



S.M.G.M.
Hôtel de Ville
B.P. 227
77107 MEAUX CEDEX

SCHÉMA DIRECTEUR DU RÉSEAU DE CHALEUR DE MEAUX



**État des lieux
des sources de chaleur locales**



SOMMAIRE

1. OBJET ET ENJEUX.....	4
2. RÉSEAUX DE CHALEUR À PROXIMITÉ.....	5
3. RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE.....	6
3.1. CHALEUR FATALE DES USINES D'INCINÉRATION.....	6
3.2. CHALEUR FATALE DES STATIONS D'ÉPURATION / EAUX USÉES.....	8
3.3. CHALEUR FATALE DES DATA CENTERS.....	10
4. GÉOTHERMIE.....	11
4.1. GÉOTHERMIE PROFONDE.....	11
4.2. POMPE A CHALEUR SUR GÉOTHERMIE PROFONDE.....	12
4.3. GÉOTHERMIE DE SUB-SURFACE.....	13
5. COMBUSTION DE BIOMASSE.....	14
5.1. GÉNÉRALITÉS.....	14
5.2. CONTRAINTES D'IMPLANTATION.....	14
5.3. RÉGLEMENTATION.....	14
5.4. APPLICATION AU RÉSEAU DE CHALEUR DE MEAUX.....	15
6. MÉTHANISATION.....	16
6.1. GÉNÉRALITÉS.....	16
6.2. APPLICATION AU RÉSEAU DE CHALEUR DE MEAUX.....	17
7. COMBUSTIBLE SOLIDE DE RÉCUPÉRATION.....	18
7.1. GÉNÉRALITÉS ET RÉGLEMENTATION APPLICABLE.....	18
7.2. RETOURS D'EXPÉRIENCE.....	20
7.3. APPLICATION AU RÉSEAU DE CHALEUR DE MEAUX.....	20
8. SOLAIRE THERMIQUE.....	21
9. STOCKAGE THERMIQUE.....	22
9.1. GÉNÉRALITÉS.....	22
9.2. TECHNOLOGIES EXISTANTES.....	23
9.3. APPLICATION AU RÉSEAU DE MEAUX.....	24
10. CONCLUSIONS.....	25

1. OBJET ET ENJEUX

Le diagnostic du réseau de chauffage urbain de Meaux a mis en évidence son caractère relativement vertueux sur le plan écologique, notamment grâce à la part de géothermie, qui représente environ 60 % du mix énergétique actuel. Néanmoins, l'appoint au gaz reste relativement élevé (près de 40 % de l'énergie produite), ce qui incite le SMGM à rechercher des sources d'énergie alternatives, pour limiter l'empreinte carbone du réseau, réduire la dépendance à une énergie fossile extérieure dont les prix peuvent être très fluctuants, conserver un taux de TVA réduit, et limiter les coûts liés à l'achat de quotas de CO₂.

Développer de nouvelles sources peut aussi permettre d'augmenter la capacité de production, et donc d'envisager l'agrandissement du réseau et la desserte de nouveaux abonnés.

L'objet de ce rapport est donc de présenter un aperçu global des sources d'énergie alternatives disponibles localement, en évaluant la pertinence de celles-ci au regard des coûts, des bénéfices et du contexte, et en suivant l'ordre de priorité préconisé dans la démarche ENR'CHOIX de l'ADEME : interconnexion de réseaux, récupération d'énergie fatale, géothermie, biomasse, et autres.

2. RÉSEAUX DE CHALEUR À PROXIMITÉ

La présence de réseaux de chaleur à proximité permettrait d'envisager une interconnexion, afin de mutualiser les moyens de production et/ou de valoriser plus de chaleur. **Cependant, aucun réseau public ou privé n'a été recensé à proximité de Meaux : le réseau le plus proche, celui d'Eurodisney, se trouve à plus de 10 km**

3. RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE

La chaleur fatale désigne la chaleur résiduelle issue d'un procédé dont l'objectif principal n'est pas la production de cette chaleur. Elle est considérée comme une énergie n'émettant pas de CO₂, puisqu'il s'agit d'une ressource qui est de toute façon produite puis rejetée sans valorisation.

Environ 36 % (109,5 TWh) des combustibles consommés par l'industrie en France sont perdus en chaleur fatale, dont 52,9 TWh à plus de 100°C. À ce gisement s'ajoute 8,4 TWh de chaleur rejetés au niveau des UIOM, STEP et Data Center.

Par ailleurs, 16,7 TWh de chaleur fatale à plus de 60°C sont identifiés à proximité d'un réseau de chaleur existant, soit plus de 70% de l'énergie délivrée en 2013 par les réseaux de chaleur en France. Ce potentiel représente un peu plus de 1,66 millions équivalents logements.

La récupération de cette énergie est donc une priorité.

3.1. CHALEUR FATALE DES USINES D'INCINÉRATION

3.1.1. Généralités

Une unité de valorisation énergétique (UVE) est une usine d'incinération des déchets permettant de produire de l'électricité et/ou de la chaleur. L'incinération des déchets produit des grandes quantités de chaleur à haute température. Il s'agit d'un potentiel énorme pour les réseaux de chaleur à proximité.

3.1.2. Application au réseau de chaleur de Meaux



Figure 1: Unité de valorisation énergétique de Monthyon

Le SMITOM du 77 NORD assure la gestion de l'UVE de Monthyon, à environ 7 km de Meaux, qui incinère chaque année environ 130 000 tonnes d'ordures.

