de chaleur et de froid (passage du seuil d'obligation de raccordement de 14kgCO₂/m²/an aujourd'hui à 8kgCO₂/m²/an en 2025 et à 6,5 kgCO₂/m²/an en 2028^[2]), qui ne pourra être atteint qu'à travers une décentralisation de la production permettant l'utilisation de davantage de sources renouvelables^[3]. Les réseaux de chaleur 5^e génération sont donc de formidables outils à intégrer aux politiques énergétiques des collectivités ou des aménageurs, encouragées par le cadre législatif.

Un article signé Nicolas Eyraud, EPA-PARIS-SACLAY, Mathilde Henry, GREENFLEX et Virginie Hamm, BRGM

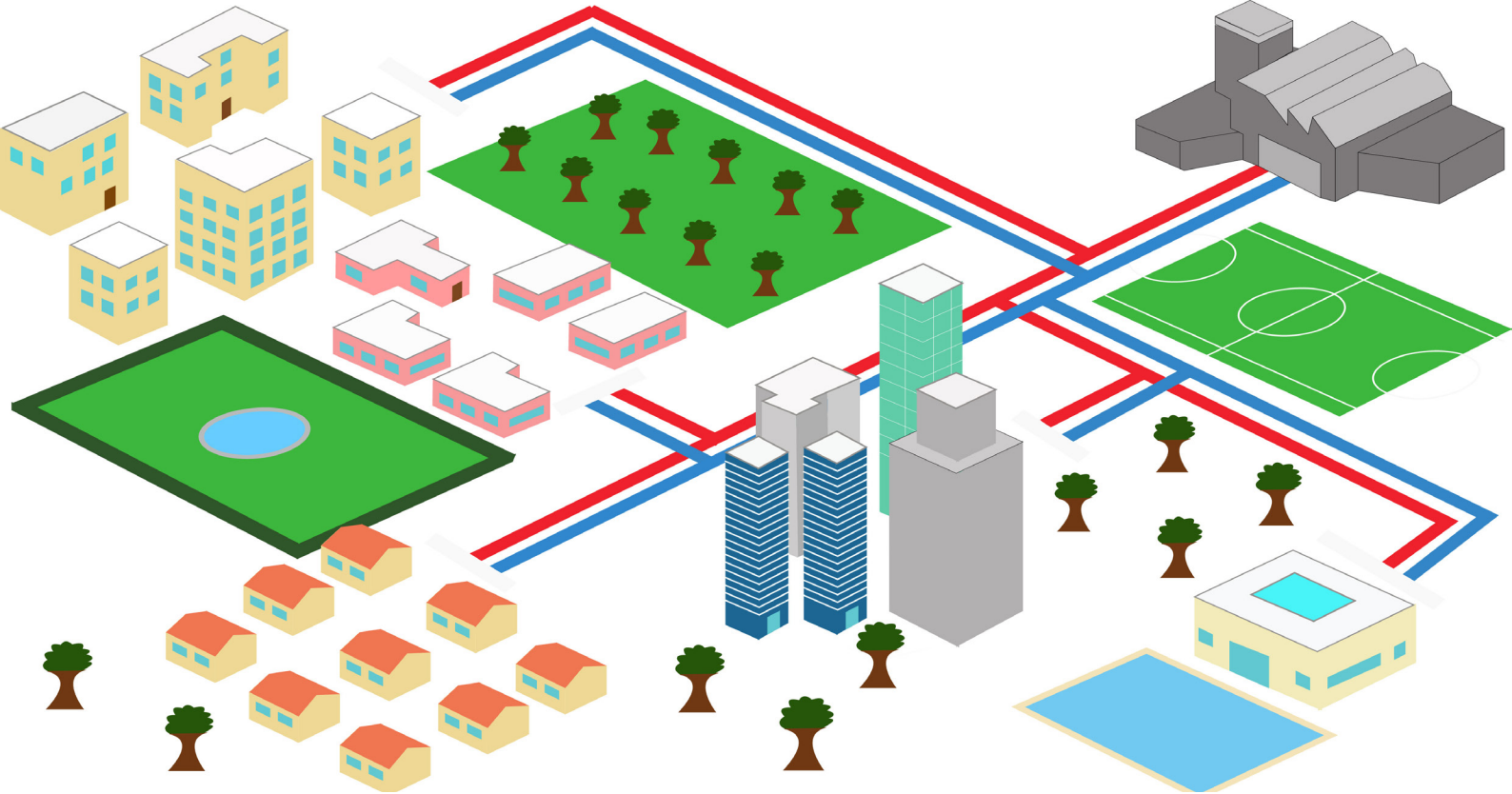
Annexe :

^[1] 5GDHC : 5th generation district heating and cooling

^[2] Pour plus de détails, voir la fiche « [Réseaux de chaleur et RE2020](#) » du Cerema

^[3] Découvrez en détail dans [cet article](#) comment les réseaux de chaleur et de froid de 5^e génération sont particulièrement adaptés à la RE2020





Étude de cas d'un quartier de la principauté de Monaco

Afin de réduire l'empreinte carbone des bâtiments, la simulation énergétique est un levier puissant pour évaluer l'intérêt de différents scénarios d'efficacité énergétique, surtout lors de la création ou l'extension d'un réseau de chaleur ou de froid urbain (RCFU), ici, dans un quartier monégasque.

L'entreprise Efficacity a effectué des simulations énergétiques dynamiques à l'échelle urbaine grâce à son logiciel PowerDIS afin d'accompagner la principauté de Monaco vers la décarbonation de son parc de bâtiments. Une modélisation des 130 bâtiments du quartier de Fontvieille puis des simulations de plusieurs scénarios (horizons 2030 et 2050) de rénovation, raccordement aux réseaux de chaleur et de froid existants ont permis d'évaluer les stratégies les plus pertinentes en termes de diminution des consommations énergétiques et d'émissions de gaz à effet de serre (GES).

L'énergie des bâtiments : l'une des principales sources d'émissions de GES de Monaco

La principauté de Monaco a défini des objectifs ambitieux de décarbonation avec notamment la cible d'une division par deux des émissions de GES à l'horizon 2030 (-55 %) par rapport à 1990 et l'objectif de neutralité carbone en 2050. Elle a ainsi créé en 2016 une mission pour la Transition énergétique (MTE), et a publié en 2017 un livre blanc de la Transition énergétique pour cibler les actions prioritaires et accompagner cette transition. Le secteur du bâtiment (environ 1 500 bâtiments) correspond à environ un tiers des émissions de CO₂ de la principauté, ce qui en fait le secteur le plus émetteur avec la mobilité et les déchets. À la recherche d'une approche numérique innovante pour l'accompagner dans la priorisation des actions publiques dans le sens des économies d'énergie, du développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de GES, la principauté a fait appel à Efficacity pour mettre en œuvre son logiciel PowerDIS.



Installation de thalassothermie de SeaWergie (Monaco).

Fontvieille, premier quartier de la principauté simulé

La principauté a choisi un premier quartier en 2021 pour utiliser PowerDIS. Il s'agit du quartier de Fontvieille (figure 1), situé à l'ouest de la ville. Composé d'environ 130 bâtiments majoritairement construits dans les années 1960, ce quartier présente une mixité d'usages : du tertiaire (industries et bureaux), du résidentiel très majoritairement collectif, des commerces dont un grand centre commercial. Le stade Louis II est également un équipement emblématique de ce quartier.

Un réseau de chaleur couplé à un réseau de froid alimente une partie des bâtiments de ce quartier. Par un ensemble de systèmes énergétiques innovants et éprouvés, la principauté produit et distribue une énergie locale, majoritairement décarbonée, et

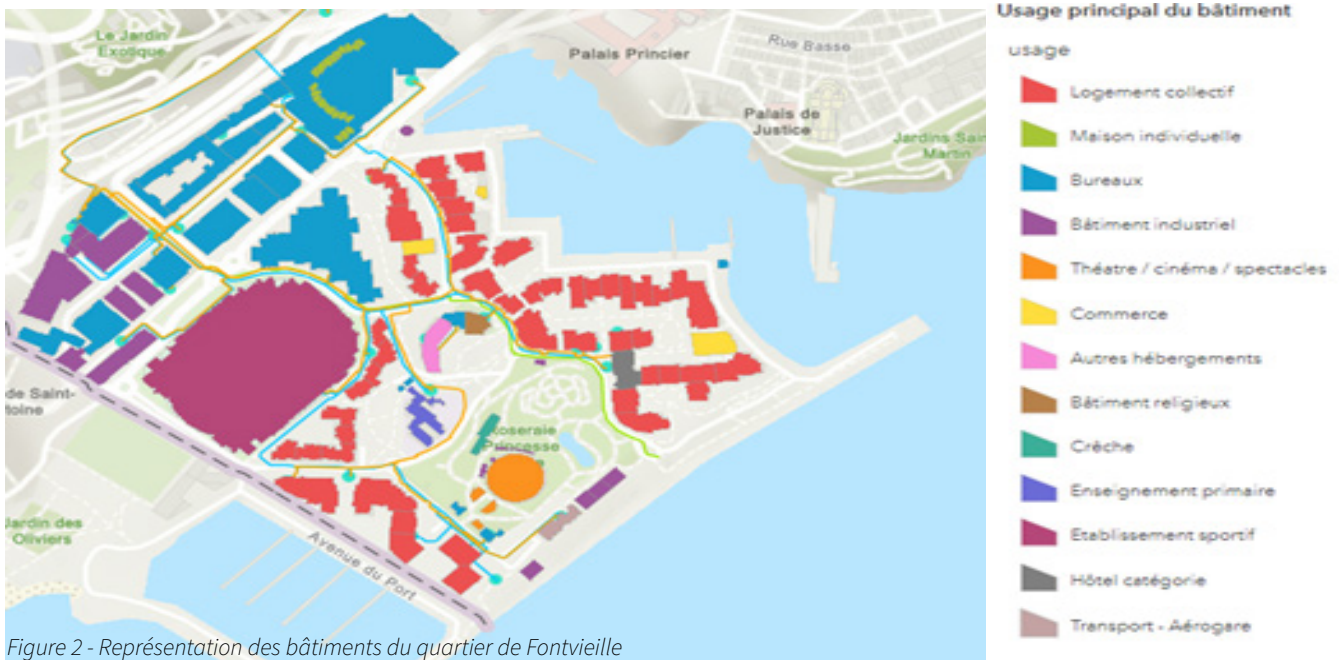


Figure 2 - Représentation des bâtiments du quartier de Fontvieille

abordable pour le contribuable. Une part majeure de l'étude consistait à préparer les extensions de ces réseaux, qui se compose donc aujourd'hui de :

- Un réseau de distribution d'eau chaude, à deux niveaux de température : 95 °C et 60 °C, afin de fournir les bâtiments connectés en chauffage et en Eau Chaude Sanitaire (ECS) tout au long de l'année,
- Un réseau de distribution d'eau glacée (5 °C), tracé en parallèle du réseau de chaleur, pour apporter le froid nécessaire à divers process industriels et à la climatisation

de locaux. Il est à noter que sur une année, la prépondérance utilise davantage de froid que de chaud, du fait notamment de sa latitude,

- Une centrale de tri-cogénération sur une source d'énergie fatale : l'incinérateur de déchets, qui produit de l'énergie thermique chaud, froide, et de l'énergie électrique,
- Une centrale de pompes à chaleur sur eau de mer, puisée à 1 100 m de profondeur, offrant également un important gisement d'énergie thermique pour ce réseau.

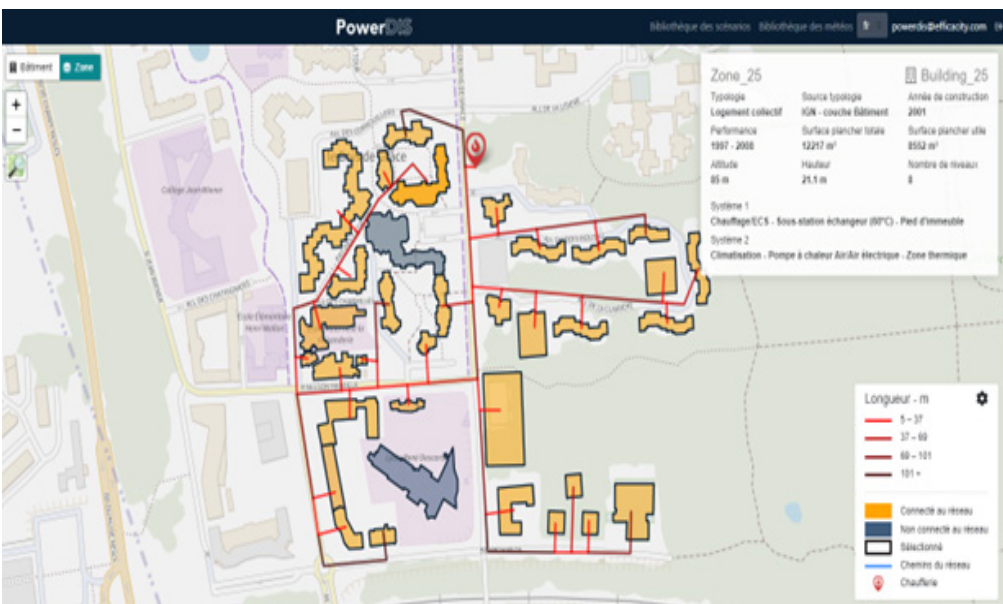
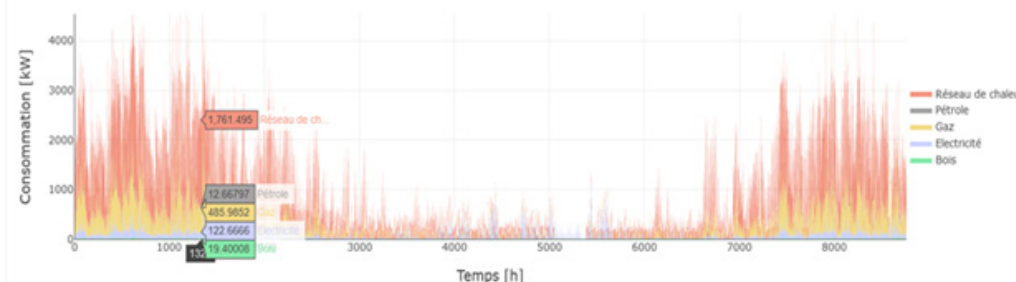


Figure 1 - Illustration de l'interface de PowerDIS

PowerDIS, un logiciel de simulation énergétique à l'échelle urbaine

PowerDIS permet de simuler finement les besoins et les consommations d'énergie d'un quartier d'une dizaine à plusieurs centaines de bâtiments existants, à construire et/ou à rénover, et de comparer des stratégies énergétiques : rénovation, évolution des systèmes énergétiques, déploiement/extension de réseaux thermiques. Ce logiciel est codéveloppé par Efficacity et le CSTB depuis plusieurs années. Il a pour but d'assister à la prise de décisions stratégiques énergétiques les collectivités, aménageurs et bureaux d'études. PowerDIS simule les besoins d'énergie des bâtiments et le comportement des systèmes au pas de temps horaire pour apprécier la dynamique de consommation d'énergie, de rendre compte des pointes de puissance, des phénomènes de foisonnement et d'éventuelles simultanités entre différents usages (chaud, ECS, froid, ventilation, électricité). Ces besoins sont calculés grâce à un modèle physique simplifié des bâtiments qui utilise des données collectées automatiquement grâce à des portails open data et des données enrichies qui permettent une saisie manuelle des données bâtementaires la plus limitée possible.



Une étude en quatre phases

L'étude de ce quartier de Fontvieille s'est déroulée en quatre parties :

1. Acquisition des données

La simulation énergétique des bâtiments et de leurs systèmes énergétiques à l'échelle d'un quartier passe en premier lieu par une phase de collecte et de traitement de nombreuses données, sur les bâtiments (année de construction, consommation énergétique annuelle notamment), les systèmes de production installés dans ces bâtiments, les utilisations et occupations des locaux, et les réseaux thermiques (chaud, froid) existants (tracés, diamètres des tronçons). Cette étape a été primordiale pour modéliser au mieux les flux énergétiques du quartier afin d'estimer les livraisons et consommations les plus proches possibles de la réalité. Au-delà de l'utilisation de ces données pour les phases suivantes, la principauté de Monaco peut s'en servir pour constituer ou enrichir un modèle de données avec des données géolocalisées (données SIG) à l'échelle des bâtiments.

2. Simulation énergétique en l'état

Une fois toutes les données collectées, la simulation PowerDIS du quartier « en l'état » (ou « de référence »), c'est-à-dire pour une année de référence, a été réalisée. En sortie, des indicateurs sur les consommations énergétiques et les émissions de CO₂ associées du quartier et le détail bâtiment par bâtiment sont disponibles. Cette simulation a ainsi permis de cibler les bâtiments les plus énergivores et les plus émetteurs en CO₂. Les niveaux de saturation des réseaux thermiques ont également été évalués tronçon par tronçon dans le but d'analyser les possibilités de raccordement de nouveaux bâtiments.

C'est à partir de l'ensemble de ces résultats que des scénarios contenant diverses actions sur les bâtiments ont été coconstruits avec la MTE, ceci afin de prendre en compte les spécificités locales et prioriser de manière optimale les actions d'amélioration.

3. Construction et simulation de scénarios aux horizons 2030 et 2050

Pour évaluer la faisabilité des ambitions de décarbonation en 2030 et 2050, les scénarios construits ont été déclinés sur les périodes 2020-2030 et 2030-2050. Ces scénarios ont pris en compte les aménagements déjà en cours (construction, surélévation, rénovation de bâtiments) et les résultats de la simulation énergétique en l'état pour prioriser les bâtiments sélectionnés par des gestes de rénovation. Ils ont été construits en intégrant des réflexions sur le rythme nécessaire à la rénovation du parc bâtiments et sur les gestes de rénovation possibles pour atteindre les objectifs. Les gestes de rénovation simulés ont été de plusieurs types :

- La rénovation par l'isolation (par l'intérieur ou par l'extérieur) avec des gestes permettant de se rapprocher de labels spécifiques aux bâtiments méditerranéens,
- Le changement des systèmes de chauffage, de climatisation et d'eau chaude sanitaire par un raccordement aux réseaux de chaleur et de froid du quartier.

Enfin, ces scénarios ont intégré des projets de démolition, de reconstruction et de surélévation de certains bâtiments.

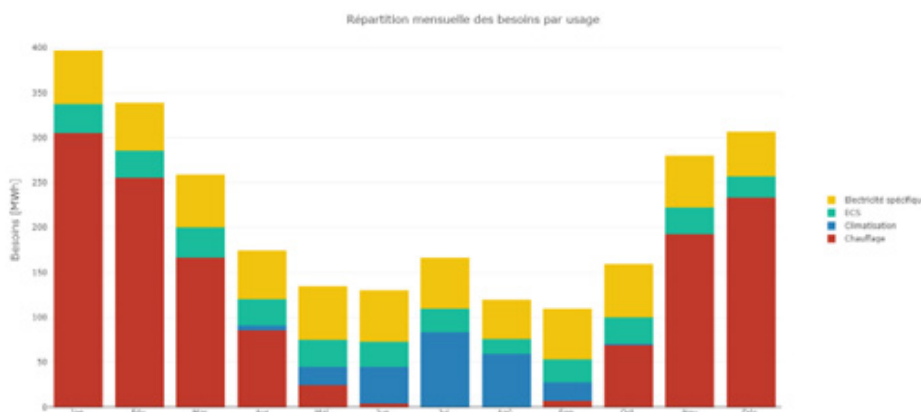


Figure 3 - Illustrations de l'interface de PowerDis

Au total, six scénarios majeurs ont été simulés, allant du moins au plus ambitieux en termes de gestes et de rythmes de rénovation, dans le but d'accroître l'indépendance énergétique du quartier de Fontvieille. Par l'intermédiaire de PowerDIS, il a également été aisé d'optimiser les nouvelles productions et distributions d'énergie. Comme pour la simulation énergétique en l'état (phase 2), les résultats sont disponibles à l'échelle du quartier et au détail cartographique, bâtiment par bâtiment. Ces résultats portent sur les besoins énergétiques, la consommation d'énergie primaire, et sur les émissions de CO₂ associées. Afin d'évaluer les scénarios, les indicateurs sont comparés entre eux et avec la situation de référence. Diverses variantes de chaque scénario ont également été modélisées pour affiner les décisions.

4. Résultats et décisions

Le graphique ci-après (figure 4) montre un exemple de résultat à l'échelle du quartier. Il compare les besoins énergétiques annuels de l'ensemble des bâtiments du quartier de Fontvieille avant et après la simulation d'un scénario 2050 où :

- Environ 30 bâtiments sont rénovés par l'intérieur pour atteindre des coefficients de transfert thermique du label BD2M (Bâtiments Durables Méditerranéens de Monaco),
- De nombreux bâtiments sont raccordés au réseau de chaleur et au réseau de froid existants, afin de valoriser toujours plus les énergies locales et durables.

Utilisation des résultats

Tous les scénarios simulés ont également fait l'objet d'une évaluation économique afin d'obtenir des ordres de grandeur sur les coûts d'investissement nécessaires pour accompagner les ambitions de décarbonation.

Grâce à l'utilisation de PowerDIS, la MTE a donc pu évaluer différents scénarios permettant de se rapprocher des objectifs

de décarbonation du parc bâtiments de la principauté de Monaco. Les résultats montrent ainsi la pertinence de certains gestes d'efficacité énergétique par rapport à d'autres et du rythme des actions à mener. Comme initialement pressenti, les réseaux de chaleur et de froid urbains (RCFU) jouent un rôle majeur dans l'approvisionnement à grande échelle d'énergies thermiques décarbonées, locales et durables.

Ces recommandations sont une base de réflexion pour la principauté de Monaco, qui va pouvoir décider des mesures à mettre en place (incitations, subventions, priorisation des bâtiments, études plus détaillées à mener sur certains

bâtiments, etc.). Le logiciel PowerDIS se place en effet comme assistance à la prise de décision, en chiffrant techniquement et environnementalement les actions envisagées, afin que les choix se fassent de la manière la plus éclairée possible.

Un article signé Samuel Chiche, chef de projet R&D à EFFICACITY et Baptiste François, Product Owner PowerDIS

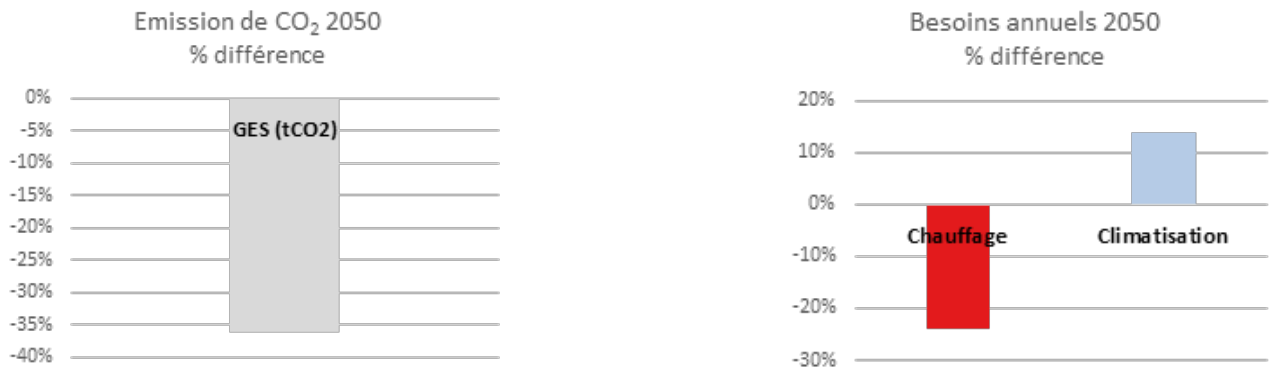
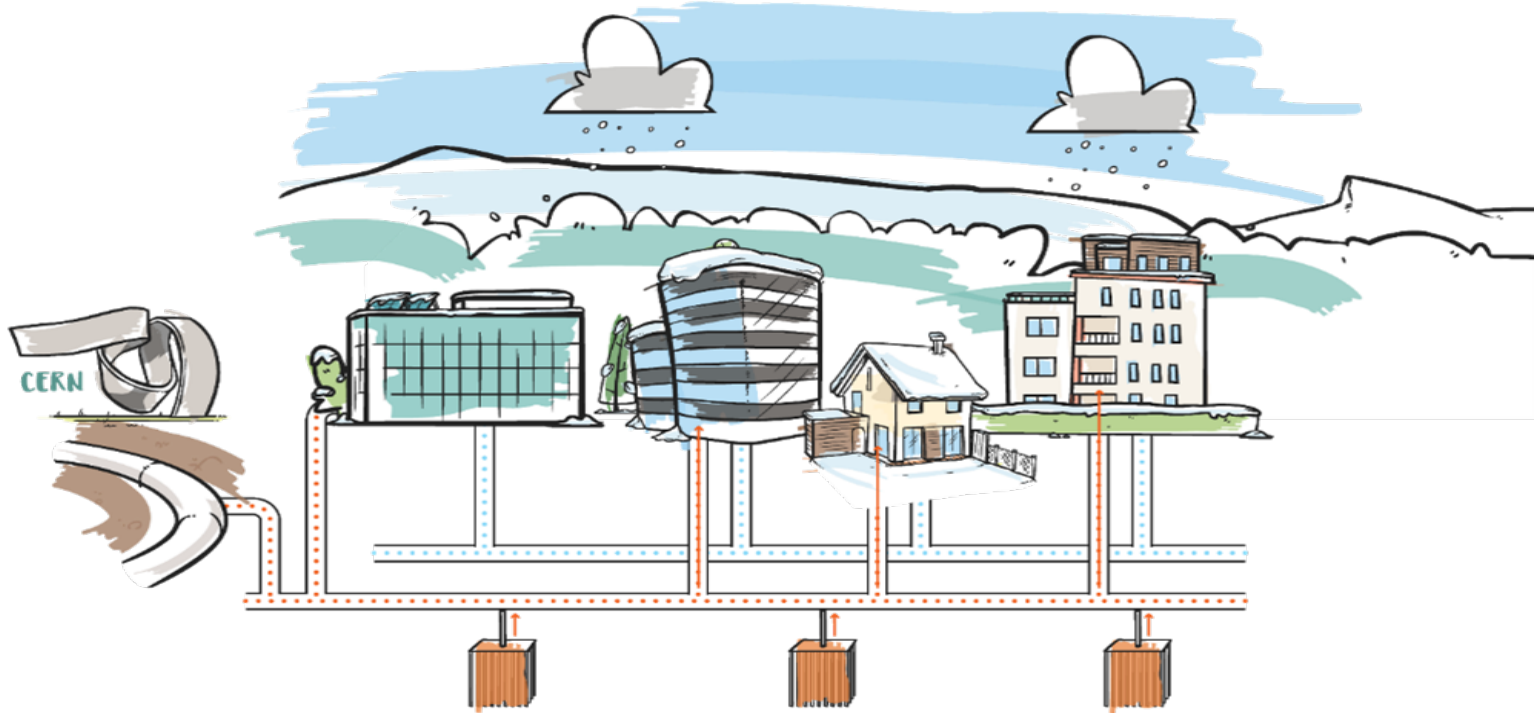


Figure 4 - Exemples de résultats d'un scénario (comparaison avec la simulation en 2020).



© images / iStockphoto.com

Vue aérienne du quartier de Fontvieille, Monaco.



Le réseau d'énergie de la ZAC Ferney Genève Innovation

Comme le rappelle Pierre Veltz, ingénieur, sociologue et économiste français, les besoins de chaleur et de froid représentent près de la moitié de la demande énergétique et sont, en France, le levier principal et méconnu de décarbonation des territoires. Illustration d'un réseau dit d'énergie par la SPL Territoire d'Innovation pour la ZAC Ferney-Genève Innovation.

La SPL Territoire d'Innovation a entrepris, pour la desserte de la ZAC Ferney-Genève Innovation (2 500 logements, 200 000 m² SDP activités économiques), de réaliser un réseau d'énergie – qui repose sur un principe d'équilibre des échanges thermiques entre bâtiments – (25 °C température aller et 20 °C température retour). Principalement, ce réseau exploitera les rejets de chaleur de l'accélérateur de particules du CERN dont l'un des puits de maintenance se situe à moins de 2 km de la ZAC Ferney-Genève Innovation. Une puissance de l'ordre de 10 MW est ainsi disponible en fonctionnement normal. De plus, ce réseau repose sur un système de stockage géothermique intersaisonnier conçu pour emmagasiner l'énergie plus abondante de la période estivale afin de la restituer en hiver, au moment où la demande est importante.

L'AMI Démonstrateurs de la ville durable

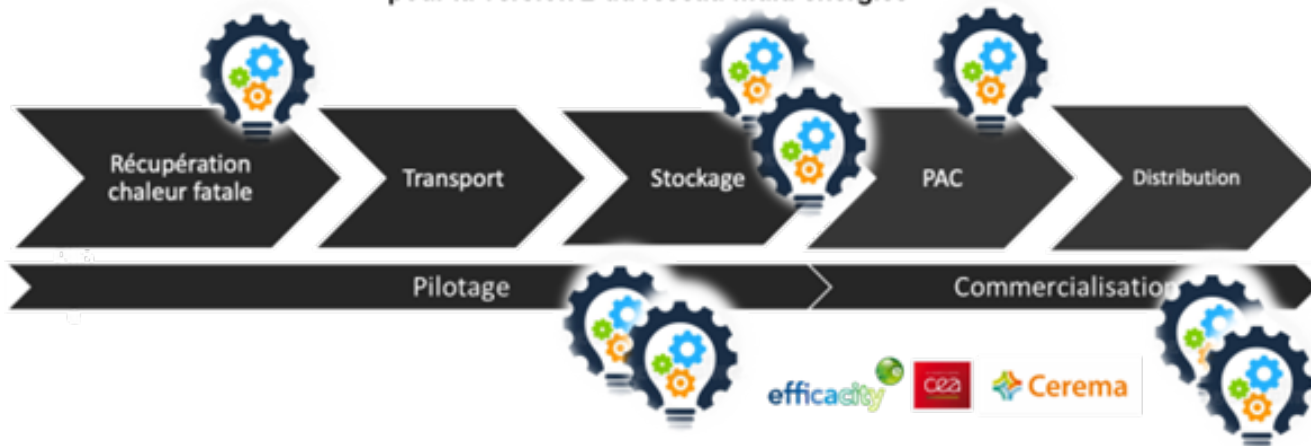
Le 17 mars 2022, la SPL Territoire d'Innovation, en charge du projet d'aménagement de la ZAC Ferney-Genève Innovation pour le compte de Pays de Gex agglo, a été désignée lauréate de l'appel à manifestation d'intérêt (AMI) Démonstrateurs de la ville durable lancé fin 2021 par l'État. Le dossier retenu propose de mettre en œuvre des démonstrateurs s'inscrivant dans la stratégie bas carbone de la ZAC Ferney-Genève Innovation. Les réseaux de 5^e génération constituent l'axe le plus important de la candidature. Le projet va maintenant être accompagné par l'État pour une période de 36 mois, et va permettre à la SPL et ses partenaires institutionnels, industriels, académiques et de

la recherche de bénéficier du soutien financier du programme d'investissement d'avenir jusqu'à 500 000 € afin d'amener à maturité les projets environnementaux. Ultérieurement, l'État pourrait contribuer à hauteur de 10 M€ pour le financement des démonstrateurs issus de cette phase d'incubation. Cette aide va contribuer à la mise en place de l'écosystème d'innovation que l'agglo du Pays de Gex et la SPL Territoire d'Innovation portent depuis de nombreuses années.

Le réseau multi-énergies support d'innovations

Les boucles tempérées permettent de récupérer, de stocker et de restituer plusieurs sources d'énergies renouvelables et de récupération. Demain, l'enjeu sera de multiplier les sources de récupération et de se relier à d'autres vecteurs énergétiques afin d'augmenter la part d'EnRR du réseau. Conscient du potentiel illimité du réseau d'énergie qui concerne tous les usages de la ville, lui donnant une forte capacité de répliquabilité, la SPL Territoire d'Innovation souhaite utiliser le réseau comme support à l'innovation ouverte. L'AMI Démonstrateurs de la ville durable permettra d'apporter des innovations pour l'ensemble de la chaîne de valeur du réseau : les activités opérationnelles (récupération de chaleur, transport, stockage, relève de température, distribution) et les fonctions support (pilotage, commercialisation). Ainsi, près d'une dizaine de projets dont les niveaux de maturité (TRL) sont compris entre 5 et 7 pourront être testés :

Bouquet d'innovations proposé tout au long de la chaîne de valeur pour la version 2 du réseau multi énergies



• Récupération de la chaleur fatale sur voirie

Ces innovations sont en recherche d'un modèle économique robuste (ex., réduction des coûts d'entretien hivernal à évaluer) et d'une gouvernance adaptée.

