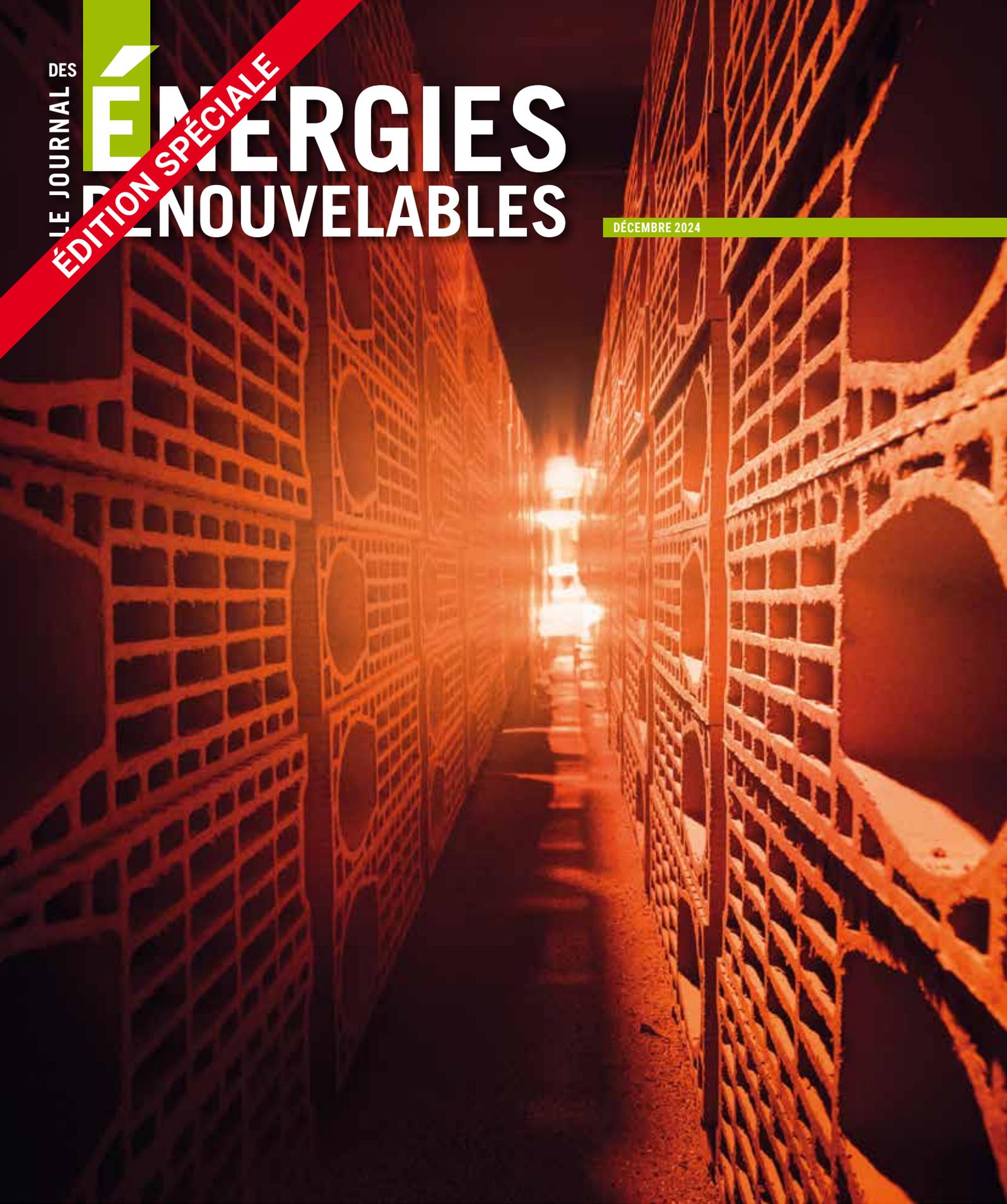


LE JOURNAL

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

ÉDITION SPÉCIALE

DÉCEMBRE 2024



Réseaux de chaleur

**Brest : un troisième
réseau de chaleur
atypique**

Géothermie

**La géothermie
pour un groupe
scolaire**

Fonds chaleur

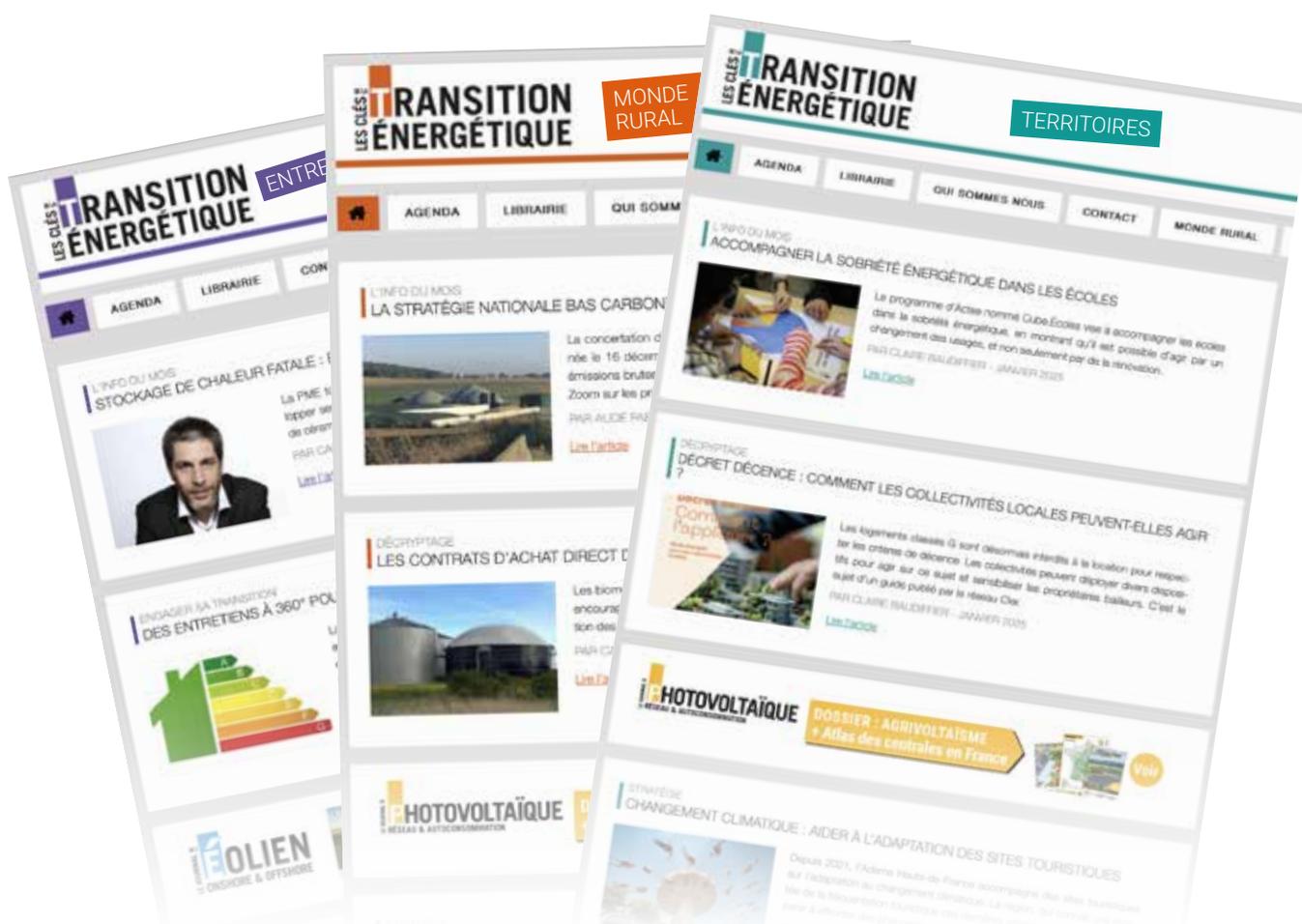
**Le Fonds chaleur
poursuit
sa hausse**

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



Vous êtes acteur des territoires, des entreprises
ou du monde rural ?

LISEZ NOS NEWSLETTERS
mensuelles, digitales & gratuites, sur-mesure



TRANSITION ÉNERGÉTIQUE • PHOTOVOLTAÏQUE • GÉOTHERMIE • BIOMASSE • SMART-GRID • ÉNERGIES RENOUVELABLES • BIOGAZ
HYDROÉLECTRICITÉ • ÉNERGIES MARINES • FORMATIONS • SOLAIRE THERMIQUE • ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE • BOIS-ÉNERGIE
AUTOCONSOMMATION • STOCKAGE ÉLECTRICITÉ • BIOCARBURANTS • EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE • MOBILITÉ • HYDROGÈNE • HYDROLIEN

Inscrivez-vous :
clesdelatransition.org

Éditeur



Partenaires



Pour une augmentation du Fonds chaleur !

Diane Lescot

Directrice de la publication



Crédit de couverture :
Bouyer Leroux

journal-enr.org

Administration : Nathalie Bouhours
(tél. : 01 44 18 00 80)

Régie publicitaire : Yves Bitan (+ 33 1 43 57 93 89)

Directrice de la publication :
Diane Lescot.

Rédacteur en chef :
Vincent Boulanger

Responsable des produits éditoriaux :
Romain David (tél. : 01 44 18 73 42)

Rédacteurs : Flavian Bonneau, Géraldine Houot, Carole Rap

Secrétaires de rédaction :
Claire Baudifier, Rachel Laskar

Maquette – réalisation : Guillaume Bonduelle



Les pages "chaleur renouvelable" publiées en 2024 dans *Le Journal des Énergies Renouvelables* ont été réalisées en partenariat avec l'Ademe.

*Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité d'Observ'ER et ne représente pas l'opinion de l'Ademe.
Celle-ci n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.*

Dépôt légal : 4^e trimestre 2024
ISSN 2491-8687
Commission paritaire : n° 1128 G 84361.

Éditeur :





Observatoire des énergies renouvelables
20 ter rue Massue – 94300 Vincennes
Tél. : + 33 (0)1 44 18 00 80
www.energies-renouvelables.org

L'heure des bilans de fin d'année a sonné. Celui que nous entreprenons tous les ans avec cette publication numérique, qui reprend les opérations de chaleur renouvelable couvertes dans nos numéros du Journal des énergies renouvelables, montre une fois de plus la place essentielle du Fonds chaleur comme soutien à la sortie des énergies fossiles

L'Ademe, qui gère le Fonds chaleur, accompagne les porteurs de projets dans la définition et le financement de leurs opérations. L'agence a ainsi attribué un financement à 1 400 équipements en 2023 et encore davantage en 2024 puisque le budget est passé de 601 en 2023 à 820 millions en 2024. En apportant entre 30 et 60 % du financement, l'Ademe crée un effet levier pour l'orientation d'investissements complémentaires publics et privés vers la transition énergétique. Depuis 2009, date de la création du Fonds, c'est ainsi un total de 15 milliards qui ont pu financer des projets de chaleur renouvelable dans les collectivités et les entreprises pour 51,5 TWh renouvelables additionnels produits.

En dehors des financements, le Fonds chaleur permet également de tester des projets innovants, en témoigne la création d'un réseau d'exhaure dans les installations géothermiques de la presqu'île de Grenoble ou la récupération, originale à l'époque, de l'énergie des eaux d'une station d'épuration au port maritime de Bordeaux.

Le Fonds chaleur c'est aussi la diffusion des bonnes pratiques et la capitalisation des expertises. Plusieurs des projets passés en revue cette année sont équipés de condenseurs pour récupérer l'énergie fatale des fumées. On voit des collectivités, s'appuyant sur leurs succès, revenir après quelques années pour des projets supplémentaires, comme à Brest. Le passage obligé par l'arbre de décision « EnR choix », impose désormais de considérer d'abord la réduction des consommations énergétiques, puis la mutualisation des installations de production et la récupération de chaleur, avant de produire de la chaleur renouvelable issue de géothermie ou de solaire ou en dernier lieu de bois-énergie. L'Ademe adapte ainsi ses procédures pour prévenir les tensions sur le gisement de biomasse, dont les usages sont multiples.

Le Fonds chaleur, instrument vertueux de la décarbonation de nos consommations thermiques, a besoin d'être renforcé en 2025. Après une année passée à compter les catastrophes climatiques, il est impensable de lésiner sur les moyens de la transition énergétique, et surtout pas ici où l'euro investi est des plus efficaces¹ pour décarboner l'économie et réduire notre dépendance aux énergies fossiles.

(1) <https://www.ademe.fr/presse/communique-nationale/bilan-2023-du-fonds-chaleur/>



FONDS CHALEUR

Le Fonds chaleur poursuit sa hausse

p. 4

En 2024, le montant de ce fonds, qui soutient les projets de chaleur renouvelable, s'élève à 820 millions d'euros, contre 600 millions d'euros en 2023. Le système de calcul des aides évolue.



GÉOTHERMIE

La géothermie pour un groupe scolaire

p. 6

Huit communes ont choisi d'investir ensemble dans un groupe scolaire alimenté par la géothermie pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Mise en service en mars 2020, l'installation affiche de bons résultats.



RÉSEAUX DE CHALEUR

Brest : un troisième réseau de chaleur atypique

p. 24

À Brest, la métropole a mis en service l'année dernière le réseau de chaleur de Plouzané, après celui de Brest et de Plougastel. Desservant le technopôle Brest-Iroise, il compte, contrairement aux autres, essentiellement des abonnés tertiaires et est alimenté par une chaudière bois équipée d'un condenseur pour récupérer l'énergie fatale des fumées

FONDS CHALEUR

Le Fonds chaleur poursuit sa hausse 4

GÉOTHERMIE

Dans la Somme, la géothermie pour un groupe scolaire..... 6

Dans l'Essonne, des installations de géothermie mutualisées 10

Saint-Denis : des athlètes au frais géothermique 12

À Grenoble, la géothermie innove sur la presqu'île 14

Centrale géothermique sur nappe à Montpellier 16

CHALEUR FATALE

Rien ne se perd à Issenheim 18

À Issoire, les fours de Constellium chauffent les habitations..... 20

RÉSEAUX DE CHALEUR

Port maritime de Bordeaux, un quartier vert exemplaire..... 22

Technopôle Brest-Iroise : un troisième réseau de chaleur atypique..... 24

Réseau de chaleur : partenariat public-privé pour Clermont-Ferrand 26

Évian : le réseau de chaleur bois s'étend 28

Un réseau de chaleur bois-énergie pour Bischwiller 30

Un réseau 100 % bois, 100 % rentable 32

BOIS ÉNERGIE

Le bois-énergie entre à l'université de Caen 34

MÉTHANISATION

Dans l'Allier, une unité de méthanisation exemplaire 36

Évaluer l'impact environnemental d'un méthaniseur 38

Méthanisation : harmoniser les études agronomiques..... 39

Passerelle : la méthanisation en toute sérénité..... 40

Biogaz Iff fait le pari de l'IA et de l'innovation 42

Le Fonds chaleur poursuit sa hausse

En 2024, le montant de ce fonds, qui soutient les projets de chaleur renouvelable, s'élève à 820 millions d'euros, contre 600 millions d'euros en 2023. Le système de calcul des aides évolue.

PAR GÉRALDINE HOUOT

Destiné à accélérer la sortie des énergies fossiles en accompagnant le développement d'installations de chaleur renouvelable, le Fonds chaleur de l'Ademe connaît une augmentation régulière depuis 2021. Car si le budget initialement prévu pour 2023 était de 520 millions d'euros, comme en 2022, il a été augmenté de 75 millions d'euros en fin d'année. Finalement, près de 601 millions d'euros ont été engagés en 2023 pour financer 1 400 équipements.

Les projets de chaleur renouvelable sont également aidés dans le cadre de France 2030 via deux types d'appels à projets (AAP) : les AAP grandes installations biomasse dans les secteurs industriel, agricole et tertiaire (AAP BCIAT)¹ et les AAP destinés plus spécifiquement aux industriels du bois (AAP BCIB)². En 2023, 203,4 millions d'euros ont été attribués dans le cadre de ces AAP, portant le montant total des fonds alloués à la chaleur renouvelable l'année dernière à 804,3 millions d'euros, soit une hausse de 14,9 % par rapport à 2022.

DES PROJETS PLUS COÛTEUX

Parmi les secteurs qui bénéficient de cette augmentation du budget, on peut citer la géothermie profonde (+12 % de MWh soutenus), la géothermie de surface qui se développe sur réseau de chaleur (trois fois plus de MWh soutenus), et le solaire thermique dans le secteur industriel (*Voir schémas ci-contre*). Les projets d'injection de biométhane dans le réseau de gaz poursuivent en revanche leur chute (-40 % de MWh soutenus). « Il y a eu ces dernières années beaucoup d'incertitudes sur les tarifs d'obligation d'achat du biogaz, qui complètent les aides à l'investissement du Fonds chaleur, ce qui a freiné le développement des projets. Mais elles se sont clarifiées fin 2023. On espère que la filière va désormais pouvoir rebondir », explique Simon Thouin, coordinateur du Fonds chaleur à l'Ademe.

Au total, toutes filières confondues, une production de 5,2 TWh/an a été soutenue en 2023 via le Fonds chaleur et France 2030. Un chiffre en baisse de 17 % par rapport à l'année précédente, qui s'explique par une dégradation de l'efficacité des aides. Le ratio d'aide accordée sur vingt ans grimpe ainsi de 5,56 €/MWh en 2022 à 7,71 €/MWh en 2023. « Plusieurs paramètres expliquent cette situation. D'abord une inflation élevée, qui fait mécaniquement monter les coûts des projets et donc le montant de l'aide par MWh. Ensuite des aides supplémentaires apportées dans le cadre de plans d'action mis en place pour faire face au Covid, puis à la récente crise énergé-

tique, et dont on voit les effets maintenant. Elle s'explique enfin par la nature des projets soutenus en 2023 », commente Simon Thouin. Un nombre croissant d'installations accompagnées concerne en effet des « petits » projets soutenus en grappe dans le cadre des Contrats chaleur renouvelable. « Il s'agit d'un outil sur lequel nous comptons beaucoup pour toucher tous les territoires, même les plus ruraux. Or, pour ces projets, par effet d'échelle, le ratio d'aide est élevé. » Enfin, la forte diminution du nombre de projets de méthanisation, qui bénéficient, de la part de l'Ademe, d'un soutien à l'investissement rapporté au MWh peu élevé puisqu'ils sont aussi aidés via les contrats d'achat de biogaz, fait également mécaniquement monter le ratio.

ARBRE DE DÉCISION

Pour 2024, afin d'atteindre les objectifs très ambitieux de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), le budget du Fonds chaleur a été porté à 820 millions d'euros. Le mécanisme d'attribution des aides connaît par ailleurs des évolutions. Le nouveau système impose un arbre de décision, appelé « EnR choix », selon lequel le bénéficiaire doit dans un premier temps étudier toutes les possibilités de réduction des consommations énergétiques (sobriété et efficacité

énergétique), puis dans un deuxième temps celles de mutualisation des installations de production d'énergie, notamment via des réseaux de chaleur. Il doit enfin donner priorité aux énergies renouvelables et de récupération non délocalisables. La chaleur fatale doit être utilisée en premier lieu chaque fois que des ressources sont disponibles localement et qu'elle est adaptée au projet. La géothermie et le solaire thermique interviennent ensuite dans les mêmes conditions. La biomasse, source d'énergie renouvelable abondante, mais limitée, doit, quant à elle, entrer en scène en dernière intention, là où elle est la plus pertinente pour répondre aux besoins, lorsque des hautes températures (> 90/100 °C) sont nécessaires par exemple, ou quand aucune énergie non délocalisable n'est disponible.