Une partie de la chaleur produite est valorisée sous forme d'électricité, à l'aide d'une turbine à vapeur (56 793 MWh produits en 2020).

A ce jour, aucune valorisation sur des réseaux de chaleur n'a été mise en place.

Le SMITOM affiche une volonté de développer ce mode de valorisation. À ce titre, deux projets sont en cours :

- Export de chaleur sur un site d'aquaculture : projet retenu dans le cadre d'un Appel à Manifestation d'Intérêt. Le contrat de fourniture reste à signer par les parties ; en première approche, la fourniture atteindrait environ 43 GWh dès 2024 ;
- Export de chaleur pour une industrie plaquiste : à l'étude.

Le syndicat se montre également intéressé par un éventuel projet d'export de chaleur sur le réseau de chauffage urbain de Meaux, sous réserve de faisabilité technique et économique, notamment au regard des autres projets à l'étude.

En cas de raccordement de l'UVE de Monthyon, **l'interconnexion entre les réseaux de l'Hôpital et de Collinet, et le déclassement du réseau Beauval** (passage en basse température / basse pression) devront être réalisés, afin que la chaleur récupérée sur l'UVE puisse bénéficier à l'ensemble du réseau, rentabilisant ainsi l'investissement initial.

Un échangeur de 5 à 10 MW pourrait fournir 15 à 20 % des besoins énergétiques du réseau, ce qui permettrait d'atteindre un taux d'ENR&R proche de 90 % (en tenant compte de l'effet du déclassement du réseau Beauval).

L'analyse technico-économique complète sera réalisée dans le cadre de l'élaboration des scénarios d'évolution du réseau.

3.2. CHALEUR FATALE DES STATIONS D'ÉPURATION / EAUX USÉES

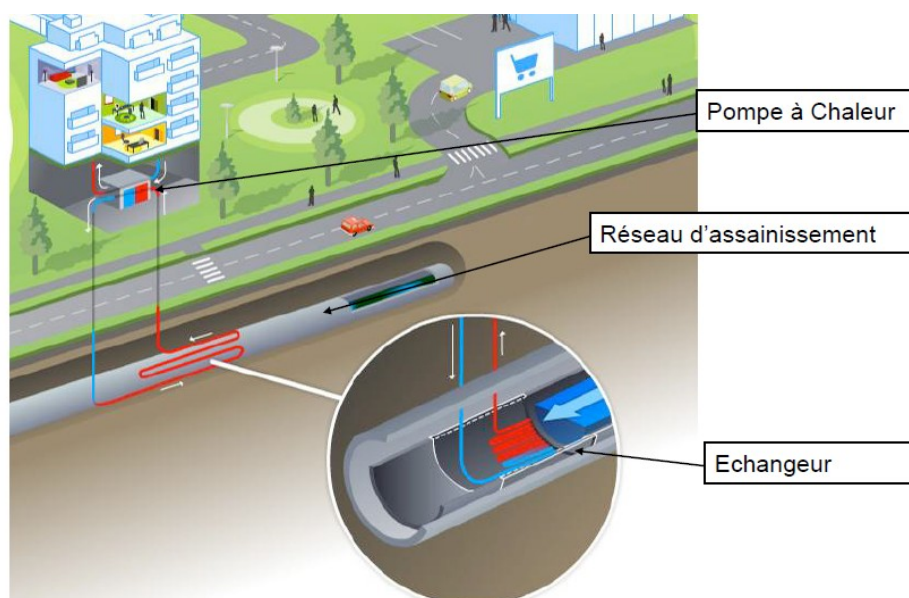
3.2.1. Généralités

Cette technique vise à capter la chaleur des eaux usées en sortie de station d'épuration (STEP) (15°C), ou à l'intérieur des collecteurs de gros diamètre, via un échangeur de chaleur.

L'élévation de quelques degrés du fluide traversant l'échangeur est concentrée par une pompe à chaleur (PAC). La chaleur produite par la PAC est ensuite valorisée dans le réseau de chauffage.

À titre d'exemple, pour chauffer 10 000 habitants, il serait nécessaire de capter la chaleur des eaux usées d'environ 200 000 habitants (ordre de grandeur). Un territoire peut donc couvrir de l'ordre de 5 % de ses besoins grâce à ce dispositif.

Le schéma de principe est présenté ci-dessous :



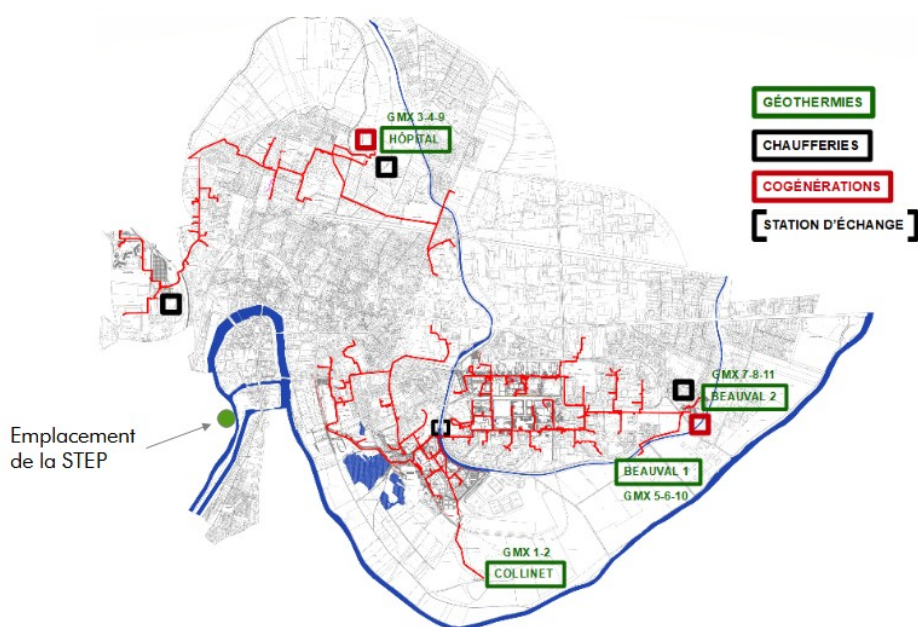
Récupération de chaleur sur eau usée. Source : Lyonnaise des Eaux