• Réseau Eaux Usées comme partie prenante du réseau d'anergie

Le procédé habituellement utilisé pour la récupération de chaleur sur le collecteur Eaux Usées serait ici utilisé pour évacuer les excédents de chaleur. L'ajout d'un nouvel usage à un dispositif existant permettrait de supprimer des installations de refroidissement plus consommatrice d'énergie (tour aéro-réfrigérante...)

• Interconnexion entre les réseaux basse, moyenne et haute température

En partenariat avec Dalkia, SIG et le réseau de Génilac (Suisse), l'objectif serait de piloter des échanges de flux (chaud et froid) qui permettent d'adapter la température et les besoins de chaque réseau (évaluation des quantités et de l'impact sur les réseaux). Ce projet nécessite d'être étudié techniquement, économiquement et contractuellement entre la France et la Suisse.

• Accompagner des propositions différenciantes en termes de types de sondes ou de mise en œuvre dans des sites contraints

En effet, la SPL Terrinnov prévoit le déploiement de 174 sondes géothermales à 230 m de profondeur et souhaite étudier la faisabilité d'acquérir des sondes (coaxiales, dirigées) qui possèdent un meilleur rendement et sont plus pérennes avec un investissement de départ plus important.

• Accompagner à la prescription de solutions de stockage internes au nouveau bâti

Les solutions de géostructures permettant de stocker la chaleur directement dans les structures (fondations, voiles) de bâtiments sont encore très peu courantes mais pourtant économiquement très prometteuses. Il s'agira d'évaluer le modèle économique pour inciter les promoteurs à innover.

• Proposer une solution de froid résidentiel décarboné

D'après le CEREMA, entre 2002-2007, le taux d'équipements individuels de climatisation dans le résidentiel a doublé passant de +0,7 % à + 1,9 %. Il s'agit donc d'identifier des solutions collectives décarbonées de froid. La SPL Terrinnov souhaite accompagner plusieurs promoteurs impliqués à ses côtés dans l'analyse de la faisabilité de sa solution (technique, économique et en termes de confort) et dimensionner la répliquabilité à l'échelle de la ZAC.

• Matériaux à changement de phase (PCM) pour préchauffer les pompes à chaleur (PAC)

À ce stade, des essais de laboratoire et de premières expérimentations en sites réels ont été réalisés mais uniquement à l'échelle de bâtiments autonomes. Cette expérimentation serait une première opportunité de tester les PCM à l'échelle d'un quartier relié à un réseau basse température.

• Le pilotage multi-énergie, un enjeu de l'efficacité des réseaux de 5^e génération

Les basses températures permettent à la fois de capter des sources diversifiées de chaleur fatale mais également de coupler efficacement d'autres vecteurs énergétiques : photovoltaïque, solaire thermique... Les réseaux d'anergie sont par nature ouverts aux solutions d'import/export d'énergie, l'enjeu sera de développer techniquement et économiquement ces innovations au sein du réseau. À partir du démonstrateur de Ferney-Voltaire, ces innovations pourront être déployés au sein du Genevois et sur de nouveaux réseaux BT/MT/HT en France.

Le jumeau numérique du réseau d'anergie

La SPL territoire d'innovation a confié à la société Seed Energy la réalisation du jumeau numérique du réseau d'anergie de la ZAC Ferney-Genève Innovation. Ce jumeau numérique est établi à partir du logiciel de modélisation et simulation dynamique Odyssey que Seed Energy a mis au point. Seed Energy est une start-up créée en 2017 sur la valorisation d'une solution logicielle de modélisation et de simulation pour la réalisation d'études techniques de projets multi-énergie sur la production, la conversion et le stockage (essaimage du CEA-Liten).

L'objectif du jumeau numérique est :

- Disposer d'un outil de modélisation-simulation pour scénariser et tester virtuellement les démonstrateurs qui pourraient s'interfacer sur le réseau d'anergie,
- Produire des séries et profils de consommations prévisionnels (pas de temps horaire),
- Évaluer l'intérêt énergétique et économique de chaque démonstrateur afin de statuer sur l'opportunité de la mise en œuvre en site réel le cas échéant,
- Amorcer un système de pilotage énergétique (démarrage/arrêt des pompes, chaudières...) afin d'établir une stratégie de gestion de l'énergie.

Un article signé Gilles Bouvard, directeur de la SPL TERRITOIRE D'INNOVATION

Bibliographie : Pierre Veltz, « L'Économie désirable, sortir du monde thermo-fossile ». La République des Idées, édition du Seuil, janvier 2021.

Eurêka à Castelnau-le-Lez, un écoquartier à énergie positive



Eurêka extension est un écoquartier à mixité d'usages situé au sud-ouest de la métropole de Montpellier sur la commune de Castelnau-le-Lez (34), avec à terme 1 800 logements et 140 000 m² de bureaux, commerces et ateliers. L'ensemble de la ZAC est connecté à un réseau de chaleur et de froid.

Comme tous les projets urbains portés par le groupe Altémed, Eurêka a fait l'objet d'un schéma directeur énergie qui a abouti à un programme énergétique innovant et performant avec production d'énergie locale et renouvelable. Ce projet démarré en 2018 est aujourd'hui une réalité avec un tiers du programme livré et s'impose déjà comme le quartier français à énergie positive le plus avancé.

Altémed, fer de lance de l'action publique pour le logement social, l'aménagement et la transition énergétique sur Montpellier

Le groupe Altémed est le fruit du rapprochement de trois entités publiques : ACM Habitat, la SERM et la SA3M. Il représente la première structure en France à réunir les métiers de l'aménagement, du logement et des énergies, appuyé sur une équipe de plus de 500 collaborateurs. Son ambition est d'accompagner la vision, les projets, les innovations, les solutions de chaque commune et de toute la métropole, pour accélérer les transitions urbaines que chacune souhaite conduire en faveur du bien-vivre de leurs habitants.

Le projet urbain d'Eurêka extension, situé sur la commune de Castelnau-le-Lez en bordure de Montpellier, s'étend sur 39 hectares. Il comprend 1 800 logements, 100 000 m² de bureaux, 40 000 m² d'activités, 5 000 m² de commerces et un EHPAD, sans oublier les 11 hectares d'espaces naturels dont 4 sont dédiés à l'agriculture urbaine. Situé au sud-ouest de Castel-

nau-le-Lez, dans le prolongement des 32 hectares du parc Eurêka existant, cette ZAC se situe dans le programme « Écocité : de Montpellier à la mer » initié par la Métropole de Montpellier. Son aménagement a été confié à Altémed par la Métropole de Montpellier. La nouvelle ZAC vise principalement à augmenter la capacité d'accueil du pôle tertiaire Eurêka existant sur Montpellier, comptant déjà plus de 4 000 emplois et qui bénéficie d'une attractivité certaine, et à accueillir des logements et des services dans un quartier mixte et intergénérationnel. La ZAC est délimitée en « îlots » qui peuvent accueillir des logements en accession à la propriété, des logements sociaux, des résidences étudiantes ou jeunes actifs, des bureaux, des commerces, des activités tertiaires (hôtel, école, EHPAD) ou encore des activités (ateliers). Son caractère innovant a été retenu par le ministère de la Transition écologique et solidaire comme Démonstrateur industriel de la ville durable.

Un schéma directeur énergie collaboratif

À l'instar de tous les projets urbains confiés au groupe Altémed, la réflexion sur le schéma directeur énergétique de la ZAC a été menée en amont de la création de la ZAC avec collectivité locale, l'aménageur, l'architecte-urbaniste et l'AMO énergie/environnement. Le groupe de travail sur l'énergie a travaillé de manière collaborative à la recherche d'un dispositif énergétique à l'échelle du quartier qui allie performance énergétique des procédés et énergies renouvelables avec comme directive de la collectivité de créer un quartier à énergie positive (QEPOS) en préparation de la future RT2020.



Programme mixte et connecté de 10 000 m² sur le 1^{er} îlot de la ZAC Eurêka, livré par Helenis et Cardinal, à Castelnaud-le-Lez, aux portes de Montpellier.

L'élaboration du schéma directeur énergie de la ZAC a porté sur la sobriété énergétique avec un bâti performant, une conception bi-climatique et qui privilégie un confort d'été passif et les énergies renouvelables avec le solaire photovoltaïque et la production de chaleur et de froid à partir de la chaleur de récupération sur les data-centers voisins. L'objectif est de réaliser un écoquartier s'approchant de l'objectif « énergie positive » au sens des 5 usages de la RT (chauffage, eau chaude, climatisation, auxiliaires et éclairage) en s'assurant de la faisabilité technique et la maîtrise des coûts pour toutes les parties prenantes à savoir, la collectivité, l'aménageur, les promoteurs et les usagers du service. Le cahier des prescriptions architecturales, urbaines, paysagères et environnementales de la ZAC a repris l'ensemble des dispositifs proposés par le groupe de travail et validé par la collectivité. Le projet a ensuite été confié à Energies du Sud, filiale énergie de la SERM et de la Caisse des Dépôts, qui prend en charge le développement, le montage, la commercialisation, le financement, la construction et l'exploitation de la production thermique et photovoltaïque sans coût pour la collectivité et l'aménageur.

Production thermique renouvelable (chaleur et froid)

Chaque îlot d'immeuble est équipé de groupes thermodynamiques pour produire chaleur et froid nécessaires aux besoins d'eau chaude sanitaire, de chaleur et de froid. Dotés d'une technologie industrielle de compresseur à vis et d'échangeur à plaques, et qui utilise un fluide frigorigène sans impact sur la couche d'ozone et l'effet de serre, ces équipements sont conçus pour une durée de vie importante.

Ces thermo-frigo-pompes sont connectés à une boucle d'eau tempérée qui chemine sous voirie dans toute la ZAC à une température moyenne de 25 °C. Cette boucle permet de mutualiser les besoins en chaleur et en froid des différentes centrales de production thermique. Cette mutualisation est pertinente du fait de la mixité des usages sur la ZAC (logements, bureaux et commerces) générant des besoins de chaleur et de froid simultanés tout au long de l'année.

Aux périodes hivernale et estivale, la température de la boucle d'eau tempérée est régulée par la centrale énergétique du parc technologique de la Pompignane gérée par Engie Cofely. Le réchauffage en hiver se fait par récupération de chaleur fatale émise

par le 4^e centre d'hébergement de données de France. Le refroidissement en été est assuré par les tours aéroréfrigérantes du site industriel. Cette énergie a donc un impact carbone nul.

Production photovoltaïque

Les toitures sont systématiquement utilisées pour implanter des centrales photovoltaïques en collaboration avec les architectes pour maximiser les surfaces mobilisées pour le photovoltaïque qui aboutit à un résultat exceptionnel de 80 % des surfaces des toitures sommitales solarisées pour 100 % des îlots. Actuellement, les centrales photovoltaïques sont raccordées en autoconsommation individuelle pour alimenter la production thermique ou en injection sur le réseau public d'électricité. Dès 2023, une autoconsommation collective étendue sera créée à partir de la production des futures centrales photovoltaïques pour alimenter dans un premier temps la production thermique, puis les habitants et les entreprises du quartier.

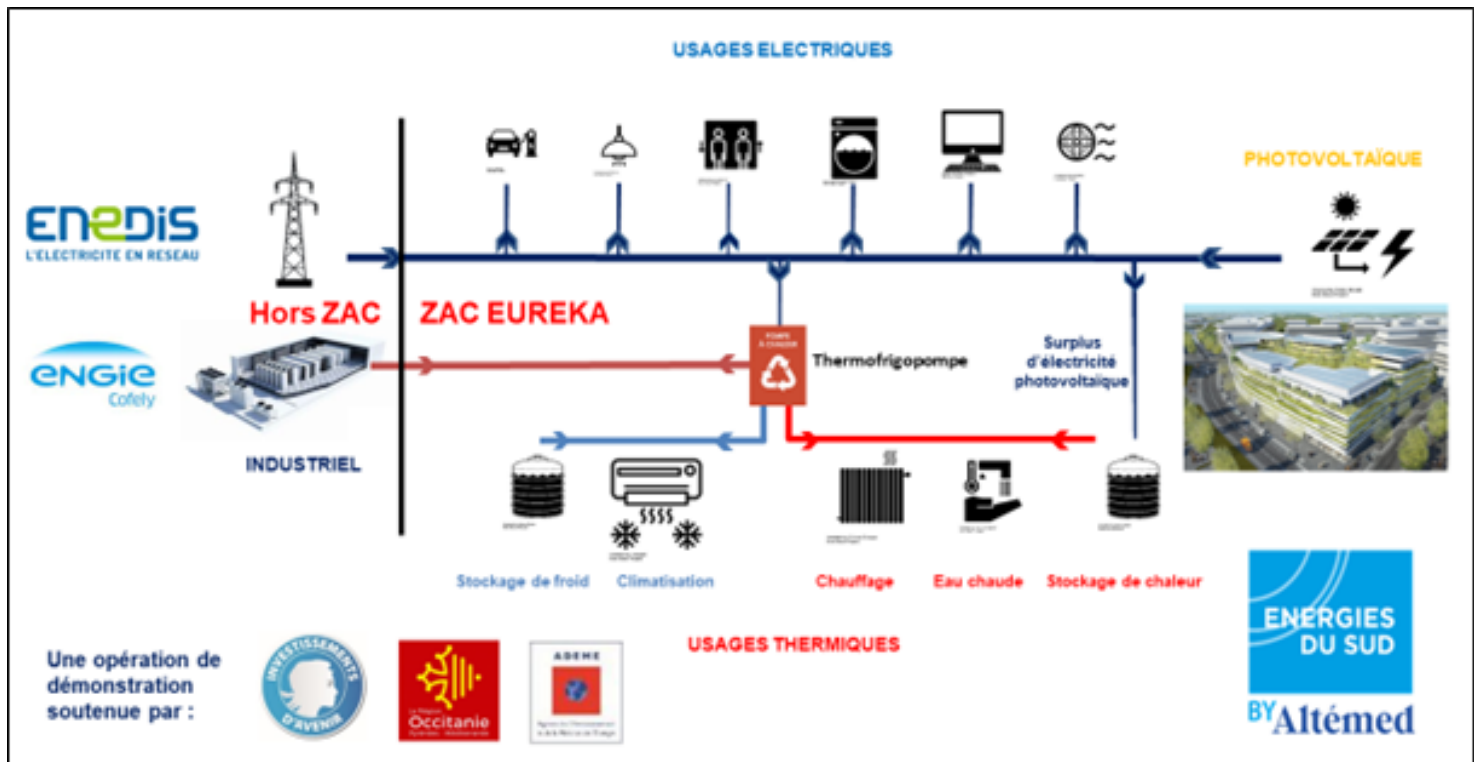
Un terrain d'expérimentation et d'innovation

La maîtrise du projet par la collectivité et Altémed depuis sa conception jusqu'à son exploitation sont un gage de réussite de cette opération et permet d'expérimenter les nouveaux concepts d'échanges thermiques mutualisés sur boucle d'eau tempérée, de stockage thermique par matériau à changement de phase (MCP) avec le CEA, de mesures en continu des flux de production et de consommations d'électricité à l'échelle d'un quartier avec Enedis.

Un programme soutenu par la Région Occitanie, l'État, le PIA et l'Europe

L'État a décerné un titre V RT 2012 au réseau de chaleur et froid et les premières saisons de fonctionnement ont permis de valider un impact carbone de la chaleur et du froid très faible de l'ordre de 30 g CO₂ / kWh. Le projet a été labellisé Ecocité - Ville de Demain par le Programme d'Investissement d'Avenir, dont il a reçu le soutien financier au côté de la Région Occitanie et de l'ADEME.

Un article signé SERM et ENERGIES DU SUD



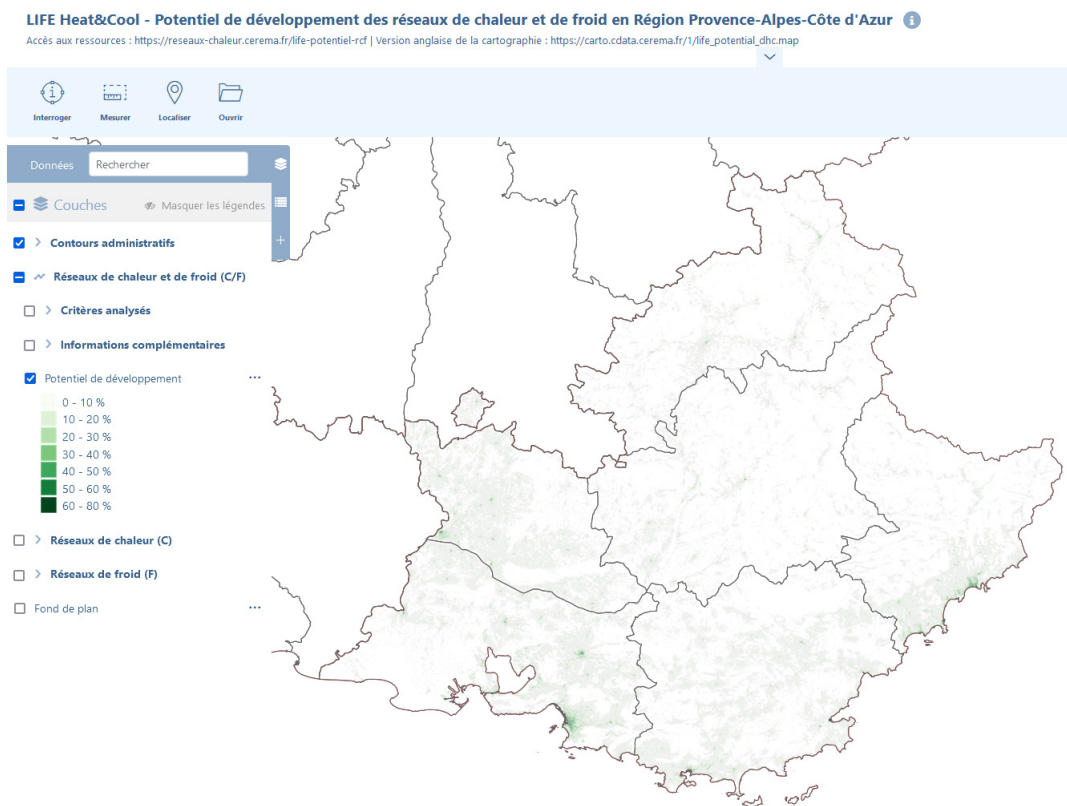
Synthèse aérienne de l'écoquartier Eurêka à énergie positive.





RAFRAÎCHISSEMENT URBAIN ET RÉSEAUX DE FROID

Potentiel RCF : le développement des réseaux de chaleur et de froid à la loupe



Dans le cadre du projet européen Life Heat&Cool visant à massifier les réseaux de chaleur et de froid en région Provence-Alpes-Côte d'Azur approvisionnés par des énergies renouvelables et de récupération, le Cerema a développé un outil cartographique dans le cadre du projet Life Heat&Cool permettant d'identifier les secteurs opportuns pour le développement de réseaux de chaleur et/ou de froid.

Démarré en octobre 2021 et piloté par la Région Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur, le projet européen Life Heat&Cool vise à développer les réseaux de chaleur et de froid de sources renouvelables et de récupération (bois, géothermie, thalassothermie...) pour atténuer les émissions de CO₂ des bâtiments et s'adapter aux changements climatiques en région PACA. Il réunit de nombreux acteurs parmi lesquels : le Cerema, AMORCE, EnvirobatBDM, la FNCCR, la Métropole Nice-Côte d'Azur, la ville de Port-de-Bouc et la commune de Paullo (Italie). Le projet est composé de 19 actions, répondant à quatre objectifs :

- Réduire les émissions de CO₂ dues au chauffage et au refroidissement des bâtiments
- Lever les freins au développement des réseaux de chaleur et de froid issus d'énergies renouvelables et de récupération
- Favoriser le développement économique et l'accroissement des compétences des acteurs par la massification et la réplification des

- réseaux de chaleur et froid aux niveaux régional et européen
- Assurer la pérennité et la transférabilité du projet par la gouvernance aux niveaux régional et européen

La première action du projet^[1], pilotée par le Cerema, a consisté à caractériser le potentiel de développement des réseaux de chaleur et/ou de froid de la région en offrant une visualisation cartographique de ce potentiel sur une maille de 100 x 100 m (*Ci-dessous : Principe schématisé de la méthode de constitution de l'outil « Potentiel RCF »*).

De nombreuses données sur la chaleur et le froid renouvelables

L'outil exploite de nombreuses bases de données et référentiels nationaux (Fichiers Fonciers, INSEE, BDTPOPO@IGN, SDES, ADEME...) et des ressources régionales, issues notamment de l'ORECA (Observatoire régional de l'Énergie, du Climat et de l'Air). Ces données ont été complétées et analysées afin de créer des indicateurs re-



latifs aux facteurs favorables au développement d'un réseau de chaleur et/ou de froid.

À partir des données de connaissances du territoire, plusieurs indicateurs ont été construits et évalués pour alimenter une analyse multicritère et aboutir à l'identification du potentiel sur une maille de 100 x 100 m.

L'analyse multicritère résulte d'un double système de notation

1. Chaque critère étudié est quantifié de façon homogène et indépendamment l'un de l'autre par une note comprise entre 0 et 100 (pertinence maximale) pour chaque maille de 100 x 100 m, sur l'ensemble du territoire régional.
2. Les critères sont pondérés les uns par rapport aux autres vis-à-vis de leur importance à favoriser le développement des réseaux de chaleur et/ou de froid.

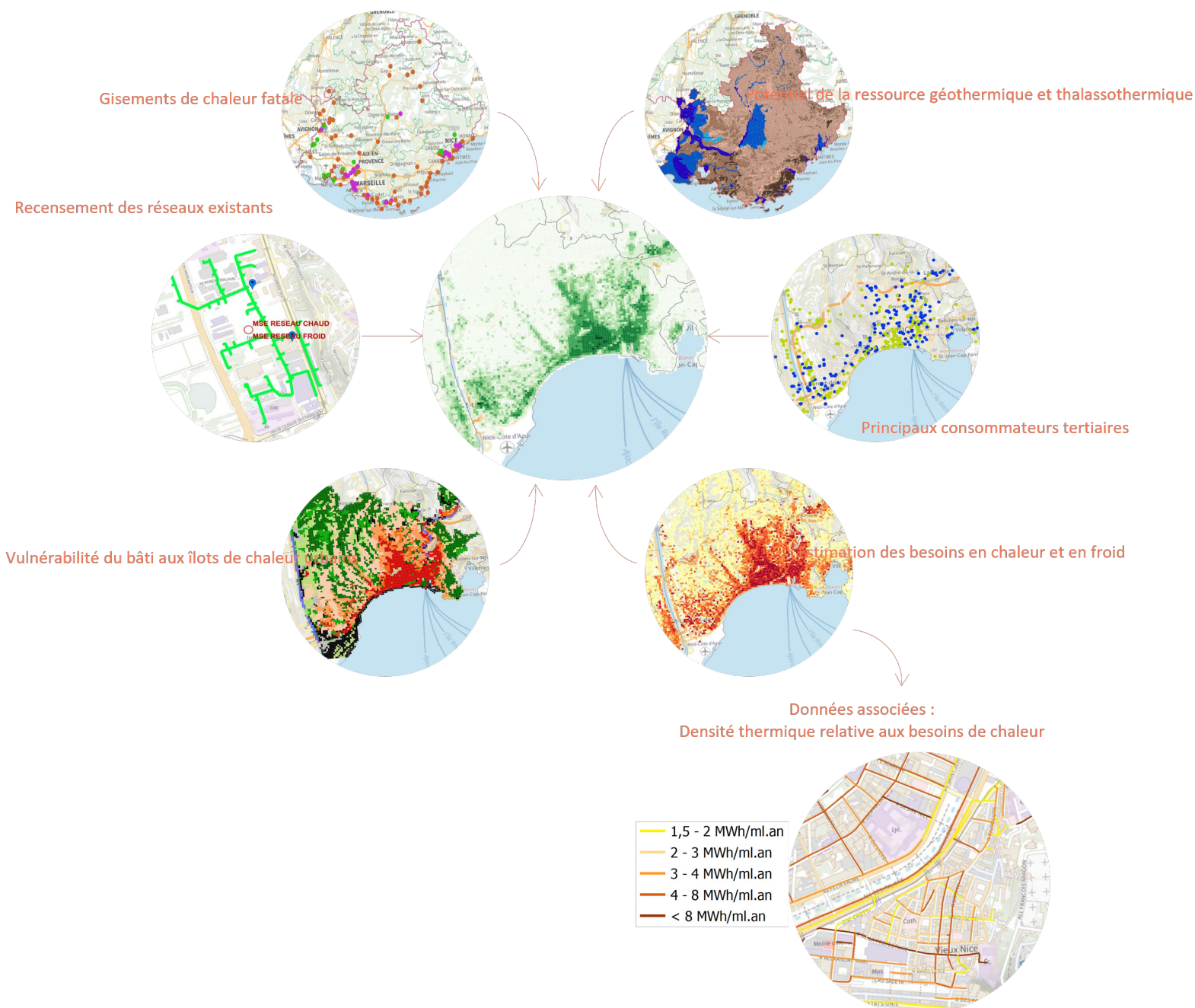
L'analyse aboutit à une caractérisation du potentiel de développement des réseaux de chaleur et/ou de froid, notée entre 0 et 100, sur la base d'un carroyage de 100 x 100 m (figure 1).

Trois approches similaires ont été conduites en adaptant les notations mises en œuvre dans l'analyse multicritère pour établir le potentiel de développement des réseaux de chaleur, des réseaux de froid, et des réseaux de chaleur et de froid.

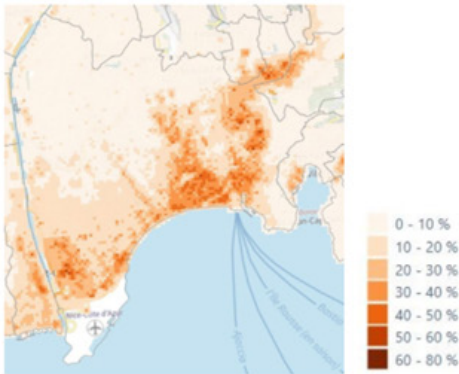
Une visualisation en ligne des potentiels de développement des réseaux de chaleur et/ou de froid

Potentiel RCF propose à l'utilisateur une visualisation des potentiels de développement des réseaux de chaleur et/ou de froid et une hiérarchisation des secteurs les plus opportuns en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, pouvant faire l'objet d'études plus approfondies. L'ensemble des ressources exploitées et des critères étudiés sont également visualisables et téléchargeables (figure 2).

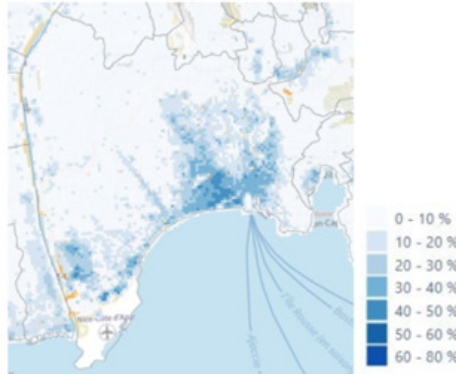
Figure 1 - Représentations de certaines données disponibles en affichage et en téléchargement sur l'outil.



Potentiel de développement des réseaux de chaleur



Potentiel de développement des réseaux de froid



Potentiel de développement des réseaux de chaleur et de froid

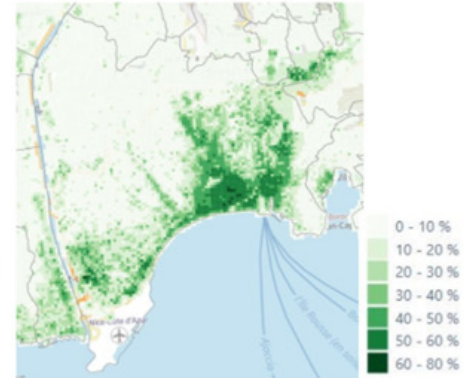


Figure 2 - L'ensemble des ressources exploitées et des critères étudiés sont visualisables et téléchargeables.

Quelles utilisations possibles de « Potentiel RCF » ?

L'outil a vocation à se substituer ou à faciliter la réalisation des études d'opportunité par une collectivité ou son prestataire. Il peut être également utile lors de l'élaboration de stratégie de planification énergétique ou d'aménagement du territoire de l'échelle régionale à l'échelle locale (SRADDET, PCAET, schémas directeurs énergie, schémas directeurs RCF, etc.). Les données étant disponibles en open data et téléchargeables, l'utilisateur peut ainsi les importer dans un outil géomatique local et approfondir les analyses. Il peut également les croiser avec des données spécifiques de son territoire comme les consommations réelles de ses bâtiments, les ressources d'énergie renouvelable à proximité, la connaissance du parc bâti, les projets urbains et de rénovation, les établissements sensibles et vulnérables à l'îlot de chaleur urbain, etc.

Enfin, les collectifs citoyens promouvant le développement des énergies renouvelables peuvent identifier les communes et les secteurs pour lesquels un projet de réseau de chaleur et/ou de froid est pertinent (à l'instar de l'utilisation des cadastres solaires pour le développement du photovoltaïque) et qui pourraient éventuellement faire l'objet d'une gouvernance ou d'un financement participatif.

Changer d'échelle avec le projet « EnREZO »

En parallèle de l'accompagnement des collectivités de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur dans l'utilisation de son outil, le Cerema envisage, avec le soutien de l'ADEME et de la DGEC, un déploiement national et l'ajout de nouveaux indicateurs (modes de chauffage des bâtiments notamment). Des analyses thématiques pourront également être développées selon les priorités des territoires (potentiel solaire thermique, potentiel de la ressource biomasse, précarité énergétique, etc.).

Pour des questions relatives au secret statistique, les données de l'outil sont aujourd'hui agrégées à une maille de 100 m x 100 m mais les données précises, à l'échelle du bâtiment, peuvent être fournies aux collectivités qui le demandent (les collectivités étant ayants droit de la base de données « Fichiers Fonciers » utilisée dans l'outil). Le Cerema étudie également la possibilité d'afficher certaines de ces données à l'échelle du bâtiment directement sur l'outil cartographique, en libre accès. La possibilité d'agréger des données énergétiques, directement avec l'outil, à une maille territoriale pour alimenter les documents d'urbanisme et de planification énergétique est également à l'étude.

Ce qu'il sera bientôt possible de faire

Pour tous les territoires et les collectivités de France, le projet EnREZO du Cerema permettra de faciliter la réalisation des études d'opportunité (voire de s'en passer), des schémas directeurs (en identifiant des zones d'extension possibles) et permettra d'engager plus rapidement des études de faisabilité sur les secteurs identifiés par les acteurs locaux. En seconde approche, des analyses thématiques pourront également venir étayer le sujet du potentiel de verdissement des réseaux de chaleur à partir de différentes filières (solaire thermique, chaleur fatale...). Ces possibilités techniques, amenant à une décision politique plus rapide, participent à l'objectif de massification des réseaux de chaleur et de froid et de décarbonation de la chaleur en France.

Un article signé Luc Petitpain et Laurine Decros, chargés d'études sur les réseaux de chaleur et de froid, CEREMA



Centrale de production Smartseille 2 - Dalkia Smart Building

VALORISATION DES RESSOURCES LOCALES





Durabilité du bois énergie : pratiques nationales et exigences européennes

Première énergie renouvelable en France, le bois énergie participe fortement à la décarbonation des activités, à notre indépendance énergétique et à la lutte contre la précarité énergétique. Les directives européennes sur les énergies renouvelables harmonisent, entre pays de l'Union, les exigences concernant la durabilité et la réduction des émissions de gaz à effet de serre du bois énergie.

Au cours du XX^e siècle, la forêt française a connu un doublement du volume de bois sur pied en passant de 15 % du territoire en 1850 à 31 % aujourd'hui. Avec 17 millions d'hectares en métropole et 8,2 millions d'hectares en Outre-mer, et avec une proportion exceptionnelle de feuillus (2/3), elle représente la 4^e forêt européenne en surface après la Suède, la Finlande et l'Espagne, et la 3^e en volume, après l'Allemagne et la Suède.

La force de la pompe à carbone de la forêt française est la production importante de bois sur pied : celle-ci stocke 2,8 milliards de tonnes de carbone qui sont réparties de manière équilibrée entre biomasse aérienne et sols forestiers. Les forêts françaises contribuent ainsi à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) en captant 20 % des émissions de CO₂ du pays : pour 2/3 grâce à la séquestration dans les arbres, les sols forestiers et les produits bois, et pour 1/3 grâce à la substitution qui permet d'éviter les émissions en utilisant du bois à la place de matériaux très carbonés et d'énergies fossiles importées.