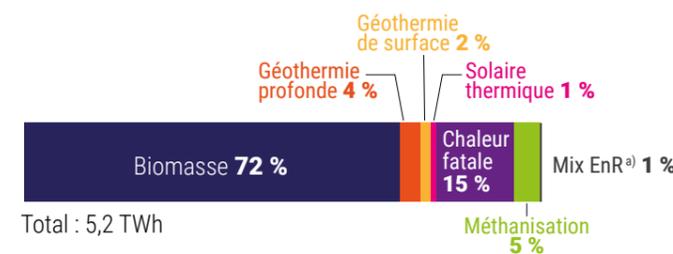
En parallèle, certains systèmes de calcul des aides sont simplifiés (réseaux de chaleur, échéances de versement des aides...). Objectif : apporter plus de lisibilité et de visibilité aux porteurs de projets, selon une démarche initiée par l'Ademe il y a quelques années déjà. ■

1. Permettent de financer des projets dont la production thermique est supérieure à 12 000 MWh/an dans les secteurs de l'industrie, du tertiaire et de l'agriculture.
2. Destinés à soutenir des projets de plus de 4 000 MWh/an dans l'industrie du bois.

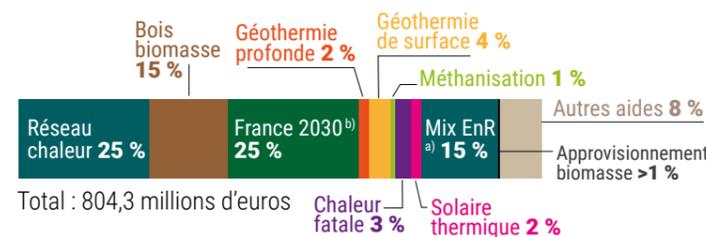


PRILL/ISTOCK

Fonds chaleur et France 2030 : production des projets soutenus en 2023 (répartition en GWh par filière)



Répartition des aides Fonds chaleur et France 2030 en 2023



a) Contrat de chaleur renouvelable, Tremplin, Fonds Tourisme Durable
b) Appels à projets grandes installations biomasse et industrie du bois

Source : Ademe



Le nouveau groupe scolaire de Monchy-Lagache accueille les élèves des communes environnantes. Ci-dessous, forage géothermique durant le chantier de construction.

VINCENT FOUQUET, COURRIER PICARD

Dans la Somme, la géothermie pour un groupe scolaire

Huit communes ont choisi d'investir ensemble dans un groupe scolaire alimenté par la géothermie pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Mise en service en mars 2020, l'installation affiche de bons résultats.

PAR GÉRALDINE HOUOT

Mutualiser un établissement scolaire : c'est la solution originale trouvée par huit communes rurales de la communauté de communes de l'Est de la Somme pour réaliser des économies de fonctionnement¹. Elles se sont associées pour construire, à Monchy-Lagache, une école collective (on parle de regroupement pédagogique concentré) de 1 597 m² devant permettre d'accueillir environ 150 élèves. L'établissement, achevé en mars 2020, est équipé de classes pour les maternelles et les élémentaires, de diverses salles pédagogiques, d'une cantine, mais aussi d'une pompe à chaleur (PAC) alimentée, via des forages, par l'énergie

d'une nappe souterraine. Après avoir étudié différentes solutions pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, les municipalités ont en effet effectué un choix audacieux : celui de la géothermie, énergie particulièrement économe en exploitation.

UNE NAPPE À FORT POTENTIEL

Restait à choisir entre la géothermie sur sondes et la géothermie sur nappe, puisque l'établissement pouvait bénéficier des calories de la nappe phréatique de la Craie (*Lire encadré*). Elles ont opté pour cette dernière. « Les deux possibilités ont été étudiées, mais pour la géothermie sur sondes il aurait fallu environ 12 sondes espacées de 10 mètres les unes des autres. Or, lors des fouilles archéologiques du site, un cimetière mérovingien a été découvert, ce qui contraignait beaucoup l'espace. Le potentiel de la nappe s'est en revanche révélé très élevé », explique Olivier Louart, directeur général du bureau d'études Egee, qui a réalisé l'étude de faisabilité et assuré la maîtrise d'œuvre pour le suivi des forages.

Le débit a en effet été estimé à plus de 100 m³/heure par forage, soit environ 750 kW disponibles par forage. Or, les besoins de l'école étaient de seulement 80 kW (16 m³/h). « Un projet de lotissement était à l'époque à l'étude à proximité. L'idée était de l'alimenter également par la géothermie en mutualisant les forages, ce

que permettait l'importance des ressources de la nappe », poursuit Olivier Louart.

DES PERFORMANCES AU RENDEZ-VOUS

L'installation, réalisée et exploitée par l'entreprise SN KOCH, comprend une PAC de 100 kW et un doublet géothermique (forage de production et forage de rejet) descendant à une cinquantaine de mètres de profondeur, avec un débit testé jusqu'à 45 m³/heure, de façon à pouvoir relier à l'installation le lotissement



INSTITUT POLYTECHNIQUE UNILASALLE

envisagé ou d'autres bâtiments si besoin, et un débit critique (débit maximal acceptable pour le forage) de 90 m³/h. L'opération de géothermie a coûté 125 110 euros, financés en partie par l'Ademe. Deux subventions ont été octroyées, l'une pour l'étude de faisabilité (35 484 euros) et la seconde pour l'investissement géothermique, la pompe à chaleur et les forages sur nappe (31 917 euros).

Les relevés effectués d'octobre 2020 à octobre 2021 ont montré de belles performances. La consommation énergétique a été de 112,5 MWh alors que l'Ademe visait le chiffre de 111,5 MWh. « Pour comprendre ces consommations, il est important de savoir que l'établissement a fonctionné également durant les vacances scolaires pour l'accueil des diverses associations et le centre aéré. Surtout, durant cette période, il y avait l'obligation de surventiler les salles lors des interclasses et récréations pour la prévention du Covid, ce qui n'est pas négligeable pour les consommations de chauffage », insiste Ludovic Hennechart, directeur de SN KOCH.

L'installation, depuis, fonctionne sans problème. SN KOCH assure le suivi du site par un pilotage à distance de surveillance et de régulation des températures. Des interventions régulières prévues au contrat de maintenance ont également lieu. En fonctionnement « normal », une cible de consommation de 108 MWh a été estimée. En moyenne sur les deux dernières saisons de chauffe, les consommations ont été inférieures de 4 % à cette consommation cible. ■

1. Y (nom de la commune I), Ugny-l'Equipée, Tertry, Quivières, Monchy-Lagache, Matigny, Devise et Croix-Moligneaux.

La nappe en chiffres

La température de la nappe de la Craie, l'une des plus grandes nappes phréatiques européennes, est de 10 et 14 °C dans la région, 11 °C à Monchy-Lagache. « Pour faire du chauffage et de l'eau chaude sanitaire, c'est mieux d'avoir des températures un peu plus élevées que 11 °C. Mais c'est surtout le débit qui compte », précise Olivier Louart, du bureau d'études Egee. Sur le site de l'école, le toit de l'aquifère est à 1,2 m de profondeur et l'eau à 23 m. Les forages descendent à 48 m sous terre.



FRÉDÉRIC TADDEI - VERRRE & PROTECTIONS MAG

Des menuisiers au chaud grâce à la géothermie

Depuis l'automne 2023, la menuiserie Meslin, dans la Manche, dispose d'une installation de géothermie lui permettant de chauffer 5 000 m² d'atelier et les bureaux. PAR GÉRALDINE HOUOT

À La Haye, dans la Manche, les employés de la menuiserie Meslin bénéficient désormais d'un atelier chauffé. Depuis novembre 2023, une installation géothermique assure l'hiver une température de 12 à 14 °C dans le bâtiment de 5 000 m². « Il ne fait jamais très froid en Normandie, mais au mois de janvier, il arrivait que la température descende à 6 °C à l'intérieur. Pour le confort des menuisiers, nous avons investi dans cette installation », commente Dominique Le Roy, directeur général adjoint de la menuiserie appartenant au groupe Lorillard. L'entreprise a pensé dans un premier temps investir dans une chaudière biomasse pour valoriser ses déchets de bois. « Mais il aurait fallu stocker nos connexes tout au long de l'année pour les utiliser l'hiver. Or nous n'avons pas de place.

Nous avons peur également d'avoir beaucoup d'entretien à faire sur la chaudière et que la filtration des fumées soit onéreuse à mettre en place. L'avantage de la géothermie, c'est qu'une fois l'installation mise en service, il y a peu de coûts d'exploitation et plus rien à faire », poursuit Dominique Le Roy.

UN FONCIER IMPORTANT

L'aquifère de la craie étant absent dans cette région du Cotentin, c'est la technologie de la géothermie sur sondes qui a été choisie. « Cette solution présente en outre l'avantage de ne nécessiter aucune maintenance alors que, sur nappe, il faut nettoyer les puits de forage », explique Étienne Le Brun, ingénieur énergie qui a suivi le dossier pour l'Ademe Normandie. L'installation comprend 23 sondes géothermiques qui descendent dans des puits de forage à 100 mètres de profondeur, là où le sol est à une température constante

d'une dizaine de degrés. « L'entreprise a plus de 2 hectares de foncier, ce qui a permis d'espacer les sondes de 15 mètres au lieu de 7 mètres habituellement. Comme le sol se recharge lentement, cela améliore les performances de l'installation », indique Philippe Berlandier, gérant du bureau d'études EM Philippe Berlandier, qui a réalisé le dimensionnement.

L'ensemble est relié à 4 pompes à chaleur (PAC) du fabricant Lemasson, situé non loin de l'entreprise, d'une puissance de 50 kW chacune. L'installation assure le chauffage des 5 000 m² de l'atelier grâce à des aérothermes à eau (air chaud pulsé) et également les 350 m² de bureaux par des radiateurs à eau en remplacement d'une chaudière fioul. Celle-ci a été conservée en secours et en appoint en cas de températures très basses. L'installation devrait ainsi couvrir la quasi-totalité des besoins de chaleur estimés à 200 MWh par an. Elle peut également assurer du rafraîchissement l'été pour abaisser la température de quelques degrés. Il en a coûté au groupe Lorillard autour de 400 000 euros tout compris, dont il faut déduire l'aide de 135 000 euros de l'Ademe.

Outre l'installation des pompes à chaleur, l'entreprise rénove les équipements pour réduire les déperditions.

COEFFICIENT DE PERFORMANCE DE 4,2

Passés les premiers réglages, l'installation a fait ses preuves. Un coefficient de performance (COP) de 4,2 a été constaté l'hiver dernier. « Le confort dans l'atelier est bien meilleur. Nous avons vu un changement notable au mois de janvier. Mais il y avait beaucoup de froid qui entraînait par des portes coulissantes menant à la zone de stockage de bois. Elles restaient souvent ouvertes parce que les salariés ne pouvaient pas descendre à chaque fois du chariot élévateur pour aller les fermer. Nous les avons remplacées par des portes sectionnelles automatiques qui s'ouvrent et se ferment instantanément. Cela devrait améliorer le confort pour l'hiver prochain », poursuit Dominique Le Roy.

D'autres travaux sont prévus pour éviter les déperditions de calories. Une ventilation double flux va être installée. « Nous avons un système d'aspiration pour éviter l'accumulation de sciures dans l'atmosphère. Actuellement, il extrait l'air chauffé par l'installation de géothermie et c'est de l'air froid qui entre à la place, ce qui génère beaucoup de perte de calories. Avec la nouvelle ventilation, nous recyclerons l'air chaud extrait », détaille le directeur général adjoint. « L'atelier de menuiserie est ventilé par sécurité à 100 000 m³ heure, ce qui est très important. L'installation a peiné ainsi cet hiver à maintenir les 12 °C. Mais quand tous les travaux prévus pour limiter les déperditions seront réalisés, elle pourra assurer une température de consigne de 14 à 15 °C sans problème », complète Philippe Berlandier. L'été, il fera également moins chaud. « C'est une belle opération, conclut Étienne Le Brun, qui a pu aboutir notamment grâce à la volonté du maître d'ouvrage. » ■



MENUISERIE MESLIN

Collecteur des fluides des 23 sondes géothermiques descendant à 100 mètres de profondeur.



MENUISERIE MESLIN

Dans l'Essonne, des installations de géothermie mutualisées

La commune de Breuillet, dans l'Essonne, a voulu investir dans la géothermie sur sondes, à l'origine pour chauffer un groupe scolaire en réhabilitation. À l'arrivée, deux installations géothermiques ont été mises en service, chauffant chacune plusieurs bâtiments. PAR GÉRALDINE HOUOT

À Breuillet, commune d'environ 9 000 habitants située au sud-ouest de Paris dans l'Essonne, la méthode « EnR choix » expérimentée avec succès par l'Ademe en Île-de-France et désormais promue au niveau national (lire *Le Journal des Énergies Renouvelables* n° 267), a été appliquée à la lettre. Celle-ci préconise, pour pouvoir obtenir des aides de l'Ademe, d'étudier dans un premier temps les possibilités de réduction des consommations énergétiques et de dimensionner son projet en fonction. Le bénéficiaire doit ensuite analyser les possibilités de mutualisation des installations de production d'énergie, notamment à travers les réseaux de chaleur. Il doit enfin donner priorité aux énergies renouvelables et de récupération non délocalisables : en premier lieu la chaleur fatale, puis la géothermie et le solaire thermique, enfin les autres énergies renouvelables.

GÉOTHERMIE NOUVELLE GÉNÉRATION

Dans le cadre de l'extension et de la réhabilitation du centre de loisirs du groupe scolaire Camille Magné et alors que s'impose le changement de ses trois chaudières gaz, le choix s'est arrêté sur de la géothermie mutualisée. « Le développement d'un réseau de chaleur a été envisagé, mais l'option n'était pas pertinente car il s'agit d'une zone essentiellement pavillonnaire. L'idée d'une installation commune à plusieurs bâtiments a cependant fait son chemin. Utiliser de la chaleur fatale étant impossible, la municipalité a fait réaliser des études de faisabilité pour la mise en place de deux installations de géothermie sur sondes, assurant chacune le chauffage d'un ensemble de bâtiments en remplacement des trois chaufferies au gaz existantes », explique Matthieu Mefflet-Piperel, référent géothermie de surface à l'Ademe Île-de-France. « Nous avions déjà à l'époque depuis près de dix ans une installation de géothermie, mais sur nappe, pour chauffer la mairie. Nous avons envie de retenter l'aventure, cette fois-ci avec de la



Les deux installations géothermiques de Breuillet comptent respectivement neuf et douze sondes à 200 mètres de profondeur.



géothermie sur sondes. Sur cette partie haute de la commune, la géothermie sur nappe est en effet impossible alors que le potentiel sur sondes est conséquent », complète la maire de Breuillet, Véronique Mayeur, qui a participé à la décision sous l'ancienne mandature en tant que membre du conseil municipal.

DES TESTS CONCLUANTS

Les études de faisabilité, réalisées en 2019-2020, puis les tests de réponse thermique effectués en 2021-2022 étant concluants, la municipalité investit dans une installation comprenant neuf sondes géothermiques descendant à 200 mètres de profondeur, soit 1 800 mètres linéaires au total, et deux pompes à chaleur (PAC) de 42,8 kW pour alimenter le centre de loisirs et son extension, l'école élémentaire des Petits Lutins et le Rased (Réseau d'aides spécialisées aux élèves en difficulté) pour un total de 1 635 m². L'installation maintient également le gymnase à une température de 15 °C. Pour des questions de place, les sondes ont dû être installées dans une zone arborée. « Il a fallu faire attention aux racines mais la présence des arbres n'est pas un frein », tient à souligner la maire. La seconde installation comprend, elle, douze sondes descendant également à 200 mètres de profondeur (2 400 mètres linéaires) et deux PAC de 42,8 kW. Elle est dimensionnée pour alimenter l'école élémentaire des Grands Sorciers, la sous-station bibliothèque, un local associatif, la cantine de la maternelle et la sous-station Gravier qui alimente l'école maternelle (3 597 m²). « Mais le raccordement de la cantine des maternelles n'a finalement pas pu se faire pour des questions techniques », commente Véronique Mayeur.

GÉOTHERMIE, ENCORE ET ENCORE

Mises en service fin 2023, les deux installations sont complétées par deux chaudières hybrides gaz/électricité neuves assurant les appoints et secours (240 kW pour les Petits Lutins et 320 kW pour les Grands Sorciers). La PAC de l'ensemble Petits Lutins devrait permettre une couverture de 77 % des besoins en chauffage, dont 57 % d'énergie renouvelable. Pour l'ensemble Grand Sorciers, le taux de couverture des besoins par la PAC devrait être de 66 %, dont 50 % par la géothermie. Le coefficient de performance thermique saisonnier (Scop) attendu dans les deux cas est de 3,8, selon les données de l'Ademe. « Nous soutenons les installations dont le Scop prévisionnel est supérieur à 3. Pour un bâtiment réhabilité sans plancher chauffant, la performance est tout à fait correcte et devrait permettre de réaliser environ 44 % d'économies sur la facture », explique Matthieu Mefflet-Piperel.

Le retour d'expérience des premiers mois d'utilisation montre que des ajustements sont nécessaires. Mais la municipalité n'est pas inquiète et réfléchit déjà à utiliser à nouveau la géothermie pour un écoquartier en projet. ■

Près de 40 % de subvention

Estimés au départ 1 136 000 euros TTC (géothermie et appoint gaz), les travaux ont au final coûté 1 350 000 euros TTC en raison de l'inflation. L'Ademe a soutenu le projet à hauteur de 196 261 euros (études, tests et investissement). La région a en complément apporté 128 450 euros et le département, 200 000 euros, permettant d'atteindre un taux d'aide de près de 40 %.

Saint-Denis : des athlètes au frais géothermique



En vue de la construction du village olympique, un réseau de chaleur et de froid a été développé dans le quartier Pleyel en Seine-Saint-Denis. Déployé sur dix kilomètres, il alimente 2 000 équivalent-logements grâce à la géothermie. PAR GÉRALDINE HOUOT

Les 23 500 athlètes et leur staff qui ont profité du village olympique durant les Jeux n'ont pas souffert des hautes températures de l'été ! Et pour cause. Outre la pluie battante par moments, le réseau de chaleur et de froid développé par le Syndicat mixte des réseaux d'énergie calorifique (Smirec) sur les communes de Saint-Denis et de Saint-Ouen-sur-Seine (Seine-Saint-Denis) pour alimenter le site et plus largement le quartier Pleyel, a pu être terminé dans les temps. « Les premiers essais ont eu lieu en janvier 2023 pour s'assurer que le réseau soit opérationnel à la

date convenue contractuellement, c'est-à-dire au 5 juin 2023. C'est un réseau très technique et les délais étaient serrés, mais nous avons tenu le planning. Et tout s'est bien passé pendant les Jeux. Il n'y a eu aucune réclamation, grâce à la bonne coordination de nos équipes, du Smirec, de la société chargée de la construction des infrastructures des JO, Solideo, et des entreprises extérieures », explique Slimane Aksas, ingénieur d'exploitation du réseau pour Plaine commune énergie, filiale à 100 % d'Engie Solutions, à qui le Smirec a confié la délégation de service public (DSP). Le village a désormais entamé sa mue, qui devrait lui permettre d'être transformé en logements familiaux et étudiants dès 2025. Long de 10 km, le réseau alimente également l'hôtel H4 issu de la restructuration de la tour Pleyel,



Le village olympique sera converti d'ici l'an prochain en logements familiaux et étudiants.



