

ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE

Elaboration du schéma directeur des réseaux de chaleur
de La Rochelle et étude de faisabilité d'un
réseau de chaleur sur le quartier des Minimes

ANNEXE 4

Rapport final

Août 2019



Mandataire - Pilote

**SERMET SUD
OUEST**

8 rue Isabelle Autissier

17140 LAGORD

Tél. : 05 46 31 22 84

sermetsudouest@sermet.fr

<http://sermet.fr/>



Co-traitant technique

**ITHERM
CONSEIL**

10 rue de la Sablière

92 230 GENNEVILLIERS

Tél. : 01 41 11 97 89

accueil@ithermconseil.fr

<http://www.ithermconseil.fr/>



Co-traitant financier

**CALIA
CONSEIL**

24 rue Michal

75013 PARIS

Tél. : 01 76 74 80 20

contact@caliaconseil.fr

<https://www.caliaconseil.fr/>



Co-traitant juridique

**RAVETTO
ASSOCIÉS**

6, square de l'Opéra L. Jovet

75009 PARIS

Tél : 01 80 48 12 60

patrick.labayle@ravetto-avocats.com

<http://ravetto-associes.fr/>

1. INTRODUCTION	4
1.1. MAITRISE D'OUVRAGE	4
1.2. ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE	4
2. CONTEXTE ET ENJEUX	5
2.1. CONTEXTE	5
2.2. ENJEUX	5
2.3. RAPPELS SUR LES RESEAUX DE CHALEUR	6
2.4. SITUATION DES RESEAUX A LA ROCHELLE	10
3. ETAT DES LIEUX	11
3.1. AUDIT TECHNIQUE	11
3.1.1. Réseau Port Neuf Mireuil (PNM)	11
3.1.2. Réseau Villeneuve Les Salines (VLS)	16
3.1.3. Synthèse technique	24
BILAN ENERGETIQUE	25
3.2.1. Indicateurs de performance IGD/AMF	25
3.2.2. Chaleur livrée	26
3.2.3. Densité	30
3.2.4. Rendement de distribution	31
3.2.5. Taux EnR&R	31
3.2.6. Contenu CO2	31
3.2.7. Données GTC	31
3.2.8. Simulations - Monotones	33
3.2.9. Puissances maximales appelées	36
3.2.10. Simulations hydrodynamiques	37
3.2.11. Synthèse énergétique	40
3.3. CONTEXTE CONTRACTUEL	41
3.3.1. Faits marquants	41
3.3.2. Situation juridique	43
3.4. BILAN ECONOMIQUE	45
3.4.1. Tarifs en vigueur	45
3.4.2. Prix de la chaleur vendue	45
3.4.3. Equilibre économique	46
4. SCENARIOS D'EVOLUTION	48
4.1. BILAN DE LA PROSPECTION	48
4.2. SCENARIOS DU SECTEUR « PORT NEUF MIREUIL » (PNM)	50
4.2.1. Présentation	50
4.2.2. Scénario 0	51
4.2.3. Scénario 1	53
4.3. SCENARIOS DU SECTEUR « VILLENEUVE LES SALINES » (VLS)	55
4.3.1. Présentation	55
4.3.2. Scénario 1	55
4.3.3. Scénario 2	58
4.4. SCENARIOS DU SECTEUR « MINIMES » (MNM)	61
4.4.1. Prospection – Analyse des besoins - Périmètre	61
4.4.2. Scénario réseau de chaleur thalassothermie + bois	65
4.4.3. Scénario boucle d'eau tempérée thalassothermie	67
4.4.4. Scénario réseau de chaleur biomasse	68
4.4.5. Scénario raccordement réseau VLS	71
4.4.6. Variante micro-réseau « Tribord »	72
4.4.7. Variante mini-réseau « Pointe des Minimes »	73
4.4.8. Les modes de gestion et de financement envisageables	74
4.5. LES « MINI-RESEAUX »	76
4.5.1. Les mini-réseaux existants	76

4.5.2.	<i>Les mini-réseaux à créer potentiellement</i>	76
4.6.	INTERCONNEXION ET PEREQUATION TARIFAIRE	77
4.6.1.	<i>Zone de convergence des réseaux</i>	77
4.6.2.	<i>La problématique de la convergence tarifaire</i>	78
5.	PLAN D'ACTION PROPOSE	79
6.	ANNEXES	80
6.1.	ANNEXE 1 : FOCUS FUITES RESEAUX	80
6.2.	ANNEXE 2 : HYPOTHESE EVOLUTION DES CONSOMMATIONS PNM	80
6.3.	ANNEXE 3 : HYPOTHESE EVOLUTION DES CONSOMMATIONS VLS	80
6.4.	ANNEXE 4 : AUDIT JURIDIQUE	80
6.5.	ANNEXE 5 : CONSOMMATIONS GAZ PAR VOIE (GRDF)	80
6.6.	ANNEXE 6 : TABLEAU DES PRINCIPAUX PROSPECTS IDENTIFIES	80
6.7.	ANNEXE 7 : HYPOTHESES PNM SCENARIO 0	80
6.8.	ANNEXE 8 : RECUEIL PROSPECTION RCU SECTEUR CHEF DE BAIE	80
6.9.	ANNEXE 9 : BIBLIOGRAPHIE THALASSOTHERMIE	80
6.10.	ANNEXE 10 : MINIMES SCENARIO BIOMASSE - DETAIL DU PRIX DE LA CHALEUR PAR ABONNE	80

1. INTRODUCTION

1.1. Maîtrise d'Ouvrage

Dans le cadre de l'optimisation des réseaux de chaleur à l'échelle de son territoire, de la mutualisation des moyens associés, et des impératifs de développement des énergies renouvelables locales, la Communauté d'Agglomération de la Rochelle (CdA) et la Ville de La Rochelle ont décidé de lancer une mission commune d'assistance technique, économique et juridique pour élaborer un schéma directeur global des réseaux de chaleur urbains de La Rochelle et une étude de faisabilité d'un nouveau réseau de chaleur sur le quartier des Minimes.

Les personnes en charge du suivi direct de l'étude sont les suivantes :

- Hélène DUPONCHEL – Responsable du Service Transition Énergétique et Résilience Écologique de la Communauté d'Agglomération de la Rochelle (CdA)
- Stéphane NAEGELLEN – Service Déchets de la CdA
- Eric VILLETTE – Direction du Patrimoine Bâti de la Ville de La Rochelle

1.2. Assistance à Maîtrise d'Ouvrage

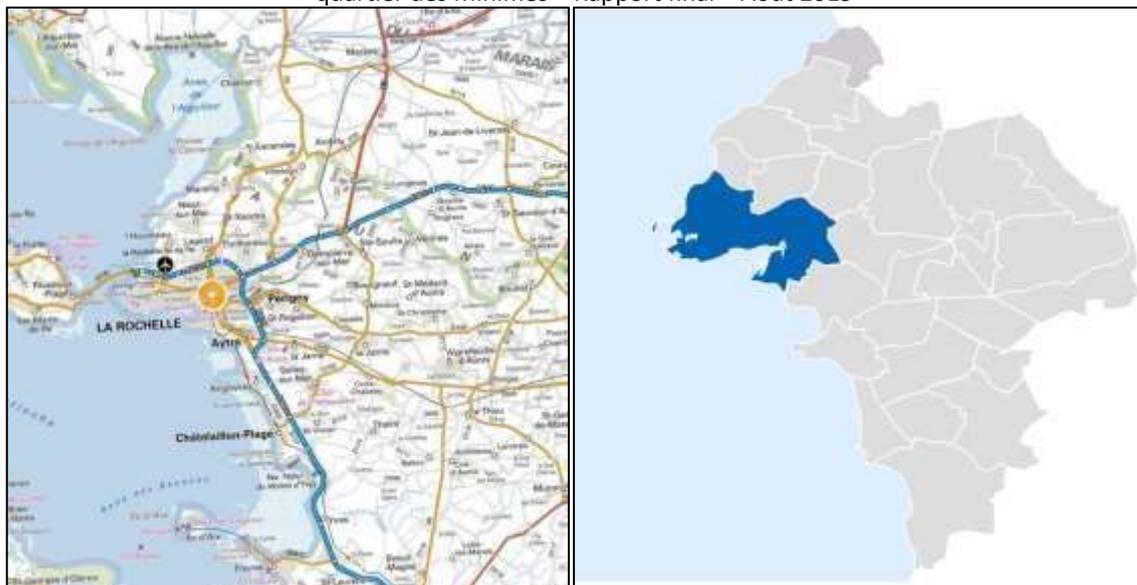
Le groupement retenu pour réaliser l'étude est composé des intervenants suivants :

- Pierre EVEILLARD – Directeur Général SERMET SUD OUEST (mandataire) – Chef de projet
- Marine HIBON – Ingénieure d'études IOTHERM CONSEIL (co-traitant)
- Patrick LABAYLE – Avocat RAVETTO Associés (co-traitant) – Expert juridique et contractuel
- Jérôme BOUGELOT – Président CALIA Conseil (co-traitant) – Expert économique et financier

2. CONTEXTE ET ENJEUX

2.1. Contexte

La Communauté d'Agglomération de La Rochelle est composée de 28 communes. Ce territoire représente une population d'environ 161 000 habitants dont la moitié est répartie sur la ville centre (dont plusieurs quartiers denses d'habitat collectif).



Deux de ces quartiers sont desservis par un réseau de chaleur avec :

- sur l'Est de la Rochelle, le réseau de chaleur de Villeneuve les Salines (VLS) alimenté par une chaufferie biomasse, exploité dans le cadre d'une DSP par une filiale dédiée d'ENGIE COFELY et géré par la Ville ;
- sur l'Ouest de la Rochelle, le réseau de chaleur de Port Neuf Mireuil (PNM) alimenté par une UIOM, exploité dans le cadre d'une DSP par une filiale dédiée de DALKIA et géré par la CdA.

De plus, le quartier des Minimes a été ciblé pour éventuellement créer un nouveau réseau basé sur la récupération/dissipation de chaleur dans l'océan (thalassothermie).

C'est dans ce contexte que la CdA et la Ville se sont associées pour mener une réflexion spécifique sur les réseaux de chaleur et réaliser un schéma directeur global.

2.2. Enjeux

Le présent schéma directeur consiste en une projection pluridisciplinaire sur le devenir des réseaux de la Communauté d'Agglomération de La Rochelle à horizon 2030 en prenant en compte l'évolution des besoins en énergie, la disponibilité des ressources renouvelables et de récupération, les possibilités de densification, d'extension et d'interconnexion, la programmation de travaux...

En outre, dans le cadre de la stratégie du territoire en matière énergétique et des objectifs ambitieux fixés par la loi de transition énergétique en matière de développement des énergies renouvelables et de récupération, la CdA souhaite étudier la faisabilité d'un nouveau réseau de chaleur, si possible basé sur une ressource ENR locale et spécifique : l'énergie thermique de l'océan.

La CdA ne souhaite pas seulement réaliser ce schéma directeur pour respecter la réglementation (la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 a réaffirmé l'obligation de réaliser d'ici à 2019 un schéma directeur des réseaux de chaleur ou de froid en service depuis le 1er janvier 2009).