En moyenne, un hectare de forêt permet de séquestrer 3,5 tonnes de CO₂ par an. Ce volume séquestré est toutefois en diminution, les peuplements plus matures séquestrant moins de carbone, ou encore parce que les arbres sont directement exposés aux aléas (dépérissement, tempêtes, incendies...). Par exemple et en moyenne, un hectare qui brûle complètement relâche près de 650 tonnes de CO₂.

Le bois énergie : un complément indispensable à l'économie forestière et à une sylviculture durable

La multifonctionnalité (rôles social, environnemental et économique) est un élément majeur des forêts françaises, et la production durable de bois d'œuvre (constructions bas carbone, matériaux biosourcés...), à plus forte valeur ajoutée et essentielle à la bioéconomie, est le fil conducteur, l'objectif prioritaire, de la gestion forestière française. Aujourd'hui, les prélèvements de bois en forêt sont inférieurs à l'accroissement naturel des forêts. Ainsi l'équivalent de 64 % de l'accroissement naturel en volume des forêts est récolté tous usages du bois confondus (bois d'œuvre, bois d'industrie, bois énergie).

Tout au long de la vie d'une forêt, pour produire des bois d'œuvre, des opérations de sylviculture sont nécessaires : des éclaircies pour « desserrer les arbres », des ouvertures de cloisonnement pour permettre le passage d'engins de récolte, d'éventuelles coupes sanitaires pour éviter la propagation de maladies ou ravageurs, etc. Ces opérations sont coûteuses et peuvent être en partie financées grâce aux revenus complémentaires issus de la vente du bois énergie. La production d'énergie intervient en bout de chaîne, permettant la valorisation des bois qui n'ont pas d'autres débouchés économiques. Soucieux de produire de façon exemplaire, les acteurs de la filière veillent notamment à respecter les préconisations des deux guides nationaux sur la protection des sols (Prosol et Praticols) et celles du guide des bonnes pratiques publié par l'ADEME pour la récolte durable de bois énergie.



Plaquettes bois.

©CIBE

Le bois énergie, première énergie renouvelable de France

Le bois énergie représente à lui seul 36 % de la production d'énergies renouvelables et 66 % de la chaleur renouvelable. Il est la source d'énergie renouvelable la plus utilisée aujourd'hui par les particuliers : près du quart des ménages occupant 7 millions de logements sont équipés d'un appareil de chauffage au bois (bûches ou granulés). Le bois énergie représente également près du quart des énergies distribuées par les réseaux de chaleur qui permettent de garantir dans la durée une facture énergétique maîtrisée à ses usagers. Il joue également un rôle majeur dans la décarbonation de la chaleur qui repose encore à plus de 75 % sur des ressources fossiles alors que la chaleur représente 45 % de notre consommation finale d'énergie. Il est nécessaire d'accélérer le rythme de développement de cette filière pour conforter notre indépendance énergétique et viser la neutralité carbone.

Développer le bois énergie, c'est aussi participer à la création de milliers d'emplois pérennes en particulier en zones rurales. À ce jour, la filière bois énergie compte plus de 50 000 emplois directs et indirects, des milliers de TPE et crée une valeur annuelle de 1,3 milliard d'euros dans nos territoires. En suivant la trajectoire des Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), la filière bois énergie compterait plus de 70 000 emplois directs et indirects en 2028.

Un nouveau cadre réglementaire européen sur la durabilité en cours de déploiement

Depuis 2021, la directive sur les énergies renouvelables, dite RED II exige que les installations de puissance supérieure à 20 MW (puissance bois PCI) respectent des critères de durabilité et de réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES) par rapport à une référence gaz fossile, afin que le bois énergie puisse bénéficier d'aides publiques et être comptabilisé dans les objectifs de production d'énergies renouvelables nationaux et européens. Les opérateurs économiques doivent prouver le respect des critères de durabilité par des contrôles indépendants, sur l'ensemble des points suivants :

- La légalité des opérations de récolte
- La régénération de la forêt dans les zones de récolte
- La régulation pour les zones protégées
- La préservation de la biodiversité
- La préservation de la qualité des sols
- Le maintien de la capacité de production à long terme de la forêt
- L'utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie, concernant les émissions et les absorptions de CO₂

Organisés en consortium, les acteurs de la filière forêt bois (CIBE, CNPF, COPACEL, EFF, FEDENE, FNB, FNCOFOR, FNEDT, FRANSYLVA, ONF, ONFE, UCFF et SER) se sont mobilisés pour mettre en œuvre la transposition de la directive RED II.

Les exigences de la directive reposent sur une analyse de risques de la zone d'approvisionnement. Celle-ci a été rédigée au niveau national avec le soutien du ministère de l'Agriculture en charge de la forêt et l'ADEME, et avec la contribution du ministère de la Transition énergétique, coordonnée par le consortium. Cette analyse décrit notamment la réglementation, les pratiques et les contrôles en France métropolitaine et outre-mer en matière de gestion durable des forêts, en précisant l'ensemble des dispositifs qui permettent de limiter le risque de biomasse non conforme aux exigences de la directive. En consultation publique, elle sera publiée en janvier 2023. Les opérateurs de la filière pourront ainsi justifier de la durabilité de la biomasse forestière en se basant sur cette analyse.

Au niveau des exigences de réduction des GES, les opérateurs doivent prouver que la chaleur ou l'électricité produites à partir de biomasse permettent une forte réduction (de 70 % ou 80 % selon la date de mise en service de l'installation), avec une méthode en analyse de cycle de vie. Le résultat est comparé à une valeur de référence fixée par la directive RED II. Les opérateurs concernés seront également soumis à des obligations de contrôle et de transparence. Pendant la phase transitoire (du 1^{er} juillet 2022 au 1^{er} juillet 2023), les opérateurs pourront utiliser les modèles d'attestation et de déclaration mis en place par le consortium. Après cette période transitoire, des certifications seront exigées. La France n'a pas fait le choix de retenir un schéma de certification national. Le consortium a donc pris l'initiative de réaliser une analyse comparative des schémas volontaires existants au niveau européen portant sur la biomasse forestière (SURE, SBP, PEFC) afin de pouvoir proposer aux opérateurs le/les schémas de certification les plus adaptés au contexte national.

Les débats autour de RED III

La révision de la directive sur les énergies renouvelables dite RED III, intégrée au paquet « Fit for 55 » est en cours de discussion en trilogue pour une mise en application en 2026. La filière forêt bois française s'est exprimée en opposition au vote du Parlement européen en septembre 2022 qui exclut la biomasse issue directement de forêt en tant qu'énergie renouvelable. Cette disposition loin des réalités terrain risque au contraire de nuire à la résilience de nos forêts comme à la décarbonation progressive de nos sociétés. Le gouvernement français devrait soutenir le bois énergie, première énergie renouvelable de France, indispensable à la gestion durable de nos forêts et à la décarbonation de notre économie, dans un contexte de crise énergétique et de dérèglement climatique.

Un article signé CIBE, CNPF, EFF, FEDENE, FNB, FNCOFOR, FNEDT, FRANSYLVA, ONFE, SER, UCFF

AVEC L'ONF, DEMAIN PREND RACINE AUJOURD'HUI.

Nos forêts sont le fruit du travail de plusieurs générations de forestiers. Gérer une forêt, c'est intervenir tout au long de la vie des arbres et assurer leur renouvellement. C'est aussi préserver l'environnement et offrir un lieu de nature aux citoyens.

0 - 10 ans*
LE SEMIS : Protéger les jeunes pousses (et les aider à grandir).

10 - 35 ans*
LES ARBRES ONT GRANDI : Favoriser la croissance des arbres en retirant les plus faibles pour laisser s'épanouir les arbres restants.

35 - 180 ans*
LA MATURITÉ : Poursuivre le travail de sélection au profit des plus beaux arbres, qui seront les parents de la prochaine génération de forêt.

180 ans et plus*
LE RENOUVELLEMENT : Les jeunes semis issus des arbres plus anciens vont grandir rapidement. Un nouveau cycle de la forêt commence.

*chiffres moyens qui peuvent différer selon les forêts.

© DCOM ONF



La valorisation d'énergies fatales et renouvelables basse température

De nombreux projets pourraient valoriser des énergies renouvelables et énergies fatales basse température. Le gisement est énorme, la technologie existe, mais les projets n'aboutissent pas toujours. Pourquoi, comment, et à quelles conditions pourrait-on faciliter l'émergence de ces projets ?

Les réseaux de chaleur existants ou en conception sont majoritairement de deux types : ceux qui s'appuient sur un vecteur énergétique chauffé à 80 °C, qui ne permettent que très difficilement de mobiliser les ressources d'énergies renouvelables ou d'énergies fatales basse température ; ceux qui fonctionnent sur boucle tempérée (15°C) mobilisant des ressources type géothermie/thalassothermie (réseau 5^e génération). Mais la conception de ces réseaux empêche généralement l'utilisation d'autres sources d'énergie fatale en période hivernale car le réseau n'est pas conçu pour s'adapter à des variations de température sur la partie tempérée.

En complément de ces configurations classiques, des projets à températures intermédiaires fonctionnant sur des niveaux de température entre 45 et 80 °C se développent en France et à l'international. Ceux-ci permettent d'intéressantes alternatives énergétiques. De nombreuses configurations techniques privilégiant une forte adaptabilité peuvent être imaginées pour ces nouveaux réseaux, permettant *in fine* de mieux mobiliser des ressources d'énergies renouvelables et fatales insuffisamment mobilisées jusqu'ici. Ces réseaux s'appuient sur une régulation plus fine des niveaux de température complétés par du stockage pour s'adapter au mieux aux besoins et aux ressources. Des inconvénients subsistent, la diminution des températures des réseaux pose le sujet de l'eau chaude sanitaire et des bâtiments aux besoins spécifiques (piscines, hôpitaux, bâtiments non rénovés...). Il faut donc en parallèle réfléchir à des sources de chaleur complémentaires pour satisfaire ces besoins.

L'impact des constructions neuves et des rénovations

Les rénovations thermiques permettent de diminuer les niveaux de température nécessaires pour le chauffage (35 à 45 °C). Au-delà de la diminution des besoins, les impacts des rénovations et diminutions des températures sont multiples :

- Permettre d'utiliser des énergies basse température au sein de ces bâtiments, en direct ou via des pompes à chaleur décentralisées ;
- Permettre d'améliorer le fonctionnement global des réseaux en limitant les pertes thermiques ;
- Limiter les appels de puissance sur le réseau via une bonne régulation et une gestion intelligente du stockage.

La rénovation de l'existant et le déploiement de ces réseaux basse température sont donc indissociables et sont une formidable opportunité de développer l'utilisation de chaleur renouvelable et atteindre les objectifs de la France en termes de déploiement EnR&R.

Les énergies renouvelables

Généralement, les énergies renouvelables sont bien mobilisées dans les réseaux de chaleur puisqu'envisagées dès la genèse du projet. Les régimes de température du réseau sont donc souvent pensés en adéquation avec les ressources disponibles localement. Vu la durée des contrats, généralement de l'ordre de 20-25 ans, il est cependant nécessaire de rendre les réseaux de chaleur, et en particulier la distribution, plus évolutifs. Les diminutions des températures prévisibles sur le ré-

seau permettent de mobiliser progressivement des ressources comme le solaire thermique pour le chauffage. À Belgrade en Serbie par exemple, dans le cadre du projet RELaTED, un réseau de chaleur à 55 °C permet de valoriser la chaleur issue d'une centrale solaire thermique.

Chaleur fatale industrielle

Lors des études de potentiel de récupération de chaleur fatale, il est toujours plus évident de s'attaquer aux process avec les niveaux de chaleur les plus élevés. En pratique, ces potentiels sont souvent bien identifiés et généralement mobilisés pour des usages internes (chauffage des locaux...). Il est plus complexe d'identifier les sources de chaleur basse température puisqu'elles ne représentent pas une perte évidente du point de vue de l'entreprise : eaux de nettoyage, produits industriels faisant l'objet d'un refroidissement <40°C...

Par ailleurs, mobiliser ces ressources nécessite souvent de coûteuses modifications alors que le prix de vente de cette chaleur basse température est difficile à évaluer. La rentabilité pour l'industriel ou le gestionnaire n'est donc pas évidente alors qu'elle permet la maîtrise du coût de l'énergie finale consommée par tous les abonnés en bout de chaîne.

Il faut donc identifier l'ensemble des externalités positives pour l'industriel et prévoir un engagement contractuel adéquat pour permettre la réinjection sur des réseaux de chaleur. À titre d'exemple, sur les usines de raffinage, l'énergie fatale haute température est généralement bien mobilisée dans le process interne. La chaleur haute température exportable sur un réseau est donc limitée. Le sujet de la chaleur plus basse température n'est pas toujours identifié et nécessite des analyses internes complexes.

Compte tenu de la complexité des sites, l'énergie fatale disponible est souvent diffuse sur le site, et leur récupération nécessite des modifications plus complexes, parce qu'elles impactent plus largement le site. Ces travaux sont souvent tributaires des plannings d'arrêts de maintenance quinquennale voir septennale, ce qui complique la planification des projets.

Chaleur fatale urbaine

Dans de nombreuses études, la récupération de la chaleur fatale sur les stations d'épuration et réseaux d'assainissement est identifiée comme un potentiel viable. Cependant, le nombre d'installations réalisées reste assez limité. En effet, le point bloquant n'est pas nécessairement le potentiel de la ressource, mais la capacité à mobiliser des énergies dont les sources peuvent être positionnées sur le territoire d'une collectivité différente de celle où se trouve le réseau. Se posent alors des questions de la gouvernance, qui sont des freins importants à la mise en œuvre de ces mutualisations.

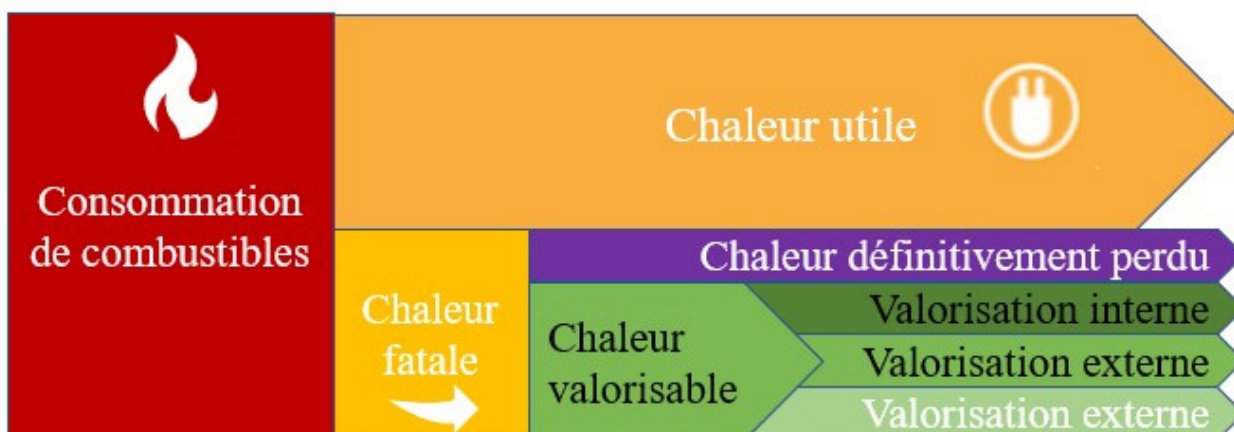
Un des nombreux retours d'expérience d'Egis Conseil en Île-de-France datant de ces dernières années concerne la réflexion autour de la récupération de chaleur sur l'incinération des boues de STEP. Dans le cadre de cette étude, menée par un délégataire, les freins sur ce projet ont été doubles :

L'exploitant technique de la station d'épuration ne souhaitait pas modifier son process ; le bailleur social public qui construisait plusieurs résidences à proximité du site, potentiellement un important consommateur d'énergie fatale, n'a pas souhaité s'engager à consommer la chaleur produite car il prévoyait déjà une chaufferie gaz.

La majorité des points de blocage pour l'utilisation des énergies fatales est d'ordre contractuel. Des systèmes techniques existent et les industriels sont compétents pour proposer des projets performants.

De l'importance de la planification énergétique en amont

Quand les études sont effectuées en parallèle de la contractualisation pour la création/extension d'un réseau, les points de blocage sont le plus souvent liés à des problématiques de planning entre la mobilisation des ressources et le déploiement des réseaux. En effet, bien souvent, le concessionnaire (cas d'une DSP) préfère avoir recours à la biomasse voire de la géothermie, plus simple et maîtrisée en termes de mise en œuvre, de risques et de contractualisation, celle-ci étant liée à la pérennité de la ressource donc supérieure à la durée de vie de l'installation. Dans le cas d'un réseau haute température, il est donc indispensable d'avoir une réelle anticipation de la part de la collectivité pour permettre une contractualisation amont et non d'en laisser la seule charge aux concessionnaires. Pour un réseau basse température, il est plus aisé de prévoir l'intégration d'ENR complémentaire au cours de la



Stratégies de valorisation de la chaleur fatale.

vie du réseau puisque les régimes de température de ce même réseau peuvent être amenés à évoluer. Il ne faut alors pas considérer le réseau comme un outil figé, mais bien comme un vecteur d'évolution de l'approvisionnement énergétique local. Concernant la régulation, les priorités de recours aux ressources doivent donc évoluer, toujours dans l'objectif de favoriser le recours d'énergie de récupération. Ce en respectant les conditions d'amortissement des autres installations EnR.

La question de la gouvernance

Les projets de réseaux de chaleur sont par essence des projets de territoire. C'est pourquoi certains projets développés autour d'opérations de rénovation de grande ampleur, comme celles portées par le NPNRU, voient émerger des projets portés conjointement par la Ville et les bailleurs. La récupération de compétence par la Ville permet de produire des projets plus proches des citoyens et s'appuie sur le dynamisme des élus qui se saisissent du sujet. Selon notre retour d'expérience Egis Conseil, ce portage a pourtant l'inconvénient de complexifier des projets de territoires qui pourraient dépasser les limites administratives de la Ville. En complément, nous avons constaté que la création d'une société de projet ou tout autre structure de portage adaptée permet d'intégrer les industriels locaux concernés dans la démarche, tout en leur garantissant un positionnement clef dans les négociations ultérieures sur les modalités d'utilisation de la ressource. On peut citer par exemple la difficulté de proposer la mise en place PAC sur eaux usées sur une STEP quand la compétence pour la gestion de l'eau est intercommunale alors que le projet de réseau est localisé sur une ville adjacente.

Les leviers de réussite d'un projet

En résumé, la majorité des points de blocage pour l'utilisation des énergies fatales est d'ordre contractuel. De nombreux systèmes techniques existent et les industriels sont parfaitement compétents pour proposer des projets performants.

Suite à ces constats, les leviers sont notamment les suivants :

- Communiquer en amont des projets (donner du sens aux synergies territoriales/animer les filières locales de l'énergie,
- Mener une réflexion amont sur la gouvernance des projets, notamment sur le rôle de la collectivité au regard de l'ensemble des potentiels locaux,
- Créer une structure de portage adaptée, intégrant les industriels locaux concernés,
- Penser l'évolutivité des réseaux, en particulier sur la distribution hydraulique. Ils ne peuvent plus être figés pour 30 ans.

Enfin, ces dernières années, le prix bas de l'énergie fut un frein important pour l'aboutissement de certains projets de récupération d'énergie fatale. Cependant, les évolutions contextuelles devraient permettre de favoriser ce type de projet en justifiant des durées d'engagement plus courtes.

Un article signé Florence Caruel, EGIS CONSEIL
TRANSITIONS ENERGIE&DATA





Inauguration d'une chaufferie bois à Hambye - SDEM50

La chaufferie bois, une solution écologique développée par le SDEM50 dans la Manche

Depuis quelques années, nous assistons à un ralentissement du nombre de projets de chaufferies bois en milieu rural. Un phénomène dû au prix inférieur des énergies fossiles, mais également aux compétences techniques, économiques et juridiques requises pour la mise en œuvre de ces équipements. Elles représentent pourtant un réel intérêt en faveur de la réduction des GES.

Les chaufferies bois, de petite puissance en milieu rural, pourraient représenter une opportunité pour atteindre les objectifs collectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, mais également de maintien, voire de reconquête du tissu bocager normand en valorisant la haie et les produits de sa gestion durable. Et si nous y ajoutons le contexte énergétique actuel, alors l'intérêt n'est plus à démontrer !

Un syndicat engagé en faveur du développement de son territoire

Le département de la Manche est un territoire propice au développement de chaufferies biomasse, du fait de sa physionomie rurale et de la présence de nombreuses haies bocagères. Fort de ce constat et de sa proximité avec les collectivités manchoises, le SDEM50 (Syndicat départemental d'énergie de la Manche) décide début 2018 de se positionner en tant que porteur de projet avec la volonté d'agir pour favoriser le développement des chaufferies bois sur le département. Ainsi, le syndicat décide d'intégrer dans ses statuts une nouvelle compétence de production et de distribution publique de chaleur. Cette nouvelle mission s'inscrit pleinement dans les démarches que le syndicat accomplit au quotidien auprès de ses communes adhérentes en les conseillant pour réaliser des économies d'énergie et en leur apportant une assistance technique en amont des travaux.

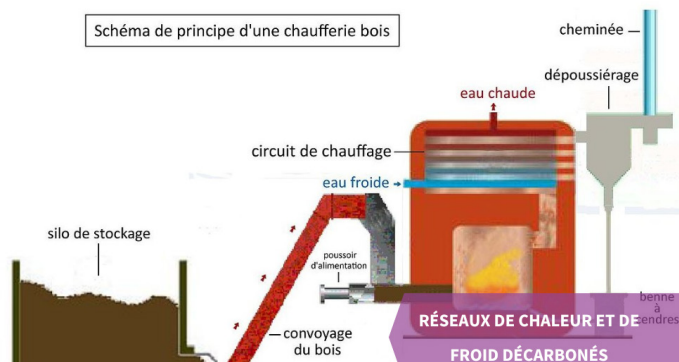
Le rôle du SDEM50

Rapidement le syndicat décide de proposer une solution « clef en main » qui consiste à assurer les missions suivantes :

- Les études d'opportunité qui sont réalisées en interne au sein du pôle Énergies ;
- La rédaction des dossiers de demandes de subventions ;
- Le financement des études de faisabilité réalisées par un prestataire retenu dans le cadre d'un accord-cadre à bons de commande ;
- La maîtrise d'ouvrage des chaufferies et réseaux de chaleur ;
- L'approvisionnement local agricole dans un rayon de 20 km en s'appuyant sur une CUMA départementale ;
- La vente d'énergie à l'euro coûtant.

En effet, du fait de sa compétence en « Conseil en énergie partagé » (CEP) et sa proximité avec les communes rurales, le SDEM50 est le partenaire désigné pour réaliser les études préalables permettant de valider la pertinence technique et financière des projets visant à recourir à ce mode de chauffage.

Cette expertise permet par exemple d'éviter un surdimensionnement des chaudières, source de certains dysfonctionnements par le passé, qui pénalisent encore aujourd'hui l'image du bois énergie. Au-delà de cet accompagnement technique, le SDEM50 apporte aussi un soutien juridique et financier puisqu'il propose de



prendre en charge la globalité des projets (études, conception, construction, exploitation) permettant d'accroître l'intérêt du bois énergie par rapport aux énergies fossiles et de favoriser le développement d'une économie locale en circuit court.

La ressource bocagère

S'il y a peu de forêts dans la Manche (26 289 ha pour une occupation de 4,4 % de la superficie du département), cette dernière est connue pour son bocage et ses haies. Celles-ci font l'objet d'un entretien et de renouvellement par recépage, produit du bois valorisable sous forme de plaquette bocagère. C'est cette forme de bois qui génère une filière en Basse-Normandie et notamment dans la Manche, où la densité des haies est la plus importante en France, avec une distance de 80 000 km de haies pour 53 000 km exploitable. La haie est une « forêt linéaire » nécessitant d'être entretenue, afin d'être potentiellement renouvelée tous les 12 à 15 ans. L'ensemble des haies du patrimoine de la Manche représente un linéaire exploitable de 3 533 km/an, soit 883 333 m³ de bois déchiqueté, et 220 833 tonnes mobilisables chaque année.

Un partenariat avec l'ADEME, la Région Normandie et le Conseil départemental de la Manche depuis 2017

Le SDEM50 et ses partenaires ont souhaité mettre en œuvre un dispositif permettant de massifier les petits projets et ainsi pouvoir bénéficier du Fonds chaleur habituellement réservé aux projets de grande taille. Cela s'est traduit par la signature d'un contrat patrimonial proposé par l'ADEME, avec des objectifs de développement de projets (soit 1 200 MWh renouvelables) sur une durée de 5 ans, associé à une aide de la Région Normandie (programme Idée Action) et à une convention avec le Conseil départemental de la Manche.

Un dispositif florissant

Le succès est très vite au rendez-vous, puisque cinq chaufferies sont mises en service sur la saison 2021. Un deuxième contrat plus ambitieux de 3 000 MWh est également signé avec l'ADEME, avec à son actif une nouvelle chaufferie mise en service en octobre 2022, une autre bientôt en travaux, conjugué à une forte demande pour des projets de plus en plus importants. Aujourd'hui, 3,7 millions d'euros ont donc été investis par le SDEM50 dans la réalisation de ces sept chaufferies bois et réseaux de chaleur, avec la même volonté d'assurer un service public du chauffage pour les collectivités adhérentes. Ces équipements permettent de valoriser annuellement 1 335 tonnes de bois déchiqueté, exclusivement issu de haies bocagères, valorisé dans le respect d'un plan de gestion durable, de façon à contribuer à la préservation du bocage. Afin de permettre au plus grand nombre de comprendre le fonctionnement d'une chaufferie bois déchiqueté avec réseau de chaleur, le SDEM50 a décidé de réaliser une vidéo explicative, en se rendant sur l'une d'entre-elles.

Un article signé SDEM50

Chaufferies bois & réseaux de chaleur
[consulter la vidéo](#)



Riche de haies bocagères, le territoire de la Manche configure idéalement le développement de chaufferies biomasse.



**AIDES, OUTILS ET FINANCEMENTS
AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT
DE LA FILIÈRE**

La réforme du classement, une nouvelle étape pour accélérer le développement des réseaux de chaleur

Si le développement des réseaux de chaleur bénéficie d'un catalyseur particulièrement puissant avec le contexte actuel des prix de l'énergie, un accompagnement par différentes mesures doit renforcer son attractivité sur le long terme.

C'est dans cette approche que la réforme sur le classement, processus rendant obligatoire le raccordement à un réseau de chaleur pour des bâtiments neufs ou faisant l'objet d'une réhabilitation importante (renouvellement du mode de chauffage et/ou d'une rénovation énergétique lourde), a été menée. Les importantes simplifications apportées par cette récente réforme, systématisant la mise en place du classement des réseaux de chaleur dans toutes les collectivités, conduisent à une affirmation du réseau de chaleur comme outil local de transition énergétique de manière particulièrement efficace.

Le classement, une réelle opportunité !

Depuis la mise en place de la procédure de classement en 1980, tellement lourde qu'elle a seulement abouti au classement de deux réseaux (dont un qui l'a abandonnée quelques années plus tard...), du chemin a été fait ! D'abord, avec sa facilitation de déploiement en 2010 avec la loi Grenelle II – la décision portée par la collectivité et non plus par la préfecture a entraîné le classement d'une vingtaine de réseaux – ensuite, avec la réforme opérée par la loi Énergie-Climat de 2019 pour rendre le classement automatique, et les précisions apportées par son décret d'application.

La loi Énergie-Climat rend le classement des réseaux publics de chaleur et de froid systématique depuis le 1^{er} janvier 2022 dès lors qu'ils satisfont à trois conditions clés :

- Le réseau est alimenté par au moins 50 % d'énergies renouvelables ou de récupération sur une période de référence (la période à retenir pour l'appréciation de ce seuil est définie par un arrêté) ;
- Un comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison est assuré ;
- L'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations est assuré.

Avec cette systématisation du classement, plus de 75 % des réseaux sont concernés, soit 663 sur les 870 recensés par l'enquête de branche. La liste des réseaux concernés est publiée par arrêté, le dernier étant paru fin décembre 2022. Il est toutefois à noter que les réseaux classés avant le 1^{er} janvier 2022 continuent à bénéficier de leur classement pendant la durée de validité de la décision, prononcée par l'organe délibérant de la collectivité. Toutefois, il est recommandé d'apposer une réflexion sur la révision du classement dès à présent. La FNCCR a participé aux groupes de concertation pour l'élaboration de ce décret, suivis d'une consultation puis de contributions et travaux qui ont permis d'enrichir l'approche.

Un outil local... qui doit être pensé localement !

Si le texte encadrant le classement est national, il existe un certain nombre d'espaces de « respiration locale », en particulier le

seuil minimal à partir duquel s'applique le classement. Faut-il relever le seuil des 30 kW en tant que collectivité, seuil minimal prévu par la loi mais qui peut être réévalué ?

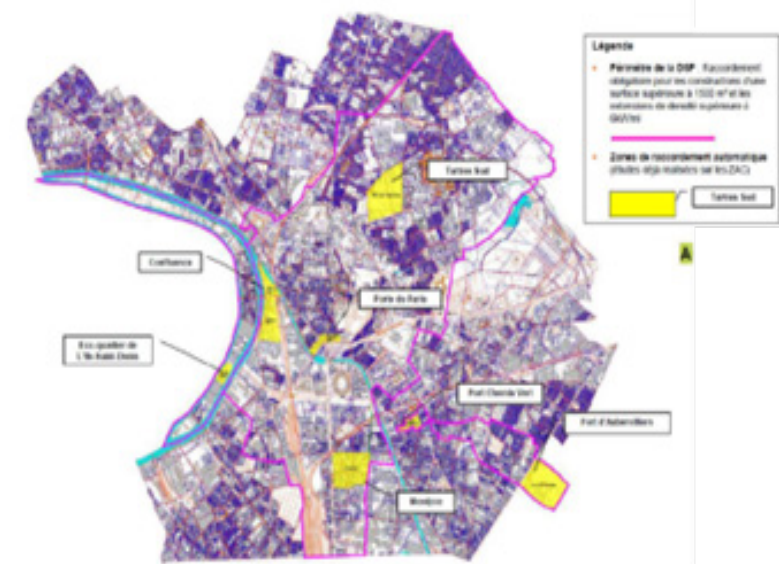
Tout dépend du contexte dans lequel on se place : dans le cas d'un réseau urbain, ce seuil apparaît comme extrêmement faible (on tend vers du pavillonnaire). Nous nous situons généralement dans des concessions classiques à un seuil minimal de 100 kW pour assurer une bonne rentabilité de l'opération de raccordement. Aussi, une obligation de raccordement à 30 kW risque d'entraîner, si des dispositions différentes sont indiquées dans le contrat de DSP, un reste à charge pour la collectivité, le délégataire refusant de prendre en charge des extensions sur de faibles puissances. C'est donc un point d'attention majeur ! Dans le rural en revanche, la problématique est différente : ce seuil, bas de 30 kW, permet de capter une partie de petits consommateurs, notamment privés, qui permettent d'asseoir un meilleur développement économique du réseau de chaleur, allant au-delà du périmètre classique des bâtiments communaux et de l'EHPAD par exemple. Mais en pratique, un seuil plus bas serait nécessaire, de manière à aller toucher du pavillonnaire plus présent dans ces territoires. Parmi les points d'attention, notons également la durée, qui est laissée libre à la collectivité. Il est toutefois conseillé de l'aligner à minima sur la durée de la concession lorsque ce mode de contrat est choisi, voire d'aller au-delà, de manière à en faire un instrument politique efficace de la planification pour la collectivité. Une autre option consiste à faire le classement sur une durée plus courte, par exemple 10 ans, avec réévaluation régulière, qui pourrait être corrélée à la durée d'une opération d'aménagement. En revanche, la délibération fixant le périmètre de développement prioritaire est révisée lors de la réalisation ou de la révision du schéma directeur dudit réseau prévu à l'article L2224-38 du code général des collectivités territoriales, ou au plus tard tous les dix ans.

Le périmètre de développement prioritaire, un élément clé à définir avec attention...