3.2.2. Application au réseau de chaleur de Meaux

La chaleur produite par la PAC pourrait être valorisée :

- Soit pour réchauffer le réseau à l'aller, mais le rendement de la PAC nécessaire au réchauffage de l'eau est faible, car l'écart de température est important entre la chaleur des eaux usées et le niveau de température nécessaire en sortie de centrale (environ 100°C si le réseau de Beauval est déclassé). Les dépenses d'électricité seront donc importantes et coûteuses. De plus, la limite technique actuelle des PAC « haute température », s'agissant de la température de sortie, est de 98°C.
- Soit pour réchauffer le retour du réseau, et ainsi diminuer les besoins en énergie d'appoint (gaz). Mais dans le cas des réseaux géothermique sans pompe à chaleur (Hôpital, Collinet), cela aura pour effet de diminuer la quantité de chaleur extraite de la géothermie.

La station d'épuration de la Ville se situe relativement loin des réseaux de chaleur (à environ 1-2 km « à vol d'oiseau » des réseaux Hôpital et Collinet), comme indiqué sur la carte suivante :



Les collecteurs de gros diamètres se trouvent en général proches de la STEP, donc également éloignés du réseau de chaleur. Les coûts d'investissement seront donc élevés par rapport à la quantité d'énergie relativement faible que l'on peut extraire des eaux usées.

En résumé :

- Sur le réseau Beauval, la récupération de chaleur sur eaux usées pourrait avoir un intérêt (diminution des besoins en appoint gaz), mais la STEP et les collecteurs de gros diamètre sont trop éloignés ;
- Sur le réseau Hôpital, la récupération de chaleur sur eaux usées n'a pas d'intérêt, sauf en cas de mise en place d'une pompe à chaleur sur l'échangeur géothermique. Mais la distance entre le réseau, la STEP et les collecteurs de gros diamètre reste assez importante : cette solution n'est donc pas prioritaire ;
- Sur le réseau Collinet, cette solution n'a pas d'intérêt.

3.3. CHALEUR FATALE DES DATA CENTERS

Le même principe est applicable pour récupérer de la chaleur produite par des salles de serveurs. Dans le cas de Meaux, aucun data-center important n'a été repéré.

4. GÉOTHERMIE

Il existe différents types de géothermie :

Géothermie	Température	Profondeur	Valorisation
très basse énergie	$<30^{\circ}\text{C}$	Quelques mètres à quelques centaines de mètres	Nécessité d'augmenter la température par des PAC (Pompes à Chaleur) pour alimenter un réseau de chaleur.
basse énergie	$30^{\circ}\text{C} < T < 90^{\circ}\text{C}$	1500 – 2000 m	Pour les réseaux d'eau chaude.
moyenne énergie	$90^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$	2000 – 5000 m	Pour les réseaux d'eau chaude ou d'eau surchauffée ou pour la production de l'électricité.
haute énergie	$>150^{\circ}\text{C}$	2000 – 5000 m (dans les roches chaudes fracturées)	Production de l'électricité.

4.1. GÉOTHERMIE PROFONDE

La géothermie dite «basse énergie » est celle qui est exploitée à Meaux. De l'eau à $70-80^{\circ}\text{C}$ est pompée depuis une nappe souterraine appelée « Dogger », à 1 500–2 000 m de profondeur. En surface, elle passe par des échangeurs qui permettent de réchauffer le circuit du réseau de chaleur de Meaux. Un appoint au gaz est utilisé pour rehausser la température en hiver.

La capacité de ces puits ont quasiment leur maximum suite à l'augmentation des débits d'exploitation en 2016.

Le forage de nouveaux puits nécessite de réaliser une étude géologique, et requiert une autorisation préfectorale.