Des JO à la pointe de la chaleur renouvelable

Le Smirec exerce le service public de production et distribution de chaleur et de froid sur les territoires de La Courneuve, Saint-Denis, Stains, Pierrefitte-sur-Seine, L'Île-Saint-Denis, Épinay-sur-Seine et Villetaneuse. Il possède, outre le réseau du quartier Pleyel, un réseau principal, « deuxième réseau d'Île-de-France », selon Christophe Maria, responsable communication du Smirec. Ce réseau, géré en régie à La Courneuve et exploité par Plaine commune énergie sur le reste de son parcours, alimente d'autres installations des Jeux olympiques et paralympiques :

- le centre aquatique olympique de Saint-Denis (photo ci-dessous) alimenté essentiellement par la chaleur fatale du data center voisin Equinix ;
- le centre aquatique départemental Annette Kellerman à La Courneuve pour le chauffage des différents espaces, de l'eau des bassins et de l'eau chaude sanitaire ;
- le stade de France alimenté essentiellement par la biomasse.

emblématique du quartier, et la zone d'aménagement concerté (ZAC) Pleyel, soit un total de 600 000 m² et 2 000 équivalent-logements. Soixante-dix stations sont desservies, une moitié pour le chaud, l'autre pour le froid.

CHAUD ET DE FROID EN SIMULTANÉ

Basse température, le réseau est alimenté par un ensemble de quatre thermofrigopompes montées en série, enterrées près de l'ancien village des athlètes. Des sondes descendent entre 50 et 70 mètres pour aller chercher calories et frigories dans la nappe du Lutécien – où l'eau est à une température constante de 14 °C – grâce à trois puits producteurs. Huit puits de réinjection complètent le dispositif. « Les thermofrigopompes sont intéressantes parce qu'elles permettent de produire du chaud et du

froid simultanément. La température de départ est d'environ 65 °C sur le réseau de chaud et entre 7 et 10 °C sur le réseau de froid. Elle est réinjectée à environ 20 °C dans la nappe », explique Slimane Aksas. L'appoint et le secours sont assurés par le réseau de chaleur de Paris de la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU), alimenté entre autres par l'unité de valorisation énergétique de Saint-Ouen, via un échangeur. Un groupe froid de secours est prévu en complément. L'ensemble, réseau et thermofrigopompes, a coûté 27 millions d'euros à Plaine commune énergie, dont 5,8 millions subventionnés par la région Île-de-France, l'Ademe et la Solideo.

Durant les Jeux olympiques, où la consommation de froid a été très élevée et celle en chaud plutôt faible – uniquement pour l'eau chaude sanitaire –, l'installation a permis un taux de couverture de 60 % des besoins. « En attendant que le village soit transformé en logements, la demande va être beaucoup moins importante, puis elle va trouver son niveau normal en 2025 lorsque tous les bâtiments seront occupés », explique Slimane Aksas. Les thermofrigopompes devraient alors couvrir 68 % des besoins, et éviter l'émission de 4 747 tonnes de CO₂ par an dans l'atmosphère. ■

À Grenoble, la géothermie innove sur la presqu'île

Sous la presqu'île de Grenoble, la présence d'une nappe phréatique permet l'alimentation des nouveaux bâtiments par la géothermie. Pour assurer aux installations de bonnes performances, un système innovant est déployé dans un quartier durable pour évacuer les eaux de rejets des forages vers l'Isère. PAR GÉRALDINE HOUOT

Une nappe phréatique abondante, avec une température stable à 4 mètres de profondeur : 12 °C en hiver et 16 °C en été. À la confluence de l'Isère et du Drac, la presqu'île de Grenoble bénéficie dans son sous-sol d'une ressource géothermique idéale que la ville a choisi d'exploiter. Les 310 000 m² de bâtiments en construction depuis 2016 dans cette zone d'aménagement concerté, dédiée historiquement à la recherche scientifique, doivent obligatoirement l'utiliser pour leur alimentation en énergie.

Des forages sont ainsi réalisés par les promoteurs au pied des bâtiments, essentiellement des immeubles de logements, pour assurer via des pompes à chaleur (PAC) la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS). À terme, ils seront 70 forages, permettant de produire 12 000 MWh (énergie primaire) par an pour ces usages. Les installations géothermiques assurent aussi du rafraîchissement passif l'été.

Le cahier des charges fixé par la Société d'économie mixte (SEM) Innovia, aménageur de Grenoble, impose également de construire des bâtiments avec une consommation d'énergie primaire inférieure de 30 % à celle fixée par la RT2012. Avec un objectif ambitieux : atteindre un coefficient de performance (COP) global des installations de production thermique par PAC de 4, voire 5 en mode chauffage, soit 4 à 5 kWh de chaleur produite par kWh d'électricité consommée par la pompe à chaleur.

MODÉLISATION DE LA NAPPE

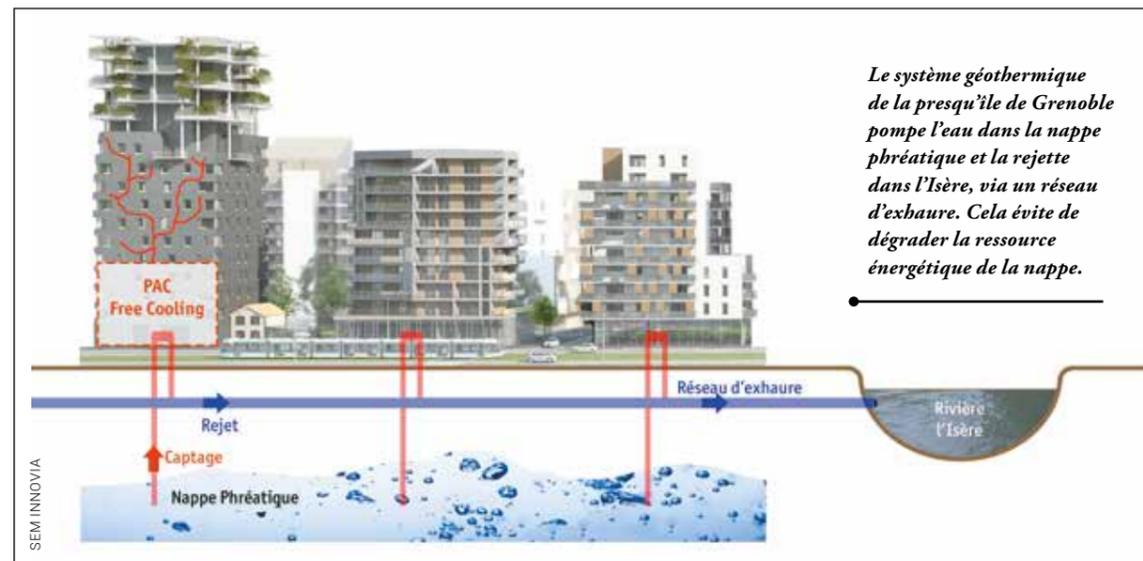
Si la géothermie est une technologie connue, Innovia a proposé une solution innovante sur la presqu'île. L'eau prélevée dans la nappe via les forages de production n'est pas réinjectée dans celle-ci grâce à des forages de rejet, le fameux système des doublets géothermiques utilisé d'ordinaire. Elle est rejetée, après son passage dans les échangeurs des PAC, dans un réseau dit d'« exhaure ». « Il s'agit de conduites d'eau dans lesquelles sont mutualisés les rejets. Ceux-ci sont déversés ensuite dans l'Isère grâce à deux exutoires. Ce système évite que les rejets des bâtiments en amont n'amenuisent les ressources en calories ou frigories disponibles pour les bâtiments en aval et ne fassent baisser les COP », explique Emmanuelle Brisson, chargée de mission Réseaux de chaleur à Grenoble-Alpes métropole, exploitant du réseau d'exhaure.

Afin de valider en amont le concept, la SEM a développé un outil de modélisation et de suivi de la nappe. Il est alimenté en données depuis 2012 par les 19 piézomètres mesurant la hauteur de la nappe, et par 3 enregistreurs de température et de niveau. « Cet outil nous a permis de tester différents scénarios. Tous ceux qui mettaient en œuvre des doublets

géothermiques montraient une dégradation importante des COP. Seul le réseau d'exhaure offrait des performances intéressantes. Nous avons donc fait ce choix, audacieux, car à l'époque aucun réseau d'exhaure de cette ampleur n'existait en Europe », raconte Franck Izoard, directeur du projet presqu'île chez Innovia, maître d'ouvrage du réseau.

PEU D'IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT

Pour alimenter les PAC, une autorisation préfectorale de prélèvement de 7,5 millions de m³ d'eau par an dans la nappe a été délivrée. L'expert rassure : celle-ci étant alimentée en continu par le Drac, elle ne s'assèche pas. « Nous rendons même service à EDF. L'entreprise draine une partie de la nappe pour éviter la hausse de son niveau due à la construction d'un barrage hydroélectrique en aval de Grenoble. Nous réduisons le volume à pomper », explique-t-il.



Parc Bertly Albrecht et bâtiments de la presqu'île de Grenoble. Ci-dessous, travaux d'installation du réseau d'exhaure.



L'évacuation des eaux de rejets dans l'Isère ne pose pas non plus de problème. Leur température est trop proche de celle de la rivière pour avoir un impact significatif, hiver comme été. Le débit de l'Isère est en outre de 250 à 10 000 fois plus élevé que ce qui est déversé.

À ce jour, 100 000 m² de bâtiments sont actuellement construits et reliés au réseau d'exhaure sur les 310 000 m² prévus. La majeure partie devrait être terminée en 2030. Les premiers résultats montrent un bilan très positif. Les COP pour le chauffage sont généralement supérieurs à 4 et en progrès constant. Pour l'ECS, qui nécessite une température plus élevée, ils sont de l'ordre de 3.

Les bilans gaz à effet de serre (GES) et économique sont aussi favorables par rapport à une chaudière gaz. Le système émet 10 fois moins de GES. Et les économies sont estimées actuellement de 360 à 400 euros/an pour un appartement de 65 m².

INVESTISSEMENT ÉTALÉ

Le développement de l'ensemble du réseau d'exhaure nécessite un investissement conséquent de 4,5 millions d'euros sur lequel Innovia bénéficie d'1,5 million d'euros d'aide via un programme d'investissement d'avenir. « La construction du réseau ne se fait pas d'un coup, mais au fur et à mesure de la construction des bâtiments et les promoteurs participent au financement. Ainsi, nous n'avons pas eu besoin d'avoir recours à l'emprunt, à l'exception de la première année », indique Franck Izoard.

Les promoteurs, eux, peuvent compter sur l'aide du Fonds chaleur de l'Ademe pour financer les PAC et les forages. À ce jour, 977 000 euros d'aides ont été attribués à 16 projets mobilisant la géothermie sur la nappe de la presqu'île. Deux dossiers supplémentaires sont en instruction. ■

Code minier contre Code de l'environnement

Pour obtenir l'autorisation de créer le réseau d'exhaure, il a fallu batailler. Le Code de l'environnement indique en effet que toute eau prélevée dans un milieu doit être rejetée dans le même milieu. « Mais le Code minier, qui autorise ce système, prévaut sur le Code de l'environnement. Nous avons ainsi demandé un arrêté préfectoral au titre du Code minier et non au titre du Code de l'environnement », raconte Franck Izoard.

Centrale géothermique sur nappe à Montpellier

La nouvelle centrale de géothermie sur nappe alimente en chaleur et en froid renouvelables la ZAC de Cambacères, en construction à Montpellier. PAR CAROLE RAP

Le 2 mai 2024, le maire et président de la métropole de Montpellier inaugurerait la première centrale géothermique du territoire. « *Nous contribuons à la souveraineté énergétique de la France* », a souligné Michaël Delafosse tout en remerciant l'Ademe, qui a subventionné un quart de cette opération menée par Altémed, l'aménageur, bailleur social et énergéticien à qui la métropole a confié la délégation de service public de distribution de chaleur et de froid. Ce projet de géothermie sur nappe est conçu pour alimenter en chauffage et en climatisation 450 000 m² de bâtiments tertiaires sur la zone d'aménagement concerté (ZAC) de Cambacères, située au sud-est de la ville. Pour le moment, il fournit de la chaleur et du froid à la gare Montpellier Sud de France et à l'incubateur d'entreprises, La Halle de l'innovation. Il réchauffe aussi 40 000 m² de logements voisins. « *L'idée est d'équiper la centrale au fur et à mesure de la construction de la ZAC* », indique Frédéric Cauvin, directeur général adjoint en charge de l'énergie d'Altémed, pour justifier des places vides laissées dans les locaux techniques. Ceux-ci abritent déjà de nombreuses canalisations, des pompes, des vannes, des équipements pour adoucir l'eau calcaire, des groupes de maintien de pression et surtout, trois thermofrigopompes. Ces grosses pompes à chaleur industrielles réversibles sont capables de produire de l'eau chaude et de l'eau glacée, si besoin simultanément.

EFFICACITÉ MAXIMALE

La centrale puise l'eau de la nappe située à plus de 180 mètres de profondeur, à une température de 16-17 °C. Les calories sont transmises à une boucle d'eau intermédiaire via des échangeurs à plaques. Ce circuit interne, d'environ 15 °C, transmet à son tour sa chaleur à un fluide frigorigène, ici du HFO (hydrofluoro-oléfine). Au moyen d'un condenseur et d'un évaporateur, les thermofrigopompes vont augmenter ou réduire la température du fluide, qui à son tour va transmettre son énergie à deux autres circuits d'eau. L'un pour chauffer les bâtiments,



Les murs de la centrale ont été peints par les artistes de l'association L'Or des murs.

Montant de l'investissement

L'investissement dans l'installation s'élève à 17,6 millions d'euros HT (M€), répartis de la façon suivante :
 - centrale et géothermie : 10,5 M€, dont 1,9 M€ pour la géothermie ;
 - réseaux de chaleur et de froid : 6,5 M€ ;
 - sous-stations : 0,6 M€.
 La subvention de l'Ademe a été de 4,64 millions dans le cadre de l'appel à projets national « Nouvelles technologies émergentes » qui récompensait des technologies innovantes de production de chaleur à partir de sources renouvelables ou de récupération non éligibles au Fonds Chaleur, par manque notamment de retours d'expériences suffisants.

l'autre pour les refroidir. En hiver, l'eau est envoyée dans les immeubles à 62 °C et revient à 42 °C. Elle est alors réchauffée pour être renvoyée à 62 °C. En été, l'eau circule à 9 °C et revient jusqu'à 14 °C.

Les avantages du puisage sur nappe sont nombreux. À commencer par la stabilité de la ressource. « *On ne consomme pas d'eau, ce sont des boucles fermées. On rejette l'eau intégralement, sans modification physicochimique. On la refroidit l'hiver, mais comme on va la réchauffer l'été, sur une année il n'y aura quasiment pas d'impact thermique* », assure Frédéric Cauvin. Les rendements sont intéressants, « *jusqu'à 6 ou 7 kWh de chaleur ou de froid produits pour 1 kWh électrique consommé* », précise-t-il. La géothermie émet aussi moins de gaz à effet de serre qu'un système classique. « *Les machines sont équipées de fluide frigorigène de nouvelle génération, avec un GWP¹ de 7, ce qui est très faible. Elles consomment de l'électricité faiblement carbonée en France grâce au nucléaire et aux renouvelables. Ce processus permet d'avoir un impact carbone moyen de la chaleur et du froid de moins de 30 grammes de CO₂ par kWh, contre au moins 240 grammes pour le gaz* », analyse Frédéric Cauvin. À terme, l'appoint



Pour le maire de Montpellier Michaël Delafosse (au centre, photo de droite), la centrale permet de maîtriser le prix de l'énergie dans la ZAC.

sera fourni par la trigénération bois (production simultanée d'électricité, de chaleur et de froid renouvelables) du quartier voisin de Port Marianne, ainsi que par 5 à 10 % de gaz. Soit un taux d'énergies renouvelables supérieur à 90 %, et 1 250 tonnes de CO₂ évitées par an.

FACTEUR D'ATTRACTIVITÉ

Selon Camille Fabre, directeur régional délégué de l'Ademe Occitanie, « *seize projets ont été menés par la SERM (aujourd'hui*

Altémed) sur le territoire en quinze ans, avec plus de 42 M€ d'aides de l'Ademe : récupération de chaleur sur méthanisation, trigénération bois, chaufferie bois... L'objectif de la métropole de Montpellier est de tripler le nombre de mètres carrés desservis par des réseaux de chaleur entre 2019 et 2030 et de passer de 65 % d'énergie renouvelable sur les réseaux à 80 % ». Pour Michaël Delafosse, il s'agit aussi de préserver le pouvoir d'achat des particuliers et d'attirer l'activité économique. « *Pour nous, c'est important de pouvoir aller démarcher les entreprises en leur disant : ici, le prix de l'énergie est maîtrisé. Cela a été l'un des éléments de décision pour le Crédit agricole, qui va positionner son futur siège à l'entrée du quartier Cambacères. De même pour MBS (Montpellier Business School)* », assure l' élu. Et d'autres à venir. ■

1. Le Global Warming Potential (GWP) désigne le potentiel de réchauffement global (PRG) d'un gaz émis dans l'atmosphère. Par convention, le PRG du CO₂ est de 1.



Rien ne se perd à Issenheim

L'usine d'Issenheim produit les boissons végétales Alpro, appartenant au groupe Danone.

LPRO-ATYPIX



LPRO-ATYPIX

Depuis 2017, l'usine alsacienne Alpro récupère la chaleur fatale issue de ses process. L'énergie est utilisée pour le chauffage des locaux, l'eau de nettoyage, le préchauffage à différentes étapes de la production et dans un groupe à absorption pour du rafraîchissement.

PAR GÉRALDINE HOUOT

À Issenheim, en Alsace, l'entreprise Alpro produit pour Danone des boissons végétales à base de soja français, mais aussi d'amande, d'avoine, noisette... Comme le lait, ces boissons nécessitent d'être stérilisées à ultra haute température (UHT) avant d'être mises en brique. Alpro utilise pour cela un système par injection directe de vapeur. Les boissons ne sont pas stérilisées via un échangeur de chaleur, mais par injection de vapeur directement dans le produit. Ce dernier passe alors instantanément à la température UHT. La vapeur est ensuite retirée de la boisson grâce à un refroidissement flash dans une cloche sous vide équipée d'un condensateur. « Cette

technique est très efficace et préserve les qualités gustatives des produits. Elle est en revanche très consommatrice d'énergie et complique la récupération de la chaleur fatale par rapport à un système de stérilisation avec échangeur, les condensats étant un peu chargés en matière », commente Pierre Schladenhaufen, ingénieur énergie pour Danone.