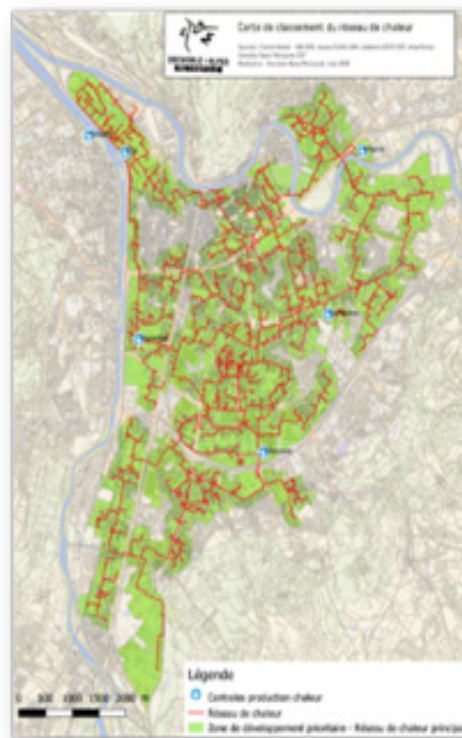
Dernier point et non des moindres : le périmètre de développement prioritaire (PDP), zone dans laquelle le raccordement sera obligatoire pour le neuf et les bâtiments rénovés. Quel périmètre choisir ? Là encore, les approches sont à adapter localement. On peut choisir de classer l'ensemble du territoire couvert par la concession, par exemple, l'ensemble d'une commune ou d'une collectivité (un choix d'autant plus judicieux dans le cas d'un réseau compétitif que l'on souhaite renforcer), ou encore opter pour certaines zones, comme les ZAC à venir. En la matière, la créativité locale, couplée aux réalités du territoire, est clé ! On peut en effet sélectionner une zone « en taches de léopard », continue, définie par rapport à une distance du feeder principal... : tout ce qui concourt à définir au mieux la zone par rapport aux attendus est bienvenu ! Citons notamment deux approches différentes, l'une par un syndicat urbain en Île-de-France, le SMIREC, et l'autre par une métropole, Bordeaux (*schéma ci-dessous*).

L'analyse doit bien se faire au cas par cas, et ainsi tenir compte d'un faisceau d'indicateurs pour déterminer le zonage adéquat, qui peuvent notamment être :

- Contexte existence de dispositions incitatives pour certains quartiers ou pour les bâtiments situés à proximité du réseau
- Compétitivité du tarif
- Lisibilité des conditions de raccordement
- Dynamique de développement du réseau
- Taux de couverture du réseau, à 50 % tout juste ou avec plus de marge (important selon la dynamique d'extension et de raccordements envisagés...)
- Densité thermique
- Zones rurale/urbaine



Exemple de la PDP du SMIREC, où les zones de raccordement systématique sont ciblées sur les ZAC, pour le reste une distance de 1 500 m au réseau avec un critère de densité (6kW/ml) a été défini



Exemple de la PDP de la métropole de Grenoble : la quasi-totalité de la ville est concernée, hormis le centre ancien et quelques quartiers plus éloignés du réseau

Au Danemark, les collectivités locales utilisent les réseaux de chaleur comme outil de planification depuis les années 1980, rendant le raccordement obligatoire dans les quartiers où elles estiment que cette solution est la plus vertueuse sur les plans socioéconomique et environnemental.

La procédure de classement présentée par le décret ne fixe pas d'échéance. A minima, il paraît cohérent de mener une procédure d'évaluation de ce classement, pouvant notamment conduire à une évolution du périmètre de la PDP, à chaque mise à jour du schéma directeur, soit au moins une fois tous les dix ans d'après l'article L2224-38 du CGCT.

Que se passe-t-il en l'absence de délibération ? Pour les réseaux publics, lorsque la collectivité ne s'est pas prononcée sur le périmètre au terme d'un délai de six mois suivant la transmission du dossier complet par l'exploitant ou suivant la publication de l'arrêté prévu définissant le taux EnR de chaque réseau pour la RE2020, la zone de développement prioritaire correspond au périmètre du contrat de concession lorsque ce mode de gestion est choisi ou, à défaut, le territoire de la ou des communes desservies par le réseau. Il est donc essentiel d'y travailler en amont pour garder la main sur cet élément central ! Mais si le classement est un processus systématisé par la loi, cela ne veut pas dire qu'il doit se faire sans concertation locale : celle-ci est obligatoire dans le cadre de la commission consultative des services publics locaux dont l'avis doit être recueilli préalablement à la délibération sur le périmètre prévu par l'article L712-2. On conseillera en outre de consulter la CCSPL sur le périmètre de classement, point assez central dans les sujets de préoccupation de cette commission. L'interaction, en termes de consultation, peut être renforcée avec le comité d'usager^[1], en complément de la consultation obligatoire de la CCSPL, qui permet d'élargir le cercle des concernés.

Une fois que tout est mis en place d'un point de vue réglementaire et dans le choix du bon périmètre de développement avec la concertation adaptée, qui pourra faire l'objet d'une réévaluation régulière, le vrai travail de terrain commence. Identification des bâtiments qui changent leur chaufferie par un travail concerté avec les CEP, économes de flux ACTEE ou conseillers France Rénov' ; formation des services instructeurs des permis de construire ; lien avec les services urbanismes et patrimoine pour les nouvelles ZAC ou aménagement de bâtiments de la collectivité ; pédagogie auprès des bailleurs, bureaux d'étude et architectes... Cette charge n'est pas à sous-estimer, en particulier la première année, et peut être très chronophage sans réflexion préalable quant aux bonnes méthodes. Plus que jamais, c'est l'énergie humaine, la plus durable, qui fera la différence !

Un article signé Guillaume Perrin, FNCCR

^[1] Consulter l'ouvrage en libre accès à ce propos :
Nouveau guide FNCCR – FNCCR



Les réseaux de chaleur comme outil de planification : l'exemple danois.



Quelles aides financières pour accélérer le raccordement des bâtiments ?

Les réseaux de chaleur et de froid constituent des sources d'énergies locales et décarbonées encore sous-exploitées. À l'approche de l'hiver, et dans un contexte de crise énergétique, il est nécessaire d'accélérer leur développement en France, notamment par le biais de financements.

Pour permettre à de nombreux bâtiments de se raccorder dans les prochaines semaines et les prochains mois, l'État a mis en œuvre des aides financières. Comme mentionné par le rapport de la Cour des comptes, « le chauffage urbain (ou réseau de chaleur) est une contribution efficace à la transition énergétique qui reste insuffisamment exploitée ». Renouvelable et locale, cette énergie constitue une alternative efficace à l'électricité et au gaz, très soumis à la variation des prix. « *Il faut faire de la pédagogie sur la place de la chaleur en France. La chaleur et le froid par les réseaux doivent devenir la nouvelle référence pour les villes* », précise Yann Rolland, président du Syndicat national du chauffage urbain (SNCU).

Pour accélérer cette dynamique, le gouvernement se mobilise pour inciter les entreprises à exploiter le potentiel des réseaux de chaleur et de froid grâce à la mise en place d'aides financières.

Quels financements pour massifier le raccordement des bâtiments ?

Plusieurs aides financières peuvent être mentionnées, notamment pour les entreprises, les collectivités ou les copropriétés qui souhaiteraient bénéficier d'un réseau de chaleur ou de froid passant dans leur rue. Le dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE) permet, par exemple, de financer le raccordement des bâtiments résidentiels et tertiaires à des réseaux de chaleur. Différentes bonifications CEE, dites « Coup de pouce » (Chauffage

des bâtiments résidentiels collectifs et tertiaires, Rénovation performante...), permettent aussi d'augmenter le montant des primes CEE. Dans certains cas, les CEE peuvent prendre en charge 100 % du montant du projet. En parallèle, l'ADEME se mobilise pour accélérer le déploiement de la chaleur renouvelable. Ainsi, à travers le Fonds chaleur, des financements peuvent couvrir jusqu'à 60 % du coût de raccordement à un réseau de chaleur ou de froid.

Pour démocratiser le recours à cette nouvelle solution, des financements sont aussi fléchés vers les collectivités et les entreprises privées pour accompagner les créations et les extensions de réseaux. Nous pouvons par exemple citer l'appel à projets « Une ville, un réseau », lancé par l'ADEME, à destination de toutes les villes ou EPCI de moins de 50 000 habitants.

L'objectif ? Financer, jusqu'à 90 %, les études préalables à la création ou à l'extension de réseaux de chaleur ou de froid. Malgré le succès de ces aides, elles sont toujours jugées insuffisantes par la filière. « *520 millions d'euros sont prévus – dans le cadre du Fonds chaleur – alors qu'il faudrait porter ce fonds à 1 milliard par an d'ici à 2024 pour être au rendez-vous des objectifs* », souligne Pierre de Montlivault, président de la FEDENE. À noter : les aides de l'ADEME et les CEE se cumulent dans certains cas, notamment pour le raccordement de bâtiments à des réseaux de chaleur urbains.

Une association d'acteurs pour mobiliser ces financements

Les entreprises, les collectivités ou encore les bailleurs sociaux peuvent utiliser ces aides financières pour réduire le coût du raccordement à un réseau de chaleur. À Paris, la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU) accompagne les acteurs franciliens qui le souhaitent à bénéficier des aides disponibles, notamment des CEE.

« Depuis 95 ans, la CPCU produit et distribue de la chaleur pour le chauffage et l'eau chaude d'habitations, de bureaux et d'établissements de la métropole parisienne. Acteur privilégié du Plan Climat de la Ville de Paris, elle contribue aux objectifs de transition énergétique et d'aménagement durable du territoire francilien. » Grâce au partenariat entre la CPCU et CertiNergy & Solutions, expert historique du dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE), un grand monument parisien va pouvoir bénéficier d'une prime de 388 000 euros pour se raccorder au réseau de chaleur de la capitale. Il va ainsi pouvoir profiter d'une source de chaleur locale et diminuer son empreinte environnementale grâce à la suppression de son ancienne chaudière à gaz. « Par ailleurs, avec la Ville de Paris, nous avons mis en place depuis juillet 2022 un barème de raccordement plus attractif pour faciliter l'accès au réseau de chaleur », conclut Nicolas Bessagnet, directeur commercial de la CPCU.

Un article signé Dorine Budant et Chloé Noual
CERTINERGY





© <https://fr.depositphotos.com>

Le bon prix et la bonne tarification par rapport à la situation locale

Développer les réseaux de chaleur est désormais une évidence portée par la crise énergétique que nous traversons. La demande très forte de raccordement en est l'une des résultantes les plus concrètes. Lors de ces demandes, se pose très vite la question du coût, et du tarif en particulier. Décryptage.

Que comprend-t-il ? Quelles évolutions possibles dans le temps ? Quels paramètres d'indexation ? Des interrogations auxquelles doivent fréquemment faire face les gestionnaires de réseaux, publics ou privés, les réponses conditionnant souvent la réalisation du raccordement. Et cette question, pourtant essentielle, est plus complexe qu'il n'y paraît. Il existe en effet de nombreux types de tarification, orientés par la négociation entre la collectivité et l'exploitant dans le cas d'une concession, liés au mode de production, à la densité énergétique, au type de bâtiment raccordé, etc.

C'est dans cette optique que le CEREMA et la FNCCR ont réalisé une vaste étude dans l'idée de mieux connaître les modes de tarification existants, qu'ils soient massivement utilisés ou en tests ponctuels, de manière à mieux faire ressortir les forces et points d'attention de chaque tarification et les pistes d'optimisation. Cette enquête ne vise pas la création d'un « tarif parfait » qui résoudrait tous les problèmes d'un coup ; la solution de tarification dépendant la plupart du temps de caractéristiques locales du réseau (logements, part de tertiaire, de bâtiments neufs, taille du réseau, source d'énergie, etc.) qu'il faut adapter au mieux. Cette enquête a été lancée dans le cadre de la mesure n°9 du GT Wargon, et a touché un nombre d'acteurs aussi diversifiés qu'il y a de situations. De par la quantité de réponses et les aspects qualitatifs qui ont été partagés, analysés au travers de l'expertise des rédacteurs, l'étude peut être considérée comme donnant une

image fidèle des attentes des usagers et de la situation des tarifs sur les réseaux de chaleur en France. Mobilisant 64 répondants et 92 réseaux de chaleur, elle rend compte de situations dans le rural comme dans l'urbain, avec une représentativité avérée par la diversité des répondants, soit l'ensemble de la chaîne des acteurs de la filière.

La liberté de choisir son tarif pour tous ?

Les réseaux de chaleur, en tant que SPIC (Service public industriel et commercial) sont soumis à l'égalité d'accès au service, notamment dans ses conditions tarifaires. Ainsi, il est à noter qu'au cas où le SPIC était amené à consentir un tarif inférieur aux tarifs de base à certains abonnés, il est tenu de faire bénéficier des mêmes réductions les usagers placés dans des conditions identiques à l'égard du service public. Le principe d'égalité qui régit le fonctionnement des services publics implique que toutes les personnes se trouvant placées dans une situation identique à l'égard du service rendu doivent être régies par les mêmes règles. Toutefois, ce principe n'interdit pas un traitement différent, à condition que la fixation de tarifs distincts – sauf conséquence d'une loi – se justifie par l'existence de différences de situation appréciables entre les usagers, ou que cette mesure soit justifiée par une nécessité d'intérêt général. Par exemple, le juge administratif a admis que le lieu de domiciliation pouvait être considéré comme une différence de situation appréciable, justifiant une différenciation tarifaire. Ainsi, dans de nombreux réseaux sont

pratiqués des tarifs différenciés selon les courbes de charge des clients, en distinguant par exemple les logements du tertiaire, les industriels, les bâtiments publics, etc. Il est alors essentiel que la grille tarifaire soit clairement déterminée dès le départ afin d'en faciliter la compréhension.

Un tarif binomial majoritaire... qui n'empêche pas quelques innovations !

Force est de constater que la tarification binomiale, comprenant un terme R1 proportionnel à la consommation et un terme R2, proportionnel aux charges fixes (abonnement), reste le modèle de référence dans les réseaux de chaleur, lequel se retrouve également dans le domaine des réseaux d'électricité, de gaz, d'eau et d'assainissement, avec des encadrements particuliers donnés par les textes (limitation de la part fixe dans le coût global du tarif par exemple).

Le lien entre le tarif et les charges

Classiquement, le R1 est proportionnel au P1, le R2 est proportionnel au P2, P3 et P4 (fixe).

Les charges sont définies ainsi :

P1 : charges d'achat de l'énergie (variables)

P1', parfois intégré dans le R1 : charges d'électricité (fixe)

P2 : petit entretien (fixe)

P3 : gros entretien, renouvellement (GER) (fixe)

P4 : amortissement des investissements (fixe)

d'amortissement cohérente, en particulier pour les nouveaux réseaux en création. La répartition entre part variable/part fixe (soit usuellement R1/R2) est à considérer sur chaque projet ; notamment selon le coût d'investissement global. De manière classique, la part du R2 est plutôt faible pour des réseaux valorisant la chaleur fatale (de type UIOM/UEV) pour lesquels le réseau est amorti, plus élevé pour la biomasse et généralement encore plus important pour la géothermie (les investissements de production étant élevés).

Loin de camper sur un modèle historique, un certain nombre de réseaux réfléchissent à des innovations et optimisations, notamment en retravaillant la répartition des composants du tarif à la suite de l'amortissement des installations, ou bien en faisant le choix d'intégrer tout ou partie de l'amortissement (P4) dans le R1, dans la logique de minorer le poids du R2. Ainsi, un participant à l'enquête indique une spécificité pour les particuliers : le R1 variable inclut le combustible et les charges d'exploitation (70 % du total) et le R2 seulement le GER et l'amortissement (30 % du total). Par ailleurs, il y a dans de nombreux réseaux une adaptation de la tarification entre le résidentiel et les autres secteurs.

Généralement, la facturation se fait chaque mois avec des formules de révision pouvant être mensuelles, trimestrielles ou annuelles pour le R1 et le R2. Dans certains cas de régie, la fixation annuelle des tarifs se fait par délibération sans variation en cours d'année. La facturation du R1 se fait avec une part théorique de chaque source d'énergie en fonction des engagements contractuels des concessionnaires. Le R2 est fonction de la puissance souscrite (par tranche). Un participant indique une péréquation sur l'ensemble de ses réseaux.

Quel tarif pour les réseaux de froid ?

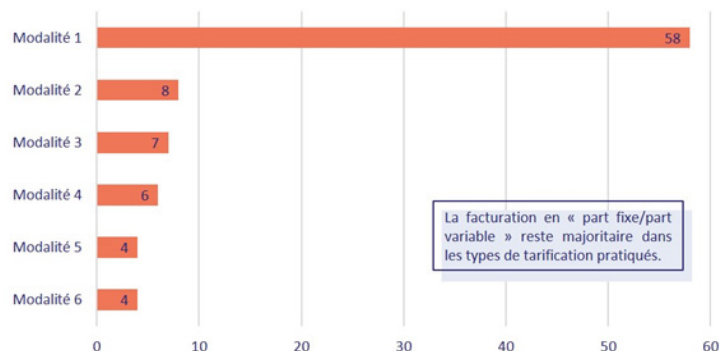
Généralement, il est mis en place une tarification adaptée pour les réseaux de froid, via notamment un R3 avec facturation des mètres cubes d'eau glacée, ce qui invite à optimiser des installations de distribution interne des abonnés et entraîne l'amélioration du bilan énergétique. Si le terme R3 n'est pas toujours sorti en tant que tel, il peut apparaître au sein d'un sous-terme dans le R1, comme dans le réseau parisien Fraîcheur de Paris, avec un R1 composé de deux termes sur la consommation en MWh et sur les m³ d'eau ; et un R2 en part fixe par kW.

Notre étude a également permis de tester l'intérêt des répondants pour un certain nombre d'évolutions proposées, faisant apparaître plusieurs classes de mesures :

- Celles qui ont bénéficié d'un accueil très positif, notamment sur le ré-équilibrage du tarif après la période d'amortissement ou la répartition différentes des charges portées par le R1/R2
- Celles paraissant les plus complexes à mettre en œuvre, en particulier le bonus/malus sur la température de retour, en particulier si cette approche doit se faire brutalement
- Celles semblant les plus aisées à mettre en œuvre : en dehors de la réduction des charges de R2 à la fin de la période d'amortissement, les modulations de puissance en fonction de la durée d'engagement.

Si la facturation annuelle du R2 en une fois a été peu plébiscitée, suscitant un intérêt intellectuel mais une difficulté de mise en place réelle, le lien entre la tarification et la température de retour a pour sa part marqué les esprits. Déjà pratiqué dans un certain nombre de réseaux (en particulier solaires, mais de plus en plus dans les réseaux de chaleur géothermique et maintenant

TYPE DE FACTURATION PRATIQUÉ PAR LES RÉPONDANTS
En nombre de citations



Modalité 1 : Part variable / part fixe (type R1/R2)

Modalité 2 : URF / UFF (unité de répartition forfaitaire de facturation liée au profil de consommation ou à l'usage des bâtiments)

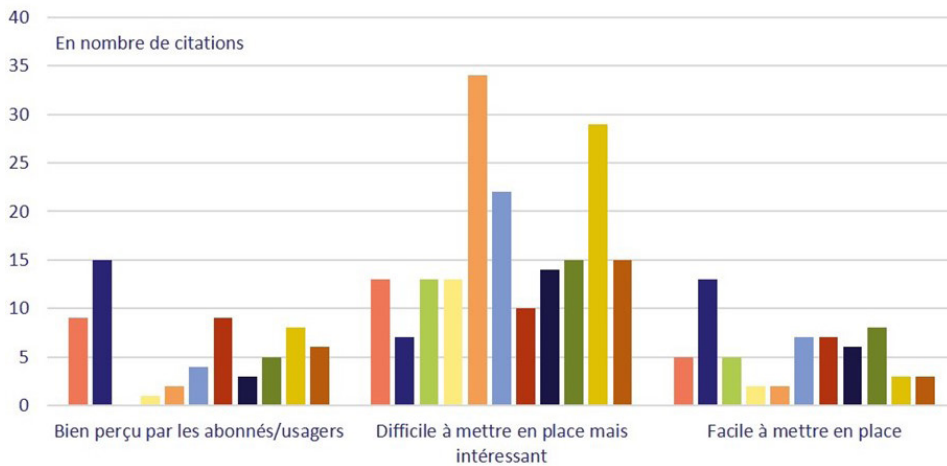
Modalité 3 : Mécanismes d'intéressement à l'optimisation des températures

Modalités 4 : Facturation au m²

Modalité 5 : Part variable uniquement (en fonction de la consommation)

Modalité 6 : Terme de type R3 spécifique à la consommation d'ECS (par exemple en m³)

Ce modèle présente l'intérêt de donner une visibilité sur les charges fixes et apporte une certaine transparence, pour autant que les indexations présentent également le même souci de transparence et conservent une bonne lisibilité, en particulier dans la compréhension que peuvent en avoir les usagers. Cette tarification présente également d'autres intérêts : une part importante de R1 permet une vision plus grande, pour les abonnés, des économies d'énergies générées par de potentiels travaux d'efficacité énergétique mais ne doit pas pénaliser une logique



Les leviers d'optimisation proposés

- Répartition différente du R1/R2
- Réduire le tarif (R2 notamment) à la fin des amortissements
- Facturation annuelle en une fois du R2
- Facturation en une fois du R2, au moment du raccordement
- Bonus/malus sur les températures de retour
- Puissance souscrite calculée sur la base de la puissance maximale appelée et de la puissance moyenne annuelle appelée
- Bonification pour les projets BBC
- Variations de durée de la police d'abonnement
- Répartition des abonnements selon la puissance appelée, corrigée par la taille et le facteur d'intermittence
- Valoriser économiquement les bonnes pratiques
- Péréquation

biomasse avec la généralisation des chaudières à condensation nécessitant un contrôle du Delta T chaufferie optimal), il tend en effet à se développer. L'acceptation d'une telle mesure est sans doute plus difficile pour les abonnés des réseaux existants, mais plus aisée pour les nouveaux réseaux. La mise en avant d'une expérimentation est à souligner, avec un déploiement progressif de cette mesure sur trois ans :

- La première année, un message aux abonnés en leur indiquant les écarts constatés, et l'impact potentiel sur leur tarif
- La deuxième année, la mise en place d'un bridage
- La troisième année, l'application des conditions de facturation contractuelles avec pénalités associées

Europe - Focus sur les pays nordiques

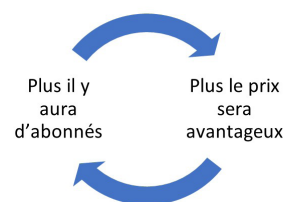
Au Danemark, il est intéressant de noter que si les coûts à inclure dans la tarification des réseaux de chaleur sont fortement régulés, il n'existe en revanche aucune règle spécifique concernant la structure tarifaire en elle-même. On peut retenir le principe de « coût réel » et de non-lucrativité :

- Seuls les coûts nécessaires sont couverts par les consommateurs
- Mais TOUS les coûts nécessaires sont couverts par les consommateurs
- Les coûts nécessaires signifient les coûts les plus bas possibles : si une énergie moins chère est disponible, les consommateurs n'ont pas à payer plus cher
- Tout surplus éventuel revient aux consommateurs

Ensuite, sur la structure tarifaire – généralement composée d'une part fixe en France (abonnement correspondant à la puissance souscrite + coûts de fonctionnement du réseau (amortissement

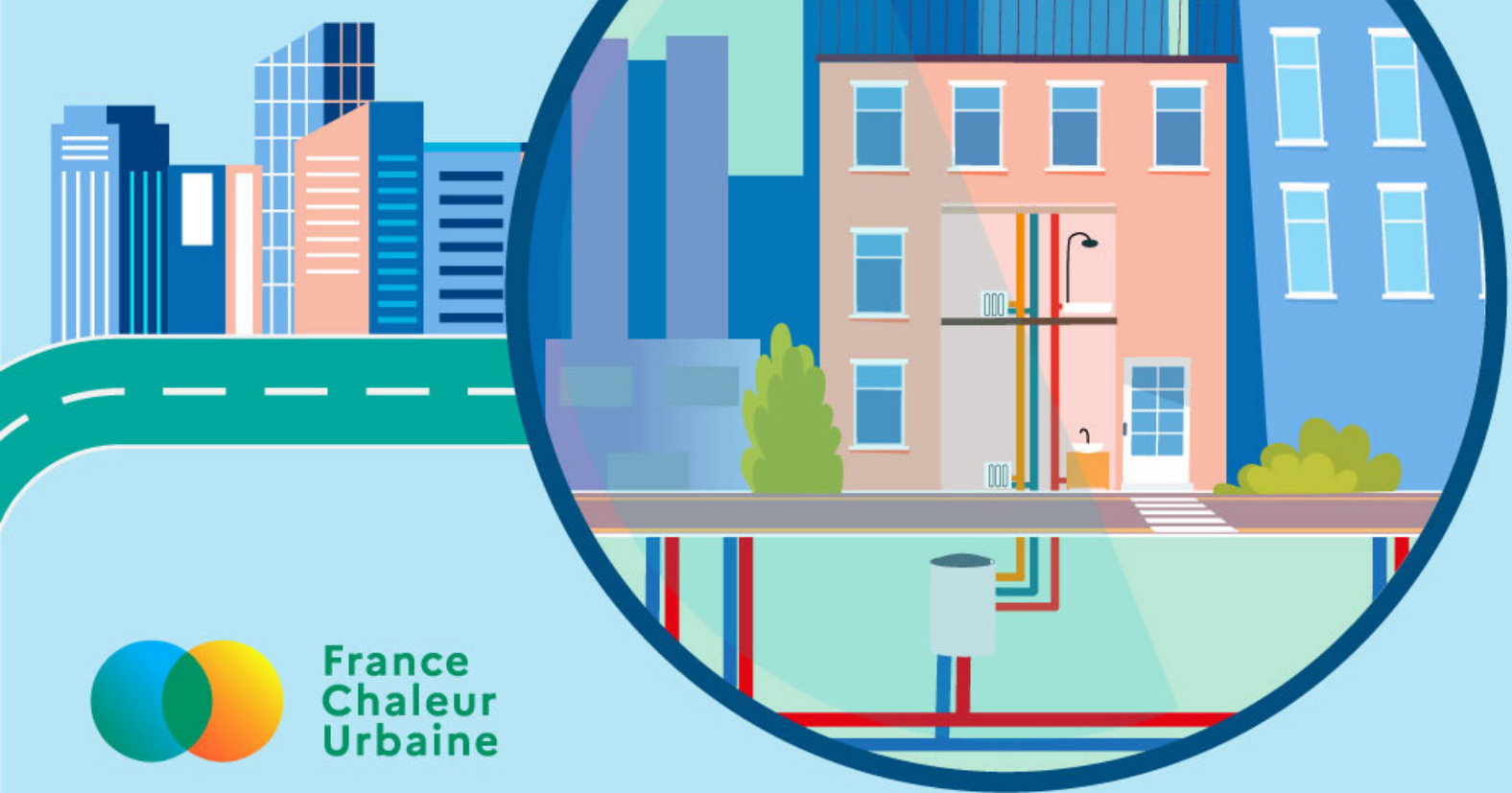
et entretien) – et d'une part variable correspondant aux consommations. La part variable est cependant relativement plus importante et représente en moyenne deux tiers du prix de la chaleur. Certains gestionnaires de réseaux ont mis en place une tarification incitative, qui peut être calculée par rapport au refroidissement de la température retour ou à l'effacement des consommations par exemple.

En Suède, si l'approche intellectuelle est similaire, elle se traduit dans les faits différemment. Ainsi, pour les usagers du réseau de chaleur de Göteborg, l'un des principaux du pays, le prix du réseau de chaleur est modulé selon 4 quatre choix allant de la location de l'échangeur à l'achat de celui-ci (avec deux choix intermédiaires). Le prix peut être simulé sur le site Internet « goteborgenergi.se », très visuel et pratique (vidéos, simulations, etc.) pour les usagers ou les personnes qui s'intéressent au réseau. Le choix le moins cher à l'investissement est celui de la location, dans ce cas Göteborg Energi gère tout de A à Z. C'est le choix fait plutôt par les locataires de logement. Le choix n°2 correspond quant à lui à un investissement léger sur l'installation, avec un prix en €/kWh identique au choix « location ». Le choix n°3 correspond à un investissement plus important du client sur l'installation et un prix en €/kWh plus faible. Et enfin le choix n°4 correspond à un investissement important sur l'installation et un prix en €/kWh faible : cette offre, calibrée de telle sorte à concurrencer la solution PAC, est généralement l'option choisie par les propriétaires du logement.



Si la diversité des tarifications est le reflet de la diversité des situations locales, un certain nombre d'invariants se dessine, et le maître d'ouvrage, associé à son partenaire privé dans le cas d'une concession, apporte ainsi le plus grand soin à discuter de ce sujet, et à le suivre régulièrement. Une chose est sûre, l'équation gagnante de la « parfaite » tarification impacte très positivement le développement d'un réseau vertueux, et assure un équilibre satisfaisant pour tous !

Un article signé Guillaume Perrin, FNCCR et Cindy Melfort, CEREMA



**France
Chaleur
Urbaine**

Densifier les réseaux de chaleur : un contexte favorable, un potentiel considérable, mais des défis à relever

La création de nouveaux réseaux de chaleur est souvent mise en avant comme le principal défi à relever par le secteur pour lui permettre d'apporter une contribution efficace à la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre.

Cette création est indispensable, mais ne pourra se faire que sur plusieurs années et avec des investissements financiers majeurs. Un autre défi, réalisable à moindre coût et sur des délais plus courts, demeure le raccordement des bâtiments aux réseaux de chaleur existants. La Cour des comptes le souligne dans son rapport de septembre 2021 : « Si le lancement de nouveaux projets dans les territoires est primordial, l'extension et la densification des réseaux existants dans de grandes agglomérations, couplées à leur verdissement, restent un levier majeur pour tripler les livraisons de chaleur verte d'ici 2030 ». La juridiction financière rappelle également que la densification des réseaux existants doit « être ciblée avec des outils spécifiques et adaptés. »

Des dispositifs mis en place par l'État pour encourager les raccordements aux réseaux existants

Pour accélérer la densification des réseaux de chaleur, l'État a donc récemment activé des outils de différentes natures, et notamment :

- Le classement des réseaux :

Depuis janvier 2022, l'ensemble des réseaux de chaleur et de froid alimentés majoritairement par des énergies renouvelables et de récupération est automatiquement classé. Pour ces réseaux, sauf dérogation, le raccordement des bâtiments neufs ou de ceux qui renouvellent leur installation de chauffage au-dessus d'une certaine puissance devient obligatoire dans une certaine zone autour

du réseau, appelée « périmètre de développement prioritaire », définie par la collectivité ;

- Le dispositif éco-énergie tertiaire :

Ce dispositif vise avant tout une réduction des consommations énergétiques. Toutefois, les coefficients de conversion en énergie finale définis dans le cadre de l'arrêté « Valeurs absolues II » permettent à un établissement tertiaire de se voir comptabiliser jusqu'à 23 % de réduction de consommation par le simple raccordement à un réseau de chaleur ;

- Le Coup de pouce chauffage des bâtiments résidentiels collectifs et tertiaires :

Instaurée dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), cette nouvelle aide permet de réduire fortement les coûts de raccordement depuis le 1^{er} septembre 2022. Les modalités de calcul de l'aide prennent désormais en compte le fait que le raccordement des bâtiments de petite taille est confronté à des coûts fixes importants liés à des travaux de voirie (indépendants du nombre de mètres carrés ou du nombre de logements). Le montant de l'aide s'élève à plusieurs dizaines de milliers d'euros par bâtiment.

De nouveaux défis générés par une multiplication des demandes de raccordement

Aujourd'hui, le nombre de demandes de raccordement est en forte croissance. La FEDENE constate une augmenta-

tion de 30 % des demandes en 2021. Le service France Chaleur Urbaine mis en place par l'État, qui permet à toute personne qui le souhaite de manifester son intérêt pour se raccorder, a également enregistré une multiplication par un facteur 3 du nombre de demandes reçues chaque mois à partir du début de la guerre en Ukraine fin février 2022. Le lien de cause à effet a été confirmé par les témoignages de copropriétaires.

Face à cet afflux de demandes, les délais de réponse des opérateurs et les délais de raccordement peuvent être allongés. Comme l'ensemble des acteurs du monde de l'énergie, la filière doit réussir à s'adapter pour faire face à un contexte inédit. La multiplication des raccordements peut également nécessiter de doter les réseaux existants de nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables et de récupération, en particulier pour ceux déjà proches de leur capacité maximale de production. Enfin, l'accroissement du nombre de demandes met en exergue des problématiques peu traitées jusqu'à présent, comme celle du raccordement des bâtiments collectifs à chauffage individuel, pour lesquels la mise en place d'un réseau secondaire peut constituer un réel frein au vu de l'investissement financier qu'elle nécessite. Rappelons toutefois que le gisement de bâtiments à chauffage collectif au fioul ou gaz situés à proximité immédiate d'un réseau de chaleur reste considérable, et que le raccordement de ces bâtiments, dans une situation plus favorable, constitue déjà un enjeu en soi.

Enfin, la forte augmentation des demandes ne doit pas faire oublier qu'elle fait suite à une période au contraire peu favorable aux réseaux de chaleur, dans un contexte de prix bas du gaz jusqu'à mi-2021, avec un nombre de demandes de raccordement alors très limité. Elle ne doit pas non plus masquer le fait que les réseaux de chaleur demeurent extrêmement peu connus en France, en particulier du grand public.