Une étude géologique réalisée en 2016¹ a permis de simuler l'évolution des températures du Dogger autour de Meaux, conséquence de l'exploitation de la ressource géothermale :

¹ Bureau d'études : CFG Services

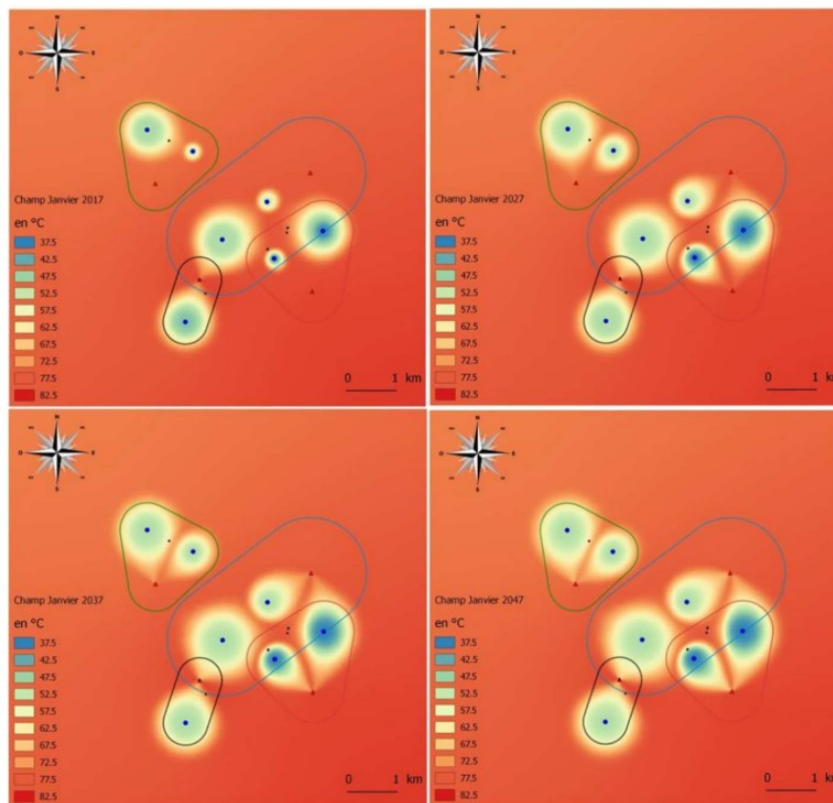


Figure 6: Champ prévisionnel de températures pour l'horizon janvier 2017, fin 2027, fin 2037 et fin 2047 pour des débits d'exploitation moyens annuels et une température de réinjection minimale

La possibilité d'ajouter un puits dans cette zone nécessite une étude géologique approfondie.

Néanmoins, cette solution n'est pas écartée et sa pertinence technique et économique sera analysée, notamment au regard des évolutions du réseau, lors de l'élaboration des scénarios.

4.2. POMPE A CHALEUR SUR GÉOTHERMIE PROFONDE

Il est possible d'augmenter la quantité de chaleur extraite de l'eau géothermale grâce à une pompe à chaleur (PAC), comme cela a été mis en place sur la chaufferie de Beauval.

Ce dispositif permet d'extraire de la chaleur sur le retour du réseau et de la concentrer sur l'aller du réseau, au niveau de l'échangeur géothermique. La chaleur ainsi produite équivaut à environ 4 fois l'énergie électrique utilisée. De plus, l'écart de température plus important entre l'arrivée et le départ de l'échangeur, permet d'augmenter la quantité de chaleur échangée avec le puits géothermique. **Le gain d'énergie total équivaut à 10-15 fois l'énergie électrique consommée.**

Ce dispositif permettra en principe d'**augmenter de 9 % le taux d'ENR&R** global du réseau de Meaux.

Il est alors envisageable de mettre en place un système équivalent sur le réseau de l'hôpital, ce qui augmenterait **le taux d'ENR&R de 5 % supplémentaires**.

Le gain environnemental et économique, au regard des coûts d'investissements, en font une solution intéressante, qui sera incluse dans l'élaboration des scénarios.

4.3. GÉOTHERMIE DE SUB-SURFACE

Il s'agit d'une géothermie reposant sur l'exploitation des aquifères superficiels, c'est à dire à des profondeurs relativement faibles (quelques centaines de mètres au plus). Les températures de ce type d'aquifère sont très basses ($<40^{\circ}\text{C}$) et nécessitent l'utilisation de pompes à chaleurs afin d'en exploiter la chaleur.

Ce type de géothermie est surtout utilisé pour le chauffage de bâtiments basse consommation, le rafraîchissement et l'alimentation en eau chaude sanitaire de maisons individuelles ainsi que pour des applications tertiaires et des locaux collectifs.

Cette technologie peut être intéressante pour alimenter un nouveau quartier qui ne puisse pas être raccordé au réseau de chaleur existant.

5. COMBUSTION DE BIOMASSE

5.1. GÉNÉRALITÉS

La biomasse désigne l'ensemble de la matière végétale. C'est une véritable réserve d'énergie, captée à partir du soleil grâce à la photosynthèse. Dans le cas des réseaux de chaleur, elle peut être valorisée par combustion dans une chaudière.

Différentes formes de combustible de type biomasse peuvent être utilisées pour produire de la chaleur : bûches, granulés, plaquettes, ou résidus d'agricultures. Il s'agit le plus souvent de co-produits issus de l'entretien de forêts et autres espaces verts, ou de l'industrie du bois.

Quelle que soit sa nature, le combustible doit respecter différents critères (par exemple : humidité, Pouvoir Calorifique Inférieur, granulométrie, taux de poussières, corps étrangers, taux de cendres, sécurité d'approvisionnement). La technologie de la chaudière (foyer, échangeurs, stockage, alimentation...) est différente selon la composition du combustible utilisé.

Les chaudières de grande capacité (>1MW) peuvent fonctionner avec des plaquettes forestières, combustible dont le prix est inférieur au gaz et plus stable.