INTÉRÊT ÉCOLOGIQUE ET ÉCONOMIQUE

Pendant longtemps, les buées obtenues étaient refroidies, puis évacuées comme le font beaucoup d'industriels qui stérilisent par injection directe de vapeur. Mais à l'occasion d'un agrandissement de l'usine, Alpro a décidé en 2016 d'investir dans des équipements permettant de récupérer cette chaleur perdue pour couvrir une partie des besoins en basse température du site (jusqu'à 80 °C) en remplacement du gaz. « Le système, baptisé Hot Water Smart Grid, était déjà utilisé à l'époque avec succès sur les autres sites du groupe en Belgique et en Angleterre. Avec cet investissement, l'idée était d'améliorer à la fois notre compétitivité et notre bilan environnemental », précise Pierre Schladenhaufen, embauché en 2006 pour mettre en place l'équipement qui a coûté 2,31 millions d'euros au groupe. Un soutien de 622 279 euros a pu être obtenu par le biais du Fonds chaleur de l'Ademe sur 2 millions d'euros éligibles, soit un taux d'aide de 30 % pour cette installation opérationnelle depuis 2017.

5 200 MWH VALORISÉS EN 2022

Concrètement, les calories désormais récupérées sont transférées grâce à des échangeurs à un réseau d'eau chaude dit « intelligent » de 11 km et comprenant trois niveaux de température : 60 °C, 80 °C et 95 °C. Elles sont collectées auprès de deux sources : des compresseurs d'air et les buées des stérilisateur. La chaleur fatale des compresseurs d'air permet à l'eau du réseau de passer de 15 °C à 80 °C. L'eau est ensuite utilisée pour le chauffage des locaux, le nettoyage, le préchauffage à différentes étapes des processus de production et dans un groupe à absorption. Elle redescend alors à 60 °C, puis est rehaussée à 80 °C par la chaleur fatale des stérilisateur. Et ainsi de suite.

En 2022, 8 300 MWh ont ainsi été récupérés, dont 5 200 MWh (63 %) ont pu être valorisés pour couvrir les besoins en eau à 80 °C. Les besoins en eau à 95 °C sont actuellement assurés par un échangeur vapeur qui rehausse la température de l'eau de 80 °C à 95 °C. « Il sera remplacé en fin d'année par une pompe à chaleur (PAC). Tous les besoins en basse température, c'est-à-dire jusqu'à 95 °C, seront alors couverts par la récupération de chaleur fatale et par la PAC », souligne Pierre Schladenhaufen. Une demande de subvention a également été faite auprès de l'Ademe pour cet équipement.

DU BIOGAZ EN CIRCUIT COURT

Pour la partie haute température, c'est-à-dire pour la création de vapeur, l'usine souhaite également recourir à une énergie décarbonée produite localement. Elle a déposé un dossier dans le cadre de l'appel à projets BCIAT (Biomasse chaleur pour l'industrie, l'agriculture et le tertiaire) de l'Ademe, qui permet de financer des projets biomasse dont la production thermique est supérieure à 12 000 MWh par an. Elle pourrait également faire appel au biogaz en circuit court. « Une station de méthanisation est en construction non loin de l'usine. Nous allons lui fournir de la matière comme nos eaux blanches, nos coproduits secs... Nous sommes en discussion pour récupérer le biogaz en retour », explique Pierre Schladenhaufen. L'usine disposerait alors d'une combinaison idéale d'énergies renouvelables et de récupération. ■



À Issoire, les fours de Constellium chauffent les habitations

Il y a deux ans, à Issoire, un réseau de chaleur a été mis en service, alimenté par la chaleur fatale de l'usine voisine de l'industriel Constellium. Face à la forte demande de nouveaux abonnés, il devrait être prochainement étendu. PAR GÉRALDINE HOUOT

L'usine Constellium d'Issoire, dans le Puy-de-Dôme, est spécialisée dans la fabrication de produits en aluminium pour le secteur du transport. Elle possède cinq gigantesques fours de fusion du métal qui rejettent de l'air chaud à 550 °C. Une ressource de chaleur fatale que la ville a choisi de récupérer pour alimenter son réseau de chaleur. Avec un avantage important : la très grande proximité géographique de l'industriel avec le centre-ville. « Le site de Constellium se trouve à 1,5 km des premières habitations au nord d'Issoire. Le réseau part de là et traverse toute la commune », détaille Christophe Albaret, conseiller municipal délégué aux économies d'énergie.

ÉTROITE COLLABORATION

Mis en service en novembre 2022, long de dix kilomètres, le réseau alimente une quarantaine de sous-stations, parmi lesquelles le 28^e régiment de transmissions de l'Armée, le centre hospitalier, les bâtiments communaux, des logements sociaux et privés... « Les contrats d'achat de gaz de nombreux bâtiments municipaux s'arrêtaient en novembre, et comme les prix des énergies

fossiles avaient explosé, nous ne voulions pas en signer de nouveaux », raconte Christophe Albaret. « Donc il fallait absolument que le réseau soit prêt à fournir de la chaleur à ce moment-là et ça a été le cas. C'était un défi parce que les travaux ont commencé avec trois mois de retard, en décembre 2021, à cause du Covid. » Si trois fronts de travaux étaient prévus au départ, Energ'Iss, filiale de Dalkia à qui la ville a confié la délégation de service public, a ainsi dû passer à quatre équipes de travaux. « Il y a eu un fort investissement de la ville, qui nous a rendu service. Christophe Albaret était sur le chantier tous les jours », se félicite Tristan Thomazet, responsable Grands Comptes réseaux de chaleur urbain chez Dalkia, qui souligne également la « très belle collaboration avec Constellium ». Au total, 12 millions d'euros ont été investis par Energ'Iss pour le réseau, financés

grâce à une aide de 5 millions d'euros du Fonds chaleur de l'Ademe et 1,25 million d'euros de certificats d'économie d'énergie.

OPTIMISER L'USAGE DE LA CHALEUR

Du côté de Constellium, le projet a également nécessité des aménagements. « La proposition d'Issoire est tombée au bon moment puisque nous avions en vue des travaux de transformation et de modernisation de la fonderie. Nous avons adapté notre projet aux nécessités de récupération de la chaleur », explique Stéphane Corre, directeur du site Constellium d'Issoire. Concrètement, des capteurs d'air récupèrent l'air chaud et transmettent les calories à un réseau d'eau chaude interne au site via un échangeur. L'eau chauffée par l'air atteint alors les 100 °C. Elle transmet ensuite ses calories au réseau de chaleur d'Issoire via un second échangeur.

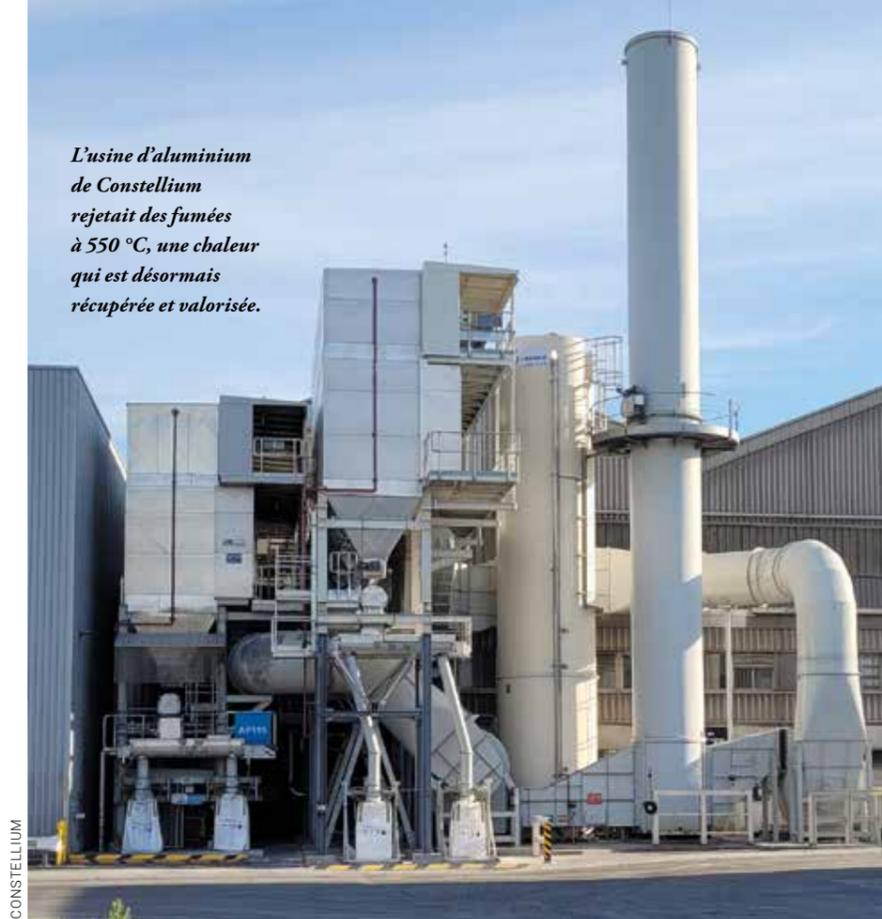
L'installation est complétée par un ballon d'hydroaccumulation de 100 m³. « Les consommations ne sont pas toujours en phase avec la production industrielle. Nous avons travaillé sur nos process pour améliorer ça. En complément, le ballon permet, en stockant les calories, d'optimiser l'utilisation par le réseau de la chaleur produite par les fours », explique Stéphane Corre. L'énergie est vendue à Energ'Iss à un coût « très raisonnable », selon le directeur de l'usine. Juste de quoi rembourser les frais d'exploitation des installations de récupération de chaleur.

EXTENSION EN VUE

L'énergie de Constellium couvre actuellement 45,5 % des besoins du réseau ; 34,3 % sont assurés en complément par une chaudière biomasse de 4,5 MW et le reste par du gaz (deux chaudières gaz de 3 et 5 MW). « On est donc à 79,8 % de taux d'énergies renouvelables et de récupération. L'objectif est d'arriver 90 % de couverture des besoins, estimés à 25 GWh par an, dont 54 % par Constellium et 36 % par la biomasse. On va y arriver, grâce notamment à des optimisations techniques du côté de Constellium », assure Christophe Albaret. « L'été dernier, le centre aquatique n'était pas relié, donc les besoins n'étaient pas assez élevés pour mettre en route la chaudière biomasse lorsque Constellium est fermé pour congé. Mais nous allons désormais pouvoir le faire et atteindre les 90 % de taux de couverture des besoins par les énergies renouvelables et de récupération », complète Tristan Thomazet.

4 900 tonnes de CO₂ seront alors évitées chaque année. « La récupération de chaleur, ce n'est pas notre métier. C'était un pari. Nous

L'usine d'aluminium de Constellium rejetait des fumées à 550 °C, une chaleur qui est désormais récupérée et valorisée.



avons encore des améliorations techniques à faire, mais les installations fonctionnent bien et les salariés sont très fiers », commente pour sa part Stéphane Corre qui réfléchit déjà à récupérer plus de chaleur. « L'usine tourne toute l'année alors que les besoins du réseau sont bien moindres l'été. Nous dissipons donc encore de la chaleur que nous souhaiterions récupérer éventuellement pour des besoins internes », explique le directeur du site. De son côté, Issoire prévoit déjà l'extension du réseau. « Il y aura une phase deux, affirme Christophe Albaret. Nous sommes en train de faire un schéma directeur en ce sens. Si, pour la première partie, nous avons eu du mal à trouver des abonnés au début, en raison des prix très bas du gaz à l'époque, les prix pratiqués aujourd'hui sont attractifs. Nous avons beaucoup de demandes. Il faut cependant trouver de nouvelles sources de chaleur. Constellium pourrait peut-être nous en fournir un peu plus, mais nous étudions également d'autres pistes. » ■

Port maritime de Bordeaux, un quartier vert exemplaire

Lancée par Alain Juppé, la restructuration du port maritime de Bordeaux s'accompagne du déploiement de deux réseaux de chaleur alimentés par un mix énergétique renouvelable varié.

PAR GÉRALDINE HOUOT

Réaménager les 165 hectares de friche portuaire du secteur des Bassins à flot, qui longe la rive ouest de la Garonne dans le nord de Bordeaux, voilà un sacré défi ! Que la Ville et la Métropole ont choisi de relever il y a une quinzaine d'années en décidant d'en faire un « quartier durable » avec 700 000 m² de nouveaux bâtiments comprenant logements, commerces et bureaux. En 2011, les deux collectivités et le Port autonome affinent le projet et définissent avec les promoteurs des objectifs chiffrés en matière d'énergie : des consommations effectives en énergie primaire de bâtiments de l'ordre de 45 kWh/m²/an, 70 % d'énergies renouvelables et un prix de l'énergie pour le consommateur final équivalent à une solution traditionnelle. Pour répondre à ces objectifs, Mixéner (filiale de Bordeaux Métropole Énergies et Idex) et Dalkia Smart Building se sont associés. De cette union est née Énergies des bassins, une structure privée qui a proposé une offre énergétique ambitieuse aux promoteurs : la construction de deux réseaux de chaleur.

Les deux réseaux ont été conçus pour être exemplaires, alimentés par au moins 70 % d'énergies renouvelables.

L'un est alimenté par une chaufferie bois dans le quartier de Bacalan, situé dans le nord de la zone, et l'autre consiste en une boucle d'eau tempérée alimentée par l'énergie des eaux grises de la station d'épuration, plus dans le sud, pour le quartier des Chartrons. « Le maire de l'époque était Alain Juppé, également vice-président de la Métropole et ministre d'État. Il a décidé de faire de ces friches, idéalement placées près du centre-ville, du tram et de la Garonne, un exemple pour Bordeaux et la

Un montage juridique innovant

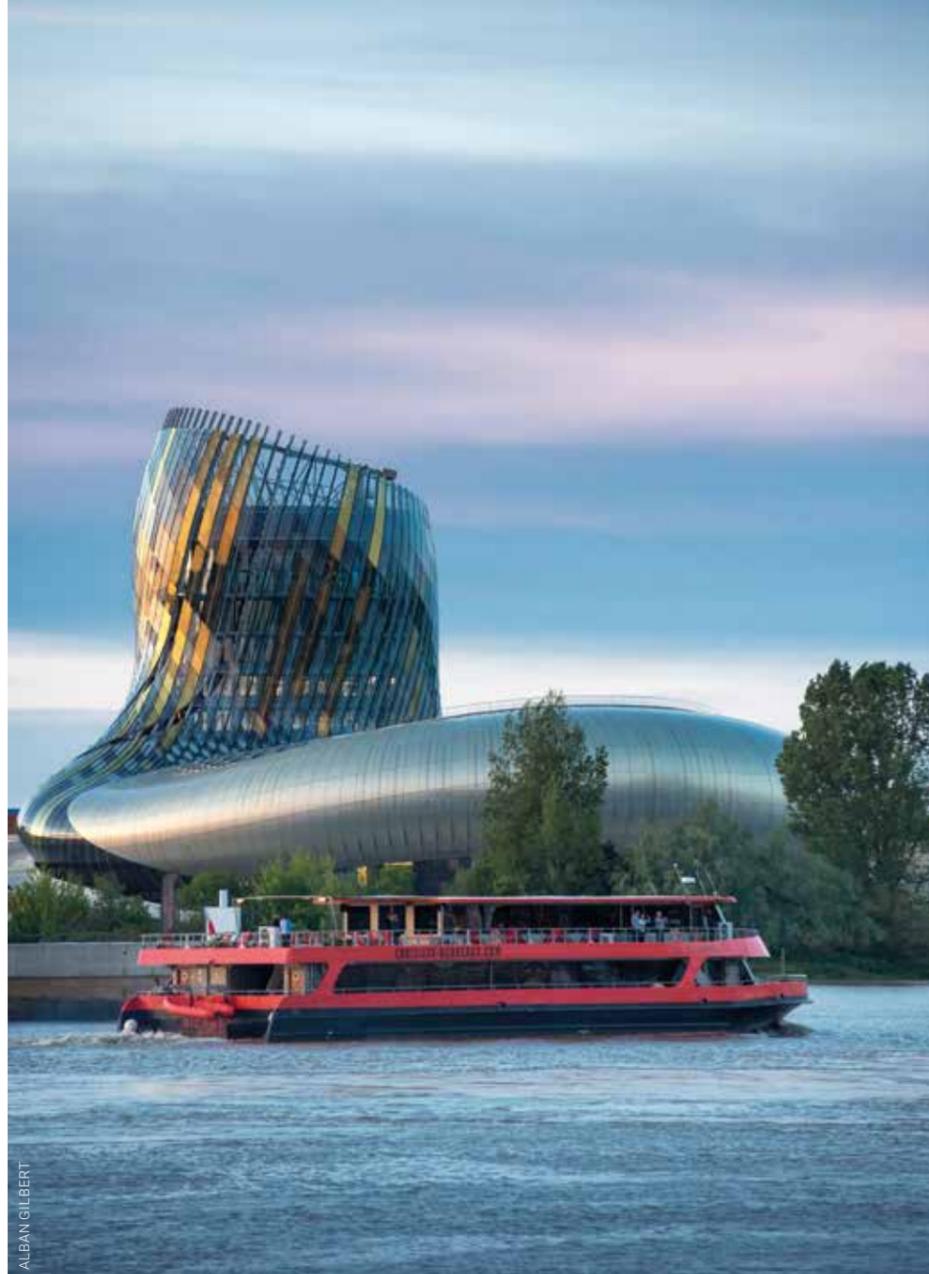
Contrairement à ce qui se passe couramment, il ne s'agit pas, dans le cas du quartier des Bassins à flot, d'une délégation de service public (DSP), mais d'un montage de droit privé qui s'articule autour d'une association syndicale libre créée en 2013. Elle regroupe les promoteurs et les copropriétaires autour d'Énergies des bassins à qui l'association a confié la réalisation et l'exploitation des réseaux, et autour des syndicats de copropriété à qui Énergies des bassins fournit la chaleur.

France en matière d'énergie », se remémore Jean Domergue, directeur général d'Énergies des bassins. L'offre acceptée, la structure est chargée de la conception, du financement, de la réalisation, de l'exploitation et de la maintenance du réseau ainsi que de la facturation de la chaleur (*Lire encadré*). Une péréquation tarifaire est proposée entre les deux réseaux, permettant à tous les clients de payer le même prix.

VARIER LES SOURCES D'ÉNERGIE

Démarrés en 2013, les travaux ont permis d'aboutir à date à deux réseaux d'environ 4 km chacun, qui feront, à terme, un total de 10 km. Le réseau de Bacalan est un réseau de chaleur haute température (90 °C) alimenté par deux chaudières biomasse de 2,5 MW. La première a été mise en service en février 2015. La seconde devait l'être en 2019 pour accompagner des extensions, mais la construction des bâtiments clients ayant pris du retard, elle n'est arrivée que fin 2023. Le quartier devait effectivement être terminé l'année dernière. Actuellement, 500 000 m² sont construits, la fin étant désormais prévue pour 2025. Les deux chaudières ont la particularité d'être accompagnées de deux ballons d'hydroaccumulation de 55 m³ chacun. « Il est difficile de faire varier la puissance des chaudières bois rapidement. Ces ballons apportent de la souplesse et permettent d'avoir une puissance supplémentaire à disposition. Ils améliorent au final le taux de couverture des besoins par le bois », commente Jean Domergue. Cerise sur le gâteau, le réseau est également alimenté par l'installation de géothermie sur nappe de la Cité du vin (1 MW) lorsque cette dernière ne consomme pas toutes les calories. Les appoints et secours sont assurés par le gaz.