Une mobilisation nécessaire de l'ensemble des acteurs pour faire connaître les réseaux de chaleur

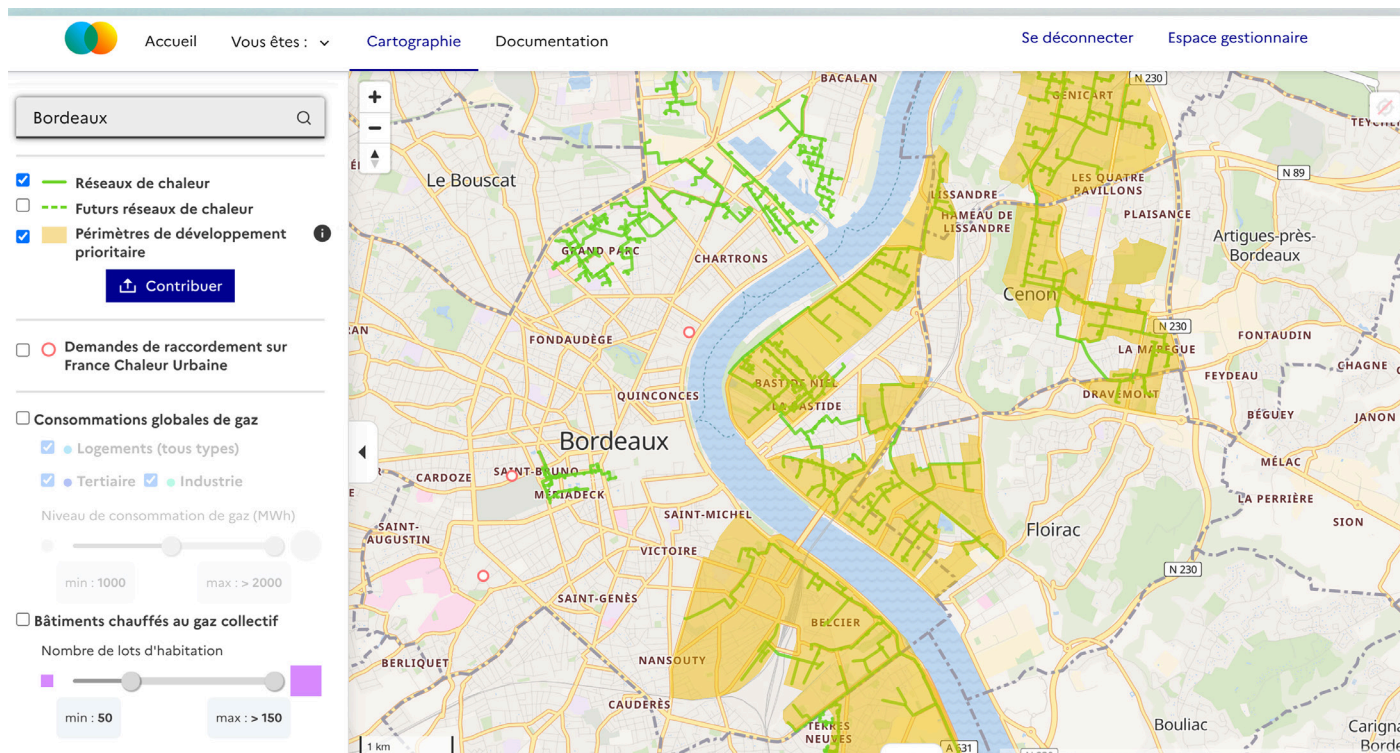
Pour massifier les raccordements aux réseaux de chaleur, il demeure donc indispensable de communiquer largement sur ces réseaux. La couverture encore partielle du territoire national par les réseaux de chaleur et la multiplicité des acteurs impliqués ne facilitent pas cette communication.

Depuis une vingtaine d'années, l'association ViaSèva a pour mission de promouvoir les réseaux de chaleur. Plus récemment créé, France Chaleur Urbaine est un service complémentaire qui permet de vérifier si un réseau de chaleur passe près d'une adresse mais également de déposer ses coordonnées sur le site pour échanger avec le gestionnaire du réseau le plus proche. France Chaleur Urbaine s'attache aussi à informer sur les nouveaux dispositifs. Une page complète est ainsi consacrée au Coup de pouce chauffage des bâtiments résidentiels collectifs et tertiaires, avec un simulateur permettant d'estimer le montant d'aide en fonction de la surface du bâtiment ou du nombre de logements. Une cartographie interactive est mise à disposition des collectivités pour faire connaître le périmètre de développement prioritaire de leur réseau : elles peuvent s'appuyer sur cet outil pour communiquer sur leur territoire, et permettre à tout acteur engageant la construction d'un bâtiment ou renouvelant une installation de chauffage de savoir si le bâtiment se situe dans ce périmètre.

Dans ce cadre, le rôle des collectivités est primordial. Elles disposent de moyens de communication privilégiés, souvent très suivis au niveau local, pour faire connaître leurs réseaux de chaleur (journal de la collectivité, newsletter, réseaux sociaux...). Promouvoir les réseaux de chaleur auprès de l'ensemble des acteurs de la construction l'est également, et le présent numéro de *Construction21* y contribuera sans aucun doute.

Un article signé Florence Lévy, FRANCE CHALEUR URBAINE/
DRIAT et Adrien Zemour, FRANCE CHALEUR URBAINE

Cartographie France Chaleur Urbaine





Grenoble, l'un des lieux de rencontre des acteurs RES-DHC autour du déploiement des RCF.

RES-DHC, un projet européen H2020 pour accélérer la décarbonation des réseaux de chaleur et de froid en Auvergne-Rhône-Alpes

En Auvergne-Rhône-Alpes, il existe près de 250 réseaux de chaleur et de froid, soit près de 1 000 km de canalisations. La part des énergies renouvelables dans la production représente 69 % des 4 800 TWh produits annuellement, selon les données de 2021.

Les acteurs régionaux sont impliqués depuis 2020 dans un projet européen H2020, RES-DHC, qui vise à augmenter de 1 % par an la part de renouvelable de cette production. Un objectif en phase avec la directive européenne RED II, mais qui nécessite de mobiliser des sources renouvelables jusqu'ici peu exploitées : le solaire thermique, la géothermie, la chaleur fatale.

Une stratégie et un plan d'action au service de la décarbonation des réseaux de chaleur et de froid

Les données de l'observatoire régional ORCAE sont sans appel : hormis la biomasse et la récupération de chaleur sur les incinérateurs, aucune autre filière d'énergie renouvelable thermique ne perce dans les réseaux de chaleur et de froid.

Plusieurs facteurs sont identifiés :

- Ces énergies produisent à des températures incompatibles avec le fonctionnement en température et en pression de la plupart des réseaux actuels. Il est donc nécessaire de trouver des solutions techniques permettant leur valorisation,
- Les acteurs des réseaux de chaleur ne sont pas toujours très sensibles à ces solutions, notamment par manque de références connues, ou marqués par leurs habitudes de conception,

- Les contrats de délégation de service public qui régissent l'exploitation de la majorité des réseaux de chaleur publics sont des véhicules juridiques longs et complexes. Ils freinent, par leur lourdeur, les acteurs dans la recherche de solutions techniques innovantes pouvant apparaître en cours de contrat,
- Le modèle économique, du fait de la faible diffusion des solutions, reste encore à éprouver, dans un contexte de volatilité des prix des énergies conventionnelles.

Ces constats partagés ont permis aux acteurs régionaux de mettre en place une stratégie et un plan d'une dizaine d'actions concertées permettant de lever les freins identifiés.

Des outils pour faciliter la décision et la conception

Afin de faciliter la décarbonation des réseaux, le CEA développe des outils numériques permettant aux collectivités, bureaux d'études et opérateurs de réseaux de mieux intégrer et opérer les équipements de production dans les réseaux. Le logiciel Districtlab-H (start-up issue du CEA en cours de création pour la commercialisation du logiciel (www.districtlab.eu) propose, quant à lui, des fonctionnalités permettant d'optimiser le design



Figure 1

et l'opération des réseaux thermiques urbains, notamment grâce à un noyau dédié à la simulation thermo-hydraulique (figure 1). Le logiciel ENRSim (codéveloppé avec l'INES PFE et INDDIGO), disponible en téléchargement libre, propose quant à lui une assistance à la définition et l'optimisation des architectures des systèmes de production et de stockage de chaleur intégrant aussi des énergies renouvelables (chaudière biomasse, solaire thermique, pompe à chaleur...). Figures 2 et 3.

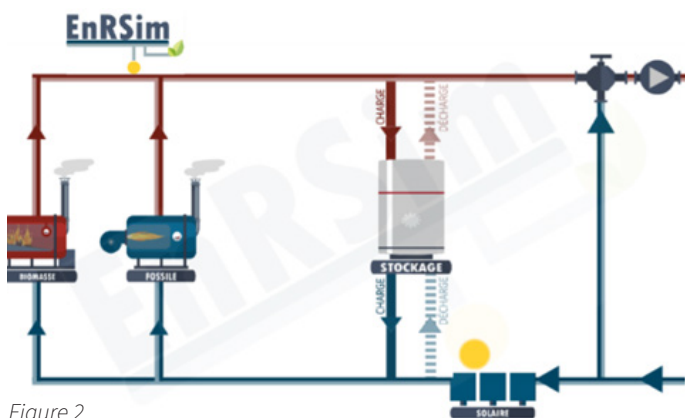
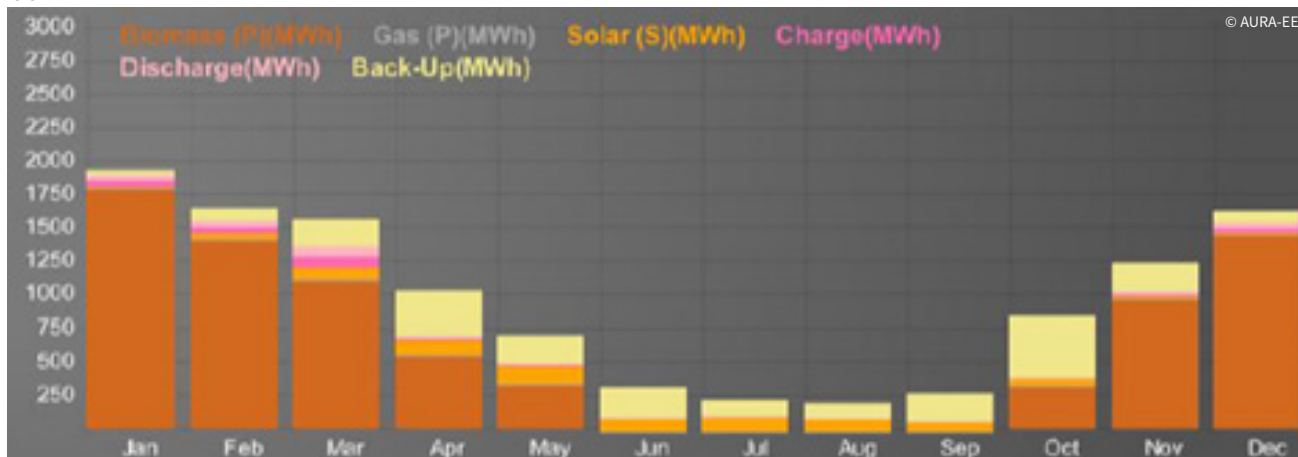


Figure 2

La planification, une nécessité pour anticiper les difficultés

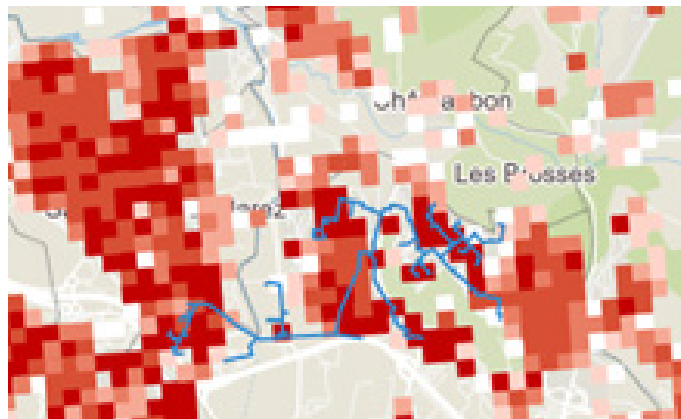
Trouver du foncier disponible pour du stockage de chaleur ou l'implantation de solaire thermique, à proximité d'un réseau existant en zone urbaine, c'est une gageure. Mobiliser des sources de chaleur exploitables sur un lac, une nappe ou un site industriel, ça s'anticipe. La planification est donc essentielle. Le schéma directeur réseau est un outil fon-

Figure 3



damental pour tracer l'avenir du réseau de chaleur ou de froid et anticiper les difficultés urbanistiques et foncières.

En amont, l'outil de visualisation interactive de données TerriSTORY®, développé par Auvergne-Rhône-Alpes Energie Environnement (AURA-EE), permet désormais d'identifier les possibilités de déploiement des solutions de décarbonation et les opportunités de développement des réseaux (figure 4). Un travail en collaboration avec les agences d'urbanisme d'Auvergne-Rhône-Alpes permet également de cibler les zones de friches qui pourraient convenir pour des utilités liées aux réseaux de chaleur.



4-Visualisation d'un réseau de chaleur sur auvergnerrhonealpes.terristory.fr

La réduction des températures, un préalable nécessaire

Un des leviers clés de la décarbonation des réseaux de chaleur est l'abaissement des températures de fonctionnement des réseaux, qui conditionnent la mise en œuvre de sources de chaleur renouvelables ou de récupération. La distribution de chaleur à basse température et basse pression (avec des températures d'alimentation inférieures à 70 °C) augmentera la rentabilité de la mise en œuvre de la chaleur géothermique, des pompes à chaleur, de la chaleur résiduelle industrielle, des capteurs solaires thermiques, des condenseurs de combustion de gaz et des stockages de chaleur dans les systèmes de chauffage urbain.

La distribution de chaleur à basse température, associée à des prix du carbone plus élevés, seront un moteur économique clé pour atteindre les objectifs de décarbonation des réseaux et les réductions des émissions de dioxyde de carbone pour 2030. Le logiciel DistrictLab-H vient également soutenir cette stratégie de réduction des températures de fonctionnement.

Vers une vision intégrée de la chaîne de la valeur

Les acteurs des réseaux de chaleur ont besoin d'un accompagnement soutenu pour mobiliser les moyens techniques, financiers, juridiques, foncières indispensables à l'émergence de ces filières



Séminaire franco-danois sur la performance énergétique des réseaux de chaleur et de froid à Grenoble. ©AURA-EE

les collectivités disposant de réseaux en régie qui ont un potentiel avéré. Des formations sont également organisées pour les bureaux d'études et exploitants sur le solaire thermique et la géothermie. Des financements complémentaires sont également en train d'être mobilisés : le FEDER, sur le solaire thermique et le stockage, le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) et les programmes européens type ELENA, permettant de financer l'ingénierie, y compris juridique, nécessaire pour lever les barrières contractuelles des DSP... À cet effet, le projet RES-DHC permet de mobiliser un prestataire dédié au montage de dossier de financement.

énergies renouvelables nouvelles. Le projet RES-DHC permet aux acteurs d'Auvergne-Rhône-Alpes de se retrouver régulièrement pour faire avancer la connaissance et le déploiement de solutions de décarbonation des réseaux de chaleur et de froid. Visites d'étude au Danemark, webinaires sur le solaire thermique et la géothermie, séminaires et conférences sur la performance énergétique des réseaux... Les échanges entre les différents types d'acteurs (collectivités, exploitants, bureaux d'études, aménageurs, urbanistes, financeurs...) permettent de partager les solutions et de donner de la visibilité. L'INES PFE et AURA-EE apportent une expertise spécifique sur le solaire thermique et réalisent des études d'opportunité pour

La route est encore longue, les planètes commencent seulement à s'aligner, mais ces sujets qui rebutaient initialement commencent à être sérieusement étudiés par les acteurs régionaux des réseaux de chaleur. Les aménageurs sont quant à eux convaincus que la transition énergétique passera par les réseaux, ou ne passera pas...

Un article signé Nicolas Picou, AURA-EE





GOVERNANCE ET DYNAMIQUES ENTRE ACTEURS



Les élus du SIPPAREC en visite de chantier de forage géothermique pour le réseau de chaleur des villes de Bobigny et Drancy.

Les points clés du contrôle de concession dans la gestion d'un réseau de chaleur

L'autorité délégante joue un rôle essentiel dans la vie d'un réseau de chaleur. En contrôlant et en suivant la concession, elle s'assure de la bonne exploitation du réseau et du respect par le délégataire des objectifs techniques, économiques et environnementaux du contrat.

Les points clés de cette mission sont illustrés à travers l'exemple du SIPPAREC qui exerce le rôle d'autorité délégante pour cinq grands réseaux de chaleur à base de géothermie profonde en Île-de-France.

Un syndicat d'énergie au service des collectivités pour déployer la chaleur renouvelable

Le SIPPAREC est un syndicat d'énergie intercommunal engagé depuis près de cent ans aux côtés des collectivités d'Île-de-France et de leurs habitants. Les communes adhérentes à sa compétence « Développement des énergies renouvelables » sont, pour la grande majorité, situées au sein de la première couronne parisienne. Dans les années 2010, le SIPPAREC a contribué à la relance des réseaux de chaleur alimentés par géothermie profonde, avec la mise en place de plusieurs Délégations de Service Public (DSP) attribuées à des opérateurs privés : le réseau ARGEO (filiale de Engie Solutions) à Arcueil et Gentilly en 2013, les réseaux BAGEOPS (filiale de Dalkia) à Bagneux et Châtillon et YGEO (filiale de Engie Solutions) à Rosny-Sous-Bois, Noisy-le-Sec et Montreuil en 2014.

Un suivi et un contrôle actif, mené en concertation avec les villes

Le syndicat assure la fonction d'autorité délégante en étroite collaboration avec les villes lui ayant délégué leur compétence : il vérifie que le délégataire respecte les termes contractuels de la DSP

avant la mise en service du réseau, il suit l'étape des travaux et assure, pendant la phase d'exploitation, les missions suivantes :

- Il analyse les CRAC (Compte-rendus annuels d'activités de concession) fournis chaque année par le délégataire, et organise des comités spécifiques avec les élus et les services de la/des villes concernée(s) afin de rapporter son analyse des CRAC.
- Il organise et participe à des réunions d'exploitation mensuelles avec le délégataire, auxquelles sont conviés les services techniques des villes. Elles permettent au délégant d'échanger régulièrement avec l'exploitant du réseau sur les exigences contractuelles, de proposer des pistes d'amélioration et d'être tenu informé des différents sujets relatifs à la vie de la DSP.
- Il organise au moins deux comités de suivi par an avec les élus. Des comités de suivi exceptionnels peuvent être organisés lorsqu'une décision des villes est nécessaire sur un sujet spécifique.
- En cas d'avenant au contrat de DSP, il assure les discussions et négociations avec les délégataires jusqu'à l'écriture de projets d'avenant à soumettre aux élus et aux services avant de recevoir la validation de la Commission de délégation de service public (CDSP) puis du Comité syndical (instance délibérative du syndicat). Il gère les redevances versées par les délégataires privés dans le cadre du contrat : redevance d'occupation du domaine public à destination des collectivités

pour le foncier de la centrale et pour les réseaux, redevance de contrôle pour le SIPPAREC, fonds de solidarité mis à disposition des Centres communaux d'action sociale (CCAS) pour le paiement des factures de chauffage et d'eau chaude sanitaire des abonnés en situation de précarité énergétique.

- Il contrôle les dossiers de subventions à transmettre à la Région Île-de-France et à l'ADEME et communique régulièrement avec eux tout au long de la vie du réseau.

Pour assurer cette mission, le SIPPAREC dédie, pour chacun de ses réseaux de chaleur, un ingénieur référent qui échange régulièrement avec les autres ingénieurs au sein de l'équipe Chaleur Renouvelable, ce qui permet un véritable partage d'expériences. L'ingénieur référent travaille également en étroite collaboration avec les pôles finances et juridique du SIPPAREC. Il est aidé par un assistant à maîtrise d'ouvrage (AMO) qui suit la vie du projet et fait ponctuellement appel à des bureaux d'études pour réaliser des audits et mettre à jour les schémas directeurs.

L'assurance d'un service public de qualité pour les usagers

En tant que délégant, le syndicat est particulièrement vigilant à la qualité du service rendu aux clients de la concession, que ce soit en termes de continuité de service, avec un suivi régulier des éventuels dysfonctionnements techniques du réseau, ou en termes de qualité environnementale, avec un contrôle du taux d'énergie renouvelable et du contenu carbone de la chaleur vendue. Les aspects économiques sont également contrôlés avec soin. D'une part, pour comprendre et anticiper le prix de la chaleur pour les abonnés, mais également pour vérifier que les amortissements et la classification des biens, en particulier des biens de retour, sont bien réalisés. Des biens qui appartiennent en effet à la collectivité et qui lui reviennent à la fin du contrat. Le syndicat doit donc anticiper cette étape importante pour assurer à la collectivité une reprise du réseau en bon état et à moindres frais. Pour la géothermie profonde, les investissements initiaux étant très importants, il est primordial d'augmenter le plus possible la durée de vie de la centrale de production de chaleur.

Des évolutions contractuelles nécessaires

Fort de son expérience d'environ 10 ans dans le suivi et le contrôle de DSP de réseau de chaleur à base de géothermie, le SIPPAREC a su accompagner l'évolution des pratiques du chauffage urbain, en intégrant, dans ses contrats de DSP, les avancées réglementaires relatives au droit de l'urbanisme, de l'énergie ou de l'environnement et au contexte économique, social et politique. Ainsi, pour chacun de ses cinq réseaux, le SIPPAREC a eu l'occasion de mettre en œuvre au moins un avenant par contrat de DSP. Ces modifications contractuelles sont toujours guidées par la recherche d'un équilibre entre les attentes du délégataire et les améliorations techniques ou économiques nécessaires à la qualité du service public, dans le respect de l'intérêt général et de l'environnement. Ainsi, la collectivité délégante s'assure en priorité que le prix de la chaleur reste le plus juste possible pour les usagers, et encourage le délégataire à développer davantage le service lorsque celui-ci a atteint

un équilibre économique, afin que la chaleur renouvelable puisse bénéficier au plus grand nombre.

Des échanges réguliers avec les abonnés et usagers

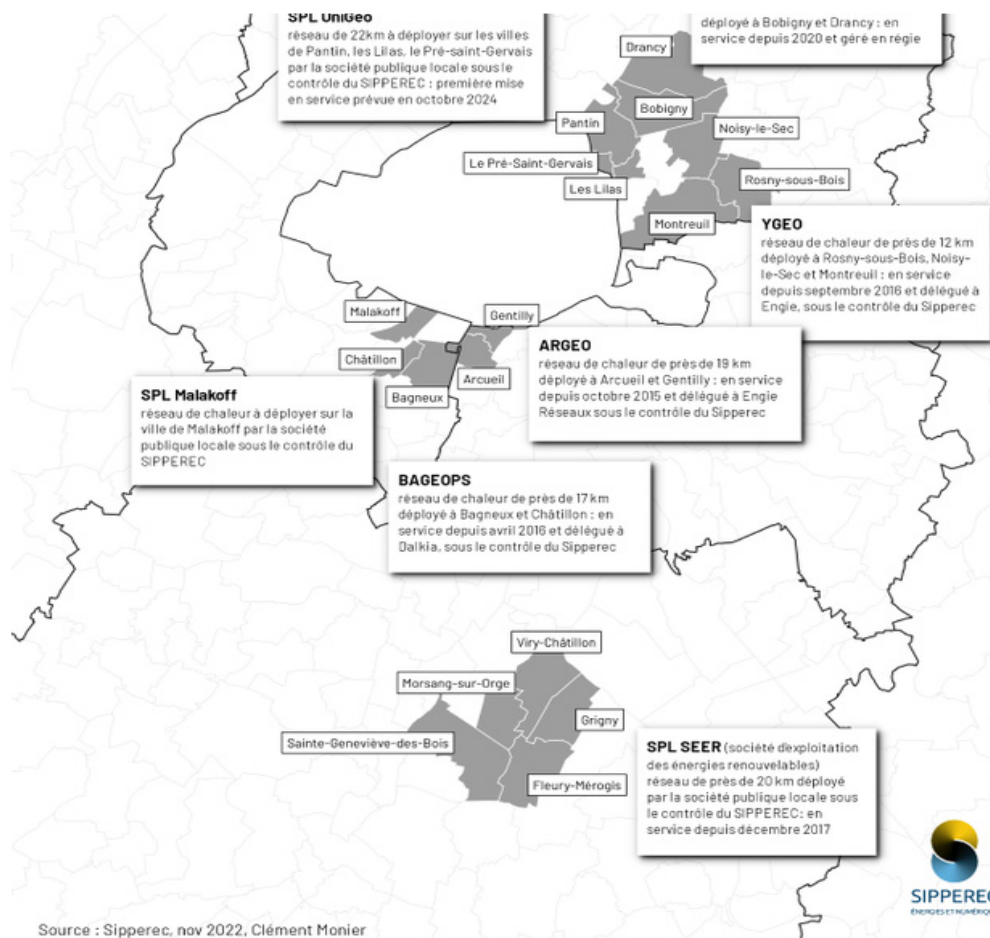
Dans un souci de transparence, les délégataires mettent à disposition des abonnés et usagers, avec l'appui du syndicat, des plateformes permettant de connaître la consommation des sites et d'accéder aux factures. Le SIPPAREC est par ailleurs régulièrement saisi par les abonnés et usagers des réseaux pour régler certains litiges (révision des polices d'abonnement, facturation, etc.), notamment en assurant le lien entre les différentes parties prenantes (usagers, bailleurs, syndicats, délégataires...).

Le SIPPAREC veille également à ce que le délégataire contacte les usagers potentiels ayant fait une demande de raccordement via des tiers (France Chaleur Urbaine, changement de fournisseur d'énergie, etc.). Enfin, le syndicat, en lien avec les villes, sensibilise les abonnés sur leurs consommations et communique sur les actions de sobriété énergétique à mettre en place. L'ensemble de ces sujets est approfondi au sein des comités des abonnés.

Le suivi et le contrôle de concession, une mission utile

La Cour des comptes, dans son rapport relatif au chauffage urbain de septembre 2021, reconnaît que le suivi et le contrôle rigoureux dans le cadre d'un partenariat avec les délégataires sont essentiels pour assurer un service public de qualité, continu, compétitif et écologiquement performant. Ceci est vrai quel que soit le mode de gouvernance du projet : DSP attribuée à un délégataire privé, à une société publique locale ou à une société d'économie mixte... C'est en travaillant conjointement avec les villes et en échangeant fréquemment avec les usagers d'un réseau qu'une autorité délégante comme le SIPPAREC peut remplir au mieux cette mission.

Un article signé Yves Kersuzan, Marion Lettry et Arthur Prévost, SIPPAREC





Chaufferie biomasse d'Urzy.

SIEEEN Chaleur, premier opérateur de thermie dans la Nièvre

Le SIEEEN, Syndicat intercommunal d'énergies, d'équipement et d'environnement de la Nièvre, est un établissement public de coopération intercommunale, constitué de communes, de syndicats mixtes fermés, de communautés de communes et du conseil départemental de la Nièvre.

Depuis 1946, il met à disposition de ses collectivités un panel de compétences. Parmi celles-ci, la Régie SIEEEN Chaleur, qui réalise des chaufferies biomasse et des réseaux de chaleur pour le compte de ses collectivités adhérentes.

La création de la régie SIEEEN Chaleur

Dans les années 2000, alors que les réseaux de chaleur alimentés par des chaufferies biomasse étaient encore anecdotiques, quelques élus du Morvan ont décidé de valoriser une ressource locale abondante et de limiter leur recours aux énergies fossiles. Accompagné par un programme d'aide conjointement porté par l'ADEME et le conseil régional de Bourgogne, une dynamique s'est mise en place. Une cellule d'animation a été créée au sein du Parc naturel régional du Morvan et de l'Agence locale de l'énergie de la Nièvre pour faire émerger les projets, et des chaufferies biomasse ont commencé à fleurir dans la campagne nivernaise. Dès 2007, en parallèle de cette dynamique et sous l'impulsion d'élus moteurs, le SIEEEN a enrichi son panel de compétences en proposant aux collectivités la réalisation et le financement de chaufferies biomasse.

En 2012, la régie SIEEEN Chaleur a été créée pour amplifier le mouvement naissant des réseaux de chaleur dans la Nièvre, et élargir le service rendu aux collectivités. Dès lors, il s'agissait d'une part de porter financièrement, administrativement et techniquement les projets, mais également d'exploiter les équipements et de se constituer en SPIC (Service public industriel et commercial) afin de commercialiser la chaleur aux abonnés des réseaux. La créa-

tion de la régie a notamment permis aux abonnés de bénéficier d'une fiscalité avantageuse sur l'achat de la chaleur grâce au caractère vertueux de la production en chaufferie. Chaufferie biomasse d'Urzy

SIEEEN Chaleur, premier opérateur de thermie dans la Nièvre

Dans un département rural comme la Nièvre, la création de chaufferies bois a vite trouvé du sens, mais l'ingénierie et les ressources financières à disposition des petites communes restent des freins majeurs à leur développement. C'est donc dans le but de faire émerger tous ces petits projets structurants pour le territoire que le SIEEEN a créé la régie de chaleur.

Modestement à ses débuts, la régie est devenue petit à petit le premier opérateur de thermie du département. Elle dispose aujourd'hui de 22 chaufferies bois avec réseau de chaleur et compte autant de projets en cours d'étude ou de déploiement. Dans les territoires ruraux, sur les petits projets, là où les opérateurs privés ne se positionnent pas ou peu, le SIEEEN a su apporter une réponse et un service aux collectivités désireuses de prendre part à la transition énergétique et de renforcer leur autonomie énergétique. Le modèle s'est émancipé avec un panel de chaufferie dont la puissance va de 80 kW à 2 200 kW et des réseaux s'étendant sur 60 mètres pour le plus petit à 3 kilomètres pour le plus étendu.

La régie est composée de sept personnes, une assistante en charge du suivi administratif et de la facturation aux abonnés, un responsable d'exploitation qui pilote le fonctionnement des ins-

tallations, un responsable d'approvisionnement en charge de la production et de la fourniture du combustible, trois chargés de mission qui œuvrent au développement des projets, et un directeur chargé d'orchestrer le déploiement de la structure et la gestion des activités. Fort de cette équipe, la régie conduit les projets de l'étude de faisabilité jusqu'à la mise en service. Elle assure ensuite l'exploitation des équipements, la production et l'approvisionnement des combustibles, et la vente de chaleur aux abonnés. Une solution clé en main pour les collectivités nivernaises.

Une ressource locale riche

Dans la Nièvre, un hectare sur trois est recouvert par la forêt, et le taux de boisement va même jusqu'à 50 % sur le territoire du massif du Morvan. L'émergence des réseaux de chaleur alimentés au bois tient donc aussi au bon sens des décideurs locaux qui ont vu dans cette ressource une évidence. Non seulement pour se passer des énergies fossiles, mais aussi pour maintenir une activité non délocalisable et porteuse d'emplois sur un territoire très rural. Cette logique est devenue le référentiel de la politique de développement souhaitée par les élus du SIEEEN : une ressource locale, exploitée par des entreprises locales, au bénéfice des Nivernais.

Les chaufferies biomasse du SIEEEN consomment majoritairement des plaquettes de bois. Le processus de transformation est relativement simple mais doit être réalisé avec soin afin d'obtenir un produit conforme à une utilisation optimale des chaudières. Des filières de production se sont peu à peu constituées, notamment un groupement d'agriculteurs qui valorise le bois bocager et avec qui le SIEEEN travaille depuis plusieurs années. Certaines communes forestières, qui ont par ailleurs confié la réalisation de chaufferies bois au SIEEEN, ont également fait le choix de produire de la plaquette de bois à partir de leur forêt. Le SIEEEN achète ainsi ce combustible directement produit sur la commune. Un circuit court très vertueux car il minimise l'impact carbone lié à la production et la livraison du combustible, mais aussi car la manne financière de cette activité reste sur le territoire de la commune.

Mutualiser les ressources pour produire des plaquettes de bois

En plus de développer des chaufferies, le SIEEEN a fait le choix de structurer sa propre activité de production de plaquette de bois. Une première plateforme de production, constituée d'un bâtiment ossature bois de 1 600 m² a vu le jour en 2018. Elle couvre l'approvisionnement de neuf chaufferies situées à l'est du département.



Plateforme de production de plaquettes bois à Château-Chinon.

tée et contrôlée par la régie de chaleur, et les livraisons sont réalisées par un groupement d'agriculteurs avec qui un marché a été passé. Les deux plateformes sont situées sur des sites de production de compost, gérés par le SIEEEN. Une mutualisation des outils et des personnels a donc pu être rendue possible afin d'optimiser la gestion des sites et trouver de la complémentarité dans les activités.