Dans le cadre de l'optimisation des réseaux de chaleur à l'échelle de son territoire, de la mutualisation des moyens associés, et des impératifs de développement des énergies renouvelables locales, la CdA souhaite avoir :

- Un état des lieux objectif et fiable des installations et des contrats existants ;
- Un programme ambitieux d'actions (travaux et services) et d'investissements innovants à mener sur ses réseaux

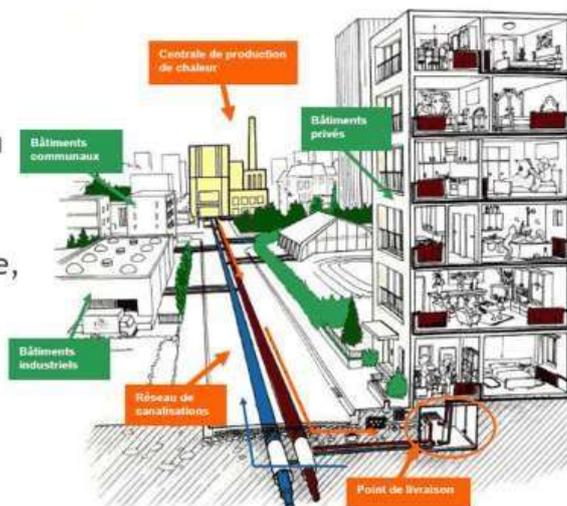
- Un cadre juridique et financier novateur et sécurisé pour faciliter le développement des réseaux (existants ou à créer) et des énergies renouvelables locales : biomasse, solaire, chaleur fatale issue de l'incinération des déchets, mais également géothermie/thalassothermie, etc.

2.3. Rappels sur les réseaux de chaleur

Qu'est-ce qu'un réseau de chaleur ?

- ▶ (au moins) une centrale de production d'énergie...
- ▶ ... qui distribue de la chaleur généralement sous forme d'eau chaude par des canalisations souterraines.
- ▶ usages de la chaleur : chauffage, ECS, procédé industriel, rafraîchissement, etc.

→ Les réseaux de chaleur couvrent donc de nombreux champs d'application



17/05/2018

-Note 1 : 87% des réseaux sont alimentés en eau chaude (13% en vapeur) et cela représente 48% de l'énergie livrée (52% en vapeur)

-Note 2 : un réseau de chaleur est un circuit fermé comportant un aller (en général de l'ordre de 80 à 90°C) et un retour (en général de l'ordre de 60 à 70°C, voire plus bas si les émetteurs de chauffage dans le bâtiment le permettent)

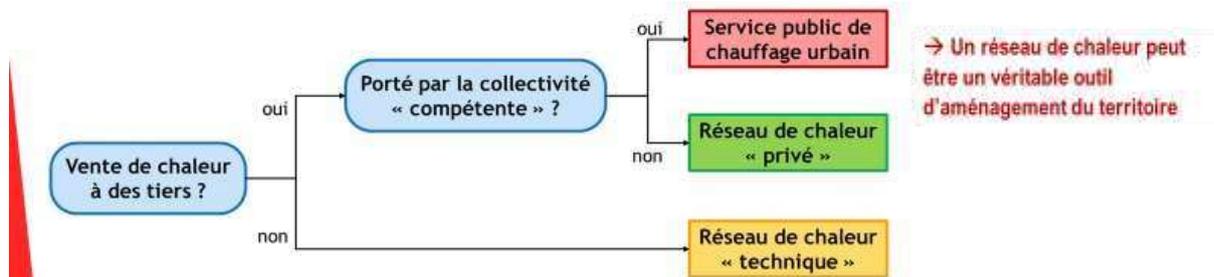
-Note 3 : on distingue le réseau « primaire », qui est le réseau de chaleur à proprement parler, des réseaux « secondaires » qui sont les réseaux privatifs dans les bâtiments. La distinction entre le réseau primaire et les réseaux secondaires se fait au niveau de chaque « poste de livraison » ou « sousstation ». Dans chaque sous-station, il y a un échangeur de chaleur à travers lequel le réseau primaire cède sa chaleur pour réchauffer le ou les réseaux secondaires du bâtiment concerné.

-Note 4 : les canalisations du réseau de chaleur sont généralement enterrées « en pleine terre » (ou en caniveau/galerie) sous les voiries, et sont généralement en acier pré-isolé (par une mousse en polyuréthane).

-Note 5 : la notion de « smart grid » s'applique également au réseau de chaleur (pilotage de la demande, effacement, couplage électricité/chaleur, etc.)

Qu'est-ce qu'un réseau de chaleur ?

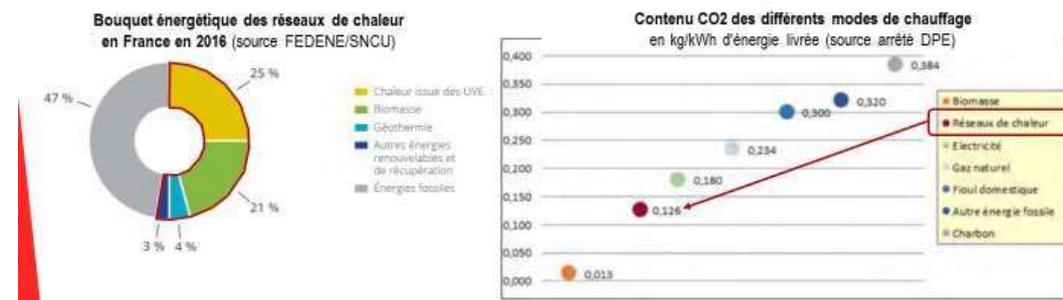
- Pour qu'un réseau de chaleur soit reconnu en tant que tel juridiquement et fiscalement, il faut une **pluralité de clients**.
- En fonction du porteur de projet, un réseau de chaleur peut, ou non, constituer un **service public de chauffage urbain**.



-Note 1 : Penser à intégrer les réseaux de chaleur lors de l'établissement ou de la modification d'un PLU (possibilité de geler des emprises pour l'implantation des centrales de production d'énergie, possibilité d'exonérer la construction de sous-stations des règles d'implantation, diverses incitations à une construction plus dense, classement des réseaux et obligation de raccordement, etc.)

- Le réseau de chaleur est donc un **pilier incontournable** d'une **politique territoriale : énergétique, environnementale, économique, et sociale**.

- Une **solution compétitive** pour les consommateurs et qui aide à lutter contre la précarité énergétique (source AMORCE)
- Un vecteur efficace d'énergie locale et renouvelable ou de récupération (ENR)

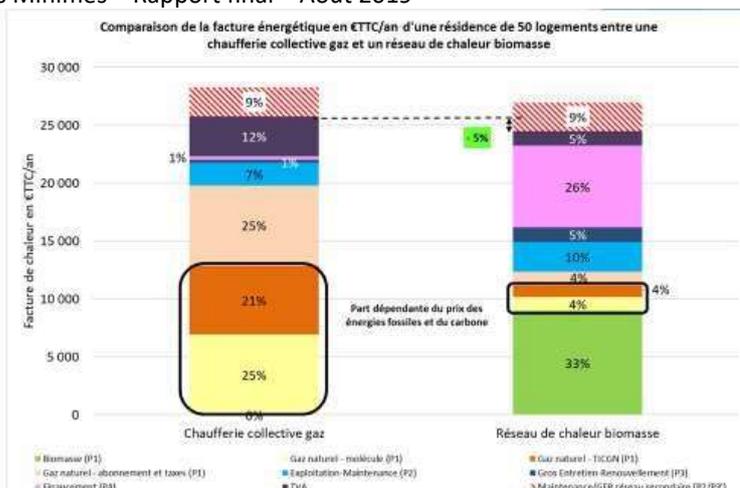


-Note 1 : solution compétitive --> selon étude AMORCE-ADEME 2017 (données 2016), le réseau de chaleur est le mode de chauffage le plus compétitif pour un logement type correspondant au parc social moyen (1150 €TTC/an/igt). C'est +5 à 15% avec une chaufferie collective gaz, +30% avec une chaudière gaz individuelle, et +60% en tout-électrique (PAC ou radiateurs)

-Note 2 : vecteur de développement des ENR --> depuis 2014, plus de 50% de l'énergie livrée par les réseaux de chaleur en France est issue d'ENR&R (majoritairement chaleur fatale d'incinération et biomasse)

-Note 3 : vecteur de développement des ENR --> le réseau de chaleur est le mode de chauffage émettant le moins de gaz à effet de serre : 126 g/kWh (moyenne de tous les réseaux français en 2016), contre 234 g/kWh pour le gaz et 300 g/kWh pour le fioul

- ▶ Energie peu chère (énergie de récupération ou énergie renouvelable, économie d'échelle...), mais coût des infrastructures à amortir important
- ▶ **Facture** : part variable assez faible, part fixe importante
- ▶ **Principe actuel de tarification** : « les abonnés de la chaleur paient la chaleur »
- ▶ Le service rendu à la collectivité dans son ensemble n'est pas valorisé : baisse des émissions de CO₂, qualité de l'air...



- ▶ Le réseau de chaleur est donc un **outil essentiel** dans la mise en œuvre des politiques de **lutte contre le changement climatique**
 - Ainsi, la loi TEPCV de 2015 prévoit de **multiplier par 5** la quantité d'énergies renouvelables et de récupération (ENR) livrée par les **réseaux de chaleur d'ici 2030**

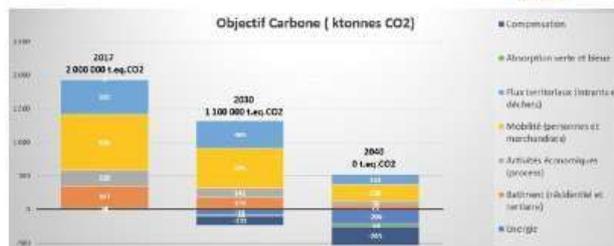


-Note 1 : En France, il y a plus de 750 réseaux de chaleur, qui représentent plus 5 000 km de canalisations et livrent de l'énergie à l'équivalent de 2,3 millions de logements, soit environ 6% de la demande totale de chauffage en France. En comparaison au niveau européen, les réseaux couvrent environ 12% de la demande de chauffage, avec notamment des pays tels que le Danemark (60%), la Suède (55%) ou la Finlande (50%) et la Pologne (50%).

-Note 2 : Depuis la mise en place en 2009 du Fonds Chaleur géré par l'ADEME, le nombre de réseaux a doublé. Depuis 2013, la France est sur un rythme de développement de +15 à 20% par an, alors qu'il faudrait faire +30% par an pour atteindre les objectifs de la loi TEPCV

Les réseaux de chaleur : un enjeu majeur pour le territoire

- ▶ Les réseaux de chaleur sont des piliers incontournables d'une politique territoriale : **énergétique, environnementale, économique, et sociale.**
- ▶ **Objectifs réglementaires (LTECV)** : multiplier par 5 la chaleur délivrée par les réseaux de chaleur ENRR à 2030
- ▶ **Objectifs de la CdA** :
 - **Baisser les émissions de CO₂** : encourager la rénovation des logements, et disposer localement d'alternatives aux énergies fossiles



05/

- **Atténuer / limiter les hausses de prix pour les habitants** : encourager la rénovation des logements, et avoir des énergies dont le prix fluctue très peu sur le long terme
- **Pérenniser les outils industriels performants de la collectivité** : les développer pour garder un équilibre économique tout en permettant la rénovation de masse
 - Avec une vision plus large : interconnexion, essaimage, tarification...