Le second réseau est un réseau tempéré, dans lequel l'eau circule entre 12 et 14 °C l'hiver et entre 25 et 30 °C l'été. Il permet, outre le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS), de produire du froid. Les calories et frigories sont récupérées sur les eaux grises de la station d'épuration Louis Fargue via des échangeurs. Puis l'eau du réseau circule jusque dans les sous-stations des bâtiments où des pompes à chaleur (PAC) relèvent



la température pour le chauffage et l'ECS ou l'abaisse pour du rafraîchissement en été. Des coefficients de performance moyens annuels de 3,7 pour le chaud et 4,8 pour le froid sont enregistrés, soit une moyenne de 4,25 conforme à ce qui était prévu. « Avoir des PAC délocalisées en pied d'immeuble plutôt qu'une installation centralisée permet de faire du sur-mesure et d'avoir de meilleurs rendements », précise Jean Domergue.

DU BIOGAZ DANS LES TUYAUX

Les deux réseaux ne font qu'un au niveau administratif et contractuel. L'ensemble de leurs systèmes de production constitue un mix énergétique théorique global de 50 % biomasse, 20 % effluents, 18 % électricité et 12 % gaz. Dans les faits, la seconde chaudière biomasse étant arrivée seulement l'an passé, Énergies des bassins a acheté du biogaz pour respecter son objectif de taux d'alimentation de 70 % en énergies renouvelables. Un taux de 75 % a été atteint en 2022 (57,2 % sans le biogaz). Le contrat d'achat de biogaz a été arrêté à l'été 2023, la biomasse pouvant désormais jouer pleinement son rôle. À fin septembre 2023, le montant total des travaux engagés était de 31 millions d'euros, sur lesquels Énergies des bassins bénéficie d'une aide de 5,1 millions de l'Ademe dans le cadre du Fonds chaleur. « C'est un dossier très audacieux, mené sur un temps long, ce qui nécessite une bonne coordination avec les promoteurs », précise Julien Vermeire, chargé de mission transition énergétique à l'Ademe Nouvelle-Aquitaine. Récupérer l'énergie des eaux d'une station d'épuration était très innovant à l'époque et l'est encore aujourd'hui. » ■

Échangeur de chaleur de la boucle d'eau tempérée du quartier des Chartrons, puisant les calories sur les eaux usées.



Technopôle Brest-Iroise : un troisième réseau de chaleur atypique

À Brest, la métropole a mis en service l'année dernière le réseau de chaleur de Plouzané, après celui de Brest et de Plougastel. Desservant le technopôle Brest-Iroise, il compte, contrairement aux autres, essentiellement des abonnés tertiaires et est alimenté par une chaudière bois équipée d'un condenseur pour récupérer l'énergie fatale des fumées. PAR GÉRALDINE HOUOT

Et de trois ! La métropole de Brest a mis en service son troisième réseau de chaleur en octobre 2023. Elle possède déjà un réseau historique à Brest, en service depuis les années 1980, totalisant désormais 61 km et chauffé par l'unité de valorisation énergétique et la chaufferie bois de l'opérateur local énergie et déchets Sotraval (85,3 % d'énergies renouvelables et de récupération) ; un micro-réseau bois de l'autre côté de la rade (80,8 % d'énergie renouvelable), à Plougastel ; et désormais un dernier, à l'ouest, sur le technopôle Brest-Iroise de Plouzané. D'une longueur de 5 km, il est alimenté par une chaudière bois de 2,2 MW, avec un appoint par des chaudières à gaz de 3,2 et 3,8 MW. « Le technopôle représentait une poche de consommation de gaz importante sur le territoire, que nous avons identifiée grâce à une enquête. Créer un réseau de chaleur avait du sens car ces fortes consommations étaient groupées sur une petite distance. Il a fallu convaincre les abonnés. La crise énergétique a été un accélérateur important », raconte Florent Gabriel, responsable de la division Transition énergétique territoriale de Brest métropole.

Le bois-énergie doit couvrir 80 % des besoins de ce nouveau réseau, un appoint gaz couvrant le reste.

ARRÊT ESTIVAL

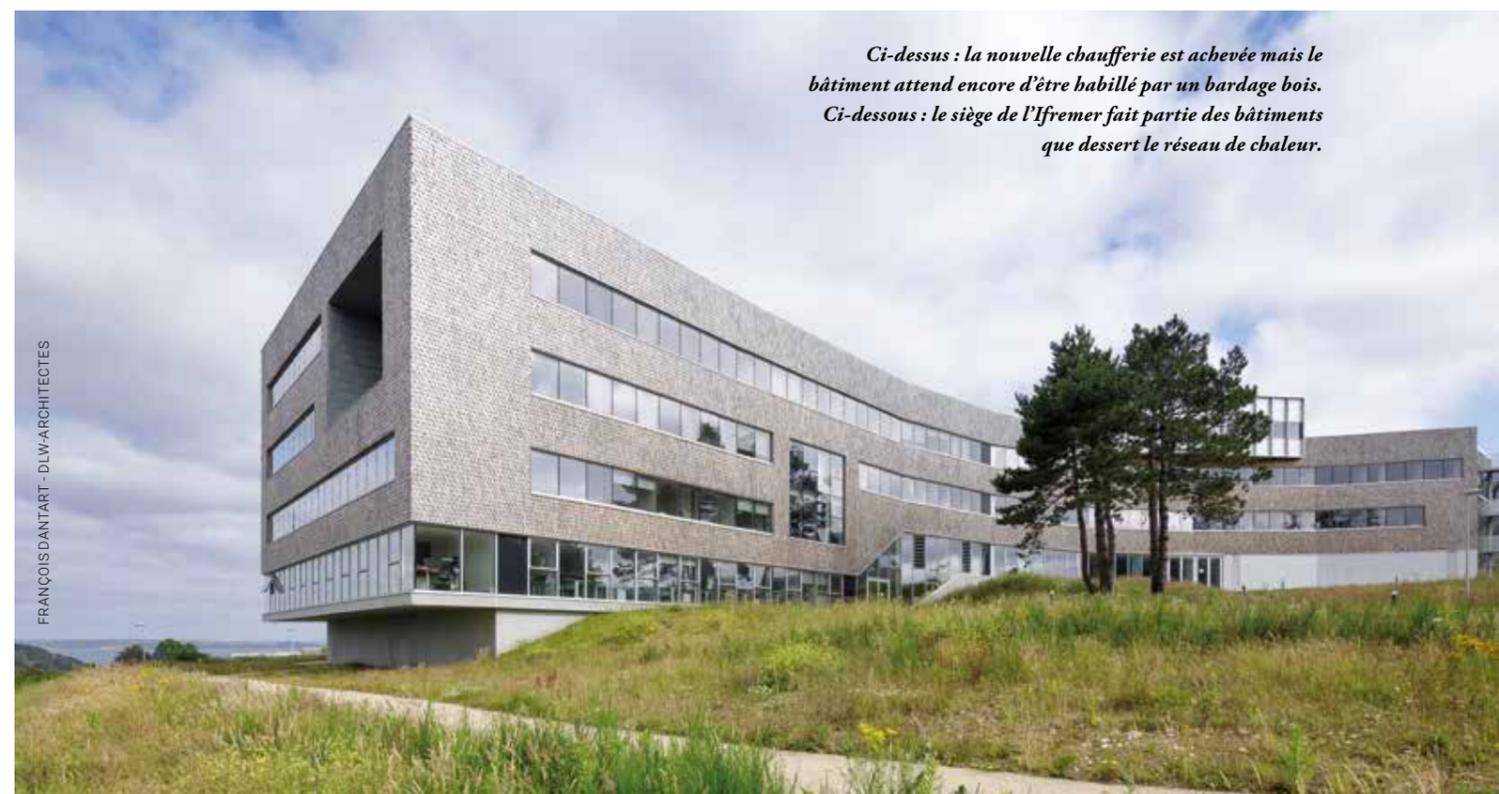
Ce troisième réseau de chaleur est cependant un peu différent des deux autres. D'abord parce que la délégation de service public (DSP) n'a pas été attribuée à Éco Chaleur de Brest, société locale filiale de Dalkia (51 %) et de Sotraval (49 %) qui exploite les deux autres réseaux, mais à la société TBI Énergie, filiale à 100 % d'Engie Solutions, avec un montage financier particulier. « Il s'agit d'une DSP concessive pour la partie production de chaleur, mais sous forme d'un affermage pour la distribution d'énergie. Nous avons ainsi porté les travaux de la chaufferie et la métropole ceux du réseau et des 38 sous-stations. Puis un transfert de responsabilité a été établi entre la métropole et TBI, qui nous permet d'exploiter désormais l'ensemble des installations, c'est-à-dire le réseau, les sous-stations et la chaufferie », explique Karim Toujri, responsable de département Engie Solutions.

Le réseau est original, ensuite, parce que ses dix abonnés sont à 90 % des bâtiments tertiaires comme l'Ifremer, l'université de Bretagne Occidentale, l'École nationale d'ingénieurs de Brest ou encore l'IMT Atlantique (1 500 équivalent-logements raccordés). « Il y a très peu de logements, uniquement quelques résidences étudiantes. Les profils de consommation sont en conséquence particuliers. Il n'y a personne le week-end, ce qui peut engendrer de gros appels de puissance le dimanche soir ou le lundi matin lorsque le chauffage est remis en route. C'est alors l'appoint gaz qui travaille. Donc nous échangeons avec les usagers pour limiter ces comportements. Il y a aussi très peu de consommation d'eau chaude sanitaire. La chaudière bois est ainsi coupée l'été », poursuit Karim Toujri.

PAS DE GASPILLAGE D'ÉNERGIE

Le dernier point à mettre en avant concerne la chaudière bois. Elle est équipée d'un condenseur de 350 kW qui permet de récupérer l'énergie fatale des fumées. Il sera mis en route sur cette saison de chauffe ce qui devrait permettre au bois de couvrir 80 % des besoins du réseau estimés à 14 GWh. « La première saison de chauffe a surtout été l'occasion de tester la chaufferie bois. En effet, pour que le condenseur puisse fonctionner, il est nécessaire que la température de retour du réseau soit de 50 °C contre 60 ou 70 °C le plus souvent sur les autres réseaux bois », explique Karim Toujri.

Pour les atteindre, TBI a développé des outils de suivi permettant d'analyser la température



Ci-dessus : la nouvelle chaufferie est achevée mais le bâtiment attend encore d'être habillé par un bardage bois. Ci-dessous : le siège de l'Ifremer fait partie des bâtiments que dessert le réseau de chaleur.

de retour de chaque sous-station. « Nous avons fait beaucoup de pédagogie auprès des abonnés pour optimiser leur consommation, leur régime de température et leur régulation, et arriver ainsi à ces 50 °C. Nous avons même mis en place un

défi : si on dépasse les 80 % de taux de couverture, il y aura une rétribution des abonnés. Ils ont ainsi autant d'intérêt que nous à faire en sorte que ce condenseur puisse fonctionner au mieux ! » s'enthousiasme Karim Toujri. Un chiffre qui devrait permettre d'économiser 2 500 tonnes de CO₂ par an. ■

Réseau de chaleur : partenariat public-privé pour Clermont-Ferrand

Dans la métropole clermontoise, un quatrième réseau de chaleur, alimenté par l'unité de valorisation énergétique du pôle Vernéa, s'achève. La délégation de service public a été confiée à une société d'économie mixte à opération unique (Semop). PAR GÉRALDINE HOUOT

Trois réseaux alimentés par des énergies renouvelables et de récupération

La métropole, qui a pris la compétence réseau de chaleur en 2017, possède deux autres réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération : un réseau historique, au nord, qui a été converti au bois en 2012 et dont la DSP a été confiée à Clervia, filiale de Dalkia, et un second réseau bois situé encore un peu plus au nord, mis en service un an plus tard et dont la DSP a été confiée à Ecla, filiale d'Engie. Dans le cadre d'un schéma directeur de développement des énergies renouvelables de la métropole, les deux réseaux ont été étendus et interconnectés en 2022, conservant chacun leur propre DSP (32 km au total et entre 100 et 120 GWh livrés chaque année). À l'ouest, à Royat, la métropole possède un dernier réseau de chaleur de 700 m encore alimenté par du gaz (délégation de service public confiée à la Société thermique de Royat [STR], filiale de Dalkia) qu'elle réfléchit à verdir.

C'est un choix audacieux qu'a fait la métropole de Clermont-Ferrand, dans le Puy-de-Dôme. Pour son quatrième réseau de chaleur, la collectivité a confié la délégation de service public (DSP) non pas à une société purement privée, comme cela se fait couramment et comme elle l'a fait pour ses autres réseaux, mais à une société d'économie mixte à opération unique (Semop), appartenant à 33 % à Clermont Auvergne Métropole et à 67 % à Idex Énergies¹. « Nous faisons partie des premiers à opter pour ce modèle, après Amiens notamment. Cela nous permet d'être dans la gouvernance sans pour autant exploiter le réseau en régie, comme le fait Grenoble, ce qui aurait nécessité de se doter d'importantes compétences en interne et de porter l'investissement nous-mêmes. D'autres collectivités nous ont emboîté le pas comme Strasbourg, Rennes et Caen », explique Rémi Chabrilat, président de la Semop, baptisée Clauvaé.

TEMPS RECORD

Lancés en novembre 2022, les travaux, portés par Idex à qui Clauvaé a délégué l'exécution des contrats de DSP, ont pu ainsi avancer bon train et sont sur le point d'être terminés. « Nous avons eu jusqu'à une douzaine de fronts de travaux en parallèle. La réussite est globale car le planning, très ambitieux, a été tenu. En général, le rythme est d'1 km de réseau construit par mois. Nous avons quasiment atteint les 2 km par mois, en étroite collaboration avec la métropole », commente Jean Levézac, directeur des travaux pour Idex

L'unité de valorisation des déchets Vernéa de Clermont-Ferrand, alimente le nouveau réseau de chaleur, baptisé Clauvaé.

Prix moyen de la chaleur livrée par les réseaux de Clermont-Ferrand en 2023 en € TTC/MWh, hors bouclier tarifaire



NB : le réseau Beaumont, sous délégation de service public (DSP), a depuis été intégré au réseau Clauvaé.

SOURCE : CLERMONT AUVERGNE MÉTROPOLE

Énergies. D'un total de 33 km, dont huit existants sur trois petits réseaux, Clauvaé s'étend sur trois communes – le sud de Clermont-Ferrand, Beaumont et Aubière – et fournira, à terme, du chauffage et de l'eau chaude sanitaire à 160 abonnés, soit plus de 10 000 équivalents logement. « Ce réseau est particulièrement intéressant parce qu'il alimente de gros consommateurs tels que le CHU, le campus des Cézeaux, des bailleurs sociaux, des copropriétés et un ensemble de bâtiments publics », poursuit Rémi Chabrilat.

CHALEUR DE RÉCUPÉRATION

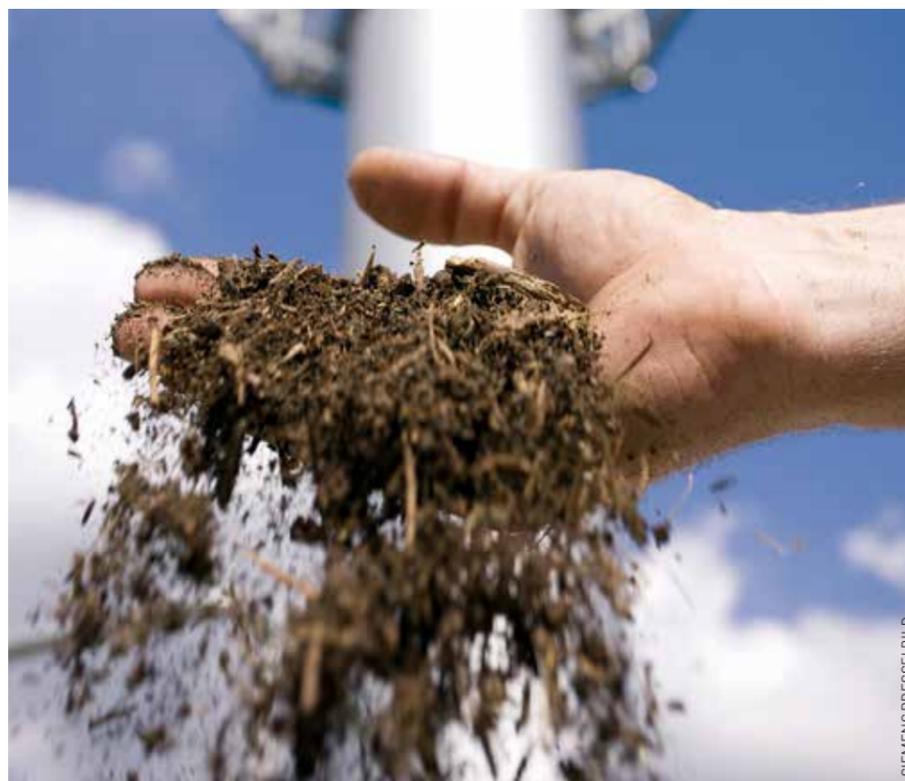
Le réseau est alimenté depuis octobre 2023 par l'unité de valorisation énergétique (UVE) du pôle de traitement et de valorisation des déchets ménagers Vernéa (14 MW) appartenant au Valtom, le syndicat de valorisation et de traitement des déchets ménagers du Puy-de-Dôme et du nord de la Haute-Loire. L'UVE devrait à terme couvrir 67 % des besoins estimés à 100 GWh, soit de quoi éviter le rejet de 14 000

tonnes de CO₂ par an. « Vernéa est exploité via une DSP confiée par le Valtom à Suez qui produisait jusque-là, grâce à la vapeur issue de l'UVE, uniquement de l'électricité, explique Laurent Battut, président du Valtom. Nous avons négocié avec Suez la dégradation de la production d'électricité pour permettre l'alimentation du réseau de chaleur. Nous avons également négocié de vendre nous-même la chaleur au réseau afin de pouvoir sécuriser sur le long terme un prix de la chaleur très compétitif pour les abonnés qui sont en grande majorité des acteurs publics. Nous indemnisons Suez des pertes de recettes liées à l'électricité puis nous revendons la chaleur à la Semop Clauvaé. »

Les appoints et secours (3 x 14 MW) sont assurés par la chaufferie gaz du campus universitaire des Cézeaux, qui a bénéficié d'une rénovation complète. Les travaux ont été financés par Idex Énergies pour un montant actualisé de 76 millions d'euros HT, avec une aide de l'Ademe de 22 millions d'euros dans le cadre du Fonds chaleur et des certificats d'économie d'énergie (4 millions d'euros). « Les travaux ont coûté plus cher que prévu en raison notamment de la crise énergétique, explique Rémi Chabrilat, mais le réseau a été très bien aidé, ce qui permet de proposer un prix de l'énergie très compétitif. »

Devant le succès de ce réseau, la métropole se pose déjà la question de le développer en augmentant la production d'énergie renouvelable et de récupération. ■

1. Contrairement aux sociétés d'économie mixte (SEM), qui imposent une position majoritaire pour la personne publique, ce modèle permet à un opérateur privé d'être actionnaire majoritaire.