Les émissions de CO₂ d'une chaudière biomasse liées à la combustion sont considérées comme nulles (étant donné que le carbone émis lors de la combustion de végétaux a été précédemment capté dans l'air par ces mêmes végétaux). Les émissions totales, essentiellement liées au transport et à la production des combustibles sont relativement faibles par rapport au gaz par exemple.

5.2. CONTRAINTES D'IMPLANTATION

Cette technologie nécessite des livraisons régulières de combustible, généralement par rotations de camions, il faut donc prévoir que la chaufferie bois soit accessible par camion. Elle nécessite également une cheminée, qui peut être habillée sur le plan architectural.

5.3. RÉGLEMENTATION

L'installation d'une chaufferie bois de puissance nominale supérieure ou égale à 0,1 MW est soumise à déclaration, enregistrement ou autorisation selon la puissance nominale et le type de combustible utilisé (biomasse « propre » ou biomasse « déchets »), comme indiqué dans le tableau suivant, issu du décret n°2013-814 du 11 septembre 2013 modifiant la nomenclature des installations classées :

NOMENCLATURE DES INSTALLATIONS DE COMBUSTION (2910) DE BIOMASSE						
PUISSANCE NOMINALE	2910 – A BIOMASSE « PROPRE »			2910 – B BIOMASSE « DÉCHETS »		
	PRODUITS VÉGÉTAUX	DÉCHETS VÉGÉTAUX	DÉCHETS DE LIÈGE	DÉCHETS IAA*	DÉCHETS DE PÂTE VIERGE	DÉCHET DE BOIS PEU TRAITÉ**
Inférieure à 0,1 MW		NON CLASSÉ			NON CLASSÉ	
Comprise entre 0,1 MW et 1 MW		NON CLASSÉ			ENREGISTREMENT	
Comprise entre 1 MW et 20 MW		DÉCLARATION				
Supérieure ou égale à 20 MW		AUTORISATION			AUTORISATION	

*industrie agro-alimentaire

**exempts de composés organiques halogénés ou de métaux lourds

La réglementation encadrant les installations de combustion de biomasse est la suivante :

- Déclaration : arrêté du 25 juillet 1997 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n°2910 (Combustion) modifié par l'arrêté du 26 août 2013 ;
- Enregistrement : arrêté du 24 septembre 2013 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à enregistrement sous la rubrique n°2910 (Combustion) ;
- Autorisation : arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931.

5.4. APPLICATION AU RÉSEAU DE CHALEUR DE MEAUX

La récupération de chaleur fatale (sur UVE) reste prioritaire car plus écologique et économique que la biomasse.

Néanmoins, si le raccordement de l'UVE n'est pas faisable, la chaufferie biomasse constitue une solution alternative intéressante. Elle sera incluse dans l'élaboration des scénarios.

6. MÉTHANISATION

6.1. GÉNÉRALITÉS

Le biogaz est un gaz issu de la méthanisation de matières organiques fermentescibles, par exemple de déchets et d'effluents d'élevage (fumier, résidus de récoltes, etc.) ou de déchets municipaux (boues de stations d'épuration des eaux urbaines, déchets alimentaires, etc.). Il comporte principalement du méthane (CH_4) comme le gaz naturel ainsi que du dioxyde de carbone (CO_2).

Le biogaz est comptabilisé parmi les énergies renouvelables car il est issu de déchets organiques qui ne seraient pas valorisés par ailleurs. La production de biogaz s'intègre ainsi dans une logique d'économie circulaire.

Concrètement, la décomposition des matières organiques en biogaz s'effectue grâce à l'action de bactéries agissant en milieu anaérobie, c'est-à-dire privé d'oxygène. Cette réaction se produit spontanément dans des décharges et dans les marais où l'on peut observer des bulles à la surface de l'eau, mais elle peut aussi être provoquée dans des méthaniseurs. Précisons que la production de biogaz s'accompagne également de celle d'un digestat, résidu solide ou liquide utilisable comme fertilisant.

Le gaz issu de la méthanisation est injecté sur le réseau par un producteur, le plus souvent une STEP, une installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND), un exploitant agricole, etc.

Trois solutions sont envisageables pour consommer du biogaz :

- Raccorder le réseau à un méthaniseur existant ;
- Construire un nouveau méthaniseur ;
- Acheter des garanties d'origine :

Une fois injecté dans le réseau, le biométhane se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Les garanties d'origine (GO) permettent d'assurer la traçabilité du biométhane injecté, pour répondre aux attentes de tous les utilisateurs soucieux de consommer un gaz plus respectueux de l'environnement. Chaque mégawattheure (MWh) de biométhane injecté donne lieu à l'émission d'une garantie d'origine identifiée, grâce notamment à son lieu de production et aux déchets utilisés. Ainsi, l'utilisateur sait que le gaz qu'il consomme correspond à une quantité de biométhane effectivement produite.

Le consommateur peut donc acheter du biogaz auprès d'un fournisseur mais le prix est fonction de l'offre et de la demande. Les GO françaises donnent droit à

l'exonération de TICGN (taux actuel : 1,52 €/HT/MWh PCS pour les chaufferies de puissance supérieure à 20 MW, 8,45 €/HT/MWh PCS pour les chaufferies plus petites) et sont intégrées dans le calcul des 50% d'ENR&R.

Actuellement, le niveau de prix de la molécule de biogaz est supérieur de 20 à 25 €/HT/MWh PCS au prix du gaz naturel.