Les réseaux de chaleur : un service de proximité

- ▶ Mauvaise compréhension de certains abonnés de leur facture et plus globalement du prix de la chaleur
- ▶ Difficultés rencontrées pour convaincre de nouveaux abonnés à se raccorder aux réseaux de chaleur
- ▶ Alors que c'est une solution plus vertueuse que le gaz du point de vue environnemental, et globalement à « iso-coût » au moment du raccordement (moins cher dans la durée car prix de la chaleur décorrélé de l'augmentation prévisible du prix du gaz)

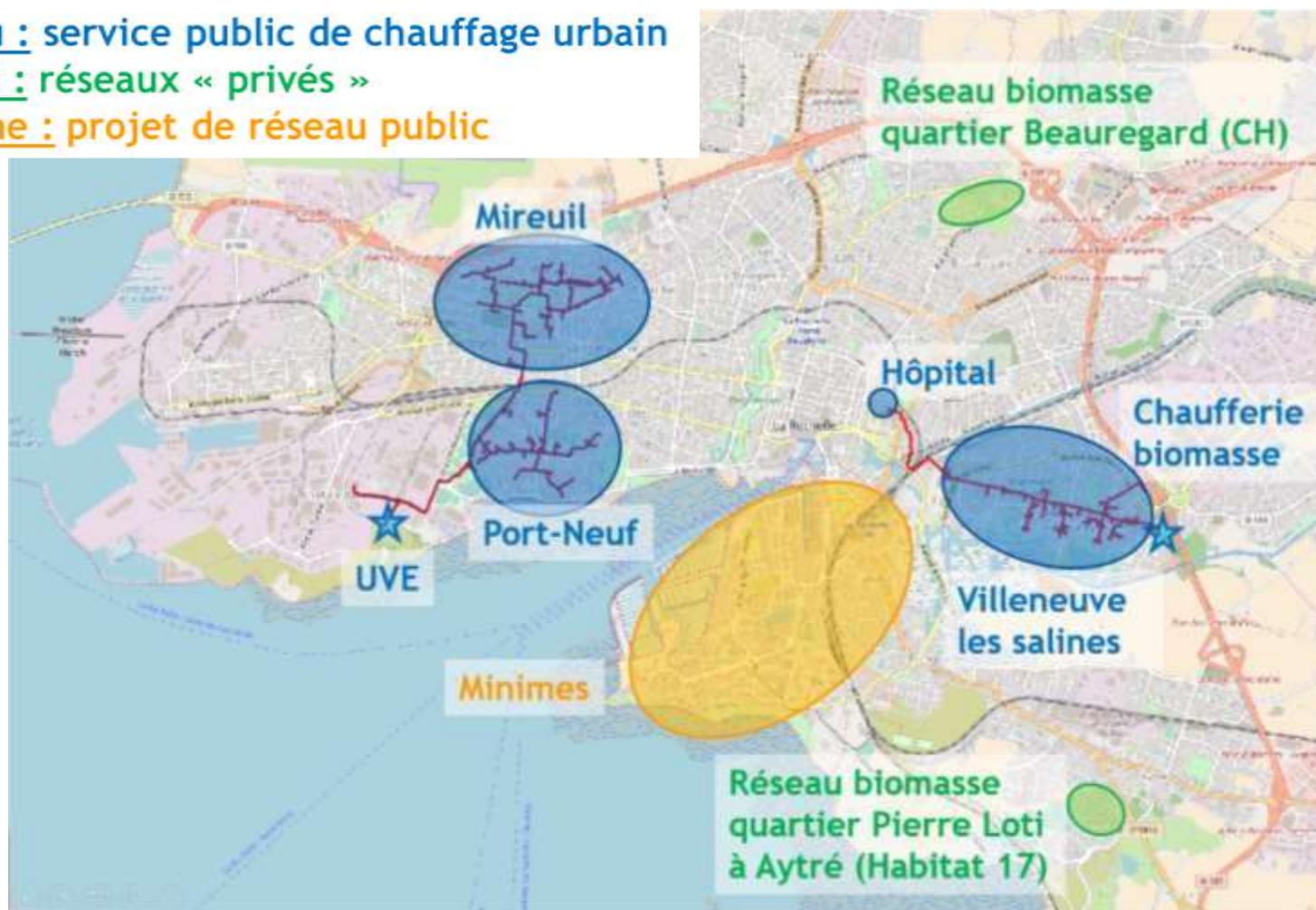
→ Volonté de la collectivité de **créer un Comité d'Usagers** par réseau pour **favoriser le dialogue et accompagner l'efficiency du service public**

2.4. Situation des réseaux à La Rochelle

En bleu : service public de chauffage urbain

En vert : réseaux « privés »

En jaune : projet de réseau public



3. ETAT DES LIEUX

3.1. Audit technique

3.1.1. Réseau Port Neuf Mireuil (PNM)

La production de l'énergie est assurée par la chaufferie principale, située 15 bis rue du Chef de Bai, ZI de Chef de Baie à La Rochelle, qui utilise principalement la chaleur de récupération provenant de l'Usine d'Incinération des Ordures Ménagères (UIOM) dont est propriétaire la CDA. Cette chaleur est complétée par un stockage (hydro-accumulation) de la chaleur de l'UVE dans les cas de surpuissance et d'un complément gaz pour assurer la demande totale en énergie.

a. Unité de Valorisation énergétique (UVE)

Installations existantes

Les installations de fourniture de chaleur issue de l'UVE sont composées de :

- **1 échangeur UVE vapeur** (COLLARD TROLLARD, 2013, 24 bars abs) est de 15 MW théorique, il appartient à la CDA et situé dans le local échangeur, à proximité directe de l'UVE. La puissance considérée pour la facturation (théorique) est de 14 MW. Toutefois, la réalité d'exploitation montre que la puissance délivre est plutôt de l'ordre de 11 à 12 MW (puissance considérée comme disponible dans les calculs suivants).



Local récupération chaleur UVE, sur le terrain de l'UVE.



Echangeur vapeur UVE

- **2 échangeurs BP de 3 MW** situés au sein du local afin de permettre le stockage et le déstockage de l'énergie issue de l'UVE lorsque les celle-ci n'est pas consommée sur le réseau.



Echangeur BP



Echangeur BP

Des travaux d'optimisation de la valorisation énergétique sont prévus sur l'UVE pour une mise en service à l'horizon 2022. Ces travaux devraient, entre autres, permettre d'améliorer les conditions de fourniture de la chaleur au réseau (+6 GWh/an + stabilisation).

b. Chaufferie d'appoint

La chaufferie, située derrière l'UVE a été mise en œuvre en 2013, est soumise à autorisation, au titre de l'arrêté du 26/08/13 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW. Elle est équipée de :

- **2 chaudières gaz STEIN ENERGIES (2012) de 10 et 15 MW utiles.** Les brûleurs sont de marque SAACKE et datent de la même année.



Chaudière gaz



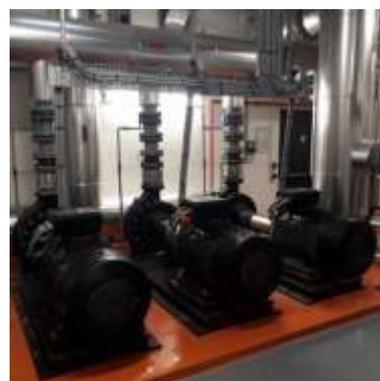
Cuve de stockage pour l'hydro-accumulation

La chaufferie est également équipée de :

- **3 cuves BEIRENS de 80 m³ chacune**, permettant le stockage d'eau chaude en provenance de l'UVE jusqu'à 98°C, **il s'agit d'hydro accumulation**. Les 3 ballons sont en série et disposent de sondes températures tous les 50 cm environ en leur sein (guirlande LOREME). L'énergie de ce stockage est utilisée avant d'enclencher les chaudières gaz.
- **3 pompes réseaux (2 en fonctionnement et 1 en secours)** de marque Grundfos (NKG200-150500 jusqu'à 460 m³/h). Chacune dispose d'un variateur de vitesse, piloté par un automate qui permet un **fonctionnement en permutation cyclique**. Elles sont ainsi utilisées de manière alternée (même temps de fonctionnement donc même taux d'usure).



Bouteille de mélange en chaufferie



Trois pompes réseau

La chaleur en provenance de l'UVE et/ou des cuves d'hydroaccumulation arrive dans une bouteille de mélange, qui récupère le cas échéant la chaleur des chaudières gaz.

La chaufferie comporte un groupe de maintien de pression (5 m³/h), un traitement d'eau, un désemboueur magnétique (grundfos) et 2 silencieux sur les chaudières gaz.

Cette chaufferie est récente en bon état.

Le tableau ci-dessous présente les taux d'appel de puissance en fonction des différentes puissances disponibles et de la puissance maximale appelée sur le réseau (à -4°C extérieur pour une rigueur climatique contractuelle de 1700 DJU) :

Equipements	Pnominale	Pdispo	Commentaires
Ech HP/BP 14 MW	14	12	
Ech BP 3MW	3		Stockage Hydroaccumulation
Ech BP 3MW	3	3	Déstockage Hydroaccumulation
Chaudière 1 GAZ	10,8	10	
Chaudière 2 GAZ	16,085	15	
TOTAL	47	40	
Besoin réseau BP par -4°C ext (MW)	18,6	Puissance Fours UVE	9,3
Situation actuelle			
Scénario par -4°C ext	Appelé	Dispo	Taux d'appel
Fonctionnement normal	18,6	40	215,6%
Avarie totale UVE	18,6	28	150,9%
Avarie CH1	18,6	30	161,7%
Avarie CH2	18,6	25	134,7%
Avarie UVE et CH1	18,6	15	80,8%
Avarie UVE et CH2	18,6	10	53,9%

Il apparait que **la chaufferie est en mesure de secourir pleinement le réseau en cas d'absence de fourniture de l'UVE**. En cas de panne d'une chaudière gaz, les deux couples UVE+GAZ suffisent à fournir toute la puissance appelée sur le réseau.

c. Réseau de distribution

Historiquement, il existait sur le quartier Mireuil 2 chaufferies gaz et 2 réseaux, également alimentés par l'UVE depuis les années 1970.

De 2011 à 2013, d'importants travaux ont été réalisés avec la rénovation d'une grande partie de ce réseau, son extension et la construction d'une chaufferie gaz à proximité de l'UVE, avec le système d'hydro accumulation présenté ci-avant.

Le réseau de distribution alimente en Basse Pression (BP) (maximum 105°C) les quartiers de Mireuil et Port Neuf. Il compte environ 14 km de canalisations et dessert 93 sous-stations, représentant environ 3 280 équivalents-logements. Une grande partie de ce réseau date de 2013, en acier pré-isolé, posé sur lit de sable. Seules certaines portions sur le quartier Mireuil sont d'origine (1968) – en acier posé en caniveau.