Évian : le réseau de chaleur bois s'étend

La ville a inauguré une première tranche de son réseau de chaleur biomasse à l'automne 2023. Une seconde tranche devrait démarrer cette année pour satisfaire un afflux de demandes après la hausse des prix des énergies fossiles. PAR GÉRALDINE HOUOT

Le 6 novembre 2023 voyait la mise en service de la chaudière biomasse du tout nouveau réseau de chaleur d'Évian-les-Bains, en Haute-Savoie, qui s'étend sur 2,5 km dans le sud de la ville, dans le quartier des Hauts. Avec ses 800 kW, elle alimente un ensemble de bâtiments publics (collège, école, gymnase et caserne des pompiers), huit grands projets immobiliers, dont certains encore en construction, une salle de spectacle et un hôtel. La chaufferie accueillera dès cette année une seconde chaudière de 1 200 kW pour accompagner le développement du réseau dans le nord de la ville, sur la partie basse, près du lac Léman. Les travaux devraient débuter au printemps pour aboutir à un linéaire total d'environ 7,3 km pour 43 postes de livraison. 14 GWh de chaleur par an seront alors distribués, permettant de diviser par cinq les émissions annuelles de

CO₂ (soit 2 300 tonnes d'équivalent CO₂ évitées par an). Un projet d'ampleur pour cette « petite ville » de 9 000 habitants, initié par l'ancienne municipalité et repris en 2020 par l'équipe actuelle. « Toutes les planètes étaient alignées lorsque la réflexion a été engagée, se remémore Bertrand Vouaux, le directeur des services techniques. Le plan climat-air-énergie territorial de la communauté de communes était bouclé, d'importants projets immobiliers étaient en cours, la RE2020 et le décret tertiaire entraînent en action, favorisant le recours aux énergies renouvelables. Le moment

était venu d'agir, d'autant que les bâtiments municipaux fonctionnaient alors à 98 % aux énergies fossiles. »

TRANSFERT DE COMPÉTENCE

Pour s'assurer de la pertinence du projet, la municipalité consulte le syndicat mixte Syane, établissement public historique du développement des énergies et du numérique en Haute-Savoie, qui est compétent depuis 2017 pour la création et l'exploitation de réseaux publics de chaleur et de froid (Lire encadré). Celui-ci réalise une étude de faisabilité qui montre l'opportunité de développer un réseau de chaleur dans le quartier des Hauts, dans le sud d'Évian. « C'est dans cette partie de la ville que se situent les bâtiments publics importants et que de nouveaux bâtiments étaient prévus. Dans le nord, se trouvent beaucoup de logements sociaux qui bénéficiaient à l'époque de prix imbattables sur le gaz et qui n'étaient, en conséquence, pas intéressés », explique Raphaël Lyaret, chargé de projet réseaux de chaleur au Syane. La municipalité décide donc de suivre les recommandations de l'étude en se concentrant sur la partie sud de la ville et fait le choix, pour voir aboutir le projet, de transférer sa compétence réseaux de chaleur au Syane. « Nous n'avions ni les capacités d'investis-

tissement ni les compétences en interne pour mener à bien le développement d'un réseau de chaleur, justifie Jean-Pierre Amadio, adjoint à la maire d'Évian, chargé notamment de la transition énergétique. Avec cette option, c'est le syndicat qui est maître d'ouvrage et qui vend la chaleur. Il fait les choix définitifs, mais nous sommes étroitement associés aux décisions au sein du comité de pilotage. »

BOIS LOCAL

Les études de conception débutent en octobre 2021. Puis les travaux, qui ont duré quinze mois en tout, démarrent, la chaufferie étant construite sur un site mis à disposition gratuitement par la municipalité. Mais le déclenchement de la guerre en Ukraine et la hausse drastique du prix des énergies fossiles changent la donne. « Tout le monde s'est mis à nous appeler pour être raccordé au réseau, car nous étions devenus très compétitifs en plus d'assurer une volatilité des prix bien moindres qu'avec un chauffage au gaz. D'où la décision a posteriori d'étendre le réseau aussi sur la partie nord de la ville, près du lac, et d'augmenter la puissance de la chaufferie. Nous attendons actuellement les dernières autorisations administratives », commente Raphaël Lyaret.

Les deux chaudières bois seront alimentées par des plaquettes issues du broyage des résidus d'exploitations forestières, achetées dans un rayon de 60 km le plus souvent, 90 km au maximum. Elles couvriront à terme 80 % des besoins du réseau. « Ce qui est intéressant dans ce projet, c'est son intérêt économique pour le territoire. Une part non négligeable de la facture des clients est réinvestie localement, pour l'achat du combustible bois et pour l'entretien des chaudières biomasse par exemple. Cela crée des emplois non délocalisables », indique Raphaël Lyaret. Deux chaudières gaz de chacune 2 MW assurent les appoints et secours, auxquelles s'ajoute celle de l'hôtel Royal. Un accord a en effet été prévu pour qu'elle puisse alimenter le réseau en cas de grand froid ou de panne. Le montant total prévu des travaux après extension est de 9 861 000 € HT. Le Syane bénéficie d'une subvention de l'Ademe de 4 683 000 € et d'une subvention de la dotation de soutien à l'investissement local de 300 000 €. ■

Pourquoi la régie Syan'Chaleur ?

Le Syane est un syndicat mixte qui regroupe les communes, des intercommunalités et le Département de Haute-Savoie. Depuis 2017, il est compétent pour la création et l'exploitation de réseaux publics de chaleur et de froid pour l'ensemble des communes lui ayant transféré la compétence. Pour répondre à cette mission, il a créé en 2018 une régie à simple autonomie financière : Syan'Chaleur. Le service proposé est défini comme un service public industriel et commercial.

Un réseau de chaleur bois-énergie pour Bischwiller

L'hiver 2023, cette petite ville alsacienne a inauguré son réseau de chaleur urbain, alimenté à presque 100 % par une chaufferie bois. Il dessert les principaux bâtiments de la commune et son extension est déjà envisagée. PAR FLAVIAN BONNEAU



Le 10 octobre 2023, les habitants de Bischwiller (Bas-Rhin) ont pu assister à la « mise à feu » de leur toute nouvelle chaufferie biomasse. Composée de deux chaudières bois, de 3 MW et 6 MW chacune, elle alimente 96 % du nouveau réseau de chaleur de la ville. Ce dernier s'étend sur plus de 12 kilomètres pour acheminer l'énergie produite vers 123 bâtiments desservis par 70 sous-stations. Parmi les abonnés de ce réseau figurent des bailleurs sociaux, des particuliers, l'hôpital, des copropriétés et des bâtiments publics. Mise à part une école, trop éloignée du réseau, les 30 infrastructures appartenant à la Ville y sont raccordées. Environ 24 GWh devraient être produits chaque année. Ce réseau de chaleur a été initié par la municipalité lorsqu'elle développait une zone d'aménagement concerté (ZAC)¹. « Je me suis dit qu'il fallait que l'on fasse quelque chose pour que les plus de 800 logements de la ZAC soient chauffés de manière vertueuse », se souvient Jean-Lucien Netzer, maire de Bischwiller. La municipalité hésitait sur l'énergie renouvelable à utiliser. « Nous étions partis sur de la géothermie de surface », explique-t-il, mais après avoir fait appel au bureau d'études Iterm, il s'est avéré que « la solution optimale était d'avoir un réseau de chaleur avec une chaudière biomasse ». Quand le projet a été lancé, la flambée des prix de l'énergie ne s'était pas encore produite. Mais ce réseau permet aujourd'hui à Bischwiller, qui perçoit la DSU (dotation de solidarité urbaine et de cohésion sociale)², d'être plus indépendante et moins victime des fluctuations des prix de l'énergie. Le prix du MWh de chaleur fourni par le réseau se situe à l'heure actuelle entre 60 et 110 euros, sans frais supplémentaires. À titre de comparaison, en ce début d'année 2024, le prix moyen du gaz naturel était à plus de 100 €/MWh, selon les chiffres du ministère de la Transition écologique, sans prendre en compte les frais supplémentaires (abonnement, entretien...). Aujourd'hui, à Bischwiller, le gaz sert de complément à hauteur de « seulement 4 %, en cas de forte baisse de température », selon

Jean-Lucien Netzer. « Une chaudière à gaz de 10 MW sert lors des travaux de maintenance par exemple et nous avons également les chaudières à gaz de l'hôpital, qui ont été maintenues en cas de besoin », rapporte Nadia Boufenar, directrice commerciale du développeur de projet Idex, qui a été retenu pour déployer le réseau de chaleur de Bischwiller.

DU BOIS FORESTIER LOCAL

L'approvisionnement en bois, également géré par Idex, se fait localement, à moins de 100 kilomètres autour de la chaufferie. « Ce sont des plaquettes forestières que l'on récupère auprès de scieries », précise Nadia Boufenar. « Nous n'avons pas de service municipal dédié à l'approvisionnement en bois, car la commune n'a pas de forêts. Nous sommes une ville de plaine, dont les parcelles sont essentiellement dédiées à l'agriculture. Nous avons réfléchi à compléter la biomasse par du miscanthus en incluant les agriculteurs, mais c'était très problématique, car le réglage de la chaudière n'est pas le même pour le bois que pour le miscanthus », ajoute Jean-Lucien Netzer.

Le réseau permet à Bischwiller d'être moins victime des fluctuations des prix de l'énergie.

Le bois est stocké dans deux silos de 450 m³ chacun, permettant environ quatre jours d'autonomie. « Entre cinq et sept camions de livraison de 90 m³ livrent la chaufferie en biomasse locale chaque semaine », précise Nadia Boufenar. Le nombre de livraisons

varie suivant la météo et les besoins de chaleur. Les cendres issues de la combustion du bois sont quant à elles valorisées en agriculture sous trois formes différentes, comme engrais en petites pastilles, en fertilisants via un plan d'épandage dans les champs ou pour du compostage. « Une tonne de bois produit 30 kilos de cendres », rappelle Nadia Boufenar.

FINANCEMENT PARTICIPATIF

Pour l'exploitation de la chaufferie, la municipalité a signé avec Idex un contrat de délégation de service public (DSP) d'une durée de vingt-cinq ans. Idex a avancé une grande partie de l'investissement dans la chaufferie avec ses fonds propres. « Nous venons [ensuite] récupérer cet argent auprès des abonnés via une redevance qui est intégrée pleinement aux tarifs de la chaleur », explique Nadia Boufenar. La Ville a pour sa part avancé 2 millions d'euros et le projet a bénéficié d'une subvention du Fonds chaleur de l'Ademe à hauteur de 7,7 millions d'euros. Au total, 18 millions d'euros auront été nécessaires pour faire sortir de terre ce réseau de chaleur. Les 13 000 habitants de Bischwiller ont aussi pu apporter leur pierre à l'édifice. En effet, Idex a lancé « un financement participatif de sorte de faire adhérer les habitants au projet. Nous avons réussi à réunir à peu près 230 000 euros », ajoute Nadia Boufenar. Pour le maire de la ville, ce réseau de chaleur pourrait désormais s'étendre davantage. Des études sont actuellement réalisées par Idex pour raccorder l'école et un quartier situé de l'autre côté d'une ligne de chemin de fer. Cela demande des démarches administratives plus longues, mais l'extension ne saurait tarder. ■

L'utilisation du bois-énergie évitera à Bischwiller l'émission de 8000 tonnes de CO₂ par an.

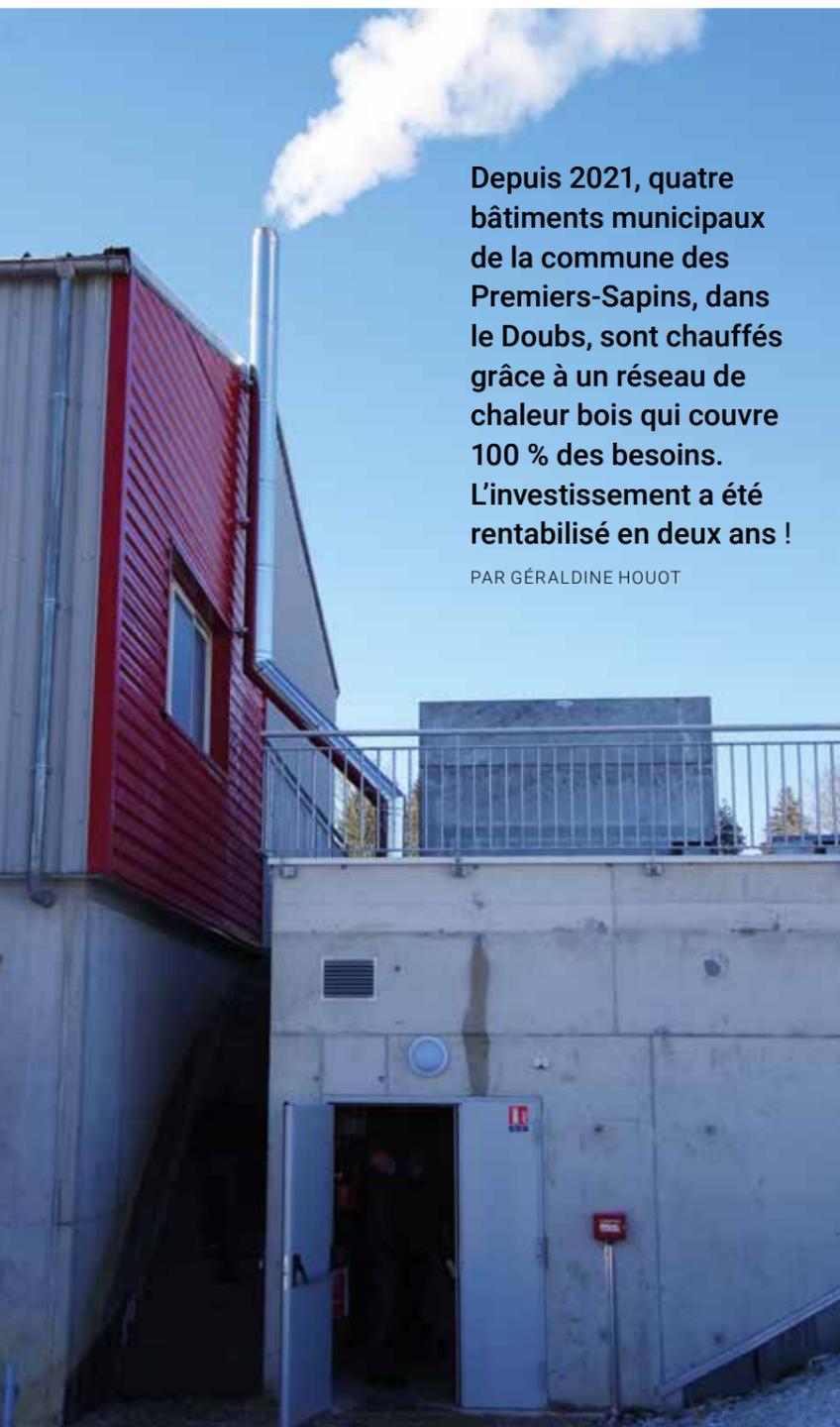
1. Les ZAC sont des zones à l'intérieur desquelles une collectivité aménage les terrains dans le but de les vendre.

2. La dotation de solidarité urbaine et de cohésion sociale bénéficie aux villes dont les ressources ne parviennent pas à couvrir la totalité des charges.

Un réseau 100 % bois, 100 % rentable

Depuis 2021, quatre bâtiments municipaux de la commune des Premiers-Sapins, dans le Doubs, sont chauffés grâce à un réseau de chaleur bois qui couvre 100 % des besoins. L'investissement a été rentabilisé en deux ans !

PAR GÉRALDINE HOUOT



LES PREMIERS SAPINS

Tout commence en 2016. Alors que la commune des Premiers-Sapins (Doubs) décide d'installer la mairie dans un bâtiment flambant neuf, Bepos et chauffé par une chaudière aux granulés de bois, elle s'engage en parallèle dans la rénovation de la salle des fêtes située non loin de là. « Dans le cadre de cette rénovation, on nous a conseillé de changer le système de chauffage pour abandonner le fioul. Comme plusieurs autres bâtiments municipaux sont situés à proximité, dont l'école chauffée également au fioul, s'est alors posé la question de construire un réseau de chaleur, alimenté par des plaquettes forestières, pour assurer le chauffage de l'ensemble de ces bâtiments », raconte le maire de cette commune de 1 600 habitants, Pierre-François Bernard. Une pré-étude réalisée par l'association Ajena, spécialisée dans la transition énergétique, confirme l'opportunité d'un tel investissement. L'étude de faisabilité réalisée en 2018 par le bureau d'études Planair également. « Le bois est une énergie que l'on maîtrise, qui garantit notre indépendance et qui permet d'alimenter une économie locale plutôt que celle des pays pétroliers. Son utilisation se justifie d'autant plus pour les Premiers-Sapins que la commune dispose de plus de 1 000 hectares de forêts », poursuit le maire.

RIEN QUE DU BOIS

Mis en service fin 2021, le réseau de 300 mètres alimente actuellement quatre bâtiments municipaux – les ateliers municipaux, la salle des fêtes, l'école et la Maison des Services qui accueille la mairie, une micro-crèche et une médiathèque – pour une surface totale de 2 610 m². Un cinquième bâtiment sera raccordé ultérieurement. Les besoins, s'élevant à 289 MWh par an, soit environ 30 000 litres de fioul, sont couverts à 100 % par deux chaudières de 120 kW alimentées annuellement par 100 tonnes de plaquettes forestières. Un ballon tampon permet de lisser les appels de puissance. « Souvent, les chaudières bois coûtant plus cher que les chaudières gaz ou fioul, on les sous-dimensionne et on utilise un peu d'énergie fossile pour passer les pointes de consommation. Ici, le réseau étant petit, le coût du 100 % bois n'était pas beaucoup plus élevé, d'autant que

certaines aides poussent dans ce sens », commente Philippe Chambrelent, animateur chaleur renouvelable pour l'Ajena, dont la mission est financée en grande partie par l'Ademe et la Région, et qui a accompagné le projet. Afin de minimiser au maximum le risque d'une panne simultanée, un système individuel de livraison et de convoyage de combustible a été installé pour chaque chaudière bois. La chaudière fioul de l'école et celle aux granulés de la mairie ont été conservées, en secours ultime.

HAUT NIVEAU D'AIDE

L'alimentation en plaquettes forestières se fait actuellement via un producteur local. Mais le conseil municipal des Premiers-Sapins réfléchit à créer avec la communauté de communes une plateforme de bois déchiqueté collective, sous forme de Société publique locale (SPL) ou de Société coopérative d'intérêt collectif (Scic), pour alimenter l'ensemble des chaufferies bois qui sont en train de se mettre en place sur le territoire dans le cadre du Plan climat-air-énergie territo-

rial (PCAET). « Cela permettrait notamment de compenser la réduction d'affouagistes¹ dans certaines communes », commente le maire.