6.2. APPLICATION AU RÉSEAU DE CHALEUR DE MEAUX

Dans les alentours de Meaux, il existe 2 méthaniseurs en fonctionnement à Choconin et Boutigny, et 2 méthaniseurs en projets, tous en contrat de réinjection totale du biogaz sur le réseau GRDF (pas de production de chaleur). Ces contrats ayant une durée de 15 ans, il n'est pas envisageable d'exploiter ces méthaniseurs dans les prochaines années.

La construction d'un méthaniseur est possible, sous réserve de disponibilité d'une biomasse abondante locale (étude de faisabilité à réaliser), et en tenant compte des contraintes suivantes :

- Nécessité de conclure un partenariat avec des agriculteurs ;
- La ressource abonde surtout en saison chaude, alors que les besoins de chauffage sont les moins forts ;
- Risques de recours des habitants (nuisances olfactives);

Cette solution ne sera donc pas considérée comme prioritaire, devant d'autres solutions plus simples à mettre en œuvre (UVE, combustion de biomasse).

L'achat de garanties d'origines est possible en cas de besoin d'augmenter le taux d'ENR&R, mais engendrerait un surcoût. En effet :

- Le surcoût lié à l'achat des garanties d'origines équivaut aujourd'hui à environ 20 - 25 €/HT/MWh PCS ;
- La part d'ENR&R étant déjà supérieure à 50 % sur le réseau, il n'y a pas de gain de TVA supplémentaire en cas de recours au biogaz ;
- La TICGN serait exonérée sur la part de biogaz, soit 1,52 €/HT/MWh PCS pour la chaufferie de Beauval, et 8,45 €/HT/MWh PCS pour la chaufferie de l'Hôpital;
- L'achat de quotas de CO₂ serait diminué (environ 13 €/HT/MWh PCS en 2020) sur la chaufferie de Beauval (les autres chaufferies ne sont pas concernées).

L'exonération de TICGN et la réduction des achats de quotas de CO₂ ne permettent pas de compenser le surcoût lié à l'achat des GO. Cette solution n'est donc pas préconisée à l'heure actuelle.

7. COMBUSTIBLE SOLIDE DE RÉCUPÉRATION

7.1. GÉNÉRALITÉS ET RÉGLEMENTATION APPLICABLE

Le titre IV de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) promeut l'économie circulaire, notamment via une valorisation énergétique des déchets tout en limitant les quantités enfouies et mises en décharge. L'utilisation des Combustibles Solides de Récupération des déchets pour une valorisation énergétique au sein d'un réseau de chaleur s'insère dans ce cadre.

Plusieurs Décrets et Arrêtés viennent encadrer le développement de la filière des CSR :

- le Décret du 19 Mai 2016 crée une nouvelle rubrique ICPE 2971 concernant les installations de production de chaleur et/ou d'électricité à partir de déchets non dangereux préparés sous forme de CSR ;
- l'Arrêté du 23 Mai 2016 relatif à la préparation des CSR en vue de leur utilisation dans des installations relevant de la rubrique 2971 de la nomenclature ICPE. Ce texte fixe les règles applicables en matière d'admission (contrôle qualité, composition des CSR,...) et de livraison (identification, traçabilité) des CSR vers les centrales ;
- l'Arrêté du 23 mai 2016 relatif aux installations de production de chaleur et/ou d'électricité à partir de déchets non dangereux préparés sous forme de CSR dans des installations prévues à cet effet associées ou non à un autre combustible et relevant de la rubrique 2971 de la nomenclature des ICPE. Ce texte impose des valeurs seuils à respecter (rendement, émissions, rejets...) et fixe des prescriptions techniques relatives à la conception et à l'exploitation des générateurs.

La définition d'un CSR selon le Décret est la suivante :

« *Un combustible solide de récupération est un déchet **non dangereux solide**, composé de **déchets qui ont été triés de manière à en extraire la fraction valorisable** sous forme de matière dans les conditions technico-économiques du moment, préparé pour être **utilisé comme combustible** dans une installation relevant de la **rubrique 2971** de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.* »

A la différence de l'incinération des déchets qui consiste en l'élimination des déchets, cette nouvelle rubrique ICPE 2971 vise des installations de production énergétique. Ceci conditionne alors le dimensionnement des installations qui doit être analysé en tenant compte également des besoins énergétiques locaux.

Les textes mettent en exergue une priorisation de la valorisation matière (recyclage, compostage, etc.) sur la valorisation énergétique. L'opérateur doit alors justifier « *l'absence de marché permettant une valorisation matière dans les conditions technico-économiques du moment* » afin de ne pas détourner la filière.

Les CSR sont issus de différents types de déchets tels que :

- les déchets industriels banals (DIB) ;
- les encombrants de déchetterie ;
- les refus de collecte séparée (CS) ;
- les ordures ménagères triées (OM) ;
- les résidus de broyage : automobiles, DEEE.

Sont illustrés ci-après, des exemples d'éléments combustibles caractérisant les CSR :



Textiles



Polystyrène



Papiers/cartons



Pneumatiques/
élastomères



Plastiques durs



Plastiques souples



Bois



Mousses

Source : Federec²

Quelle que soit la puissance de l'installation, il s'agit d'une ICPE soumise à autorisation auprès de la Préfecture, avec enquête publique.