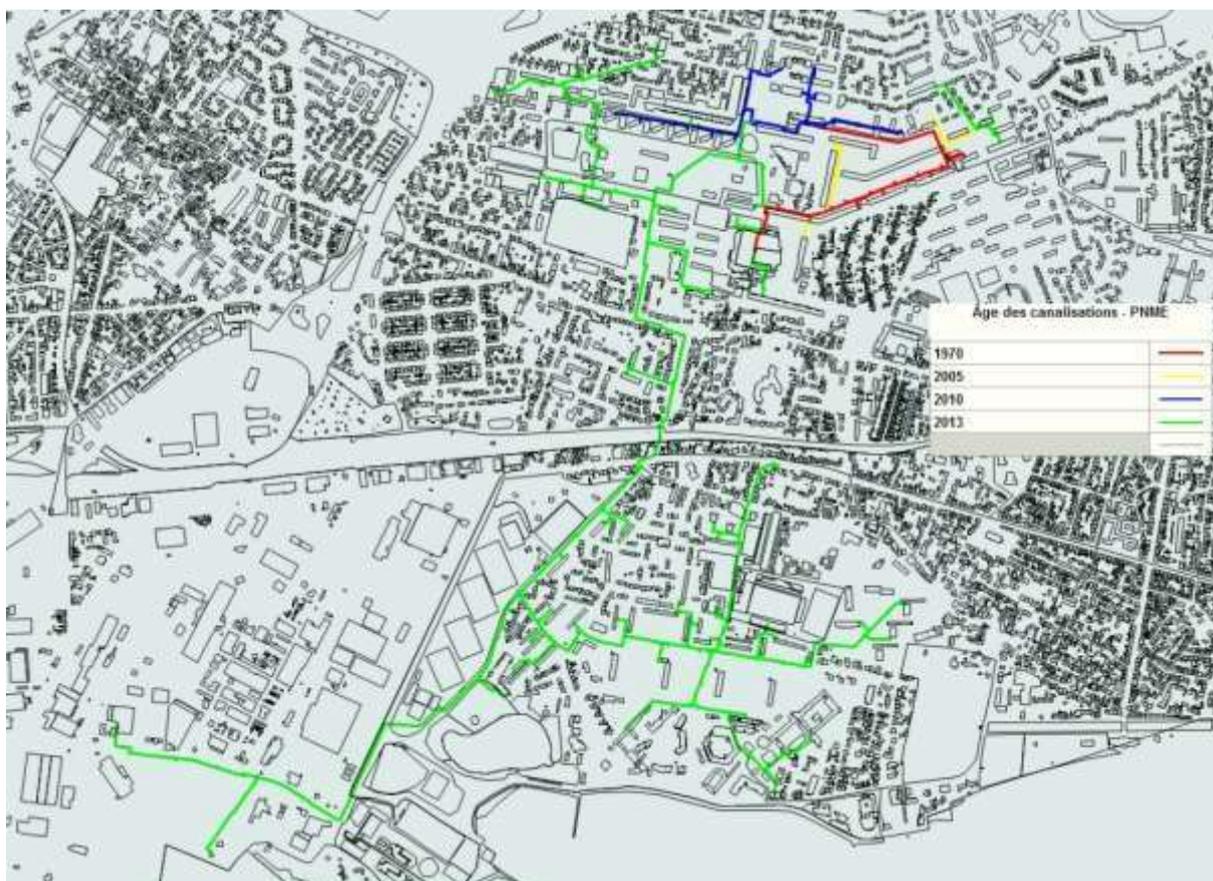
Il s'agit d'un réseau sain, qui ne présente pas beaucoup de fuites, même sur les portions anciennes. L'appoint d'eau dans le réseau est faible. Dalkia attire tout de même l'attention sur le fait que **certaines vannes d'isolement du réseau ne sont pas étanches** et ne permettent pas d'isoler certaines portions du réseau en cas de fuite ou d'intervention. En effet, lorsqu'une coupure est nécessaire, cela implique l'isolement d'une branche ou portion du réseau plus ou moins importante selon le secteur.



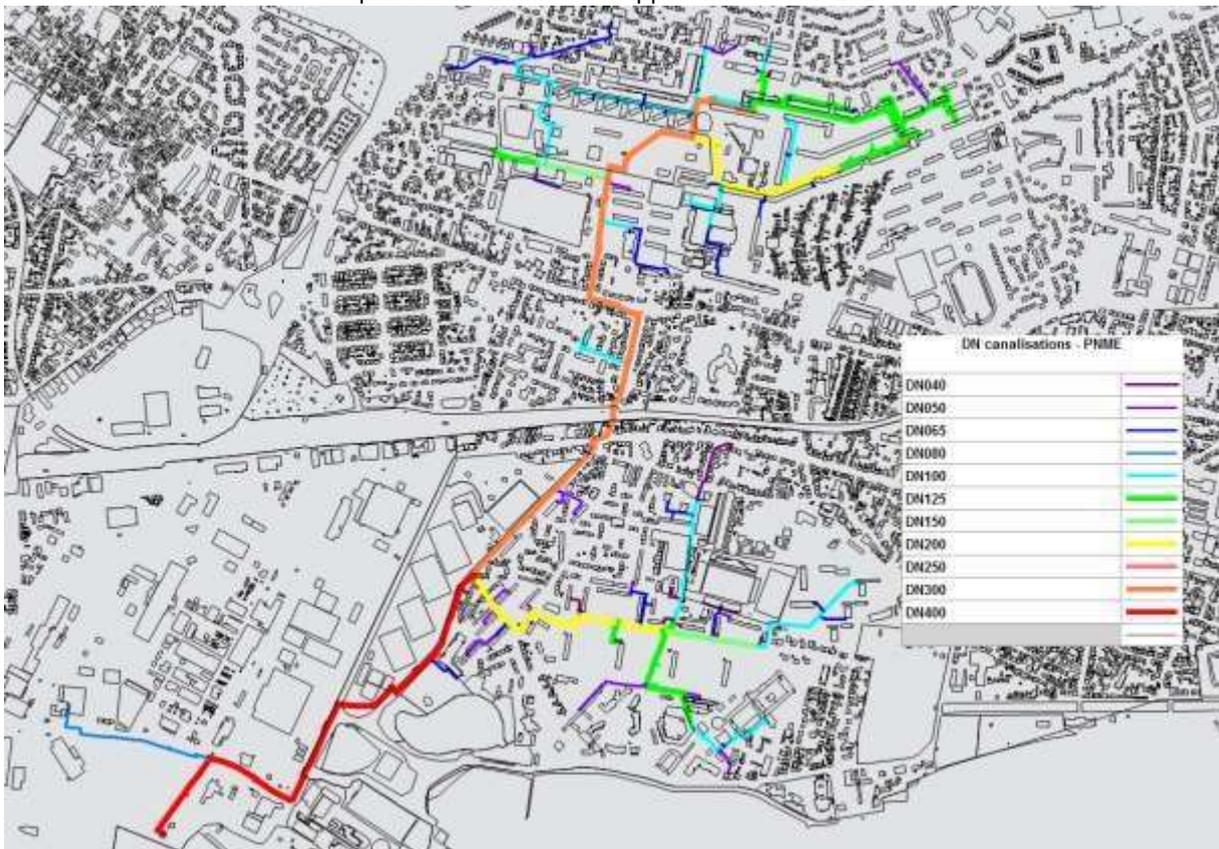
Piquage Schumann



Piquage Diderot 1

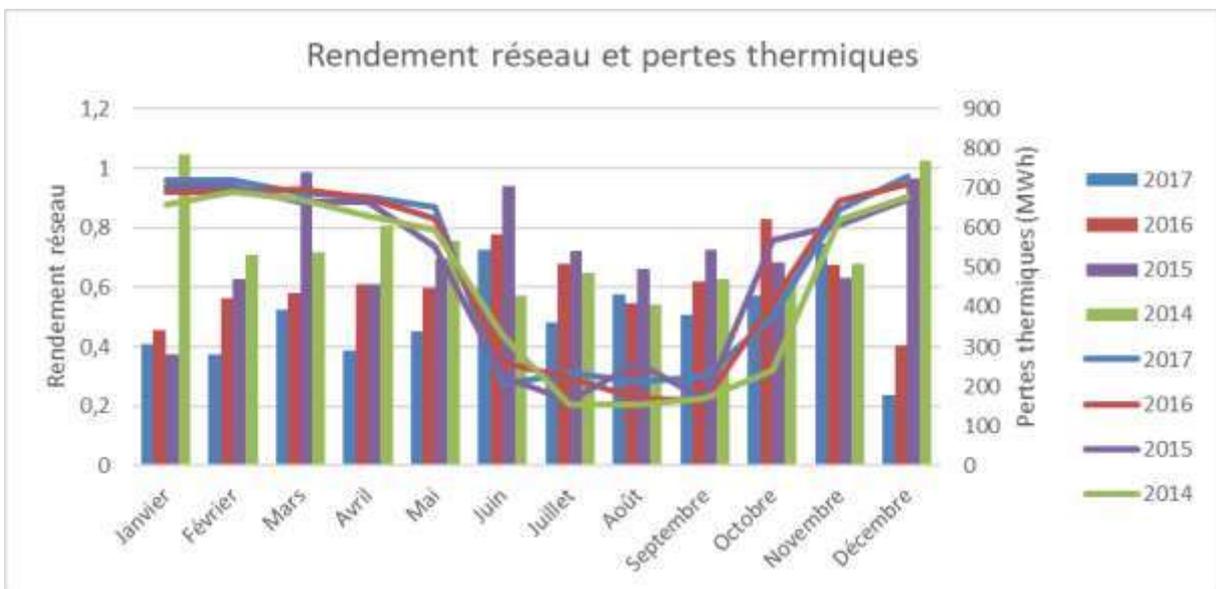


Date des canalisations - réseau PNM



Diamètre des canalisations - réseau PNM

Le réseau présente cependant des **déperditions importantes** (différence entre la production sortie chaufferie et la vente de chaleur en sous-station). On constate toutefois une baisse sur les 4 dernières années. A noter que le rendement du réseau (chaleur vendue/chaleur produite) est très bas durant l'été du fait d'une faible consommation de chaleur par les abonnés.



d. Postes de livraison

Les sous-stations sont en bon état malgré l'ancienneté de certaines. Elles sont équipées de GTC (automate TREND) et sont toutes suivies par Dalkia (qui a les contrats d'entretien secondaire). Elles sont équipées de vanne deux voies à pression différentielle sur le retour primaire, qui permet d'ajuster le débit au primaire de chaque sous-station.

L'ensemble des sous-stations présente un comptage sur le primaire. Les sous-stations Europe, Fromentin et Diderot 2 ont été visitées.



Exemple d'une vanne 2 voies à pression différentielle primaire sur le primaire des sous-stations



Schéma de principe d'une sous-station : côté

3.1.2. Réseau Villeneuve Les Salines (VLS)

a. Ancienne chaufferie

L'ancienne chaufferie, située avenue Jean Paul Sartre dans le quartier de Villeneuve les Salines à La Rochelle. C'est une Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE) soumise à déclaration, au titre de l'arrêté du 26/08/13 relatif aux installations de combustion d'une puissance inférieure à 20 MW. Elle est équipée de :

- | | | | |
|---|--------------|-----------------------------|------|
| - Une chaudière biomasse COMPTE (2) | PN = 5,3 MW | Puissance disponible 4,8 MW | 2002 |
| - Une chaudière gaz/fioul VIESSMANN (1) | PN = 8,48 MW | Puissance disponible 7,8 MW | 2001 |
| - Un moteur de cogénération gaz | PN = 4,7 MW | Puissance disponible 2 MW | 2013 |
| - Une chaudière gaz VIESSMANN (4) | PN = 16,3 MW | Puissance disponible 15 MW | 2001 |



Chaudière n°2 : biomasse



Chaudière n°1 mixte gaz/fioul



Chaudière n°4 gaz



Moteur de cogénération gaz

La **chaudière biomasse n°2** brûle un mix de combustible bois : palettes et plaquettes forestières. Elle est équipée d'un traitement de fumées (multicyclone, électrofiltre et d'un économiseur de 300 kW). Elle fonctionne de **septembre à juin**.