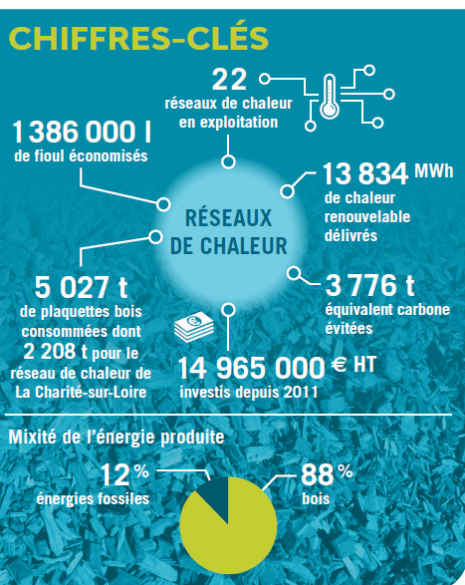
Un travail collectif et partenarial

La création de chaufferies bois est une succession d'étapes qui rassemblent un panel de compétences et d'acteurs. Le succès des réseaux de chaleur biomasse et le plébiscite de la régie de chaleur du SIEEEN tiennent donc aussi à la structuration mise en place depuis plus de dix ans. Les collectivités désireuses de faire un réseau de chaleur ont à leur disposition les cellules d'animation du Parc naturel régional du Morvan et de l'Agence locale de l'énergie de la Nièvre pour les accompagner dans la genèse de leur projet. Le SIEEEN peut ensuite prendre le relais si la collectivité souhaite transférer sa compétence. Le cas échéant, la régie devient le maître d'ouvrage de l'opération, mais la collectivité restera tout de même fortement impliquée dans le projet, en premier lieu lors de la phase de préparation et de travaux qui nécessite une étroite collaboration avec les élus de terrain. Mais aussi lorsque les installations seront en fonctionnement avec une surveillance hebdomadaire réalisée par un agent communal formé en conséquence, qui pourra opérer des interventions de premier niveau et prévenir les services techniques de la régie. Cette collaboration est essentielle au bon fonctionnement du service public.

Des réseaux de chaleur performants et solidaires

Le statut de régie syndicale de distribution de chaleur permet de pratiquer la péréquation des coûts d'achat des combustibles. Les prix d'achat du bois, du gaz et du fioul sont ainsi mutualisés afin que l'ensemble des réseaux bénéficient des mêmes tarifs. Avec une couverture moyenne de la production de chaleur réalisée par le bois oscillant entre 80 % et 90 %, et pouvant aller jusqu'à 100 % pour certains réseaux, la régie SIEEEN chaleur affiche une politique EnR très volontariste. Les installations sont dimensionnées pour fonctionner avec un taux de couverture maximal au bois, et les nouveaux projets tendent vers une suppression des énergies fossiles en appoint/secours au profit d'installations ne fonctionnant qu'au bois. Avec 13,8 GWh de chaleur renouvelable livrés sur la dernière saison de chauffe, la régie SIEEEN chaleur aura permis d'éviter le rejet dans l'atmosphère de près de 3 800 tonnes d'équivalent carbone, soit la consommation de 1 386 000 litres de fioul, ou la circulation annuelle de 2 500 voitures.

Un article signé Frédéric Sacquet et Bénédicte Martin, SIEEEN





La délégation de service public, outil de déploiement des smartgrids énergétiques ?

Les démonstrateurs l'établissent depuis plus de 10 ans : les smartgrids énergie permettent de réaliser, à l'échelle d'un quartier, des gains très significatifs de performance, en termes de puissance, de recours aux énergies renouvelables locales, ou bien encore en volume de consommation.

Ces éléments permettent de fonder un postulat, pour l'heure inédit : les fonctionnalités d'un smartgrid multiénergie local sont d'utilité publique pour les habitants et usagers d'un territoire tel qu'un quartier. Pour autant, dans le contexte législatif et réglementaire français actuel, il n'entre pas à ce jour dans la catégorie d'un « service public », au sens du contrat de concession. Dès lors, comment combler ce « vide juridique » qui permettrait d'élever le smartgrid énergie au rang de vrai modèle économique ?

Une nouvelle conscience : la dépendance énergétique des territoires urbains

Pour rappel, les villes et intercommunalités ont été dans l'obligation, à partir de 2009 et à la suite des lois dites Grenelle, d'établir à la fois une stratégie d'atténuation du changement climatique, c'est-à-dire de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et une stratégie de réduction de la vulnérabilité du territoire aux impacts du changement climatique, et ce sous la forme d'un Plan climat territorial.

L'un des effets bénéfiques de ces Plans climat a été de permettre la prise de conscience, à l'échelle des territoires urbains, d'une double dépendance énergétique. Soit, en premier lieu, la très forte dépendance aux énergies fossiles, les énergies renouvelables locales ne couvrant qu'une petite part des besoins en

énergie. Et en second lieu, la très forte dépendance aux énergies importées, en premier lieu les hydrocarbures nécessaires aux mobilités urbaines, mais aussi les apports indispensables des réseaux nationaux d'électricité et de gaz au fonctionnement des bâtiments et infrastructures d'activité et d'habitation.

Les différentes crises de ces trois dernières années : crise sociale des Gilets jaunes, crise sanitaire, événements climatiques majeurs, ainsi que le déclenchement de la guerre en Ukraine ont approfondi la prise en compte de cette fragilité, notamment en ajoutant un troisième facteur de dépendance majeur, celui du prix de l'énergie. Aujourd'hui, la nécessité de reconsidérer le mix énergétique des territoires en donnant la priorité aux énergies renouvelables locales apparaît comme une évidence environnementale, mais aussi sociale et économique.

La métropole Nice Côte d'Azur, du blackout aux smartgrids

Pour prendre l'exemple de la métropole Nice Côte d'Azur, cette prise de conscience aigüe d'une dépendance énergétique excessive est plus ancienne, car elle remonte aux débuts des années 2000, à l'occasion des grands blackouts électriques générés par différents accidents survenus autour de l'unique ligne d'approvisionnement électrique reliant la vallée du Rhône à Nice. L'effondrement du réseau électrique étant alors vécu de façon très

concrète voire dramatique : blocage d'ascenseur, stations-service en panne, télécommunications interrompues... Ces événements ont constitué localement un véritable électrochoc pédagogique, *in fine* bénéfique auprès des habitants et des décideurs.

De cette situation de péninsule énergétique électrique, que le département des Alpes-Maritimes partage avec la Bretagne, est née la nécessité de développer des réponses. Avec en premier lieu des projets de renforcement des infrastructures électriques. Dans le même temps, il s'agissait de mettre en place une stratégie de modération de la demande en énergie, à la fois en puissance et en volume de consommation. Ce dernier point a entraîné la mise en place d'une importante série de démonstrateurs smartgrids, au premier rang desquels Nice-Grid et ReFleXe, mais aussi CityOpt, Eco-Families, InterFlex, Nice Smart Valley et le dernier en date et encore en cours, IRIS.

Ces démonstrateurs, développés par les industriels leaders dans le domaine des smartgrids et significativement financés par l'Europe et l'ADEME, ont permis des avancées techniques essentielles, comme la définition des infrastructures et équipements nécessaires à la mise en place opérationnelle des fonctionnalités des smartgrids, avec notamment une architecture électrique interopérable des bâtiments et ouvrages ou appareils connectés, les spécifications relatives aux capteurs, réseau d'information, stockage et traitement des données, applications informatiques afférentes... En parallèle et localement, cette thématique a pu s'étendre au réseau des acteurs économiques locaux, des industriels (avec le concours de la CCI 06), de l'université Côte d'Azur (au travers la forte implication de l'Institut méditerranéen du Risque de l'environnement et du Développement durable – IMREDD), mais également au niveau du grand public et du débat politique local.

Du démonstrateur smartgrid subventionné vers un modèle économique viable fondé sur le contrat de délégation de service public

Sur le plan du modèle économique, ces démonstrateurs smartgrids ont également mis en évidence le fait que l'efficacité du smartgrid sur ces différentes fonctions dépend essentiellement de son « taux de pénétration » dans le fonctionnement électrique du quartier ou du secteur « smartgridé ». Dans

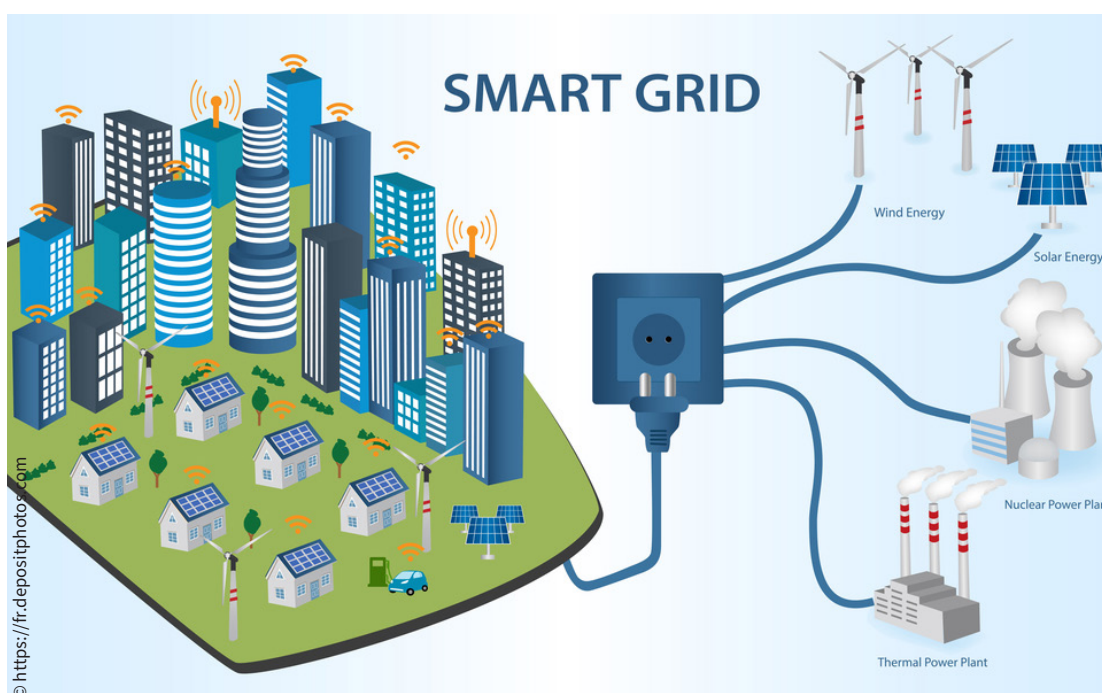
le cas de NiceGrid par exemple – un démonstrateur basé sur le volontariat des habitants et usagers d'un quartier de la ville de Carros –, le fait qu'un très faible pourcentage des points de livraison électrique (PDL) du quartier participaient activement au démonstrateur a mis en évidence l'écart immense entre les investissements nécessaires (plusieurs millions d'euros), et les recettes potentielles générées, quelques milliers d'euros. Pour reformuler, ces démonstrateurs portent des réussites sur le plan de la démonstration technique, et révèlent la nécessité de devoir être appliqués à un nombre suffisant de PDL pour trouver un sens économique. En regard de cette nécessité, la mise en place selon les règles de marché libre d'un smartgrid semble ne pouvoir en aucun cas permettre d'assurer l'établissement d'un début d'équilibre entre les dépenses et les recettes d'un service smartgrid. Dans cette optique a été imaginée entre 2015 et 2017 une nouvelle avancée dans ce domaine. Physiquement, il s'agit de l'opération d'aménagement Nice Meridia, soit la réalisation d'un nouveau quartier représentant 500 000 m² de plancher selon un programme mixant activités/services/logements. En matière d'énergie la première idée est d'assurer les besoins thermiques, chaleur et froid, par l'utilisation de la ressource géothermique locale. La seconde idée est de viser le pilotage local de l'ensemble des énergies du quartier par les technologies smartgrid, avec à la fois des fonctions purement électriques, et aussi l'objectif de réaliser une convergence technique entre les réseaux thermiques et électriques.

La troisième idée est de construire un contrat de délégation de service public en vue de confier à un même opérateur désigné la mission de production et de distribution de chaleur et de froid, et la mission annexe de pilotage énergétique du quartier et de services smartgrids (coaching énergétique, fonction d'agrégation et de flexibilité, insertion des productions photovoltaïques locales, stockage de l'énergie, gestion des bornes électriques...). En application du contexte réglementaire, le service public de chaleur et de froid revêt un caractère obligatoire pour les habitants et usagers du quartier, le réseau étant classé. En revanche, les services smartgrids revêtent un caractère optionnel, chacun étant libre d'y avoir recours, ou pas. L'efficacité du pilotage local de l'énergie dépendra ainsi du nombre d'adhérents aux services optionnels du smartgrid. Avec l'idée, en parallèle, que le déploiement des services thermiques et des services smartgrid auprès des habitants et des usagers constitue une dynamique favorable

à ce dernier. Cette nouvelle expérimentation, soutenue financièrement sur la partie smartgrid par l'Europe, l'ADEME et le conseil régional PACA-SUD est en cours, l'opérateur étant la société IDEX et sa filiale Meridia Smart Energie.

Quels sont les résultats espérés dans cette démarche ?

Pour fixer un ordre de grandeur, et en reprenant l'exemple d'un quartier urbain de 500 000 m² dans une ville du sud de la France, ses besoins énergétiques annuels dépassent 50 GWh.



	Scénario au fil de l'eau Chiffres annuels	Scénario smart grids Chiffres annuels	Observations
Approvisionnement électrique sur réseau national	45 GWh	18 GWh	La puissance crête est divisée par 2 dans le scénario smart grids.
Approvisionnement gaz sur réseau national	8 GWh	0	Hors besoins spécifiques
Production électricité photovoltaïque locale	0	5 GWh	Autoconsommation locale
Production énergie géothermique locale	0	24 GWh	Taux EnR 80 %
Taux d'EnR dans le mix global	13 %	65 %	

Le tableau ci-dessus détaille en premier le scénario habituel et toujours actuel d'approvisionnement par les réseaux nationaux d'électricité et de gaz, mais également un scénario smartgrid, qui met en relief les trois intérêts majeurs de cette solution :

- Le recours très significatif aux énergies renouvelables locales, et donc la décarbonation du mix énergétique du quartier,
- La modération de la demande en énergie, avec une cible à minima de 10 %,
- La réduction significative de la puissance crête électrique du quartier, et donc des investissements réseaux correspondants.

Dernier intérêt et non des moindres : la livraison d'énergie aux habitants et utilisateurs du quartier à un prix à la fois très raisonnable et stable. La mise en place d'un smartgrid ou pilotage local de l'énergie revêt donc un intérêt essentiel en regard de deux enjeux nationaux majeurs cités plus haut : la décarbonation de nos activités et l'indépendance énergétique de notre pays.

C'est dans cette approche qu'il est sans doute extrêmement raisonnable d'aller encore plus avant dans cette réflexion, et de considérer que le smartgrid énergétique ou pilotage énergétique local est un service public particulièrement légitime, dont les fonctionnalités et les effets doivent trouver à s'appliquer de façon obligatoire à chaque point de livraison électrique et thermique d'un secteur considéré. Car, pour le réaffirmer encore, c'est par l'implication de tous les points de livraison énergétique du quartier impliqué que le système technique du smartgrid établit son efficacité maximale : massification optimale des capacités d'effacement, foisonnement total des talons d'autoconsommation locale de l'électricité photovoltaïque, ou bien encore efficacité complète des stockages croisés des énergies thermique et électrique, pour prendre des exemples parlants.

Dans cette approche, une nouvelle marche peut être franchie : au-delà d'une délégation de service public mixte portant un service thermique obligatoire et un service smartgrid optionnel, telle que celle mise en place pour l'opération Nice Méridia, pourrait être imaginé un dispositif contractuel encore plus performant. C'est-à-dire un nouveau modèle de délégation de services publics, incluant deux services obligatoires et collaborant :

le service thermique et le service smartgrid.

Sur le plan réglementaire, cela suppose tout d'abord de mettre en place un champ expérimental, sans doute avec le concours de la Commission de la régulation de l'énergie (CRE) et de son « bac à sable réglementaire », car le cadre législatif actuel ne suffit pas à créer le contexte nécessaire à l'instauration d'un service public de smartgrid. Il s'agit également d'établir pour la partie électricité un nouveau scénario de gestion du quartier, en collaboration étroite avec le gestionnaire du réseau de distribution, en l'occurrence la société ENEDIS. Avec notamment la question centrale des comptages, et l'établissement d'une nouvelle logique de gestion de l'équilibre, a priori basé sur un dialogue inédit entre le GRD et l'opérateur en charge du pilotage local de l'énergie, au sens de ce qui a été décrit ci-dessus.

La métropole Nice Côte d'Azur et les élus, son président Christian Estrosi, son vice-président délégué à l'énergie Hervé Paul, engagés dans la transition énergétique de leur territoire, et qui gardent toujours en mémoire les épisodes des blackouts, souhaitent avancer encore dans cette capitalisation des grands démonstrateurs smartgrids qu'elle a accueillis. Aussi a-t-il été décidé en septembre dernier par le conseil métropolitain de lancer, sur un nouveau quartier en développement, cette nouvelle et innovante délégation de service public portant à la fois sur les services thermiques et les services de pilotage local de l'énergie et smartgrids. La demande de dérogation réglementaire nécessaire à la mise en place de cette délégation de service public innovante est désormais en cours d'élaboration, en collaboration avec les acteurs impliqués ainsi que l'institut de la Ville durable EFFICACITY, et avec comme objectif de pouvoir signer ce nouveau type de contrat de concession dès 2024... à suivre !

Un article signé Yves Prufer, directeur de l'Agence métropolitaine de la Performance énergétique à Métropole Nice Côte d'Azur



**MAINTENANCE, EXPLOITATION
ET OPTIMISATION**



Site de forage à Champigny-sur-Marne.

Les clés d'une bonne exploitation des réseaux de chaleur à base de géothermie

Pour être au rendez-vous de ses objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre et de l'augmentation de la part EnR&R dans la mixité énergétique, la France peut s'appuyer sur ses connaissances dans la valorisation de la chaleur géothermique.

Déjà exploitée à hauteur de 2,4 TWh dans le bassin parisien, en Alsace et en Aquitaine, la géothermie dite profonde présente un fort potentiel de développement en France. Une bonne exploitation des réseaux existants et futurs participera à l'atteinte des cibles de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La géothermie, en tant que ressource énergétique d'un réseau de chaleur, consiste à prélever l'eau contenue dans le sous-sol pour alimenter les usagers en chauffage et en eau chaude sanitaire au travers d'une centrale de production et d'un réseau de distribution. Cette ressource, disponible en grande quantité, varie selon la profondeur de puisage. La géothermie dite superficielle ou « très basse énergie » permet d'obtenir des températures en têtes de puits à environ 30 °C pour des profondeurs de quelques centaines de mètres. La géothermie « basse énergie » utilise une ressource plus profonde (jusqu'à 2 000 m) à une température pouvant atteindre 90 °C. Au-delà, il est question de géothermie dite « moyenne énergie » qui exploite des gisements d'eau sous pression dont la température est comprise entre 90 et 180 °C. La technologie dite « basse énergie » s'est fortement développée en Île-de-France depuis les années 1980, grâce notamment à la nappe du Dogger, présente dans le sous-sol du bassin parisien dont la température varie entre 60 et 80 °C.

Exploitée aujourd'hui par une cinquantaine de réseaux de chaleur pour l'équivalent de 250 000 logements, cette nappe propose un fort potentiel de croissance par l'influence des collectivités, syndicats et entreprises privées. Bien qu'ayant une expérience éprouvée dans l'exploitation de la ressource, son optimisation se doit de respecter un principe fondamental à savoir : la recherche d'une température de retour des réseaux de chaleur la plus basse possible.

Le principe général à respecter pour le développement des réseaux de chaleur à base géothermique consiste en l'abaissement de la température de retour général du réseau. Intrinsicquement lié à la capacité de valorisation géothermale, chaque degré gagné permet de maximiser l'énergie récupérée sur les puits. Pour les réseaux exploitant la chaleur géothermale « basse énergie », les retours « directs » doivent donc être à la température la plus basse possible pour optimiser le COP de la centrale géothermique. À titre d'exemple, pour une géothermie moyenne d'Île-de-France, 5 °C gagnés sur les températures de retour permet un gain de trois points sur le COP (énergie thermique/consommation électrique de pompage) en centrale.

La mise en œuvre de pompes à chaleur couplée à une bonne exploitation peut permettre de diminuer encore la température de retour et limiter le recours aux appoints. C'est en gardant en mémoire ce principe que doivent être pilotés les réseaux de chaleur existants et que devront être conçues et contractualisées les futures opérations.

Comment obtenir des températures de retour adaptées ?

Pour chaque nouvelle opération, le premier objectif doit être une conception adaptée à l'optimisation de la géothermie. Pour la production de chaleur en direct, minimiser l'écart entre la température des retours du réseau et la température de réinjection passe par des dimensionnements spécifiques des échangeurs à différents régimes de température et une attention particulière à l'équilibrage. Lors de l'intégration de pompes à chaleur, des montages type série/série inverse et ou série/parallèle pourront être mis en place pour optimiser leur COP et une réflexion précise

devra être faite pour trouver l'optimum entre le besoin de température et le COP.

En effet, satisfaire une augmentation des besoins de chaleur (temps froid, desserte de nouveaux abonnés...) peut se faire en augmentant soit les débits, soit les températures de départ. Alors que l'augmentation des débits peut présenter des limites en termes de capacité des équipements de distribution, l'augmentation des températures risque de nécessiter une augmentation des régimes de température au condenseur des PAC et une dégradation du COP. La maîtrise de ce couple débit/température, en ayant éventuellement des approches différentes par antenne de réseau, est essentielle à l'optimisation des performances.

La distribution jusqu'aux abonnés ne doit pas être négligée et doit être adaptée au profil des consommateurs sur le réseau. C'est une analyse précise de la configuration des installations de chaque abonné qui sera la clef de cette optimisation. Localement, des réseaux trois tubes pourront être mis en œuvre afin d'utiliser les températures de retour des émetteurs haute température pour alimenter des bâtiments fonctionnant à plus faible régime de température. Chaque point de livraison devra être traité spécifiquement en favorisant l'épuisement local et la suppression des recirculations. Les équipements techniques choisis s'inscriront dans cette optique par la mise en place de pompes à débit variable, vanne de régulation, échangeurs spécifiques, etc. L'automatisation des installations et la conduite de celles-ci devront se faire par la mise en œuvre d'une analyse fonctionnelle spécifique et pour laquelle la supervision des installations sera le maître-mot permettant de disposer d'un outil performant de pilotage de l'exploitation et sa supervision.

En complément d'une conception adaptée, les phases réalisation et exploitation d'un réseau de géothermie sont exigeantes et spécifiques, et doivent ainsi être définies et encadrées contractuellement de manière particulière selon le mode de gestion et le montage juridique. Que ce soit dans le cadre d'une concession de service public, d'un marché d'exploitation, d'un marché public global de performance (MPGP) ou d'une régie, la réussite d'une opération de géothermie associée à un réseau de chaleur dépend de la qualité de sa mise en œuvre et de son pilotage ; des objectifs qui doivent se traduire clairement par des engagements précis et détaillés dans un corpus contractuel adapté au montage juridique retenu. Par ailleurs, les échanges avec les abonnés ainsi qu'une pédagogie renforcée permettront d'appréhender les enjeux d'un raccordement à un réseau de chaleur géothermique. C'est au travers des polices d'abonnement et de conventions de raccordement incitant les abonnés à concevoir des installations à basse température qu'un raccordement sera optimisé. Pour le raccordement de bâtiments neufs à un réseau de chaleur géothermique, l'édition de cahiers de prescription permettra, sans surcoût pour le

futur abonné, de disposer d'installations compatibles avec le réseau. Pour les bâtiments existants, il est indispensable de prévoir un travail approfondi pour adapter les installations existantes au raccordement et permettre une bonne livraison de la chaleur et optimiser l'exploitation globale du réseau.

Enfin, la bonne conduite des installations par les équipes d'exploitation passera par une sensibilisation de celles-ci et leur bonne compréhension de la conception spécifique et des paramètres particuliers d'exploitation permettant l'abaissement des températures de retour et la valorisation géothermale.

Quel gain lié à cette bonne exploitation ?

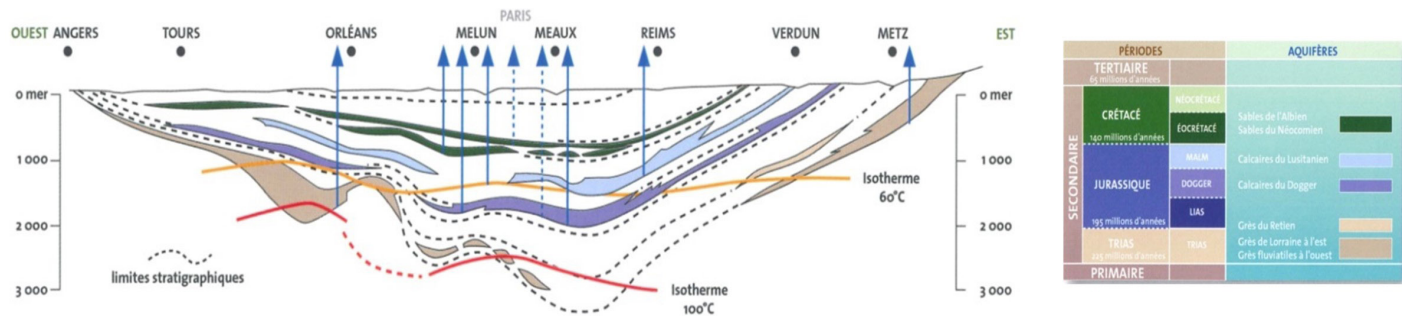
Par sa conception et son dimensionnement, aujourd'hui, un réseau de chaleur géothermique ne subvient pas à l'ensemble des besoins de chaleur des abonnés sans avoir recours à une énergie fossile permettant l'appoint et/ou le secours du réseau. Cependant, une conception, une réalisation et une exploitation optimisées permettent de minimiser l'utilisation de ces compléments de production. Les avantages sont à la fois économiques et environnementaux. Selon notre expérience, pour une opération d'environ 80 000 MWh/an, c'est-à-dire environ 10 000 équivalents-logements, gagner 5 °C sur les températures retour d'un réseau de chaleur à base de géothermie (ressource à 70 °C) représente :

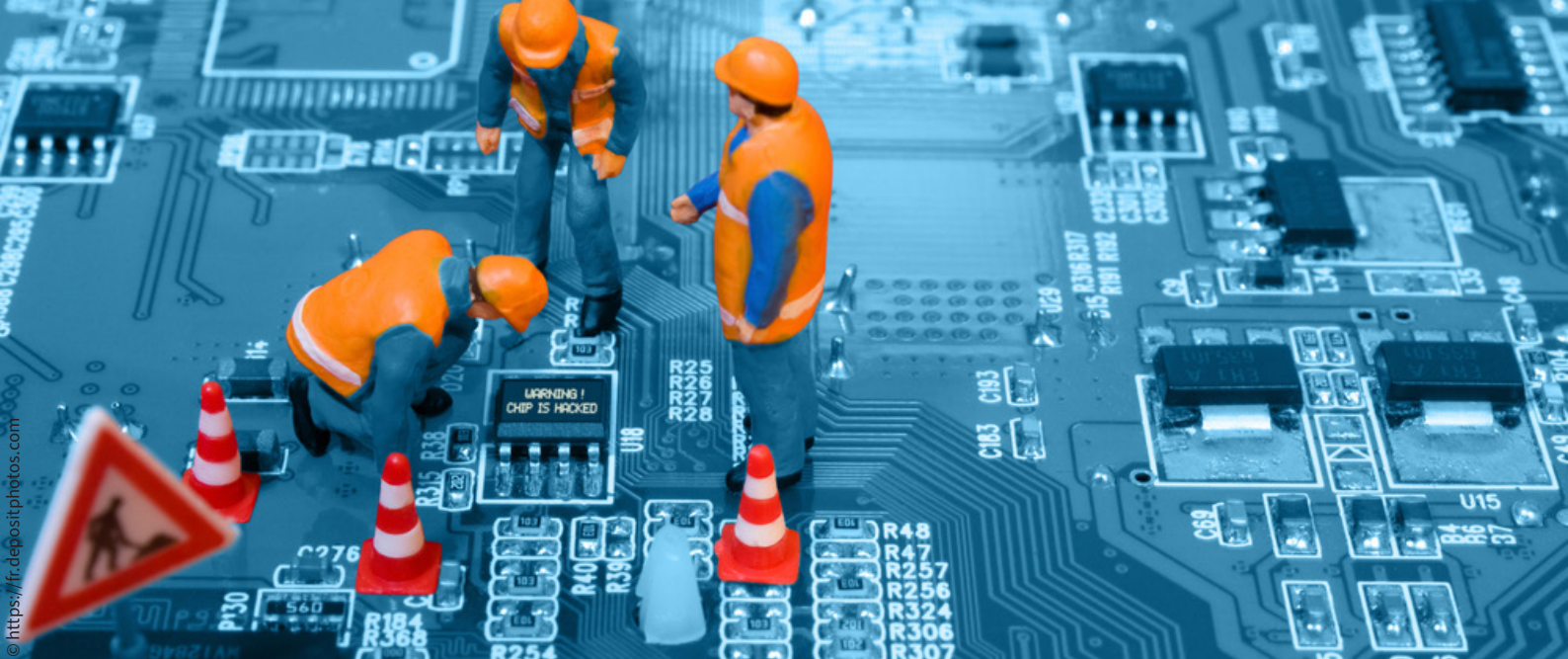
- + 9 % de part EnR&R sur le réseau
- 900 k€HT/an de charges d'exploitation évitées (consommation de gaz, d'électricité principalement)
- Et plus d'EnR&R disponible pour alimenter plus de logements

D'après les comparatifs économiques annuels réalisés par l'AMORCE, le prix de vente moyen de la chaleur d'un réseau à base de géothermie est significativement inférieur à celui des réseaux à base d'énergies fossiles grâce entre autres aux subventions du Fonds chaleur gérées par l'ADEME, qui rappelle dans sa démarche EnR'CHOIX que le recours aux réseaux de chaleur est à privilégier ainsi que la ressource géothermale, en tant que ressource locale. Les réseaux de chaleur géothermiques exploitant la géothermie « basse énergie » ont de beaux jours devant eux, si nous contribuons tous à en faire des vecteurs vertueux de la transition énergétique, avec un coût de chaleur maîtrisé en veillant à une exploitation performante et durable.

Un article signé Pierre Bignon, Maxime Lhenri et Coline Huard, MANERGY

Les grands aquifères géothermaux du bassin parisien ©BRGM





Méthodes numériques d'optimisation : un levier de déploiement garant de performance

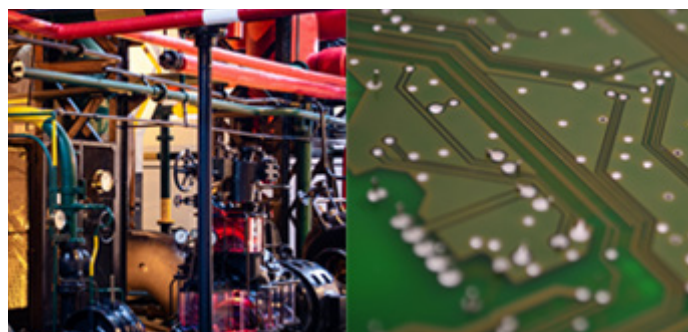
Stabilité des prix, poids carbone, maîtrise des process, souveraineté énergétique : les arguments favorables au déploiement ou à l'extension des réseaux de chaleur et de froid urbains ne manquent pas. Pour en maximiser l'impact, l'intelligence numérique peut accompagner le chaînage d'acteurs gravitant autour de l'objet RCF, de la prise de décision jusqu'au pilotage en exploitation.

La complexité des réseaux de chaleur et de froid et les impacts de son déploiement rendent parfois difficile la prise de décision en leur faveur. En effet, lorsqu'un projet est acté, la conception du RCF peut converger vers des habitudes « métier » issues d'une expérience mais ignorant peut-être une partie du champ des possibles. De plus, en phase d'exploitation, le pilotage au quotidien est lui aussi basé sur le savoir-faire du gestionnaire qui définit des actions de régulation en fonction de l'état du réseau et de données externes. L'emploi de méthodes d'optimisation au service de chacune de ces étapes est l'objet de recherches menées ces dix dernières années.

Optimisation numérique : de quoi parle-t-on ?