7.2. RETOURS D'EXPÉRIENCE

Il y a très peu d'installations brûlant du CSR en fonctionnement en France. Les puissances des installations sont généralement de l'ordre de 20 MW, avec un poste « traitement des fumées » onéreux et peu adapté aux puissances plus faibles. Pour être compétitif, l'installation doit être d'une puissance comprise entre 10 et 25 MW et avec des besoins de chaleur continus toute l'année (cas par exemple des cimenteries), ce qui n'est pas le cas du réseau de chaleur, dont les besoins sont saisonniers.

A noter le cas intéressant de la première chaudière CSR (d'environ 20 MW) raccordée à un réseau de chaleur, le réseau de chaleur de LAVAL, et mise en service en octobre 2017. La saisonnalité des besoins de chaleur du réseau est compensée par la présence d'une coopérative agricole, Déshyouest, chargée de sécher les fourrages des agriculteurs locaux, et dont les besoins de chaleur se situent plutôt en été.



Chaudière CSR à Séché, près de LAVAL

7.3. Application au réseau de chaleur de Meaux

La saisonnalité des besoins de chaleur sur le réseau conduisent à écarter cette solution, qui ne serait pas pertinente sur le plan économique.

8. SOLAIRE THERMIQUE

La technologie de capteurs solaires permet de produire de l'eau chaude à partir de deux types de capteurs :

- des capteurs plans combinant une plaque jouant un rôle de corps noir avec une canalisation d'eau ;
- des capteurs sous vide combinant des miroirs paraboliques concentrant l'énergie solaire sur un fluide isolé de la convection extérieur dans un tube par du vide.

Les capteurs plans sont les technologies classiquement utilisées pour la production d'eau chaude sanitaire solaire pour des logements. Les capteurs sous-vide sont réservés pour des usagers disposés à mettre en place une exploitation optimisée, ou pour les usagers ne disposant pas d'une surface importante. Ces derniers permettent de mieux capter l'énergie solaire pour une même surface de capteurs, mais sont plus fragiles à l'exploitation et aux intempéries.

Il existe quelques réseaux de chaleur utilisant le solaire thermique en complément d'une autre source d'énergie renouvelable. Cependant, cette solution reste aujourd'hui peu compétitive face à d'autres ressources telles que la biomasse et nécessite des surfaces importantes pour le déploiement des panneaux. Enfin, le système solaire est surtout utilisé comme système de base pour la production d'eau chaude sanitaire, mais pas pour un réseau de chaleur en eau chaude.

9. STOCKAGE THERMIQUE

9.1. GÉNÉRALITÉS

Lorsque la production de chaleur est supérieure aux besoins des usagers, le surplus d'énergie produite peut être stocké. Lorsque la production de chaleur est inférieure aux besoins des usagers, un déstockage de l'énergie sur le réseau est nécessaire. Enfin, lorsque la production est égale à la consommation, aucun stockage ni déstockage d'énergie n'est nécessaire.

Les cas pour lesquels un stockage de l'énergie est généralement pertinent sont listés ci-après :

- Lisser la puissance de pointe de production : limiter le recours aux générateurs de pointe et diminuer la puissance installée ;
- Lisser la puissance distribuée dans le cas d'un stockage décentralisé, proche des consommateurs, et ainsi réduire les pertes de charges pour des tronçons de réseau congestionnés ;
- Favoriser le fonctionnement à puissance nominale des chaudières et dépasser la limite technique de fonctionnement ;
- Optimisation économique et environnemental du réseau de chaleur en favorisant le fonctionnement des générateurs en fonction de leur coût (prix combustible, charges d'exploitation,...) et/ou leurs émissions de CO₂ ;
- Flexibilité et rentabilité économique des cogénérations avec un pilotage dépendant peu des besoins thermiques et en lien direct avec les conditions d'achat de l'électricité. Ceci permet de ne pas effacer la production à partir des ENR&R, le surplus d'énergie étant stocké ;
- Sécurisation de la fourniture de chaleur en cas de panne de générateur ;
- Récupération de la chaleur fatale non valorisable sans stockage ;
- Valorisation des ENR&R intermittentes (solaire thermique) dont la production est décorrélée des besoins réels du réseau.