La **chaudière gaz de 15 MW (n°4) est une chaudière de secours**. Elle ne peut être mise en marche que si l'ensemble des 3 autres moyens de production de la chaufferie sont à l'arrêt. Elle est cadenassée, et n'est en pratique jamais utilisée (sauf vérification de fonctionnement et contrôle des rejets atmosphériques).



Bouteille de mélange



Pompes réseaux

La chaleur des moyens de production (1/2/3) est récupérée à travers une bouteille de mélange, et distribuée dans le réseau à l'aide de 3 pompes (Salmson 20-50 Hz de 290 m³/h max chacune) qui s'actionnent en fonction du débit à envoyer. La chaleur produite par la **cogénération gaz** (fonctionnement en continu de novembre à mars) **sert à réchauffer les retours du réseau sur le retour de la bouteille de mélange.**

Les outils de production datent de 2001-2002 mais **quelques auxiliaires datent de la création du réseau historique (1974)**, notamment la bache alimentaire, le groupe de maintien de pression, qui étaient dimensionnés à l'époque pour des installations de production d'eau surchauffée. **L'ensemble des installations est en bon état.**

b. Nouvelle chaufferie

Une nouvelle chaufferie biomasse a été construite en 2015 à côté de l'ancienne chaufferie. Elle abrite :

- Une chaudière biomasse COMPTE PN = 3,2 MW Puissance disponible 2,9 MW 2015

Cette chaudière brûle de la plaquette forestière uniquement (humidité autour de 50%). Elle est équipée d'un multi-cyclone et d'un électrofiltre. Les cendres sont valorisées. **Cette chaudière fonctionne toute l'année.** En pratique, les deux chaudières bois fonctionnent ensemble en hiver et à charge minimale en intersaison. Il n'y a pas de vanne 3 voies pour réguler le débit envoyé sur le réseau. **Le débit est résultat de l'optimisation du fonctionnement des deux chaudières biomasses,** complétée le cas échéant par la chaudière mixte. En été, la chaudière n°2 est arrêtée. Seule la chaudière biomasse 3 fonctionne.

Au total, la puissance de production installée sur le réseau Villeneuve les Salines est d'environ 32,5 MW. **La puissance disponible** (hors chaudière de secours) est en fonctionnement normal (hiver) de **17,5 MW.**

Le tableau ci-dessous présente les taux d'appel de puissance en fonction des différentes puissances disponibles et de la puissance maximale appelée sur le réseau, estimée à 15,8 MW (à partir des moyennes de consommations 2014/17, par -4°C extérieur pour une rigueur climatique contractuelle de 1700 DJU).

Equipements	Pnominale (MW)	Pdispo	Commentaires
Cogénération	4,725	2	
Biomasse 2	5,3	4,8	

Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimés – Rapport final – Août 2019

Biomasse 3 (plaquettes) - nouvelle chaufferie	3	2,9	
Mixte 1 gaz/fioul	8,48	7,8	
Gaz 3 (secours)	16,3	15	ne peut être mise en route qu'en cas de défaillance de l'ensemble des 3 équipements (ancienne chaufferie)
TOTAL	37,805	17,5	
Besoin réseau BP par -4°C ext (MW)	16,3		
Situation actuelle			
Scénario par -4°C ext	Appelé	Dispo	Taux d'appel
Fonctionnement normal	16,3	17,5	107,4%
Avarie cogé	16,3	15,5	95,1%
Avarie mixte	16,3	9,7	59,5%
Avarie ancienne chaufferie (la secours prend le relais)	16,3	17,9	109,8%
Avarie biomasse 2	16,3	12,7	77,9%
Avarie biomasse 3	16,3	14,6	89,6%

En fonctionnement normal, les moyens de production sont suffisants pour fournir la puissance maximale appelée sur le réseau. Dès que la cogénération s'arrête, la puissance disponible en chaufferie est en limite de capacité de fourniture (15,5 MW disponible en chaufferie). Toutefois, la puissance appelée est rarement maximale en dehors de l'hiver, donc en dehors de la période de fonctionnement de la cogénération (novembre à mars).

Si la demande est forte et que la chaudière mixte est hors service, la production est trop juste pour alimenter le réseau.

Cette première approche sera complétée dans la suite du rapport par la réalisation de la courbe monotone des besoins de chauffage et de la production associée en répartition horaire (plus fine) en fonction de la température extérieure.

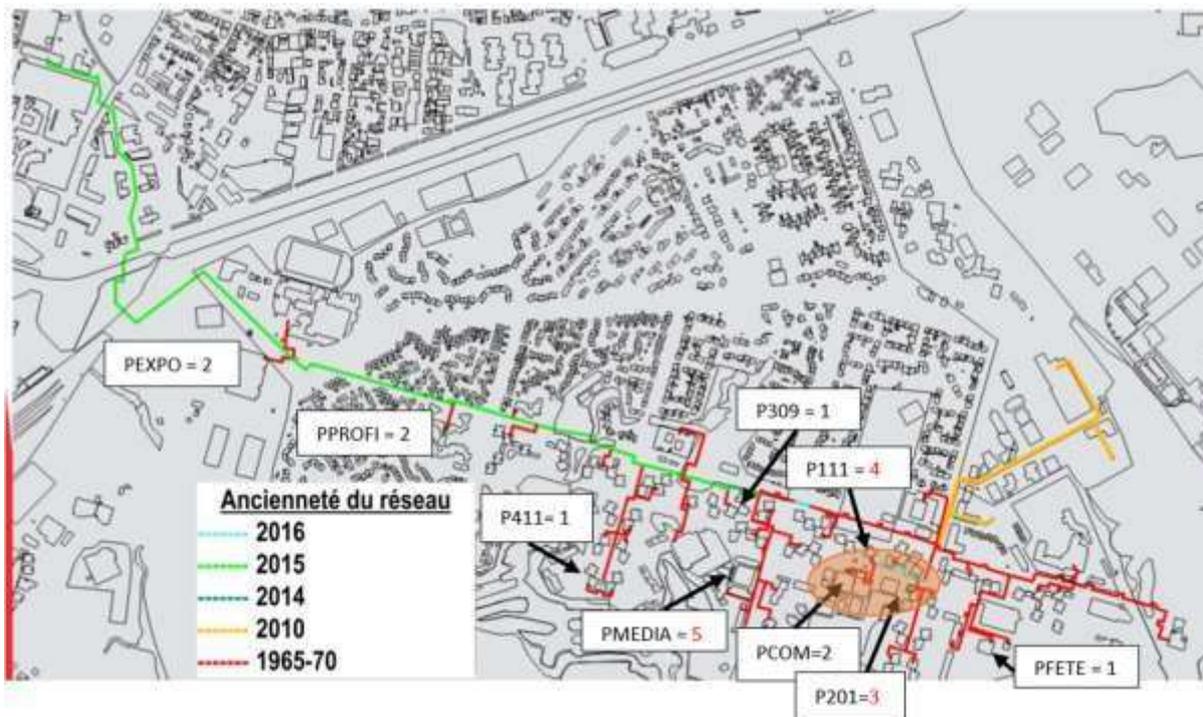
c. Réseau de distribution

Le réseau de distribution date majoritairement de 1974, à l'origine alimenté par de l'eau surchauffée, il est acier de diamètre 400 pour le tronçon principal, en caniveau pour toute la première partie du réseau (jusqu'à la chambre de vannes n°42). Le feeder principal suivant à partir de cette chambre de vannes a été remplacé en 2015 par des tubes pré isolés, installés sur lit de sable, de diamètre plus petit (adapté à de l'eau chaude BP). Toutefois, les antennes existantes n'ont pas été remplacées. Seules les antennes des raccordements récents (Hôpital, Les Compagnons du Devoir) sont en acier préisolé. Ainsi, le réseau présente des **points faibles sur les portions anciennes** (cf. graphiques ci-après : les derniers remplacements sont placés approximativement en fonction des indications fournies dans les Comptes Rendus Annuels (CRA) du Délégué, dont le remplacement se fait pour le moment au fur et à mesure, en fonction des fuites (cf. focus spécifique sur les fuites réseaux en annexe).

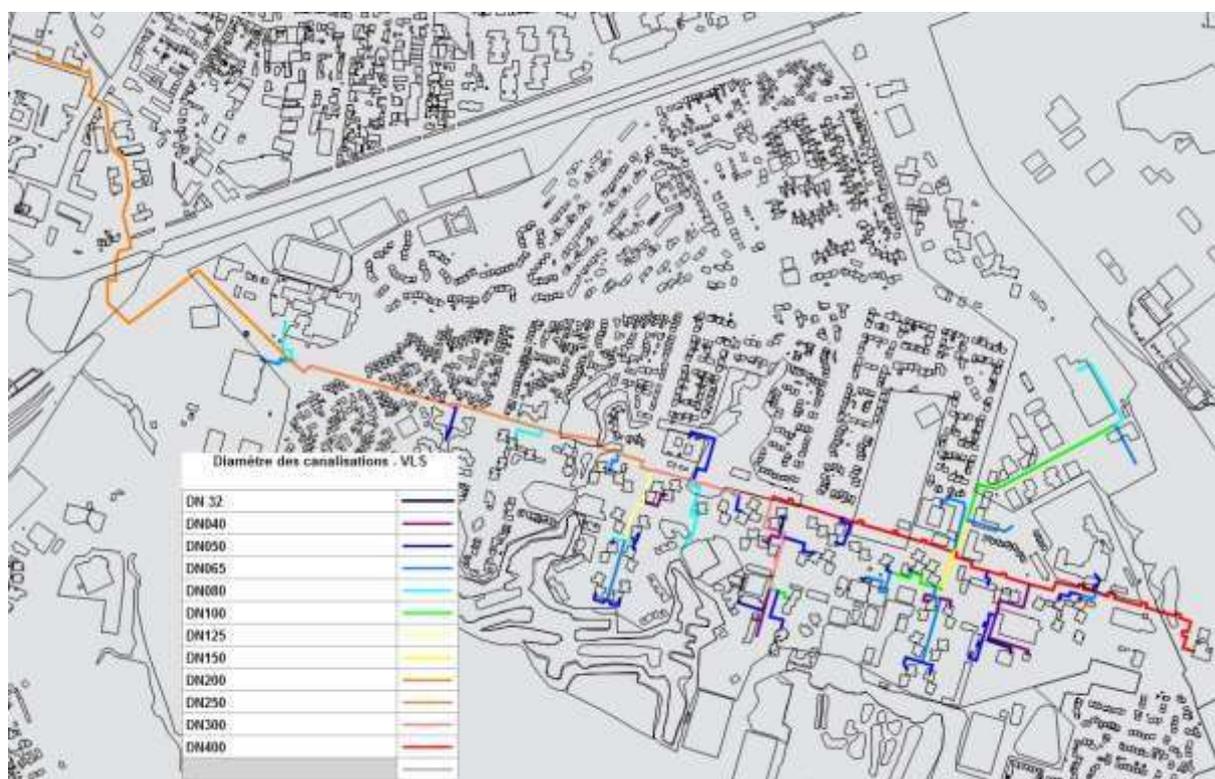
Le réseau présente des fuites importantes (de 6 300 m³ / an) en moyenne sur les 3 dernières saisons avec une progression en 2016/17, en raison de sa vétusté.