L'opération a coûté au total 420 102 € HT, dont 388 871 € HT de travaux. L'étude de faisabilité a été financée par l'Ademe et le Conseil départemental du Doubs. La commune a également bénéficié d'aides à l'investissement de la Région, du Département, du Syndicat d'énergie du Doubs (Syded), de l'État au titre de la dotation d'équipement des territoires ruraux (DETR) et de Certificats d'économie d'énergie (CEE) pour un total de 343 139 € HT². « Le réseau a été mis en service juste avant l'explosion des coûts des énergies fossiles. Il a donc été amorti très rapidement, à peu près en deux ans. Ce que l'on dépensait auparavant en fioul pour la salle des fêtes, nous le dépensons actuellement pour les quatre bâtiments », insiste le maire ravi de l'installation de la commune. Outre les économies financières, le projet permet d'éviter l'équivalent de 86 tonnes de CO₂ par an. « C'est un beau réseau, qui s'est monté au bon moment et qui a pu bénéficier d'un très haut niveau d'aide, conclut Philippe Chambrelent. On atteint ici les 80 %, ce qui est rare. Pour de telles installations, il faut en général plutôt compter 70 %. » ■

« Nous dépensons désormais pour les quatre bâtiments, ce que l'on dépensait avant en fioul pour la seule salle des fêtes », Pierre-François Bernard, maire.

1. Personne qui bénéficie du droit de ramasser du bois dans une forêt communale.

2. L'installation est trop petite pour bénéficier d'aides à l'investissement du Fonds chaleur.



LES PREMIERS SAPINS

Les deux chaudières de 120 kW chacune consomment annuellement 100 tonnes de plaquettes forestières.



Le bois-énergie entre à l'université de Caen

Depuis l'an passé, l'université Caen-Normandie chauffe une partie de ses locaux grâce à la biomasse. Financée en intégralité par le plan France Relance, la toute nouvelle chaudière s'inscrit dans un projet global de décarbonation et permet à l'établissement de faire des économies significatives. PAR FLAVIAN BONNEAU

Situé en centre-ville, le campus 1 de l'université Caen-Normandie bénéficie depuis le 15 septembre 2023 d'une toute nouvelle chaudière à bois de 2,7 MW. Avec ses 36 bâtiments, ce campus représente 45 % du patrimoine bâti total de l'université, soit 135 000 m². Les 12 000 étudiants qui peuplent ce campus peuvent maintenant se vanter de voir leur réseau de chaleur alimenté à 75 % par de la biomasse. À compter de 2025, cela devrait progresser à plus de 91 % (*Lire encadré*). En effet, à cette date, une partie du campus sera alimentée par un réseau indépendant géré par la ville. L'université aura ainsi moins recours au gaz et verra donc la part du bois-énergie augmenter dans son mix énergétique.

500 000 EUROS D'ÉCONOMIES

Au total, plus de 8 GWh par an seront délivrés à partir de 2025 par ce réseau. Ce dernier a été étendu afin de servir les 25 sous-stations. Un condenseur bois a été installé pour récupérer la chaleur latente contenue dans les fumées, soit actuellement 8,9 % de l'énergie totale produite. L'appoint – en cas de conditions climatiques sévères – se fait au gaz via trois chaudières, deux de 4,5 MW et une de 5,9 MW, installées dans la même chaufferie. Auparavant, l'université se chauffait via une chaudière à cogénération alimentée entièrement au gaz. « *Bien évidemment, c'était très énergivore et très coûteux* », admet Mathilde Divay, chargée de patrimoine de l'université. Lors de l'hiver 2022, l'établissement a pris de plein fouet l'explosion des prix de l'énergie. Mais en 2023, « *nous avons eu la chance d'échapper à une nouvelle explosion tarifaire grâce à la mise en route de cette chaufferie biomasse* », poursuit-elle. Les économies réalisées par l'établissement sont significatives. « *Cette chaudière fera économiser à l'université environ 500 000 euros par an, ce qui, par les temps qui courent, n'est pas à négliger* », avait déclaré Lamri Adoui, le président de l'université Caen-Normandie, à nos confrères de *Ouest France*, lors de l'inauguration de la chaudière bois.

TRAVAUX DE RÉNOVATION

Pour autant, le chantier ne s'arrête pas là. Car le campus 1, datant de 1957, est une véritable passoire thermique, comme beaucoup d'établissements construits à cette période. Plus globalement, « *on s'aperçoit qu'elles [les universités, ndlr] ne sont absolument pas conformes aux contraintes de la réglementation thermique RE2020* », ajoute Mathilde Divay. Parallèlement à la rénovation du réseau de chaleur, l'université a donc entrepris des travaux de réhabilitation énergétique. « *Nous avons procédé à la modernisation des équipements de chauffage. Nous avons mis environ 3 000 têtes thermostatiques*

sur les radiateurs et avons modernisé tout le réseau de comptage de chaleur. » Les fenêtres de l'un des bâtiments du campus ont également été remplacées par des plus performantes. Ce projet, qui s'inscrit dans la stratégie Développement durable et responsabilité sociétale¹ de l'université, lui a permis de recevoir le label éponyme pour une durée de quatre ans.

INTÉGRATION PAYSAGÈRE

L'université a lancé ce projet de rénovation en 2016 sous l'impulsion du directeur du patrimoine et de l'immobilier et du vice-président de l'époque. « *Ils ont estimé qu'il fallait absolument qu'on monte un projet pour transformer la production de chaleur de l'université, qui est très carbonée* », se remémore Mathilde Divay. L'institution a alors réussi à obtenir 10,7 millions d'euros du plan France Relance, lancé pour la période 2020-2022 et opéré par l'Ademe. La chaufferie a absorbé une bonne partie du montant alloué. Elle a coûté 8,8 millions d'euros, le reste du budget étant destiné aux autres travaux de modernisation mentionnés. Pour l'installation des nouvelles chaudières, l'université a émis une

consultation en mai 2021, à l'issue de laquelle elle a retenu Dalkia. L'entreprise est aujourd'hui l'exploitante. « *Le contrat d'exploitation a débuté en juin 2022 et se termine en juin 2028* », précise Julien Ben, directeur du centre opérationnel Dalkia de Basse-Normandie. Le campus 1, classé monument historique depuis 2012, a contraint Dalkia et ses partenaires à se conformer à certaines réglementations. « *Le bâtiment de la chaufferie ne devait absolument pas gêner la vue ni la perspective. Notre architecte a donc travaillé dans une logique d'inscription de la chaufferie dans le paysage* », explique Mathilde Divay. Il était en effet impossible d'agrandir la chaufferie existante. Dalkia a dû s'adapter. « *Nous avons décidé d'installer un Top loader. C'est un énorme "râteau" qui racle le dessus du tas de bois dans le silo. Mesurant 6 mètres de large, il amène une petite quantité de bois dans le convoyeur qui transporte le bois vers la chaudière* », poursuit Julien Ben. Cela permet de gagner de la place pour amener le bois à la chaudière. Au total, 3 600 tonnes de bois serviront à alimenter la chaudière chaque année. À partir de 2025, seulement 2 700 tonnes seront nécessaires. L'approvisionnement en bois se fait auprès de la société Biocombustibles, qui récupère des plaquettes forestières (50 %) et du bois recyclé SSD (50 %) dans un périmètre de 100 kilomètres. Pour l'université de Caen Normandie, ce projet est une réussite : « *Avec la chaleur bois, les économies d'énergie sont énormes. Il faut qu'on duplique ça sur tous nos bâtiments !* » s'enthousiasme Mathilde Divay. ■

1. Le label Développement durable et responsabilité sociétale récompense les démarches de développement durable et de responsabilité sociétale des établissements d'enseignement supérieur et de recherche français.

La chaufferie en chiffres :

Depuis 2023, avec l'alimentation du quartier Calvaire Saint-Pierre, situé au nord du campus 1 :

- Gaz : 3 552 MWh, soit 24,4 %.
- Bois : 9 734 MWh, soit 66,7 %.
- Condenseur bois : 1 304 MWh, soit 8,9 %.
- Total : 14 590 MWh, dont 75,6 % de bois.

À partir de 2025, sans le Calvaire Saint-Pierre, qui sera raccordé à autre réseau :

- Gaz : 744 MWh, soit 8,3 %.
- Bois : 7 241 MWh, soit 80,9 %.
- Condenseur bois : 970 MWh, soit 10,8 %.
- Total : 8 954 MWh, dont 91,7 % de bois.



L'habillage de la nouvelle chaufferie en matériaux naturels contribue à son intégration sur le site.

Dans l'Allier, une unité de méthanisation exemplaire

Mise en service en 2022, l'installation de méthanisation familiale de la SAS 2F2B représente « un cas d'école » pour l'Ademe. PAR GÉRALDINE HOUOT

C'est l'histoire de quatre exploitants agricoles en polycultures élevage (vaches allaitantes) installés autour du village de Lételon (Allier). Quatre exploitants de la même famille qui travaillent ensemble, avec notamment une activité d'engraissement de veaux. Mais la rentabilité n'est pas là. En 2018, ils cherchent ainsi un autre moyen de sécuriser leurs revenus. Après avoir effectué des recherches et visité quelques unités de méthanisation, ils décident de passer le pas. « Cette technologie nous est apparue comme une bonne solution pour valoriser nos fumiers », justifie Jérémy Frémont, président de la SAS 2E2B Energy créée pour exploiter l'installation.

À l'époque, beaucoup de projets se montent en cogénération d'électricité et de chaleur mais 2F2B part sur un projet produisant du biogaz purifié en biométhane puis injecté dans le réseau de distribution. « Nous n'avions pas de débouché pour la chaleur qui aurait été gaspillée. L'injection nous permettait au contraire de valoriser 100 % de l'énergie produite », commente Jérémy Frémont. Le bureau d'études Seya conseil, qui accompagne la SAS, les conforte dans cette option. « Cela a plus de sens de valoriser du biogaz que de l'électricité, tant d'un point de vue énergétique qu'économique pour les agriculteurs. Le raccordement au réseau

GRDF étant possible pour 2F2B, c'est cette option qui a été privilégiée », explique Zoé Schladenhaufen de Seya.

EN TOUTE SIMPLICITÉ

Niveau technologie, les quatre exploitants choisissent une solution « simple », sans broyeur. Ce dernier accélère, certes, le processus de méthanisation, mais il augmente aussi la maintenance et le risque de panne. Ils souhaitent également doubler tous les systèmes pour pouvoir toujours produire de quoi couvrir les emprunts en cas de problème sur l'un d'eux. L'installation, de marque AgriKomp, est ainsi composée de deux digesteurs sans broyeur alimentés en continu chacun par sa propre trémie d'incorporation, et d'un postdigesteur où est récupéré le gaz. Elle traite environ 23 000 tonnes de matière par an dont 80 % sont issues des quatre exploitations : 8 000 tonnes de fumier

Mise en service en 2022, l'unité de méthanisation 2F2B, installée dans la commune de Lételon dans l'Allier, a été inaugurée en avril dernier.

bovin et 10 000 tonnes de Cive (culture intermédiaire à vocation énergétique) d'hiver. « Ces quatre exploitations sont en zone vulnérable pour les nitrates. Elles sont donc obligées de mettre en place des cultures intermédiaires qui évitent le lessivage des nitrates. Les Cive d'hiver sont préférables aux Cive d'été qui peuvent être victimes de sécheresses », explique Pierre Laurent qui a suivi le projet pour la direction régionale Auvergne-Rhône-Alpes de l'Ademe. « On faisait déjà des cultures intermédiaires avant pour l'engraissement mais cela ne nous rapportait rien. Alors que là, on les valorise », complète Jérémy Frémont.

Les 20 % d'intrants restants sont essentiellement pour l'instant de la pulpe de betterave achetée localement, qui apporte du sucre et du liant. « 80 % d'autonomie pour alimenter une installation de méthanisation, c'est très bien. Il ne faut pas dépendre de façon trop importante d'intrants extérieurs, parce qu'avec le développement important des unités de méthanisation ces dernières années, ils peuvent devenir plus rares et plus chers », commente Pierre Laurent. Pour éviter les problèmes et sécuriser les approvisionnements, la SAS a inauguré en avril un hygiéniseur qui permet de diversifier les biodéchets utilisés, pour valoriser des déchets d'abattoir par exemple.



UNE PRODUCTION RÉGULIÈRE

L'unité produit 1,6 million de m³ de biométhane par an, soit une production annuelle énergétique renouvelable de 17 GWh équivalant à la consommation en chauffage de 1 400 foyers, qui permet d'éviter l'émission de 6 000 tonnes éqCO₂/an. « Nous sommes très réguliers dans notre production de biométhane, qui nous est achetée tous les mois au prix garanti de 13,28 centimes/kWh par le gazier SAVE via un contrat d'achat de quinze ans. Nous nous sommes lancés à un moment où les tarifs d'achat du biométhane étaient très intéressants, donc nous sommes ravis aujourd'hui de notre investissement qui nous permet de réduire le risque financier pour nos exploitations », commente Jérémy Frémont.

L'unité de méthanisation permet également aux exploitants de récupérer 20 000 tonnes de digestat par an qui est épandu sur les terres agricoles du groupement. « Le digestat est intéressant comme engrais organique naturel car les nutriments sont directement assimilables par les plantes, contrairement au fumier. Son utilisation nous a permis de réduire de moitié la quantité d'azote achetée, sans aucune baisse de productivité », poursuit le président qui ne relève que deux points négatifs : le volume du digestat qui nécessite des capacités de stockage et de transport importantes. « C'est une installation que l'on pourrait qualifier de cas d'école », conclut Pierre Laurent. ■

Les aides au projet

Mise en service en mars 2022, l'installation a coûté 6,1 millions d'euros. Pour les financer, la SAS, détenue à 51 % par les quatre exploitants et à 49 % par Seya finance, a pu bénéficier d'aides de l'Ademe (196 000 euros) et de la région Auvergne-Rhône-Alpes (700 000 euros). Elle a pu également profiter d'une avance remboursable (prêt à taux zéro) de 200 000 euros du Syndicat départemental d'énergie de l'Allier (SDE 03).

Les digesteurs et les systèmes ont été doublés pour pouvoir continuer à produire en cas de panne sur l'un d'eux.



Évaluer l'impact environnemental d'un méthaniseur

L'Ademe a actualisé Diges, son outil d'évaluation des émissions de GES d'une installation de méthanisation. La version 3 du calculateur est adaptée à la typologie des unités actuelles et fournit plus d'indicateurs environnementaux. PAR GÉRALDINE HOUOT

Depuis 2009, l'Ademe propose un logiciel permettant d'effectuer un bilan des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'un projet de méthanisation. Baptisé Diges, il est utilisé notamment lors de la réalisation d'une étude de faisabilité technico-économique de façon à évaluer l'impact d'un projet. Afin de prendre en compte les dernières connaissances scientifiques et l'évolution des installations, des mises à jour ont été effectuées pour proposer une version 3¹. « Pour nous approcher au plus près des besoins des acteurs de terrain, nous avons réuni un comité technique regroupant 11 organisations », explique Julien Thual, coordinateur méthanisation au service agriculture, forêt et alimentation de l'Ademe. Réalisée par le cabinet Evea, cette nouvelle version permet notamment d'élargir le périmètre des étapes et des flux pris en compte. Les consommations de carburant, d'engrais et de produits phytosanitaires des cultures intermédiaires à vocation énergétique et des cultures principales dédiées à la production d'énergie sont désormais par exemple intégrées dans les calculs. La production de BioGNV, rare auparavant, l'est également. Il est enfin possible d'estimer les GES de projets assurant une multivalorisation du biogaz (biométhane injecté, BioGNV, cogénération). En ce qui concerne le fonctionnement du digesteur, les fuites de gaz, qui peuvent avoir un fort impact sur le bilan GES, sont

dorénavant prises en compte. « Pour les estimer, nous partons d'un niveau de base d'émissions, modulé en fonction des pratiques mises en place pour les réduire, comme l'utilisation d'une torchère automatique, d'une caméra infrarouge pour les détecter... », précise Antoine Esnouf, ingénieur analyse de cycle de vie et écoconception à Evea.

AU-DELÀ DE L'ÉQUIVALENT CO₂

Un travail a été réalisé également sur les indicateurs pour donner une idée plus précise de la production potentielle de GES. Diges 3 permet de mieux évaluer l'impact sur le changement climatique à cent ans, grâce à un module d'estimation des variations des stocks de carbone dans le sol des parcelles dont sont issus les substrats cultivés par exemple, et propose en complément une évaluation de l'impact sur le changement climatique à vingt ans.

Des indicateurs complémentaires ont été ajoutés, comme des indicateurs énergétiques (taux de retour énergétique de l'installation par exemple), le suivi des flux d'azote entrant et sortant du méthaniseur, des indicateurs relatifs à l'économie circulaire et à des enjeux de biodiversité. « Ils permettent d'aller au-delà de l'indicateur équivalent CO₂ de façon à évaluer la pertinence d'un projet au niveau territorial et préciser ses autres externalités », commente Julien Thual.

Enfin, Diges 3 permet d'effectuer le bilan d'une installation déjà en service et de proposer des leviers pour réduire les émissions. ■

1. Fourni avec un guide méthodologique et un guide de l'utilisateur, il sera à disposition en début d'année sur le site de la librairie de l'Ademe : librairie.ademe.fr

Méthanisation : harmoniser les études agronomiques

L'Ademe poursuit sa politique de soutien à l'aide à la décision pour les projets de méthanisation en publiant un cahier des charges pour la réalisation d'études agronomiques.

PAR GÉRALDINE HOUOT

La construction d'installations de méthanisation durable passe par la réalisation préalable d'études d'aide à la décision. Celles-ci peuvent être soutenues financièrement par l'Ademe pour peu qu'elles respectent un cahier des charges fourni par l'agence. Quatre sont actuellement à disposition des prestataires : pour la réalisation d'une étude de faisabilité technico-économique, pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage, pour la réalisation d'une étude territoriale de développement de cette énergie et pour la réalisation d'une étude agronomique.

Mis en ligne le 5 décembre 2023¹, le cahier des charges concerne la réalisation d'une étude permettant de déterminer les ressources mobilisables pour alimenter l'installation de méthanisation (effluents d'élevages, cultures principales, cultures intermédiaires à vocation énergétique (Cive), résidus de cultures...) tout en assurant la durabilité de l'exploitation agricole. « Les pratiques en la matière étaient très disparates jusqu'ici. Parfois l'étude de faisabilité technico-économique intégrait un volet agronomique, parfois non, alors qu'il est capital pour aider les agriculteurs à se projeter. Il donne un cadre structurant pour optimiser à la fois la méthanisation et l'exploitation sur le long terme des fermes. Ce nouveau cahier des charges permettra d'harmoniser les pratiques », explique Grégory Vrignaud.

Gérant du bureau d'études ACE méthanisation, il a rédigé le document pour l'Ademe avec l'aide d'un ensemble de structures telles que l'association Solagro, qui travaille sur les transitions énergétiques, agroécologiques et alimentaires, ou encore l'association Aile, spécialisée dans la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables en milieu agricole et rural. « La participation de cet ensemble d'experts a permis de rédiger un cahier des charges très poussé, avec une approche globale », poursuit l'expert.