9.2. TECHNOLOGIES EXISTANTES

	THERMOCLINE	SONDES GEOTHERMIQUES	SUR AQUIFERE	EN FOSSE	EN RESERVOIR
Descriptif	Cuve utilisant la stratification mécanique entre la couche chaude et la couche froide.	Stockage de la chaleur dans un sol très rocheux ou saturé en eau via des sondes dans lesquelles un fluide caloporteur circule en boucle fermée.	Stockage de la chaleur dans un aquifère à travers le forage de 2 puits (exhaure et injection).	Trou au sol dans lequel est stocké de la chaleur dans de l'eau ou dans une matière minérale (sable, graviers) à l'aide d'un échangeur placé dans la fosse. L'ensemble est recouvert d'une membrane isolante.	Réservoir aérien ou enterré dans lequel la chaleur est stockée dans de l'eau pressurée ou à pression atmosphérique.
Durée de stockage	Journalier	Inter-saisonnier	Inter-saisonnier	Inter-saisonnier	Inter-saisonnier
Température	Non limitée	< 90 °C	50 °C	< 90 °C	Non limitée
Volume	Jusqu'à quelques milliers de m ³	> 100 000 m ³	> 100 000 m ³	< 200 000 m ³	1 000 – 50 000 m ³
Densité de stockage	35-40 kWh/m ³	5 – 15 kWh/m ³	15 – 20 kWh/m ³	15 – 35 kWh/m ³	35 kWh/m ³
Coût (projets allemands)		50 – 100 €/m ³	< 50 €/m ³	80 – 400 €/m ³	450 – 500 €/m ³
Type	Centralisé et décentralisé	Centralisé	Centralisé	Centralisé	Centralisé et décentralisé
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Conception simple - Faible coût de maintenance - Décharge rapide 	<ul style="list-style-type: none"> - Peu de pertes thermiques - Stockage peu coûteux - Volume très important - Modulation des besoins par l'ajout/retrait de sondes 	<ul style="list-style-type: none"> - Peu de pertes thermiques - Stockage peu coûteux - Volume très important - Faible emprise au sol 	<ul style="list-style-type: none"> - Stockage peu coûteux - Faible coût de maintenance (eau) - Intégration paysagère (eau-sable et eau-gravier) - Volume très important 	<ul style="list-style-type: none"> - Très efficace - Peu de pertes thermiques - Volume important - Montée en puissance rapide - Flexibilité de la puissance développée
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Risque d'une mauvaise stratification - Risque lié à la pression - Équipement auxiliaire pour s'adapter à la pression du réseau - Passage dans la catégorie des ESP 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite des conditions géologiques particulières - Densité de stockage faible - Forte inertie - Pertes thermiques modérées 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite des conditions géologiques particulières - Densité de stockage faible - Température limitée pour éviter le risque de modification de la géologie et de l'aquifère - Pertes thermiques modérées 	<ul style="list-style-type: none"> - Inertie du gravier - Maintenance coûteuse (eau-gravier et eau-sable) - Investissement élevé pour la couverture isolante extérieure - Emprise au sol élevée (eau) - Pertes thermiques élevées 	<ul style="list-style-type: none"> - Investissement élevé lié à l'isolation et au revêtement - Emprise au sol - Risque lié à la pression - Adaptations techniques liées à la pression - Passage dans la catégorie des ESP

9.3. APPLICATION AU RÉSEAU DE MEAUX

S'agissant du stockage au sol et sur aquifère, des études géologiques et hydrogéologiques approfondies sont nécessaires afin de vérifier la faisabilité d'un stockage souterrain. Les températures admissibles pour ce type de stockage restent néanmoins limitées (90 °C pour les sondes géothermiques et 50 °C sur aquifère) afin de ne pas altérer la composition géologique et hydraulique du sous-sol.

Cette solution bénéficie toutefois d'un investissement faible par volume stocké et peut contenir un volume de stockage considérable, idéal pour un fonctionnement inter-saisonnier. Le stockage de l'intégralité de l'énergie dissipée en été, requiert une capacité de stockage souterrain supérieure à 100 000 m³.

S'agissant du stockage en fosse, la température de stockage est également limitée et l'emprise au sol d'un tel ouvrage est à considérer.

Le thermocline et le réservoir confèrent une meilleure densité énergétique qui permettrait une valorisation complète de la chaleur. Utilisés de manière décentralisée ou centralisée, ces équipements assurent une flexibilité accrue de la puissance développée sur le réseau.

Ces deux technologies se distinguent par la durée de stockage. Le thermocline est en général une cuve de quelques milliers de m³ pour un stockage journalier tandis que le réservoir permet une capacité plus importante (< 50 000 m³), adaptée à un stockage inter-saisonnier et requiert ainsi un espace suffisant pour une telle installation.

Un stockage inter-saisonnier nécessiterait un volume trop important (1 000 000 m³) avec un niveau de température maximal peu adapté (90°C max en fosse) compte-tenu de la loi d'eau au départ du réseau (entre 95°C et 105°C).

En revanche, la mise en place d'un stockage inter-journalier, peut avoir une utilité en cas de raccordement d'une chaufferie biomasse et/ou de l'UVE, car il permettrait :

- D'optimiser les rendements de la chaufferie biomasse et/ou de l'UVE en fonctionnement normal ;
- De pallier les incidents techniques et arrêts de quelques heures de la chaufferie biomasse et/ou de l'UVE.

Toutefois, la faisabilité économique du stockage nécessite, d'une part, la mise en œuvre d'une chaufferie biomasse et/ou d'un raccordement UVE sur une durée d'environ 30 ans, avec des écarts de prix significatifs entre le gaz et le bois/chaleur fatale.

Cette technologie n'est donc pas préconisée à ce stade.

10. CONCLUSIONS

L'analyse des différentes sources de chaleur disponibles à proximité de Meaux, a fait ressortir les solutions pertinentes suivantes, permettant de diminuer la part d'énergie fossile et d'augmenter le taux d'énergie renouvelable :

- Récupération de chaleur fatale sur l'Unité de Valorisation énergétique du SMITOM 77 Nord (Monthyon) ;
- Mise en place d'une pompe à chaleur sur le réseau de l'Hôpital ;
- Mise en place d'une chaufferie bois, si le raccordement à l'UVE ne peut pas se faire.

Les bénéfices liés à ces investissements sont nombreux :

- Réduire l'empreinte carbone du réseau, et donc son effet sur le réchauffement climatique ;
- Réduire la dépendance une énergie fossile extérieure dont les prix peuvent s'avérer très fluctuants ;
- Pérenniser le taux de TVA réduit ;
- Limiter les coûts liés à l'achat de quotas de CO₂.

Les coûts et bénéfices de ces différents travaux seront analysés plus finement lors de la phase d'élaboration des scénarios.