Saison	2014/15			MOY.
	2015/16	2016/17		
Appoint d'eau (m3/an)	2 308	7 640	8 899	6 282
Ratio appoint d'eau ramené à la longueur du réseau (m3/an/ml)	0,30	0,99	1,15	0,81
Nombre d'incidents réseaux (nb fuites par an)	5	6	11	7,3 1
Durée d'interruption du service (h/an)	2 400	1 680	1 296	792
Puissance souscrite concernée (kW)	1 678	4 222	1 296	3 463
Taux d'interruption pondéré du service	2,4%	3,3%	2,7%	2,8%

Les fuites sont, en général, « maîtrisées » pour attendre les travaux plus importants de remplacement ou de modification hydraulique durant la période estivale. Toutefois, on constate que les fuites des 3 dernières années sont concentrées sur les mêmes endroits du réseau et concernent 9 sous-stations sur les 41 au total. Certaines ont occasionné un remplacement de réseau, mais il s'agit d'un traitement curatif. Ces interruptions de chauffage sont très pénalisantes pour les abonnés. Pour la continuité de service et une meilleure maîtrise des appoints d'eau et du nombre de fuites, il est préconisé de remplacer les portions anciennes du réseau (1970) en traitement préventif.



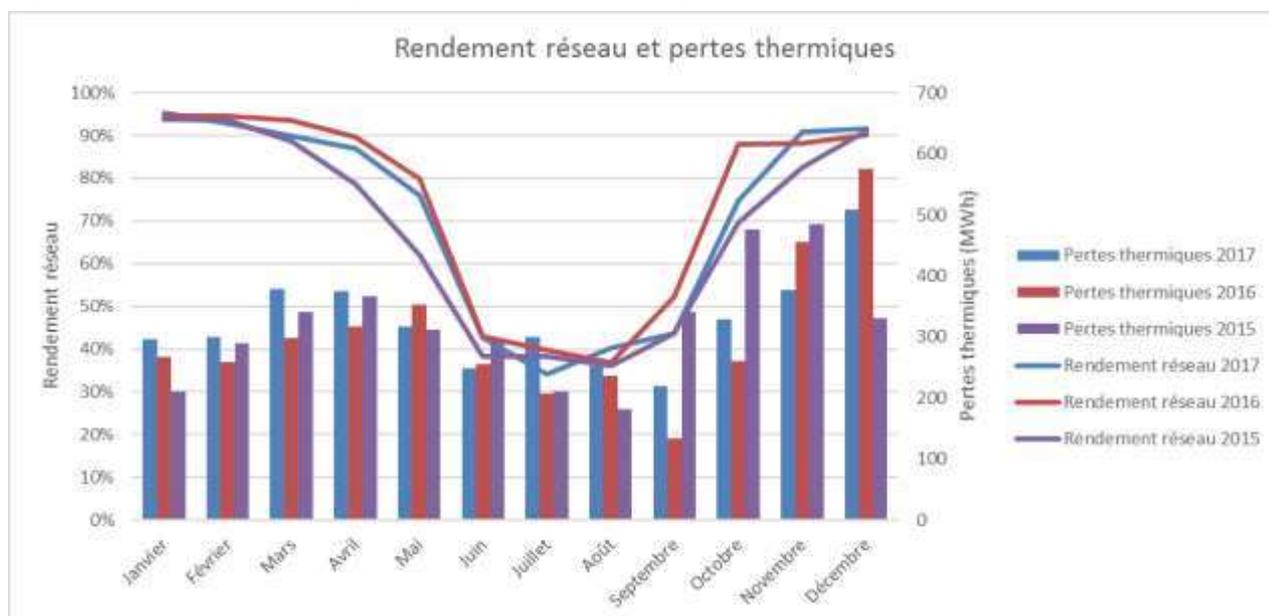
Date des canalisations et localisation des principales fuites - Réseau VLS



Diamètre des canalisations - Réseau VLS

On remarque sur le graphique ci-après que les pertes thermiques sont assez stables au cours de l'année, quelle que soit la chaleur enlevée par les abonnés.

Le **rendement réseau est très bas l'été (autour de 40%)**, les pertes réseaux représentent alors 60% de la chaleur produite, principalement dû aux **faibles consommations l'été, car les consommateurs d'ECS disposent en majorité d'une production solaire** (cf. paragraphe suivant).



d. Poste de livraison

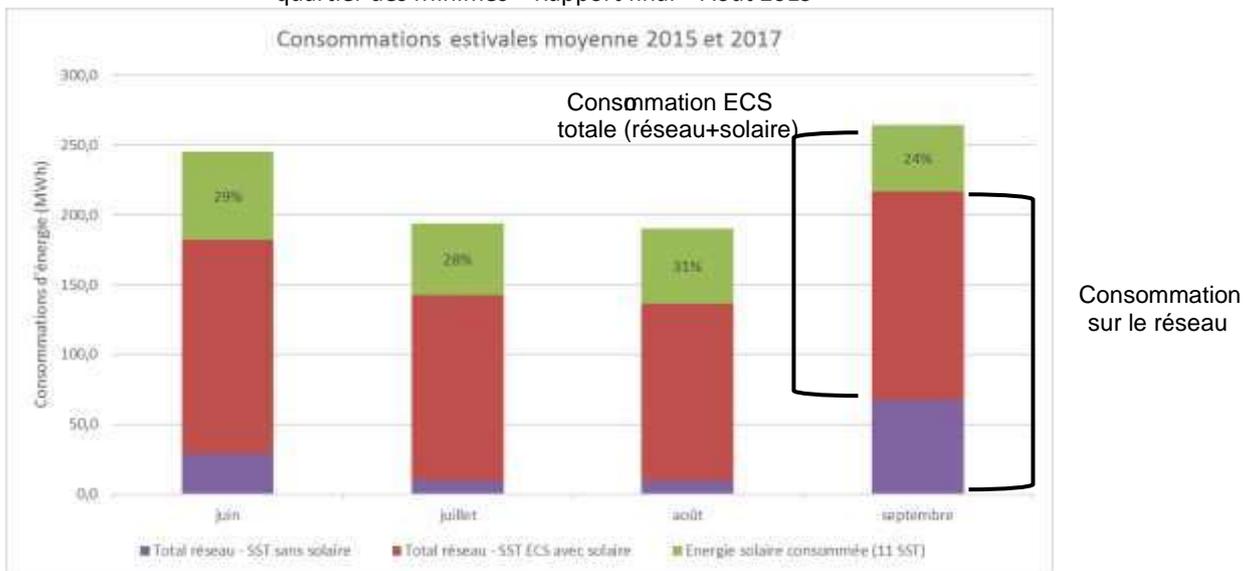
Le réseau dessert 41 sous-stations primaires, pour 53 abonnés. Certaines sous-stations alimentent plusieurs abonnés (cf. récapitulatif au paragraphe suivant). **Ces réseaux enterrés secondaires font partie de la DSP.** Les sous-stations 102, 704 et l'Hôpital ont été visitées. Les sous-stations sont toutes équipées de **vannes 2 voies** sur le retour primaire, qui ajuste le débit en fonction du besoin et de la température départ secondaire. L'hôpital est équipé d'une vanne à pression différentielle (TA Fusion). Les sous-stations sont pour la plupart **équipées de GTC Trend** avec différentes liaisons radios/3G pour la remontée des informations en temps réel en chaufferie principale. **Les sous-stations sont plutôt anciennes (sauf Hôpital et raccordements récents) mais sont en bon état.**

e. Focus sur les consommations estivales : ECS et solaires

Les sous-stations sont de 2 types : avec production ECS ou sans ECS. En théorie, 11 sous-stations ont une puissance souscrite spécifique pour l'ECS. En pratique, l'été, on remarque que 11 sous-stations consomment de la chaleur pour produire de l'ECS et 2 sous-stations consomment de la chaleur l'été sans produire d'ECS (loft A et loft B). Parmi les 11 sous-stations ECS, certaines sont équipées d'installations solaires, qui préchauffent l'eau chaude sanitaire avant appoint du réseau. On dénombre **11 installations solaires** qui ne correspondent pas exactement aux 11 sous-stations disposant d'une puissance souscrite ECS. Le tableau du paragraphe suivant permet de préciser ces notions.

En effet, certaines installations solaires sont situées sur les sous-stations dites « secondaires », en aval des sous-stations primaires. Par exemple, la sous-station primaire 805, dessert 5 bâtiments secondaires en ECS dont 2 sont équipés d'installations solaires. A l'inverse, le CES Pierre Fabre consomme de l'ECS l'été mais ne dispose pas d'installations solaire.

En ce qui concerne le fonctionnement des installations solaires : une boucle de glycol échange la chaleur des **panneaux solaires thermiques** à travers un échangeur qui stocke la chaleur dans 3 ballons solaire en série. Cette eau sert à **préchauffer l'arrivée des ballons tampons**, qui produisent l'eau chaude sanitaire finale, **avec appoint du réseau le cas échéant.**



La part de consommation « SST sans solaire » correspond aux sous-stations Compagnon du devoir, CHU et aux lofts A et B qui consomment de la chaleur sur le réseau l'été sans avoir de puissance souscrite ECS spécifique. A noter que le CHU ne consomme en général pas de chaleur l'été : la fourniture de chaleur est assurée par des chaudières gaz sur la période de juin à septembre. En 2015, la demande sur le réseau a sans doute été anticipée sur le mois de septembre (ce qui explique la forte part sur septembre).

La somme des consommations « SST sans solaire » (violet) et « SST avec solaire » (rouge) représente les consommations du réseau en été. La somme des consommations « SST avec solaire » (rouge) et « Energie solaire » (vert) correspond à la consommation totale d'ECS des sous-stations concernées. Pour ces sous-stations (ECS+solaire), **la part du solaire représente un peu moins de 30% des consommations d'ECS estivales** (réseau + solaire) en moyenne sur les étés 2015 et 2017 (manque des données en 2016). Pour information, les taux de couverture du solaire (consommation réelle solaire sur consommation cible) sur ces deux étés sont respectivement de 86 et 82%.

On constate donc que **la chaleur du réseau reste importante dans la production d'ECS durant l'été**. Cependant au regard de l'énergie en sortie chaufferie, on constate que 60% constitue les pertes thermiques (moyenne sur les étés 2015 et 2017) comme le montre le graphique ci-dessous.