Dans le monde réel, toute prise de décision se fait au regard de critères économiques, techniques, environnementaux, sociétaux... Une approche d'optimisation au sens numérique du terme consiste à modéliser mathématiquement les liens qui existent entre des choix et ces critères. Pour un RCF, cela passe par un modèle mathématique plus ou moins détaillé décrivant son état et son fonctionnement. Sur ce modèle, une combinaison de variantes (débits, diamètres, source de production, tracé, niveau de température) est testée par un algorithme d'optimisation pour faire émerger des solutions optimales au sens des critères visés. Ainsi, un problème d'optimisation comprend une (ou plusieurs) fonction « objectif » à minimiser ou maximiser (coût, énergie, émission de CO₂), soumise à un ensemble de contraintes représentant les phénomènes physiques et opérationnels. L'optimisation permet de choisir la ou les meilleures solutions

parmi un champ des possibles cadré par l'utilisateur. Quelle que soit la phase, l'emploi d'une méthode d'optimisation peut être motivé par la réduction des coûts d'investissement et d'exploitation, la maximisation de la production ou de l'efficacité énergétique, ou encore l'augmentation de la couverture des besoins par énergie renouvelable. Selon l'objectif, on aura recours à des méthodes statiques où les grandeurs limites sont fixées correspondant à une photographie du RCF à un instant donné. Par exemple, si l'objectif est la recherche d'un dimensionnement de canalisation optimal sur un tracé de réseau déjà défini, on considèrera un niveau de température fixé à l'unité de production et une demande maximale aux points de consommation correspondant au cas le plus défavorable. En revanche, dès lors que l'objectif dépend d'une grandeur qui varie dans le temps (ex. gérer l'intermittence de source production, piloter un stockage, anticiper à la production un profil d'appel



de consommation), il faudra faire appel à des techniques d'optimisation dynamiques où cette fois le modèle est utilisé sur un horizon de temps choisi (journées critiques, saison de chauffe, année). Néanmoins, ce genre d'optimisation est particulièrement difficile à cause de la complexité

Une méthode d'optimisation peut être motivée par la réduction des coûts d'investissement et d'exploitation, la maximisation de la production, de l'efficacité énergétique ou encore par l'augmentation de la couverture des besoins par énergie renouvelable.

un dimensionnement des unités de production au plus juste (base et appoint, multisource).

Un outil pour guider la gestion en exploitation

Il est aussi possible d'employer ces méthodes pour tirer parti des grands jeux de données disponibles, en les appliquant à des méthodes de machine learning pour améliorer la performance en phase d'exploitation.

du système complet de RCF et de ses grandes dimensions. Les temps de calculs peuvent devenir incompatibles avec un outil métier opérationnel. Des travaux sont menés pour lever ce verrou afin d'outiller les acteurs et ainsi leur donner accès à cette puissante ressource.

Un appui pour étudier la faisabilité et aider à la conception

Ces approches peuvent être mises au service de donneurs d'ordres (collectivités) pour une étape de pré-faisabilité où les informations sont très limitées (périmètre supposé d'implantation du RCF) avec l'ambition d'aider les collectivités à intégrer les besoins thermiques ainsi que le potentiel de valorisation d'énergie renouvelable et de chaleur fatale de leur territoire. L'optimisation est alors réalisée avec une saisie simplifiée et une approche en coût global sur une durée de fonctionnement définie. L'outil retourne la solution la moins onéreuse en termes de dimensionnement (diamètres de conduites, vitesses, débits) et de choix des technologies de production (gaz, biomasse, géothermie, etc.) auxquelles une palette de coûts intrinsèques est associée. Les résultats peuvent ainsi convaincre de la pertinence du déploiement d'un RCF par rapport à d'autres solutions et d'enclencher une étude plus avancée.

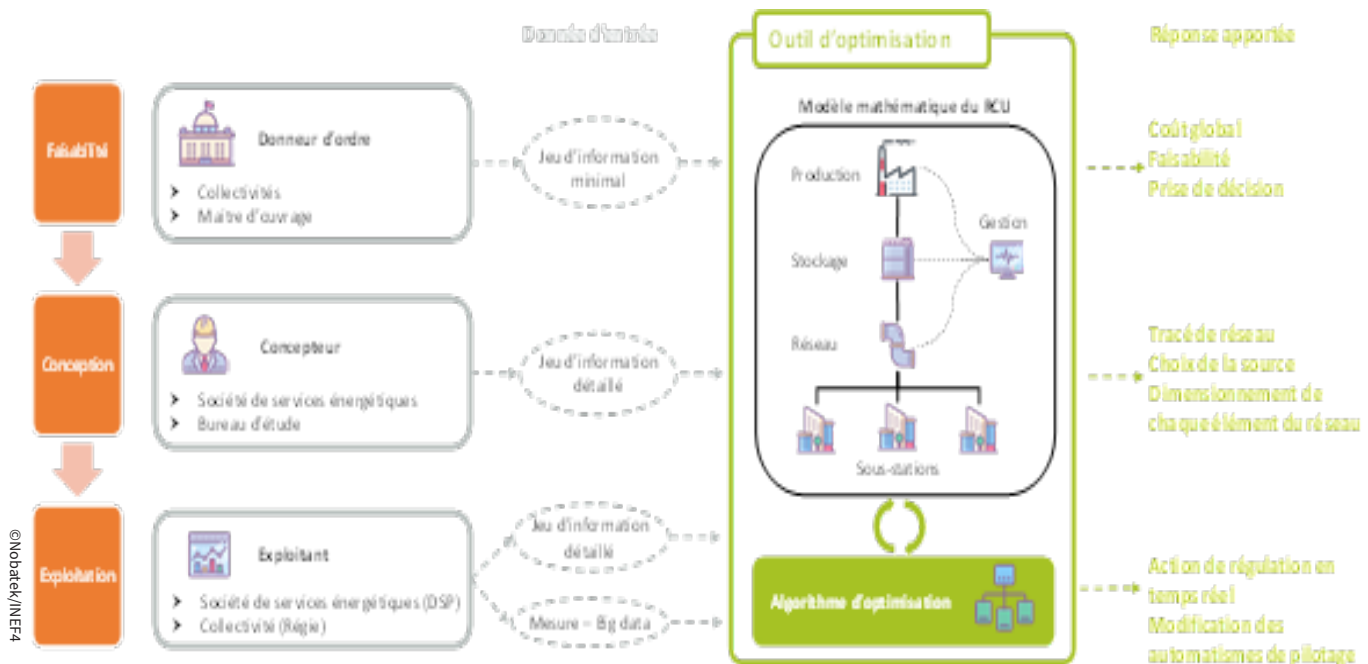
En phase de conception, les algorithmes d'optimisation permettent d'explorer un grand nombre de variantes de conception et de fonctionnement, tout en intégrant la complexité du réseau (variabilité des appels de puissance, effets de foisonnement, prix variable de l'énergie ou de la maintenance). Un outil dédié à cette phase utilisant la force de l'optimisation peut permettre de déterminer un tracé de réseau, des diamètres de conduites ou encore

thodes de machine learning pour améliorer la performance en phase d'exploitation. Il existe aujourd'hui plusieurs initiatives de développement qui doivent venir enrichir l'action des exploitants dans les années à venir.

Concrètement, chaque réseau est instrumenté à tous les niveaux et des données relatives à l'unité de production, au réseau et aux sous-stations remontent en continu jusqu'à un centre de supervision ou dispatching, sorte de tour de contrôle où des opérateurs peuvent :

- Surveiller le bon fonctionnement du réseau (puissance produite, niveau de combustibles)
- Détecter des anomalies (fuite, panne, défaut en sous-station) pour avertir les équipes de maintenance
- Agir sur le pilotage (ajustement de la puissance produite au cours du temps)

Ces tableaux de bord servent d'interface aux opérateurs pour modifier des commandes ou des consignes d'un pilotage qui est souvent automatique, avec un système d'envoi d'alerte à l'opérateur qui décide ou non de se rendre sur site selon le niveau d'importance. Cependant, les données qui sont affichées sont en réalité partielles et n'utilisent pas la totalité de la base des données remontant des capteurs sur le terrain. L'exploitant se limitant aux grandeurs et à l'horizon de temps qui a de l'intérêt dans sa gestion quotidienne. L'exploitation de la masse de données et de l'historique disponible est le point de départ de l'approche envisagée qui consiste à tirer parti de la richesse des mesures pour améliorer le fonctionnement des RCF. L'ambition de ces initiatives est donc de proposer des solutions méthodologiques qui exploitent des jeux de données mis à disposition pour reproduire un comportement réaliste du système et prédire le comportement optimal de celui-ci lorsqu'il est soumis à des prévisions





météorologiques ou d'usage. Via cette approche, il s'agit *in fine* de :

- Mieux piloter l'installation (en anticipant les niveaux de charges des unités de production qui peuvent avoir une certaine inertie au démarrage via la prévision du besoin conditionné par les prévisions météo ; en prenant en compte une éventuelle unité de stockage)
- Anticiper la maintenance
- Économiser l'énergie et maîtriser les coûts

Une expérimentation a déjà été réalisée sur un réseau de chaleur réel en fonctionnement avec un constat d'une réduction de l'ordre de 5 % des coûts de production, uniquement permise par le pilotage avancé en comparaison de la régulation classique en place.

Favoriser le stockage

Le rôle que vont jouer les énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dans le futur n'est plus à démontrer. Cependant, afin de pouvoir concurrencer les énergies fossiles, il est nécessaire de pallier le principal problème des EnR&R, à savoir, leur intermittence. Même si on ne parle pas que d'énergie solaire, les énergies de récupération peuvent être moins stables qu'une énergie fossile. L'utilisation d'un stockage thermique est une solution pertinente pour permettre le découplage temporel entre disponibilité de la source et besoin. Encore faut-il pouvoir le dimensionner correctement et le contrôler de manière habile. Une unité de stockage doit être dimensionnée en fonction du système énergétique qui l'alimente ainsi que du système à alimenter. Un système énergétique complet (conversion, transport, stockage) est très complexe à maîtriser, et de fait, très difficile à optimiser.

Il est donc nécessaire d'être capable de modéliser chacun des éléments constituant le système de la façon la plus précise possible, mais aussi simplifiée, pour permettre une optimisation. De plus, dès que l'on parle de stockage thermique, il est nécessaire de prendre en compte la dynamique du système afin de représenter les phases de stockage et de déstockage. Les méthodes d'optimisation peuvent permettre de démontrer s'il y a un intérêt à intégrer un système de stockage en aidant à son dimensionnement lors de la conception selon plusieurs modes de pilotage possibles. Ceux-ci peuvent être affinés par la suite avec ces mêmes méthodes alimentées par les jeux de données issus de l'historique de fonctionnement.

Aujourd'hui le constat est que le stockage est extrêmement peu répandu en France (alors qu'il est quasi systématique dans d'autres régions du nord de l'Europe). Les acteurs le justifient par un manque de culture ou d'habitude, mais aussi parce que le contexte des prix de l'énergie jusqu'alors incitait peu à l'investissement (matériel, foncier nécessaire...). Mais, avec l'envolée des prix du gaz, le contexte a radicalement changé, ce qui pourrait faire bouger les lignes et changer les pratiques. Un outil d'optimisation dédié à la question du stockage fait sens, par exemple pour démontrer dans quelle mesure il permet de rendre plus souple l'utilisation d'une chaudière biomasse pour limiter autant que possible l'appoint gaz. Un retour d'expérience sur des installations réelles a montré une réduction sensible de l'utilisation de l'appoint gaz (consommation d'appoint gaz réduite de 25 %) obtenue en intercalant une unité de stockage journalière par hydro-accumulation sans le moindre changement sur l'unité de production et ou le réseau, hormis une adaptation des logiques de régulation inhérentes à la présence nouvelle du stockage.

**Un article signé Hugo Viot, ingénieur, docteur & chef de projet,
NOBATEK/INEF4**



Réseaux de chaleur : réduire de moitié la consommation électrique des pompes grâce au débit variable

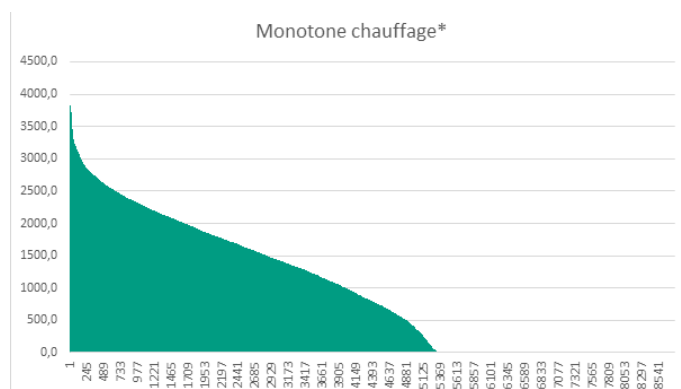
Par leur impact sur la consommation électrique et leur fonctionnement permanent, le choix des pompes est un élément essentiel d'un réseau de chaleur et/ou de froid urbain. En effet, leur consommation électrique représente une part prépondérante des frais de fonctionnement.

Les études et analyses réalisées révèlent que 70 % de la consommation électrique totale d'un réseau de chaleur provient des pompes et que 1 MWh électrique consommé correspond à une production de 30 à 35 MWh de chaleur en sortie de chaufferie biomasse avec relève gaz. Associer des convertisseurs de fréquence aux pompes, appelés aussi variateurs de vitesse, permet de réduire significativement la consommation électrique des pompes.

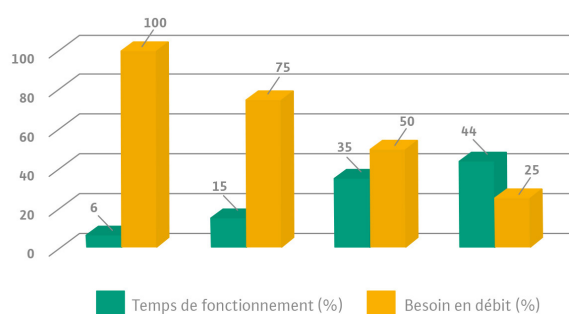
Identification des besoins par le profil de charge

Le profil de charge permet d'identifier les besoins réels de puissance hydraulique en chauffage sur une année pour apporter les calories nécessaires au confort de vie dans un bâtiment.

Le dimensionnement des pompes est toujours réalisé pour répondre aux besoins calorifiques ou frigorifiques les plus extrêmes. Toutefois, les besoins en puissance calorifique sont maximums (100 %) seulement quelques heures de l'année, comme l'indique la monotone de chauffage suivante extraite d'un réseau de chaleur existant : dans le cas où, à l'instar des réseaux neufs, le profil de charge n'est pas connu, il est possible de se référer au « Blue Angel », le profil de charge standardisé défini par Europump, représentatif pour les pompes en Europe. On suppose que le profil de distribution temporelle reste le même, indépendamment du nombre total d'heures de fonctionnement, des conditions climatiques ou de la puissance de chauffage.



Profil de charge normalisé "Blue Angel"



Le profil de charge Blue Angel, commun à tous les constructeurs de pompe, permet d'identifier les besoins réels de puissance hydraulique en chauffage sur une année pour apporter les calories nécessaires au confort de vie dans un bâtiment.

Consommer moins avec le débit variable dans les réseaux de chauffage et de froid

Un réseau à débit variable est un réseau équipé d'organes de régulation tels que des vannes deux voies motorisées, permettant de moduler le débit des terminaux (échangeurs) en fonction des besoins. La réduction du débit se fait ainsi par la fermeture des organes de régulation des terminaux (échangeurs). Le débit variable présente de nombreux avantages :

- Réduction de la consommation électrique des pompes de 30 % à 50 %
- Diminution des déperditions de la tuyauterie (pertes en ligne). Ces déperditions peuvent atteindre 20 à 25 % de la charge thermique totale d'un réseau de chaleur
- Grande fiabilité et durée de vie avec un temps de fonctionnement des moteurs plus faible
- Diminution du bruit dans les réseaux par la variation de vitesse des pompes
- Meilleure régulation
- Augmentation du rendement des chaudières à condensation ou des groupes de froid

Le choix se porte naturellement vers des pompes à vitesse variable, afin de s'adapter à la demande réelle des consommateurs tout en optimisant la consommation énergétique.

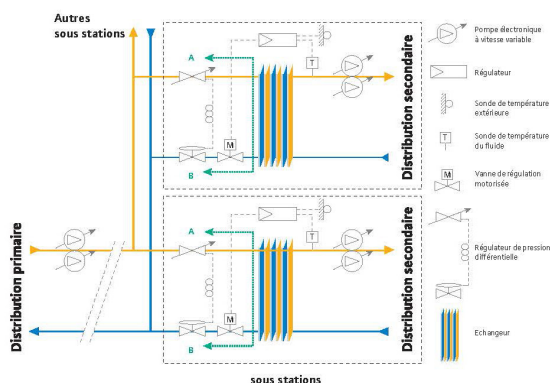


Schéma simplifié de sous-stations de réseau de chaleur avec système de régulation de la température et vanne d'équilibrage à pression différentielle constante.

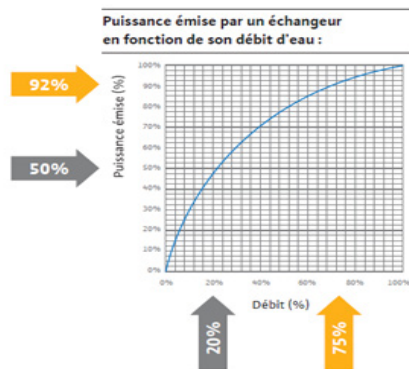
Une pompe à vitesse variable adapte sa vitesse en fonction des besoins de l'installation (ouverture, fermeture de vannes deux voies) tout en maintenant une pression constante à ses bornes. Avec une régulation en pression (Δp), la pompe limite les interactions entre les différentes sous-stations et optimise le fonctionnement des vannes deux voies.

Relation entre la puissance émise et le débit

La puissance calorifique émise par un corps de chauffe (échangeur) donné dépend de :

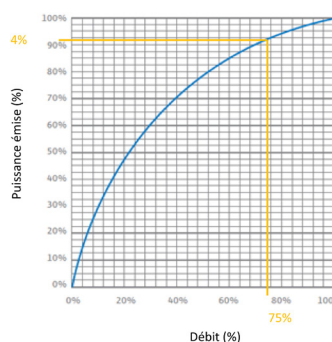
- La température de l'eau l'alimentant
- Son débit d'irrigation
- La température ambiante

La puissance d'un émetteur varie en fonction de son débit. Si le débit dans l'échangeur est abaissé à 75 % de son débit nominal, on diminue de 8 % la puissance émise. Si le débit dans l'échangeur est abaissé à 20 % de son débit nominal, on diminue de 50 % la puissance émise. Sur un besoin à puissance nominale, si 92 % de la puissance est émise, soit une diminution de la puissance émise de 8 %, la perte de température ambiante ne sera que de 1 °C.

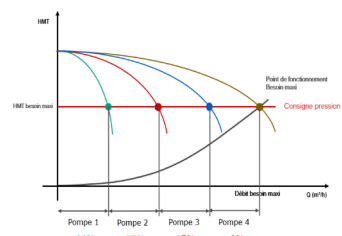


Le fonctionnement sur un principe de plusieurs pompes en parallèle est à privilégier sur un réseau de chaleur

Le fonctionnement sur un principe de quatre pompes sans secours (4+0) de classification IE5 est particulièrement pertinent : chaque pompe couvre 25 % du débit maximal. Ainsi, trois pompes en fonctionnement qui couvrent au total 75 % du débit correspondent à 94 % de puissance dans l'exemple suivant :



Courbe d'émission de puissance en fonction du débit dans un échangeur donné.



Scénario 4 pompes sans secours (4+0) avec répartition des besoins suivant le profil de charge standardisé « Blue Angel ».

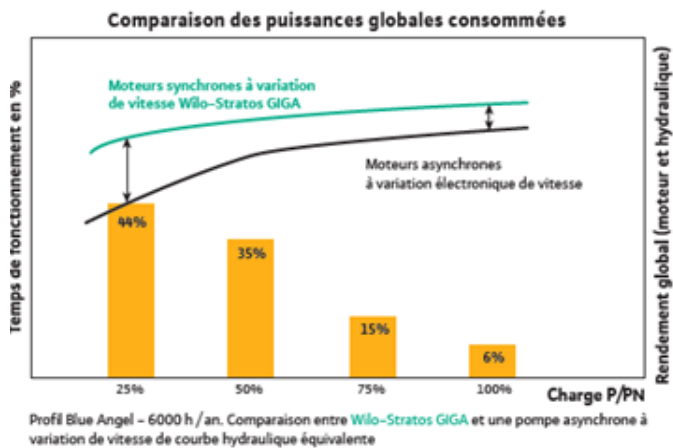
Ainsi, sur une sélection de 4 pompes en parallèle, dont chacune couvre 25 % du débit nominal, une seule pompe permet de couvrir 44 % du temps de fonctionnement annuel. Cette solution offre la meilleure réponse à la distribution des réseaux à débit variable :

- Gestion du débit minimum
- Optimisation de la consommation électrique des pompes, coût de pompage
- Réduction du coût de maintenance
- Réduction de l'encombrement

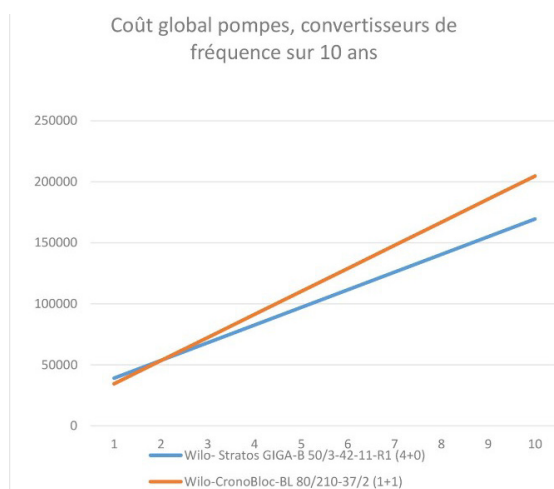
Aller plus loin dans les économies d'énergie par le choix des pompes

Le choix de la technologie des pompes et les modes de fonctionnement influent directement sur le coût de pompage. Si la mise en place de convertisseurs de fréquence, afin d'associer les pompes aux réseaux à débit variable, permet de réduire de 30 à 50 % la consommation électrique d'une pompe, celle-ci peut encore être réduite par le choix des pompes.

La performance énergétique des pompes à moteur ventilé est indiquée par l'indice d'efficacité énergétique des moteurs de pompes (IE) et l'indice d'efficacité hydraulique minimum (MEI). Les moteurs les plus efficaces affichent une classification moteur IE5. Les moteurs à aimant permanent synchrone IE5 disposent d'un excellent rendement qu'ils conservent à charge partielle en comparaison à un moteur asynchrone. L'indice de rendement minimal (MEI) reflète le rendement hydraulique de la pompe. Les pompes les plus efficaces affichent un indice de rendement minimal, $MEI \geq 0,7$.



Comparatif de consommation annuelle entre deux solutions basées sur un temps de fonctionnement annuel de 6000 heures réparties sur le profil de charge Blue Angel, profil de charge standardisé.



Mode de régulation

Les pompes dites « électroniques » disposent de convertisseurs de fréquence intégrés permettant d'ajuster la vitesse de la pompe en fonction du mode de régulation choisi sur :

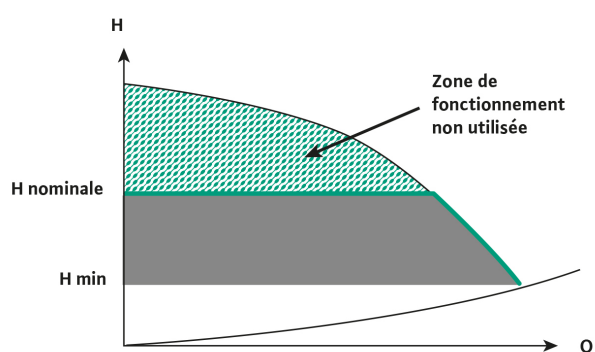
- Une consigne de ΔP constant ou un ΔP variable
- Une consigne de vitesse constante
- Une consigne de ΔP ou de vitesse en fonction d'un signal analogique externe (0/10V, PT1000...)

Les pompes à vitesse fixe peuvent être associées à des convertisseurs de fréquence « déportés » qui offrent les mêmes modes de régulation.

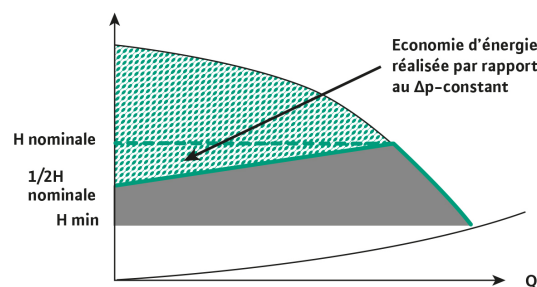
Régulation Δp -constant

La régulation Δp -constant permet de maintenir une pression différentielle constante entre l'aspiration et le refoulement de la pompe et ce, quelle que soit l'évolution du débit et donc des

Fonctionnement en Δp -constant



pertes de charges du réseau. Ce mode de régulation permet d'assurer une pression toujours suffisante pour l'irrigation de tous les circuits, quelles que soient les variations des pertes de charge. Il permet également d'assurer une stabilité de fonctionnement et de limiter l'interactivité entre les différents réseaux. La régulation Δp -constant est celle à retenir lorsque les pertes de charges se localisent essentiellement dans les éléments terminaux.



Les modes de régulation sur consigne de pression sont à privilégier sur les réseaux à débit variable

Régulation Δp -variable

La régulation Δp -variable permet de réguler la hauteur manométrique d'une pompe proportionnellement au débit. En régulation Δp -variable, la pression différentielle entre l'aspiration et le refoulement de la pompe varie entre le point de consigne H et H/2. Celle-ci dépend de l'évolution des pertes de charges du réseau. La régulation Δp -variable est celle à retenir lorsque les pertes de charges se localisent essentiellement dans les tuyauteries. La pompe doit être parfaitement définie et l'installation correctement équilibrée. Dans une application de réseau de chaleur, ce mode de régulation est à étudier sur le plan thermique. Dans un cas extrême, si certains émetteurs sont en demande maximale et que d'autres ne le sont pas, la pression fournie par la pompe peut être insuffisante pour satisfaire le besoin des émetteurs les plus défavorisés.

Régulation Δp en marche parallèle

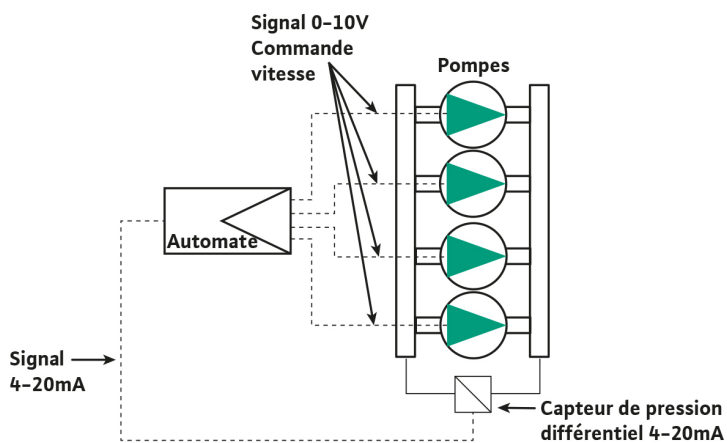
Dans une configuration de plusieurs pompes en parallèle, lorsque les pertes de charges se localisent essentiellement dans les tuyauteries, il est admissible de faire fonctionner la pompe principale en Δp -variable pour permettre de réaliser :

- Une économie d'énergie électrique de pompage
- Une réduction de la pression aux émetteurs et vannes de régulation, qui permet une meilleure stabilité de ces vannes et une réduction sonore

Dans le cas de plusieurs pompes en parallèle, la gestion de la cascade et de la vitesse des pompes est faite au travers d'un coffret de commande associé à un capteur de pression différentielle pour permettre une régulation en ΔP , suivant le schéma suivant. Le réglage de la consigne n'est pas géré sur la pompe mais à distance via un automate (GTC) par exemple. L'automate compare la consigne et la mesure du capteur puis agit directement sur la vitesse d'une ou plusieurs pompes afin de maintenir la consigne et de répondre aux besoins de l'installation. Dans certains cas, la consigne de l'automate peut être envoyée et modifiée à distance via un signal analogique externe, généralement en 4/20mA.

Régulation ΔT -constant

La régulation ΔT dépend de la puissance calorifique absorbée. Ce mode de régulation est utilisé dans les réseaux à débit constant

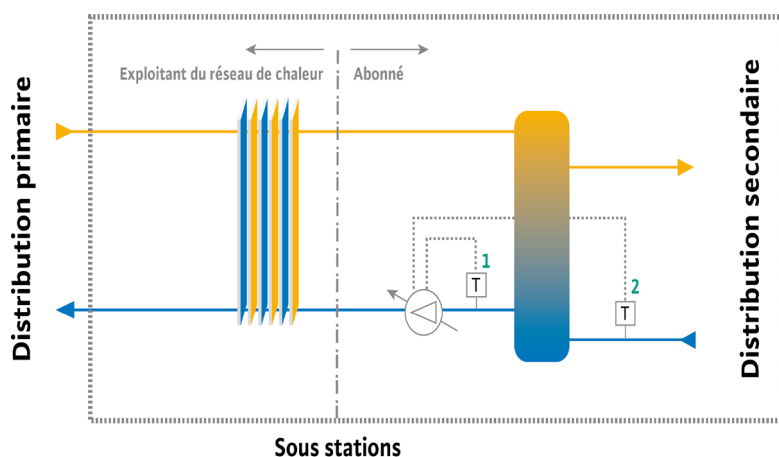


et reste incompatible avec un réseau à débit variable. Si le débit est réduit par un organe de régulation (ex : V2V), le fluide caloporteur se refroidit car il met plus de temps pour parcourir le réseau : le ΔT augmente. Si le ΔT augmente, la pompe va accélérer sa vitesse alors que le débit est réduit par un organe de régulation. Le débit variable et la régulation ΔT sont donc opposables.

Notons encore que le temps de réaction peut être long en fonction de la longueur du réseau ; de l'inconfort thermique peut-être généré en cas de plusieurs sous-stations, bouteilles ou échangeurs. Ce mode de régulation peut toutefois présenter un réel avantage en sous-stations dans les séparations hydrauliques entre un réseau primaire et un réseau secondaire. Les circulateurs et pompes de dernières générations disposent d'un mode de régulation sur une consigne de ΔT constant permettant un maintien de ce dernier, sans automate additionnel, comme le décrit le schéma simplifié suivant :



Cascade de quatre pompes Wilo-Stratos GIGA



À l'heure où les prix de l'énergie augmentent considérablement, le choix de solutions techniques efficaces est plus que jamais à mettre en œuvre. Le temps du coût d'achat comme seul critère de décision est révolu. Nous pouvons réduire de manière significative la consommation d'énergie des réseaux de chaleur par l'association « réseau à débit variable », « pompes à variation de vitesse » et « régulation ». Les nouvelles générations de pompes qui associent haute efficacité énergétique, connectivité et performance doivent devenir dès à présent le standard, et ainsi permettre de réduire de moitié la consommation électrique d'un réseau de chaleur.

Un article signé Cyrille Vergnole, manager de la prescription France chez WILO FRANCE

Télécharger le guide Wilo « Réseaux de chaleur et de froid urbains » depuis le QR CODE





PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT



Raccorder les maisons individuelles aux réseaux de chaleur urbains

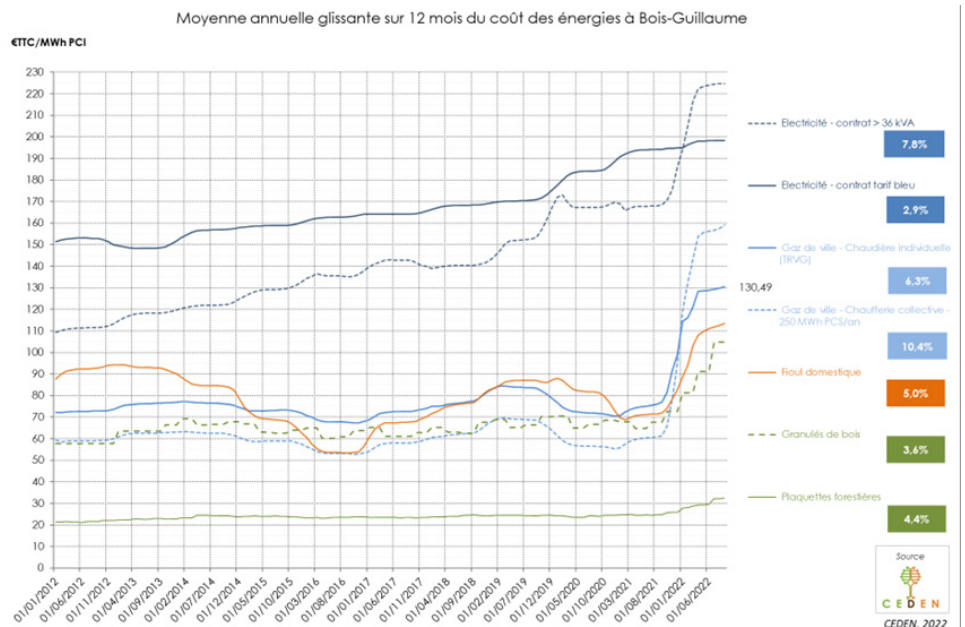
Créés historiquement à la charnière des années 1960-1970, les réseaux de chauffage urbains desservent quasi exclusivement de grands ensembles immobiliers. Pourquoi ne pas s'inspirer de nos voisins européens ?