DES OUTILS À DISPOSITION

En fonction du système de culture de l'exploitant, de son cheptel, de ses contraintes, de la nature du sol, des évolutions du climat..., l'étude agronomique menée selon la méthodologie proposée par l'Ademe permet en effet d'obtenir des conseils personnalisés pour faire évoluer sa gestion de la couverture des sols, des rotations de cultures, de la fertilisation (épandage, quantité d'azote achetée), de la fertilité des sols (mode de travail du sol, restitution de matière sèche) ou encore sa gestion de l'eau (réserve en eau du sol et irrigation). De cette façon, une production optimale et équilibrée est assurée sur le long terme, non seule-

ment de biogaz, mais aussi de grains vendus et de foin, tout en préservant l'environnement (biodiversité, sol, eau). L'étude présente également des logiciels gratuits, mais méconnus pour, par exemple, estimer le potentiel de matière sèche et matière organique des couverts végétaux (outil Merci) ou aider à la définition de mélanges de graines (outil Magellan). Selon l'Ademe, elle doit être réalisée en même temps que l'étude de faisabilité de l'unité de méthanisation, qu'elle recoupe en partie, soit par le prestataire de l'étude de faisabilité si celui-ci en a les compétences, soit par un prestataire spécialisé. Elle doit également être effectuée en amont des dossiers administratifs, comme le plan d'épandage. ■

1. Le cahier des charges peut être téléchargé sur le site de la librairie de l'Ademe : librairie.ademe.fr



Passerelle : la méthanisation en toute sérénité

Pour mieux se dépêtrer de la jungle des démarches liées à la mise en place d'une unité de méthanisation, l'association Aile, Solagro et Biomasse Normandie ont créé un tableur présentant de façon synthétique et pratique l'ensemble des ressources utiles pour passer le pas ainsi que des bonnes pratiques d'exploitation. PAR GÉRALDINE HOUIT

La méthanisation est peut-être bien la plus complexe des énergies renouvelables à développer. À la frontière entre deux mondes que sont l'agriculture et la production d'énergie, elle nécessite un savoir-faire technique important et l'application de nombreuses réglementations. C'est pour aider les agriculteurs à passer le pas que l'Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (Aile), agence locale de l'énergie créée par l'Ademe Bretagne et les Coopératives d'utilisation de matériels agricoles (Cuma) de l'Ouest, a eu l'idée en 2021 de créer le couteau suisse de la méthanisation, appelé Passerelle.

GUIDE PAS À PAS

Développé en collaboration avec Solagro et l'association Biomasse Normandie, grâce à des financements de l'Ademe, de GRDF et de GRTGaz, il s'agit dans les faits non pas d'un outil de bricolage, mais d'un tableur à télécharger récapitulant l'ensemble des actions à mener, des démarches administratives à faire et des réglementations à appliquer pour bien se lancer dans l'exploitation d'une unité de méthanisation. « L'idée d'origine était de centraliser et de synthétiser toute la documentation nécessaire à la mise en place d'une installation car, si l'information existe, elle est souvent perdue dans des rapports de cinquante pages que les exploitants n'ont pas le temps de décrypter. Puis le tableur s'est étendu à une "to do list" à réaliser avant la mise en service puis tout au long de la vie de l'unité », raconte Hugo Kech qui a piloté sa construction au sein d'Aile. Pour chaque action listée,

Passerelle propose une ressource simple à utiliser par l'exploitant pour l'aider à la mettre en œuvre sur son site.

FAIRE DES CONTRAINTES UN ATOUT

L'outil a été au départ imaginé pour les porteurs de projet, à qui on recommandait de le prendre en main six mois en amont de la mise en service de l'unité de méthanisation. Mais

Passerelle s'adresse également aux agriculteurs qui exploitent déjà une unité de méthanisation. Il s'est en effet enrichi de retours d'expérience intéressants à tout moment de la vie d'une installation. « Nous avons rencontré des exploitants d'unités de méthanisation pour récolter des bonnes pratiques généralisables. Certains arrivent à faire de la réglementation une force, alors autant capitaliser sur leurs bonnes idées. La réglementation impose par exemple d'enregistrer tout ce qui est mis dans le méthaniseur. Autant s'en servir pour optimiser le site », poursuit Hugo Kech. Mis à disposition gratuitement par Aile et ses partenaires, Passerelle est totalement personnalisable. Tout ce qui ne sert pas peut être supprimé, ce qui sert remodelé, amendé, etc. Pour faciliter la prise en main, des tutoriels écrits et vidéos ont été réalisés. « En 30 minutes, on a une vision précise du contenu de Passerelle », commente Hugo Kech.

SUCCÈS

Disponible depuis octobre 2023, l'outil avait déjà été téléchargé plus de 450 fois mi-juin par des partenaires de la filière (40 %) et des exploitants (60 %). « On est satisfait. On en déduit qu'il répond à un besoin. Mais on ne sait pas dans quelle mesure il est utilisé après le téléchargement. Il est possible qu'il y ait des personnes qui ne soient pas arrivées à dézipper le fichier tout simplement, ou qui n'aient pas pris le temps de regarder les tutos ou qui ne les ai pas compris », commente Hugo Kech. Pour échanger avec les utilisateurs sur l'outil, Aile a créé une adresse mail dédiée : passerelle.metha@gmail.com. Les retours d'expérience seront essentiels pour construire la prochaine version. ■

« Passerelle est un outil rassurant »

Thierry Merré fait partie de la SAS Aubiogaz qui exploite une unité de méthanisation en injection de biométhane mise en service à Aubigné (Ille-et-Vilaine) en juin 2022. Il a connu Passerelle grâce à Aile qui a accompagné la SAS tout le long de son projet. Il témoigne de son utilisation. « La SAS a été montée par un collectif de quatre exploitations et moi-même, qui en assure le suivi administratif et financier. Ce que je trouve compliqué, c'est qu'une fois l'autorisation ICPE délivrée, on n'a pas de cahier des charges pour la suite. On ne sait pas ce qu'on doit pouvoir montrer en cas de contrôle de l'installation. On craignait d'être mis en demeure pour certains points de législation non respectés. Aile nous a parlé du travail en cours pour développer Passerelle et on a trouvé ça très bien. On l'utilise depuis qu'il est disponible pour organiser le suivi de l'installation à l'aide des fiches et documents fournis. On utilise aussi les modèles proposés pour les protocoles de circulation des entreprises de travaux, pour les plans de prévention des risques... Il y a des documents dont on ne se sert pas, mais on a tout ce dont on a besoin sous la main. J'ai pris l'architecture du tableur avec les dossiers et sous-dossiers et je l'ai adaptée à notre installation. Puis j'ai tout mis sur une plateforme de stockage de fichiers partagés. Tous les associés y ont accès, c'est très pratique. Passerelle est un outil rassurant. On a été audité par l'Association des méthaniseurs de France pour voir si on respectait la charte qu'ils ont mise en place et tout s'est bien passé. Donc si on a un contrôle réglementaire, a priori, on est prêts ! »



Deux vues de l'installation Aubiogaz, dont les exploitants utilisent l'outil Passerelle pour assurer le suivi de l'unité.

Biogaz Iff fait le pari de l'IA et de l'innovation



BIOGAZ IFF - BIOGAZ-IA

À la pointe de la technologie, les familles Lepage et Coignard utilisent l'intelligence artificielle pour optimiser la gestion de leur installation de méthanisation. Elles ont également investi dans un système original d'acheminement souterrain du lisier pour réduire les transports de matière en camion. PAR GÉRALDINE HOUOT

La famille Lepage et l'entreprise Nevezus se sont rencontrées en 2022 sur un salon dédié au biogaz et ça a fait « tilt ». La première possède depuis 2021 une installation de méthanisation en injection à Iffendic (Ille-et-Vilaine) avec la famille Coignard, avec qui elle partage un goût certain pour l'innovation, et la seconde propose des services d'accompagnement et d'optimisation pour les porteurs de projets de méthaniseur. La famille Lepage repart du salon avec une forte envie de tester le système d'intelligence artificielle (IA) en développement par Nevezus¹.

15 % D'ÉCONOMIE D'ÉLECTRICITÉ

Baptisé Biogaz-IA, ce système permet de piloter l'épurateur qui transforme le biogaz produit en biométhane injectable sur le réseau. Grâce à l'acquisition

des données de fonctionnement du site et d'informations externes (météo, prix de l'énergie ou du marché Spot, retour des informations consommateurs/producteurs...), il ajuste l'allumage et la vitesse de fonctionnement de l'épurateur en fonction de prédictions de production de biogaz et de la capacité du réseau de gaz, afin de le faire fonctionner au maximum en heures creuses. « Le programme régule les appels de puissance de l'épurateur pour en réduire le coût de fonctionnement. Comme il s'agit d'un élément très consommateur en électricité, cela permet de réaliser d'importantes économies, souvent de l'ordre de 15 % », explique Joël Tanguy, président fondateur de Nevezus. Lorsqu'une exploitation possède du photovoltaïque en autoconsommation, il est également possible de programmer le fonctionnement de l'épurateur au moment où la production d'électricité par les panneaux solaires est la plus importante.

Posé en août 2022 sur l'installation des familles Lepage et Coignard, associés à 50/50 au sein de la société Biogaz Iff, l'outil fait ses preuves. « Au début, j'étais sceptique sur l'intelligence artificielle mais au bout de six mois, je

me suis rendu compte que c'était un très bon outil. Nous économisons entre 400 et 500 euros d'électricité par mois », affirme Cédric Coignard qui élève avec ses parents des vaches laitières et de la volaille.

Biogaz-IA permet également un suivi pointu de l'installation, de l'amélioration de la ration à la traçabilité des intrants et des sortants. « Cela permet d'optimiser la production de biogaz et de simplifier le travail de déclaration que les installations doivent réaliser », explique Joël Tanguy.

PIPELINE À LISIER

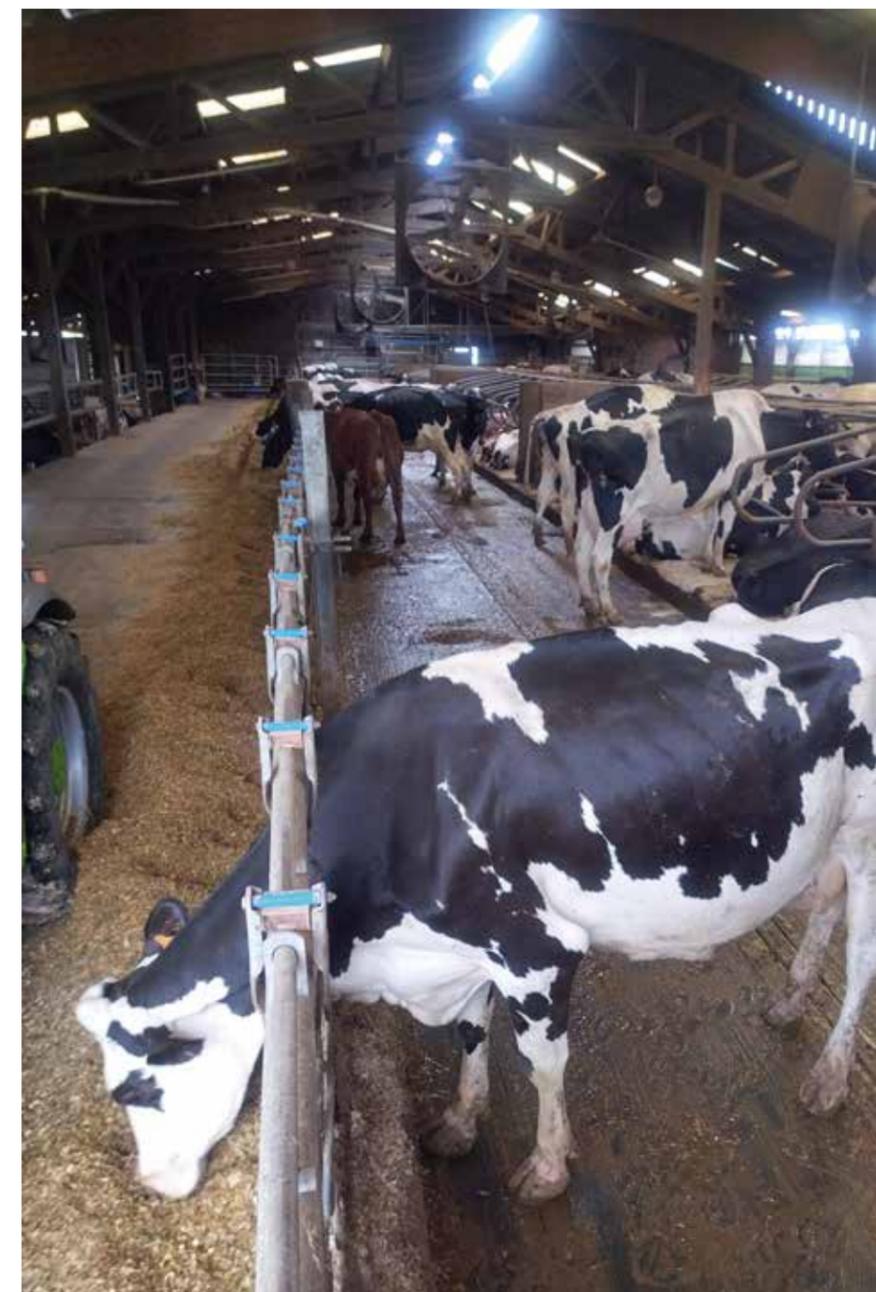
Ce ne sont pas là les seules innovations que les deux familles ont souhaité tester. Le méthaniseur est alimenté à 60 % par le lisier et le fumier des exploitations, à 30 % par des cultures intermédiaires à vocation énergétique (Cive) et à 10 % par du maïs. Afin de limiter les trajets en camion, polluants et parfois gênants pour le voisinage, la SAS a décidé d'investir dans un « lisieroduc ». « Il s'agit d'un réseau souterrain qui achemine le lisier d'une préfosse jusqu'au méthaniseur grâce à une pompe. Le lisier du jour

arrive le lendemain dans le méthaniseur. Il est ainsi très frais, ce qui favorise la production de gaz », explique Cédric Coignard.

Son lisier de vaches étant plus

solide et donc plus dur à pomper que celui des porcs des Lepage, le méthaniseur a été installé sur l'une de ses parcelles, qui a en outre l'avantage d'être très proche du réseau de gaz de GRDF. Seulement 200 m séparent ainsi la préfosse des Coignard du méthaniseur, contre 1 km pour celle des Lepage. « Ce système est plus économique que le transport routier. Il nous a coûté 80 000 euros. Or, le transport en camion coûte de 100 à 110 euros de l'heure. À raison d'une heure de transport de lisier tous les deux ou trois jours, il sera vite rentabilisé », calcule Cédric Coignard qui est ravi de son méthaniseur. « Si j'avais su, je me serais lancé dans la méthanisation beaucoup plus tôt. Notre installation devrait être rentabilisée en sept ou huit ans. Grâce à une surveillance attentive quotidienne, elle fonctionne parfaitement bien. » ■

1. L'IA ayant été installée chez Biogaz Iff dans le cadre d'un appel à projets lancé par GRDF, elle n'a quasiment rien coûté à Biogaz Iff.



BIOGAZ IFF.

L'installation en pratique

- La capacité maximale de production (Cmax) de biogaz est actuellement de 78 Nm³/h. Biogaz Iff a commencé à 65 Nm³/h et cherche actuellement à monter à 95 Nm³/h en améliorant encore la recette de sa ration.
- Le gaz est acheté par l'entreprise Save Énergies.
- La quantité de déchets entrants est de 35 tonnes de matière par jour.
- La quantité de digestat récupéré à l'issue du processus de méthanisation et épandu sur les terres est de 12 000 m³ par an, ce qui permet de réduire de deux à un seul camion de 28 tonnes l'apport d'engrais minéral.
- L'investissement total est de 3,5 millions d'euros sur lesquels Biogaz Iff a pu bénéficier d'une aide du Fonds chaleur de l'Ademe de 230 000 euros.

ABONNEZ-VOUS!

WEB
(AVAILABLE IN ENGLISH)
+
PRINT



SCANNEZ-MOI



L'abonnement à nos magazines vous permet de ne rien manquer des évolutions des énergies renouvelables : débats, focus entreprises, dossiers thématiques, retours d'expérience, enquêtes...

Des informations précises et chiffrées, un traitement objectif et rigoureux.

Votre abonnement vous permet de bénéficier de **5 numéros** dont **1 hors-série** par an et par titre + L'actu des EnR, la **newsletter hebdomadaire** + L'accès au **kiosque en ligne** et aux **archives** du titre.

BON DE COMMANDE



Choisissez votre abonnement print + web

SOLO (1 magazine au choix)

FRANCE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 99€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 179€
EUROPE*	<input type="checkbox"/> 1 an..... 109€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 199€
MONDE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 119€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 219€

DUO (2 magazines au choix)

FRANCE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 159€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 269€
EUROPE*	<input type="checkbox"/> 1 an..... 169€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 289€
MONDE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 179€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 309€

TRIO (3 magazines)

FRANCE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 199€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 349€
EUROPE*	<input type="checkbox"/> 1 an..... 209€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 369€
MONDE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 219€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 389€

* Europe et Drom-Com

- LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENEUVABLES LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN

Retrouvez nos derniers hors-séries**

Le Journal des énergies renouvelables

- La climatisation renouvelable (avril 2020) 25€
- La mobilité électrique renouvelable (avril 2021) 25€
- L'agriculture et les EnR (avril 2022) 25€
- La géothermie (avril 2023) 25€
- Bois-énergie (avril 2024) 25€

Le Journal du Photovoltaïque

- Le stockage et les réseaux (juillet 2020) ... 25€
- Kits photovoltaïques : le solaire à portée de main (juin 2021) 25€
- Recyclage et seconde vie (juin 2022) 25€
- L'agrivoltaïsme, une culture nouvelle (juillet 2023) 25€
- Solaire et mobilité (juin 2024) 25€

Le Journal de l'éolien

- Les rumeurs de l'éolien (juillet 2019) 25€
- La question du foncier (septembre 2020) ... 25€
- "L'intermittence", fin d'un mythe (septembre 2021) 25€
- Éolien et biodiversité (juillet 2022) 25€
- Éolien et territoires (octobre 2023) 25€
- Éolien en mer (octobre 2024) 25€

** Des frais de port s'appliquent pour tout achat à l'unité

Nom : _____
 Prénom : _____
 Société : _____
 N° TVA intra. : _____
 Adresse : _____

 Code postal : _____
 Ville : _____
 Téléphone : _____
 Email : _____

Montant total : € + Frais de port * €
 France métropolitaine : 1,95 €, Europe/Dom-Com : 3,95 €, Monde : 5,95 € * Seulement pour toute commande de numéros
 Montant total de la commande : €

Bon de commande à retourner à :
OBSERVATOIRE DES ÉNERGIES RENEUVABLES
 20 ter rue Massue, 94300 Vincennes - France
 Tél : 01.44.18.00.80



Règlement par chèque bancaire à l'ordre d'Observ'ER **OU** Règlement par virement bancaire ou mandat administratif

À joindre au bon de commande lors de l'envoi Avec nom, prénom et raison sociale dans l'ordre de virement
 IBAN : FR76 4255 9100 0008 0047 5262 288
 BIC : CCOPFRPPXXX

Vous pouvez aussi commander nos anciens numéros et nos ouvrages en vous rendant sur : librairie-energies-renouvelables.org