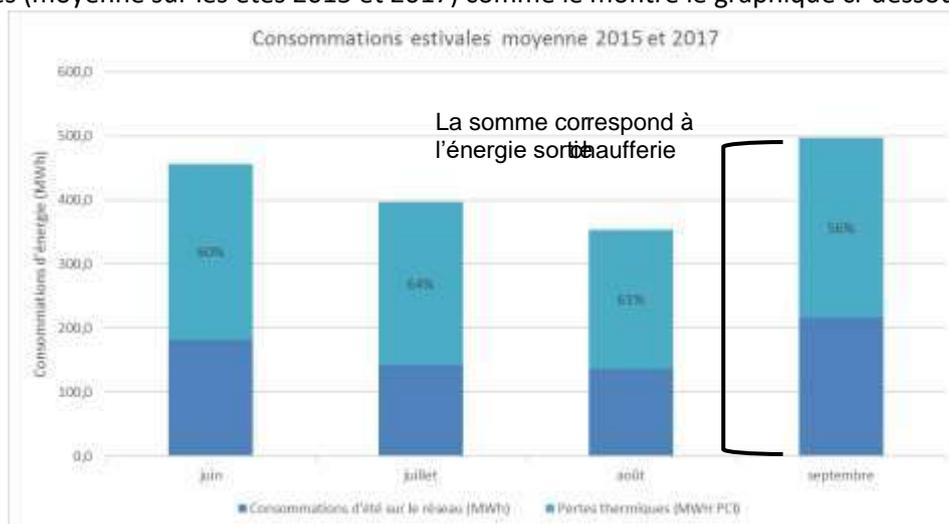


Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019 f.

Récapitulatif des sous-stations primaires/secondaires

POINTS DE LIVRAISON = SST primaire	N° des SST ou Bâtiments secondaires	Abonnés	P _s [kW] R1p ECS	SST primaire - conso estivale	Installation solaire	Consommation juinsept 2015 (MWh)	Consommation juinsept 2017 (MWh)	Moyenne des consommations estivales 15/17 (MWh)
P102	Sous-Station N°102	OPD HLM Charente Maritime						
P107	Sous-Station N°107	Atlantic Aménagement						
P111	Sous-Station N°111	Atlantic Aménagement						
	Sous-Station N°114	OPD HLM Charente Maritime						
P201	Sous-Station N°201	OPHLM De la Rochelle						
P202	Sous-Station N°202	OPHLM De la Rochelle						
P209	Sous-Station N°209	OPHLM De la Rochelle						
P210	Sous-Station N°210	OPHLM De la Rochelle						
P224 dont P502	Sous-Station N°224	Atlantic Aménagement	254,0	1	oui	57,7	61,8	59,7
	Sous-Station N°502	Atlantic Aménagement			oui			
P302	Sous-Station N°302	Atlantic Aménagement						
P304	Sous-Station N°304	OPD HLM Charente Maritime						
P309	Sous-Station N°309	Atlantic Aménagement						
P312	Sous-Station N°312	OPHLM De la Rochelle						
P314	Sous-Station N°314	OPHLM De la Rochelle						
P404	Sous-Station N°404	OPD HLM Charente Maritime						
P405	Sous-Station N°405	OPHLM De la Rochelle						

P406	Sous-Station N°406	Atlantic Aménagement						
P411	Sous-Station N°411	OPD HLM Charente Maritime						
P412	Sous-Station N°412	Atlantic Aménagement						
P505 dont P512	Sous-Station N°505	OPD HLM Charente Maritime	137,0	1	oui	65,1	77,2	71,1
	Sous-Station N°512	Atlantic Aménagement	124,0		oui			
P507	Sous-Station N°507	OPHLM De la Rochelle	143,0	1	oui	39,8	32,8	36,3
P602	Sous-Station N°602	OPD HLM Charente Maritime	146,0	1	oui	59,3	94,1	76,7
	Sous-Station N°601	OPHLM De la Rochelle	148,0					
P704	Sous-Station N°704	Atlantic Aménagement	225,0	1	oui	61,6	66,1	63,9

POINTS DE LIVRAISON = SST primaire P704	N° des SST ou Bâtiments secondaires	Abonnés	P _s [kW] R1p ECS	SST primaire - conso estivale	Installation solaire	Consommation juinsept 2015 (MWh)	Consommation juinsept 2017 (MWh)	Moyenne des consommations estivales 15/17 (MWh)
	Sous-Station N°704	Atlantic Aménagement	225,0	1	oui	61,6	66,1	63,9
P805 dont P812	Sous-Station N°801	OPHLM De la Rochelle	128,0	1		191,9	186,6	189,3
	Sous-Station N°805	OPD HLM Charente Maritime	130,0		oui			
	Sous-Station N°809	Atlantic Aménagement	82,0					
	Sous-Station N°812	Atlantic Aménagement	142,0		oui			
	FOYER EUGENE VARLIN		77,0					
PCAB	CABESTAN 1	Cabinet Ardouin	67,2	1	oui	39,2	35,6	37,4
	CABESTAN 2	Cabinet Ardouin	52,8					
	MATERNELLE DU LAC	Mairie La Rochelle						
PLELAC	RESIDENCE DU LAC	LAMY	97,0	1	oui	28,3	28,3	28,3
PCOND	G.S CONDORCET	Mairie La Rochelle						
PLAVOI	G.S LAVOISIER	Mairie La Rochelle						
PPROFI	G.S PROFIT	Mairie La Rochelle						
PFABRE	C.E.S FABRE EGLANTINE	C.E.S FABRE EGLANTINE	200,0	1		20,0	13,9	17,0
PVALIN	LYCEE J.VALIN	Conseil Régional						

PCOM	CENTRE COMMERCIAL	Cabinet Ardouin						
PEXPO	HALL DES EXPOSITIONS CFFS	HALL DES EXPOSITIONS CFFS				0	20,87	10,435
PMEDIA	BIBLIOTHEQUE	Mairie La Rochelle						
	EGLISE	Mairie La Rochelle						
PCATH	CATHARSIS	Mairie La Rochelle						
PFETE	SALLE DES FETES	Mairie La Rochelle						
	PMI	Mairie La Rochelle						
PCHLR	CH LA ROCHELLE	CH LA ROCHELLE	900,0	1		86,0	8,9	47,5
PLOFTA	LOFT SALINES BAT A	LAMY				8,4	20,1	14,3
PLOFTB	BUTTE DUFOUR BAT B	LAMY				8,4	16,2	12,3
PRENA	LITTORAL AUTOMOBILE DISTR.	LITTORAL AUTOMOBILE DISTR.						
PCITR	SORDA	SORDA						
PCOMP	COMPAGNON DU DEVOIR	COMPAGNON DU DEVOIR	160,0	1		10,8	15,7	13,2
41	53	TOTAL	3 213,0	11	11	677	678	677

3.1.3. Synthèse technique

	PNM	VLS
Moyens de production	UVE Hydroaccumulation Chaufferie gaz	Biomasse Cogé et Mixte Gaz/fioul (ECS solaire en SST)
Longueur réseau BP	14 250 ml	7 740 ml
Sous-stations	93	41 primaires (53 secondaires)
Chaleur livrée *	30 938 MWh	27 215 MWh
Puissance installée	40,0 MW	17,5 MW
Puissance maximale appelée **	18,6 MW	16,3 MW
Taux d'appel de puissance	46%	93%
Taux d'ENR	93%	72%
Rendement réseau	85%	85%
Appoints d'eau	314 m ³	6 282 m ³

*Moyenne des consommations de 2014 à 2017 ramenées à 1700 DJU (période de chauffe d'octobre à mai) **A -4°C extérieur

Le tableau ci-dessus synthétise les principales caractéristiques techniques des réseaux de la Rochelle, dont les principales conclusions sont les suivantes : **Réseau Port Neuf Mireuil**

- Chaufferie d'appoint gaz à l'UVE et majorité du réseau datant de 2013 = Installations quasideuves ;
- Taux d'ENR&R élevé ;
- Quelques portions anciennes du réseau sur le quartier Mireuil, à surveiller, mais peu de fuites sur l'ensemble.

Réseau de Villeneuve Les Salines

- Chaufferie datant des années 2000 (en état d'usage) et nouvelle biomasse de 2015 (état quasideuve) ;
- Réseau avec de nombreuses antennes d'origine (1/3 du réseau), malgré remplacement d'une partie du feeder et de quelques portions en 2015 ;
- Appoint d'eau conséquent et pertes thermiques importantes durant l'année.

3.2. Bilan énergétique

3.2.1. Indicateurs de performance IGD/AMF

Le tableau ci-dessous reprend les principaux indicateurs de performance listé par l'Institut de la Gestion Déléguée et l'Association des Maires de France (IGD/AMF) pour les 2 réseaux de chaleur :

RESEAU PNME		
0-Données techniques des installations		Commentaires
Longueur réseau BP (ml)	14 250	sur plan DWG
Nb SST	93	
1-Assurer les besoins des abonnés en chaleur		Commentaires
Taux d'appel de puissance totale	46,39%	Puissance installée sécurisante y compris si UVE à l'arrêt
Taux d'interruption pondéré 2015	0,05%	Peu d'interruption du service
Puissance souscrites 2016 (kW)	23 306	
Puissance souscrite au km (kW/km)	1 636	Réseau peu dense
Consommations moyenne 2014/17 (MWh) à 1700 DJU	30 938	
Densité du réseau (MWh/ml)	2,17	Densité faible
2- Préserver cadre de vie et milieu naturel et assurer la sécurité		Commentaires
Part UVE	93%	Moyenne 2014-2017
Part gaz	7%	
Part Fioul	0,23%	
Taux EnR	93%	Taux EnR très élevé
Facteur de ressource primaire	0,09	Peu de recours aux énergies fossiles
Emissions de CO2 (tonnes)	628	Faibles émissions
Contenu CO2 (kg CO2/kWh)	0,016	Faibles impact CO2
Consommation d'appoint d'eau (m3)	314	Faibles fuites - Moyenne 2014-2017
Rejets atmosphériques (chaudières gaz)	Pas de dépassement	Contrôles 2016
3 – Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur		Commentaires
Renouv. des installations (€ dépensé / € facturé)		à compléter
4-Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers		Commentaires
Prix moyen du MWh 2016 (€ HT / MWh)		à compléter
Prix moyen du MWh 2016 (€ TTC/ MWh)		à compléter
Enquête de qualité et de satisfaction	Absent	
Actions engagées à l'attention des abonnés	Absent	

RESEAU VLS

0-Données techniques des installations		Commentaires
Longueur réseau BP (ml)	7 740	raisonnée à un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019
Nb SST	41	Données COFELY
1-Assurer les besoins des abonnés en chaleur		Commentaires
Taux d'appel de puissance totale	93,14%	Puissance installée suffisante, à surveiller si extensions du réseau
Taux d'interruption pondéré 2015	Pas de données	
Puissance souscrites 2016/17 (kW)	24 535	
Puissance souscrite au km (kW/km)	3 170	Réseau moyennement dense
Consommations moyenne 2014/17 (MWh) à 1700 DJU	27 215	
Densité du réseau (MWh/ml)	3,52	Densité faible à moyenne
2- Préserver cadre de vie et milieu naturel et assurer la sécurité		Commentaires
Part Cogénération GAZ	23,1%	Moyenne 14/15 à 16/17
Part biomasse 2	41,3%	
Part biomasse 3	29,8%	
Part gaz (mixte 1 ou secours)	5,8%	
Part fioul (mixte 1)	0,0%	
Taux EnR	71,1%	Taux ENR satisfaisant
Facteur de ressource primaire	0,47	Recours faible aux énergies fossiles
Emissions de CO2 (tonnes)	1271	Faibles émissions (cogé déduite)
Contenu CO2 (kg CO2/kWh)	0,044	Faible impact CO2 - Déclaration 2016
Consommation d'eau 2016/17 (m3)	6 282	Forte consommation d'eau - Moyenne 2014/2017
Rejets de polluants des chaudières	Pas de dépassement	Contrôles 2017
3 – Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur		Commentaires
Renouv. des installations (€ dépensé / € facturé)		à compléter
4-Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers		Commentaires
Prix moyen du MWh 2015 (€ HT / MWh)		à compléter
Prix moyen du MWh 2015 (€ TTC/ MWh)		à compléter
Enquête de qualité et de satisfaction	Absent	
Actions engagées à l'attention des abonnés	Absent	