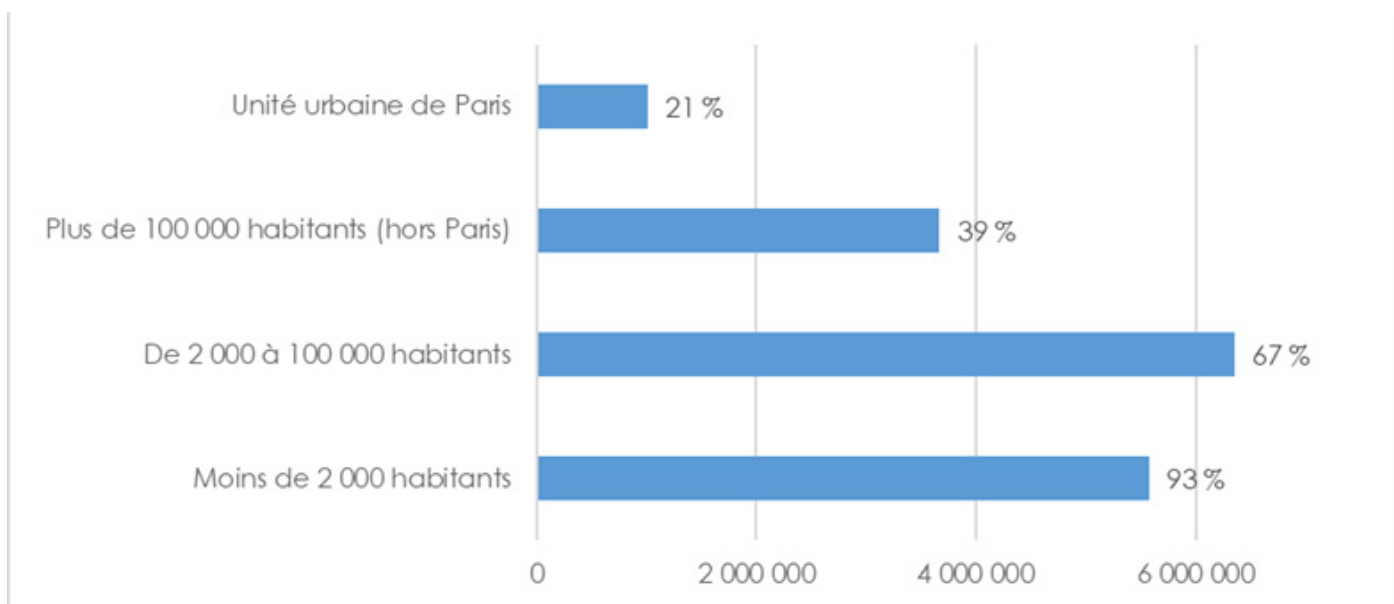
En Scandinavie, au Danemark ou en Autriche, les maisons individuelles y sont pourtant massivement raccordées. Pourquoi cette différence avec la France ? Le blocage est-il institutionnel ou sociologique ? Le bouleversement des modèles économiques établis n'est-il pas l'occasion d'appréhender différemment les enjeux de la transition énergétique ?

Un constat à la faveur des ressources énergétiques locales

Lancinante, la précédente crise énergétique (2005 à 2013) est plutôt passée inaperçue. Celle que l'on vit actuellement est fulgurante. Le prix du gaz naturel a progressé rapidement dès juillet 2021 et devrait en 2023 être 7 à 8 fois supérieur à la moyenne de la dernière décennie (20 € HT/MWh). Face à cette situation difficilement supportable pour la plupart des consommateurs, un bouclier tarifaire a été mis sur pied par l'État, principalement pour protéger le secteur résidentiel. La compensation sur les achats de gaz et d'électricité, directement défalquée des factures des fournisseurs, devrait s'élever à 30 milliards d'euros en 2022, et sans doute, à 45 milliards en 2023 ! Dans le même

temps, les ressources renouvelables ne bénéficient d'aucune aide au titre du bouclier tarifaire, alors qu'elles subissent de plein fouet les conséquences d'un prix élevé des énergies fossiles (carburants routiers et non routiers pour les combustibles bois, électricité pour la géothermie...). Malgré tout, les combustibles bois résistent bien à cette pression. Il y a 10 ans, l'écart avec le gaz était de 40 € TTC/MWh. Il a aujourd'hui quasiment triplé (130 € TTC/MWh). Par rapport à l'électricité, il est encore plus important : 170 € TTC/MWh.





Des écarts de prix pour absorber les surcoûts

La construction ou l'extension d'un réseau de chaleur EnR&R est gourmande en capitaux, et suscite des frais plus élevés en personnel, en pièces de rechange, en impôts et taxes... À la condition de raisonner sur 20 à 30 années, l'écart de prix entre les combustibles fossiles et la biomasse permet d'absorber ces surcoûts d'investissement et d'exploitation.

L'économie des services de distribution de chaleur repose sur ce principe. Malgré un contexte particulièrement favorable, le soutien financier de l'ADEME et les CEE doivent cependant être maintenus pour que le tarif des réseaux demeure compétitif, notamment dans l'hypothèse où le prix des énergies fossiles devait baisser dans les années à venir.

Des maisons individuelles sur des réseaux : un enjeu de la transition énergétique

Les maisons individuelles restent les principales oubliées au prétexte d'une « densité thermique » trop faible (MWh livrés/mètre de tranchées). Or, la France compte 16 millions de logements pavillonnaires, soit 56 % des résidences.

Parallèlement, la Stratégie nationale bas-carbone signale certes les réseaux de chaleur parmi les solutions à conforter, mais elle reste muette sur le rôle des maisons individuelles. Moins de 14 000 logements pavillonnaires sont actuellement desservis par

un chauffage urbain alors que les 3/4 d'entre eux sont localisés dans des unités urbaines de moins de 100 000 habitants. Or, ces dernières constituent la cible privilégiée de l'expansion du chauffage urbain dans les années à venir.

Il ne s'agit pas d'étendre les services de la chaleur à n'importe quel prix, mais de faciliter le raccordement des maisons lorsqu'elles sont proches d'un réseau ! Les villes de Fourmies (59) ou de Mayenne (53), à la démographie assez proche (~13 000 habitants), pourraient à titre d'exemple ouvrir leur réseau en projet à 400 foyers, soit de 8 à 12 % des maisons individuelles. Cette stratégie permettrait de substituer 6 500 MWh de gaz en plus par an, ce qui constituerait un robuste levier pour se rapprocher de la souveraineté énergétique pour ces communes.

...et un moyen d'échapper aux prix élevés des énergies fossiles !

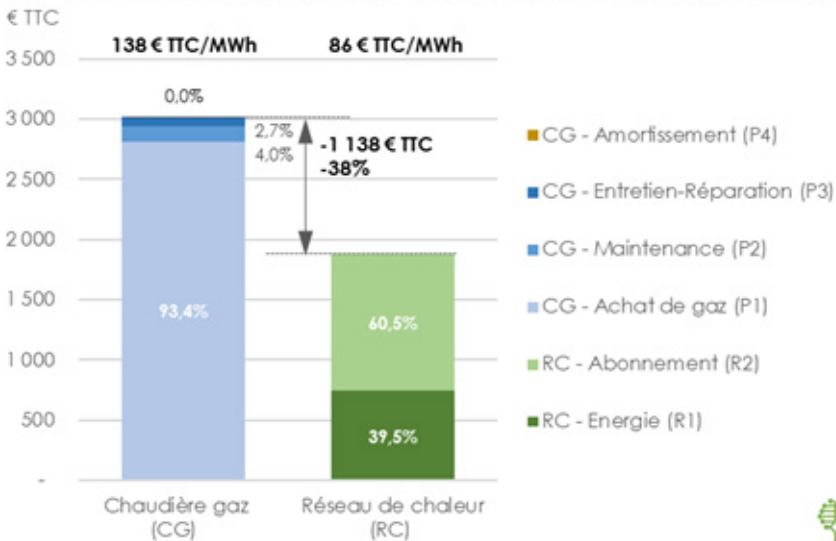
En 2018, Métropole Rouen Normandie a fait le choix de développer le réseau de chaleur des Hauts de Rouen en l'étendant sur les communes de Bihorel, Darnétal et Bois-Guillaume (au nord-ouest de l'unité urbaine). Sur l'impulsion de DALKIA, la livraison d'énergies, à 85 % renouvelables, est ainsi passée de 70 000 à 150 000 MWh/an. À cette occasion, la Métropole a souhaité que le service s'adresse également aux maisons individuelles.



L'exemple d'un square comptant onze maisons met en lumière l'intérêt économique de ce réseau. Le bilan concerne en fait 6 résidences desservies depuis juillet 2021. Dans ce square, les atouts perçus par les résidents sont les suivants :

- Pour certains, le renouvellement d'équipements de chauffage anciens s'avérait nécessaire à très court terme (deux maisons) ou à moyen terme (une maison). Le raccordement au chauffage urbain a permis d'éviter l'investissement dans un système énergétique sans avenir.
- Pour les autres, il offre une batterie d'avantages, et notamment la stabilité des charges de chauffage, d'une part, et l'externalisation de la production de la chaleur, d'autre part.
- Tous les impétrants au raccordement ont enfin été motivés par le caractère vertueux de l'énergie produite et les perspectives d'une réduction des charges de chauffage.

· Maison individuelle de 150 m² (chauffage à 21 °C et production d'eau chaude sanitaire)
 · Consommation de 21,8 MWh sur la saison 2021/2022, soit 145 kWh/m²
 · Situation de référence (CG) : Chaudière à gaz (2016)
 · Solution alternative (RC) : Réseau de chaleur de La Petite Bouverie (depuis sept. 2021)



La contribution aux frais de raccordement (6 400 € TTC/logement) et l'âge des propriétaires ont à l'opposé représenté les principaux freins : cinq résidents n'ont d'ailleurs pas souhaité investir.

Les six maisons ont consommé sur la saison 121 MWh, soit en moyenne 114 kWh/m². Cette consommation couvre à raison de 85 % des besoins de chauffage et de 15 %, d'eau chaude sanitaire. Ces besoins énergétiques sont assurés principalement par le réseau de chaleur (92,6 %), mais également par diverses installations EnR conservées : capteur solaire thermique (0,7 %) et poêles à bois bûches (6,7 %).

La structure des tarifs de la chaleur procure une forte résilience en période de crise pétrolière et gazière. Entre le 1^{er} juillet 2021 et le 30 juin 2022, les résidents raccordés au réseau de chauffage urbain ont en effet bénéficié d'une économie fluctuant de 800 à 2 000 € TTC par foyer, soit un temps de retour évalué selon les cas entre 3,2 et 8 ans dans l'hypothèse où le prix des énergies demeure au niveau actuel.

Un développement contrarié

Alors que les résultats économiques sont notablement probants, DALKIA peine pourtant à développer le service. Trois principaux facteurs freinent les extensions vers les maisons individuelles :

- Le concessionnaire n'a pas perçu les subventions de l'ADEME en raison d'une densité thermique jugée insuffisante. Il n'est donc pas incité à promouvoir le service auprès des particuliers.

- Une communication perfectible entre la Métropole, qui exerce la compétence « chaleur », et ses membres. Service public au profit des citoyens, le succès d'un réseau de chaleur repose étroitement sur une appropriation par les élus locaux et leurs services.
- Le message ambigu à la faveur des pompes à chaleur, particulièrement relayé par les fortes aides accordées au titre de MaPrimeRénov' à des systèmes pourtant moins performants sur les plans technique, économique et environnemental.

Mais la pire des situations proviendrait d'une nouvelle chute des prix du gaz dans les années à venir !

Ne faut-il pas s'inspirer des modèles existants en Europe ?



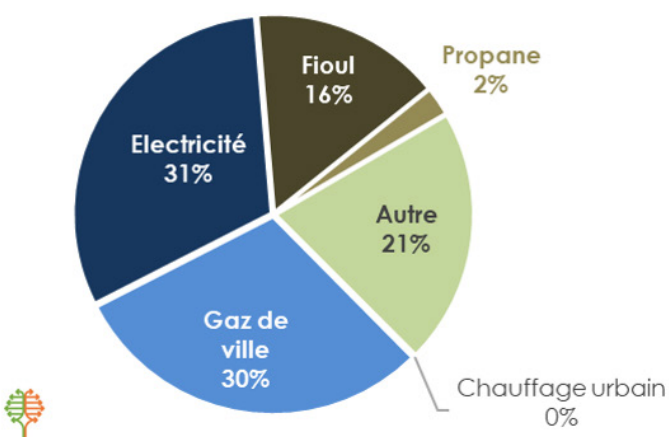
Après le contrechoc pétrolier de 1986, certains pays germanophones et du nord de l'Europe se sont notamment appuyés sur la taxe carbone,

qui a permis de maintenir un prix suffisant des énergies fossiles afin de préserver l'intérêt économique des réseaux de chaleur EnR&R. Mais leur stratégie repose aussi sur des communautés d'acteurs composées de propriétaires de maisons individuelles au Danemark, d'exploitants forestiers en Finlande ou en Suède, d'agriculteurs en Autriche... Quel que soit le montage juridique, les pavillons figurent toujours parmi les cibles, ce qui n'est pas le cas en France !

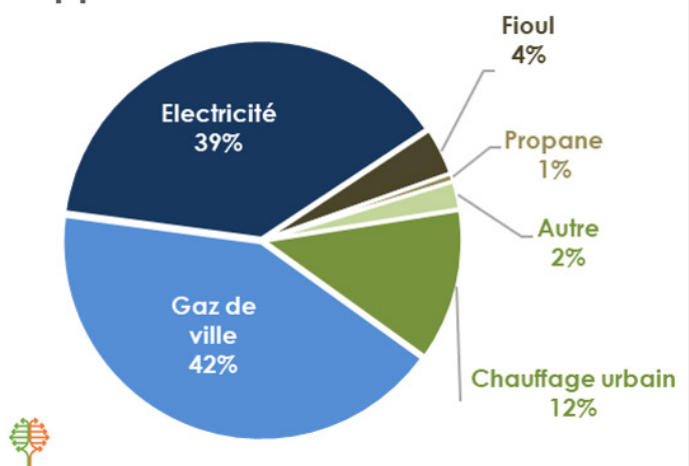
Avec 8 à 12 % des résidences pavillonnaires, le potentiel énergétique pourrait pourtant doubler les livraisons de chaleur par les réseaux avec 25 TWh/an supplémentaires à l'échelle nationale. L'enjeu apparaît majeur, mais plusieurs conditions doivent être remplies pour atteindre cet objectif : ajuster les aides à la faveur du raccordement des maisons (MaPrimeRénov', Fonds chaleur et CEE...), accompagner les gestionnaires et élargir leur rôle (relais de communication, relation client...), assouplir le code de la commande publique pour une émergence massive et rapide des EnR&R thermiques via les réseaux !

Un article signé Dominique Plumail, directeur du CEDEN

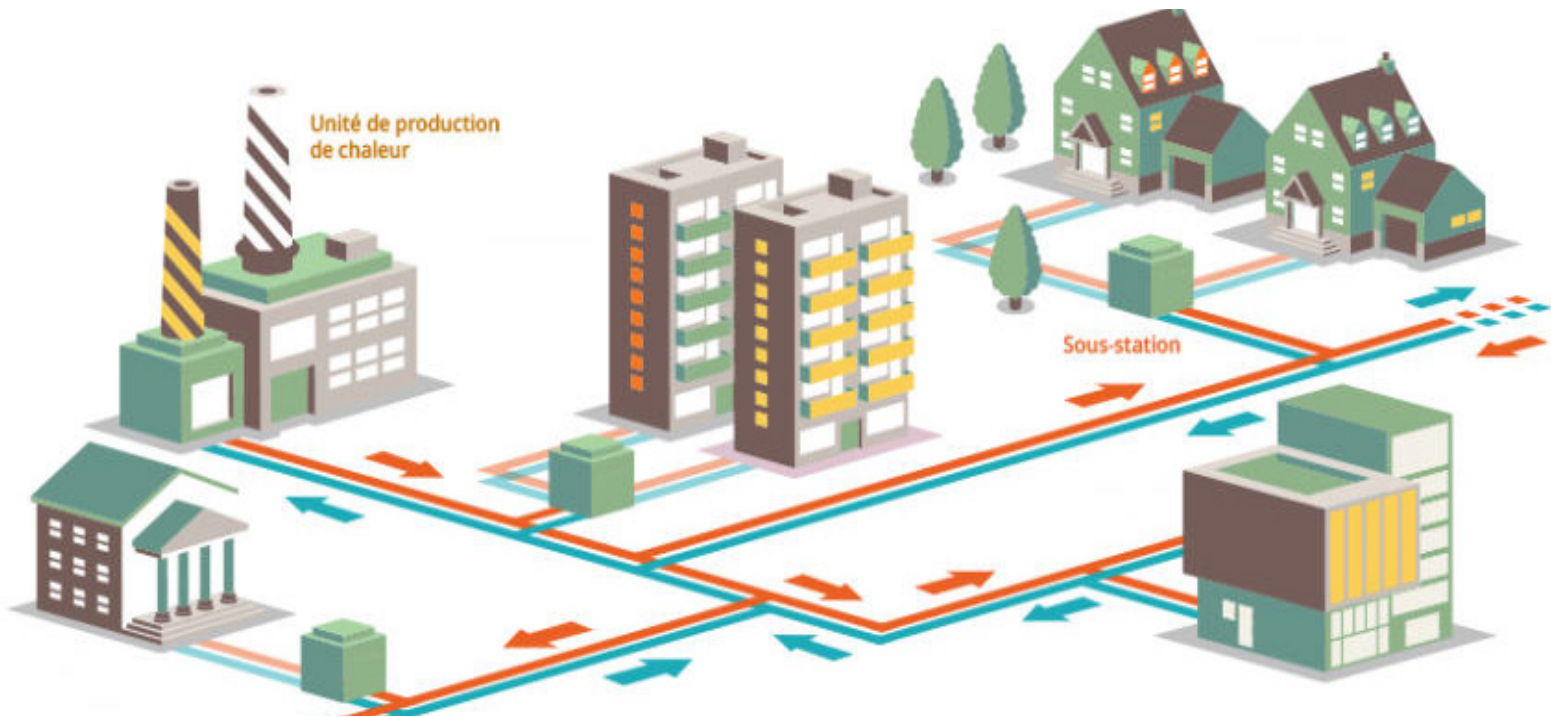
Maisons 16 370 000 résidences



Appartements 12 570 000 résidences



Sept ans pour libérer tout le potentiel des réseaux de chaleur



À n'en pas douter, la chaleur renouvelable et ses réseaux sont sous-exploités, alors que leur développement constitue l'un des chantiers les plus importants de la transition énergétique.

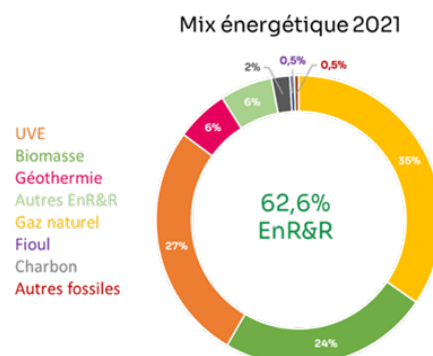
Pourquoi le choix de la chaleur renouvelable ? Le logement, dont le chauffage, représente le premier poste de dépenses des Français. Les prix des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) locales s'avèrent beaucoup plus stables que ceux des énergies historiques – électricité et gaz – qui ont brutalement augmenté depuis 2021. En outre, adopter un mode de chauffage durable préserve le pouvoir d'achat des ménages, surtout des plus précaires. Sur le front de l'emploi, la chaleur renouvelable représente quant à elle plus de 33 000 emplois non délocalisables : exploiter de manière responsable les gisements énergétiques locaux renforce l'attractivité des territoires.

Tous les domaines impactés

Du point de vue santé, les logements mal isolés et mal chauffés aggravent l'apparition de maladies... : un Français sur cinq souffre du froid en hiver. La chaleur renouvelable offre une solution mûre pour réduire la précarité énergétique. Côté environnemental, le contenu CO₂ des EnR&R locales est en moyenne 10 fois inférieur à celui du gaz fossile : privilégier la chaleur renouvelable baisse considérablement les émissions de CO₂. En termes d'écologie, la chaleur renouvelable complète les EnR électriques et gazières : 1 TWh de chaleur renouvelable, c'est autant d'électricité ou de biogaz pouvant être consacrés aux transports ! La chaleur renouvelable favorise la décarbonation de notre quotidien. Le principe d'économie circulaire le souligne également : si la meilleure énergie est celle que nous n'utilisons pas, la seconde est celle que nous récupérons. Tous les ans, plus de 25 TWh de chaleur issue d'activités industrielles ou tertiaires sont tout simplement perdus ! Récupérer et redistribuer cette chaleur fatale, grâce aux réseaux de chaleur, limiterait d'autant la consommation d'énergies historiques.

Sur le plan de la souveraineté : entre octobre 2021 et septembre 2022, les importations d'énergies fossiles ont creusé le déficit commercial français de près de 100 milliards d'euros. Il est donc urgent de produire notre chaleur à partir d'EnR&R locales. Côté finances publiques, enfin : avec un faible coût d'abattement (€/tonne CO₂ évitée), les EnR&R thermiques sont particulièrement efficaces pour diminuer les émissions CO₂. Comme l'y invite la Cour des comptes et la Direction générale du Trésor, l'État doit « réinterroger l'équilibre du soutien public en faveur des énergies renouvelables thermiques ».

Aujourd'hui, en France, 898 réseaux de chaleur livrent près de 30 TWh de chaleur, soit 4,5 % des besoins nationaux. Cependant, cette portion incongrue ne reflète pas fidèlement les caractéristiques environnementales, sociales et économiques des réseaux de chaleur. Avec un taux EnR&R proche de 63 %, les réseaux de chaleur sont les vecteurs énergétiques les plus verts de France devant les réseaux électriques (23 %) et gaziers (1 %).



Collectivités territoriales et opérateurs de réseaux maintiennent leurs efforts de décarbonation du mix des réseaux de chaleur : l’empreinte carbone moyenne des réseaux a été divisée par deux en dix ans pour atteindre à 125 g CO₂ ACV / kWh. Les réseaux de chaleur sont en moyenne deux fois moins émissifs que des chaudières utilisant du gaz naturel ou du fioul domestique.

Le prix moyen de vente des réseaux de chaleur était de 80 € HT/MWh en 2021. Contrairement aux autres énergies, le prix de vente moyen de la chaleur livrée par les réseaux est resté relativement stable, avec une hausse de 1,5 % entre 2020 et 2021 pour les réseaux de chaleur alimentés à plus de 50 % d’EnR. Plus un réseau de chaleur est vert, plus son prix en coût global est compétitif et stable.

1 600 projets à réaliser d’ici 2030

La France est le seul pays de l’Union européenne à ne pas respecter ses engagements énergétiques : les énergies renouvelables couvrent 19,3 % du mix énergétique national contre 23 % initialement prévu. Les Français payent cher cette inertie au sens propre (les sanctions encourues s’élèvent à 500 millions d’euros, le budget du Fonds chaleur) comme au sens figuré (risques de

livrer 39,5 TWh de chaleur issues d’EnR&R locales en 2030.

Pour aider les acteurs de la filière à atteindre cet objectif, l’association Via Séva, le bureau d’études Manergy ont réalisé, en partenariat avec FEDENE-SNCU, un Schéma directeur national des réseaux de chaleur 2030 qui localise 1 600 projets de réseaux de chaleur à étendre ou créer partout en France. Les investissements nécessaires à la réalisation de ces projets sont estimés à 25 milliards d’euros sur huit ans, une enveloppe modeste au regard des 100 milliards d’euros engagés pour le bouclier tarifaire ; d’autant que les deux tiers seront apportés par le secteur privé et qu’ils seront rapidement rentabilisés au regard de l’évolution des prix des énergies importées.

Ces projets sont autant d’opportunités pour les territoires puisqu’ils apportent d’importantes retombées économiques : l’ADEME estime qu’un euro investi par le Fonds chaleur génère en moyenne quatre euros d’investissements pour le territoire. En plus d’une redynamisation économique, les projets créeront au moins 14 000 emplois pérennes et non délocalisables. Les bénéfices énergétiques et environnementaux du Schéma sont aussi significatifs. Tous les ans seront évitées l’importation de 20 TWh d’énergies fossiles – gaz principalement – et l’émission de 5 millions de tonnes de CO₂. Comment ?

1.600 projets à lancer partout en France.

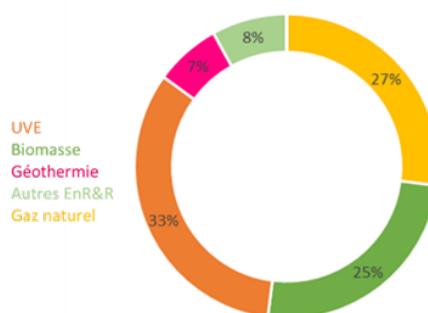


Le verdissement accéléré des réseaux

Les réseaux de chaleur sont de véritables agrégateurs d’EnR&R ; leur principal atout consiste à valoriser tous les gisements d’EnR&R locaux pour répondre aux besoins de chauffage et d’eau chaude sanitaire d’un territoire. Sous l’effet de la nouvelle réglementation environnementale (RE2020), de l’urgence climatique et de l’imprévisibilité des prix des énergies fossiles, les réseaux de chaleur vont accélérer leur verdissement pour atteindre 73 % d’EnR&R en 2030. Une meilleure récupération de la chaleur fatale et une utilisation accrue de la biomasse et de la géothermie remplaceront progressivement le gaz fossile et sortiront totalement le charbon et le fioul du mix énergétique des réseaux. Les autres énergies renouvelables, comme le solaire thermique ou le biogaz, contribueront également à la substitution progressive des énergies fossiles. Le contenu CO₂ moyen des réseaux de chaleur profitera grandement de ce verdissement du mix énergétique. En effet, les réseaux de

délestage cet hiver). La rupture durable des importations russes marque un tournant dans l’approvisionnement énergétique de l’Hexagone. L’État doit prendre ce virage et développer rapidement des solutions de proximité, matures, durables, bon marché, résilientes et à portée de main des décideurs locaux. Les réseaux de chaleur répondent à toutes ces exigences ; ce sont des leviers incontournables pour relancer la transition énergétique. La loi de Transition énergétique et de la Croissance verte (LTECV) fédère les acteurs des réseaux de chaleur autour d’un objectif :

Mix énergétique 2030



chaleur pourraient émettre autant que l'électricité en privilégiant des EnR&R sans combustion comme la récupération de la chaleur fatale, la géothermie et le solaire thermique.

Les moyens à allouer d'ici 2030

Quels outils doivent être mis en place pour décupler le potentiel des réseaux de chaleur ? En premier lieu, les acteurs de la filière ont besoin d'une vision et d'un soutien public franc en faveur de la chaleur renouvelable et de ses réseaux. Alors que sa gestion par l'ADEME et son efficacité sont saluées par tous, Cour des comptes incluse, le Fonds chaleur reste insuffisamment doté : entre 520 et 600 millions d'euros en 2023 pour décarboner près de la moitié de la consommation énergétique nationale ! Tous les principaux candidats à l'élection présidentielle proposaient d'augmenter le Fonds chaleur. Les enjeux détaillés en introduction commandent de faire tendre le plus rapidement possible le budget du Fonds chaleur vers le milliard d'euros, voire de le dépasser.

En juillet, le ministère de la Transition énergétique a lancé le « raccordement express » ; un coup de pouce bonifié pour réduire au maximum le reste à charges des bâtiments tertiaires et résidentiels qui se raccordent à un réseau de chaleur. Pour 200 euros par logement en moyenne, tous les habitants d'une copropriété pourront bénéficier d'une chaleur renouvelable à un prix stable et compétitif. La filière espère raccorder 3 000 bâtiments supplémentaires d'ici 2025, date butoir de la mesure. Pour aider la France à rattraper son retard et respecter ses nouveaux engagements européens en matière de développement des EnR, il serait utile de considérer une prolongation du raccordement express au-delà de 2025.

« L'État doit développer rapidement des solutions de proximité, matures, durables, bon marché, résilientes et à portée de main des décideurs locaux. Les réseaux de chaleur répondent à toutes ces exigences. »

Les moyens à consacrer à la réalisation du Schéma directeur 2030 ne sont pas seulement financiers. Cette année, l'ADEME a lancé l'appel à projets « une ville, un réseau » pour aider les collectivités, entreprises ou associations à lancer des réseaux de chaleur en finançant en grande partie les études préparatoires. Le franc succès de la première édition – 190 dossiers déposés – appelle le renouvellement de cet appel à projet. Modèle de cahier des charges pour lancer un réseau, modèle de contrat de concession, guide de raccordement, cartographie des réseaux...les acteurs privés mettent également de nombreux outils à la disposition des collectivités et des abonnés pour développer la chaleur renouvelable.

La filière doit continuer à travailler de concert avec un objectif en tête : livrer 39,5 TWh de chaleur EnR&R en 2030.

Un article signé Hugo Belin, FEDENE SNCU



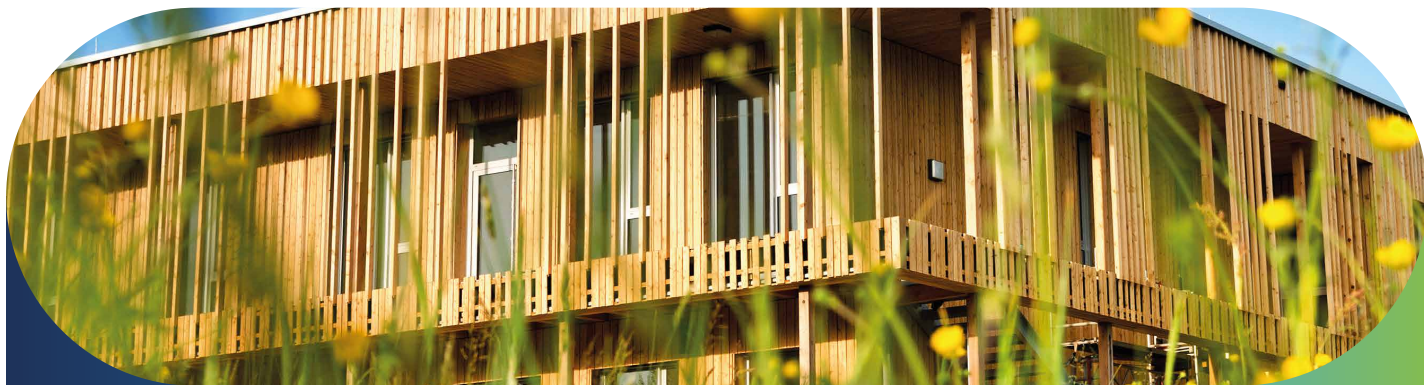
REMERCIEMENTS

Merci aux rédacteurs en chef, Mathilde Henry (GreenFlex) et Guillaume Perrin (FNCCR) d'avoir coordonné et permis la réalisation de ce dossier *Construction21* dédié aux réseaux de chaleur et de froid décarbonés. Merci à tous les partenaires pour l'ensemble de leur contribution éclairée : Efficacity, Fedene, Wilo, Egis, SIEEEN, Manergy, CertiNergy & Solutions, Terrinov, Ceden, Nobatek, SDEM50, Métropole Nice Côte d'Azur, SIPPEREC, France Chaleur Urbaine, Région Auvergne-Rhône-Alpes, Cerema, CIBE, SERM. Merci à Stéphanie Obadia, Grégoire Brethomé, Guillaume Lemonnier et Lilou Le Gal d'avoir piloté le projet dans son ensemble. Merci à tous les contributeurs d'avoir participé à la rédaction de ce livre blanc.



CONSTRUCTION21

IMPULSER LA VILLE DE DEMAIN



LA MISSION DE CONSTRUCTION21 :

Diffuser gratuitement les bonnes pratiques du secteur du BTP pour des bâtiments et villes durables. Plus qu'une association, c'est un réseau de professionnels engagés qui collaborent régulièrement sur des dossiers thématiques, des études de cas ou même des concours. De l'information qualifiée et utile à tous ! En France comme à l'international, Construction21 donne toujours plus de visibilité à la construction durable.

Rejoignez
la communauté sur :
[construction21.org](https://www.construction21.org)



Média



Événements



International



Com by C21

GREEN
SOLUTIONS
AWARDS

CONSTRUCTION21

Concours