3.2.2. Chaleur livrée

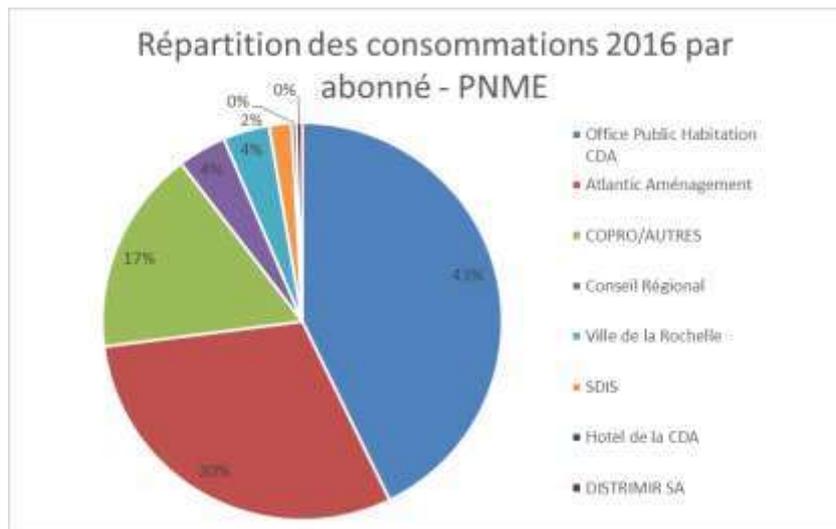
a. Situation actuelle

Les besoins des réseaux PNM (2016) et VLS (2016/2017) représentent en :

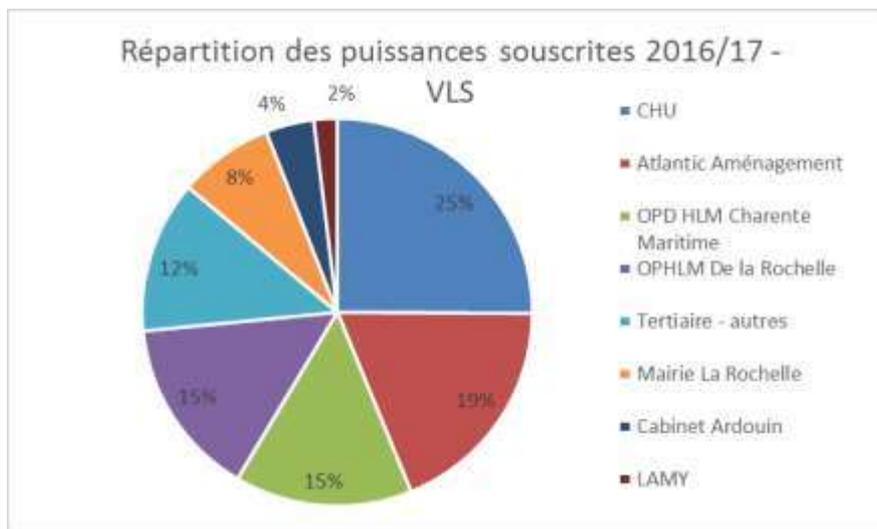
	Chauffage + ECS (MWh)	Chauffage + ECS (MWh)
PNM	33 538	32 085
VLS	27 822	27 058
Total	61 360	59 143

21 sous-stations du réseau PNM (20% des SST) et 11 sous-stations du réseau VLS (27% des SST) consomment de l'ECS, le total de consommations comprend le chauffage et l'ECS.

L'étude de la typologie des abonnés raccordés à chacun des réseaux montre que **90% des abonnés sur le réseau de PNM** sont des bâtiments d'habitation qui se répartissent entre l'Office Public d'Habitation, Atlantic Aménagement et diverses Copropriétés ou Cabinets Immobiliers.



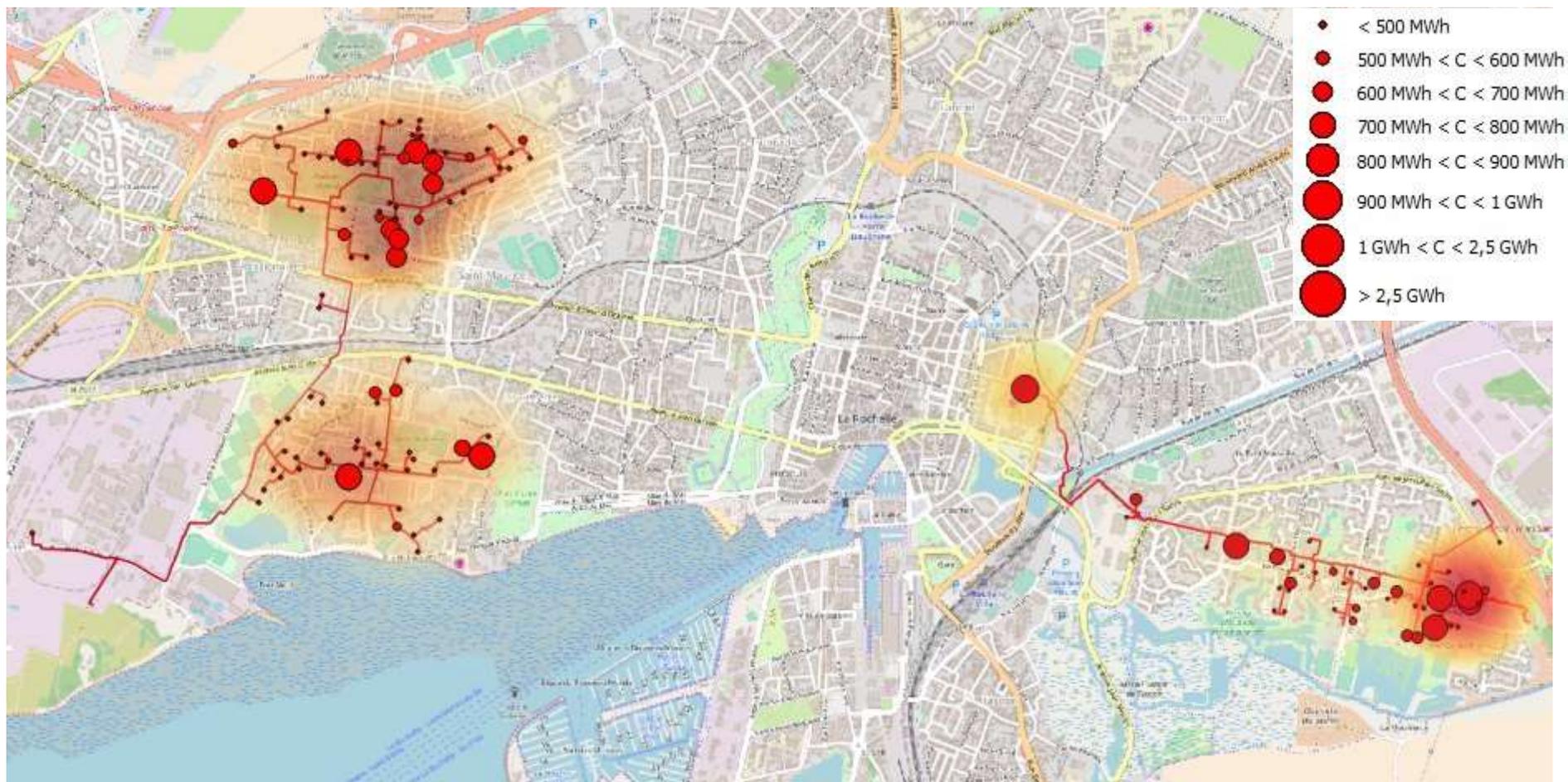
Pour le réseau VLS, étant donné que certaines sous-stations desservent plusieurs abonnés, la répartition des consommations par abonné n'est pas réalisable en l'état. Nous avons donc représenté la répartition des puissances souscrites par typologie d'abonnés. Sur ce réseau, les **logements représentent 48% des puissances souscrites chauffage**.



On remarque que le bailleur Atlantic Aménagement est très présent sur le territoire de la Rochelle. Une partie de son patrimoine immobilier représente une part importante des abonnés des deux réseaux.

La cartographie suivante illustre le poids relatifs des différents abonnés des 2 réseaux de chaleur PNM et VLS.

Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019



b. Perspectives d'évolution des consommations

L'efficacité énergétique étant un enjeu majeur pour l'ensemble des maîtres d'ouvrages, le périmètre actuel des abonnés raccordés verra au cours des prochaines années ses consommations diminuer, hors toute cause extérieure, en raison de :

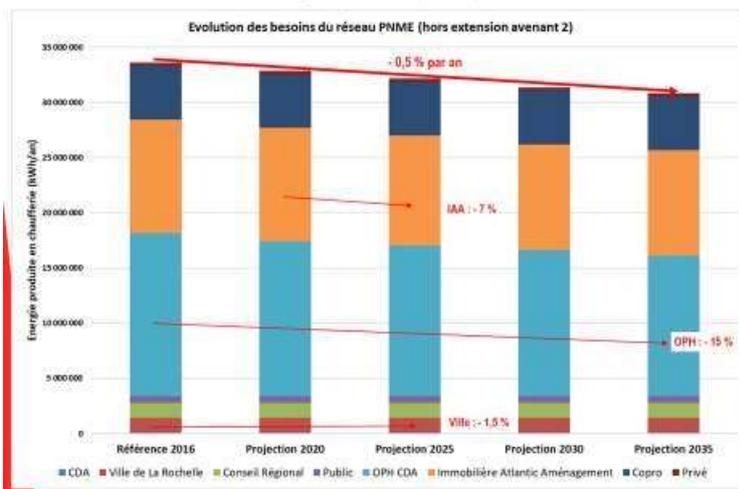
- Travaux de réhabilitation énergétique : isolation par l'extérieur, remplacement des menuiseries, ...
- Optimisation des consommations par un suivi plus poussé : réglage des régulations, suivi des températures,
- Individualisation des frais de chauffage modifiant le comportement des usagers

L'analyse des consommations du patrimoine existant (entretiens avec les principaux bailleurs : OPH CDA, IAA et HABITAT 17), ainsi qu'un benchmark des baisses estimées sur des réseaux de taille comparable ont permis d'établir les hypothèses suivantes (cf. détails par site en annexe) pour l'évolution des consommations du périmètre raccordé d'ici 2030.

Evolution des besoins thermiques

Réseau PNM - périmètre actuel

- Hypothèses de baisse des besoins en fonction de la réhabilitation énergétique de certains bâtiments (OPH CDA, IAA, Ville = 77% des besoins totaux)



→ Hors extension de l'avenant 2, les besoins en chaleur des bâtiments raccordés au réseau PNM devraient baisser de l'ordre de 0,5% par an sur les 20 prochaines années, principalement du fait des réhabilitations thermiques engagées par les bailleurs.

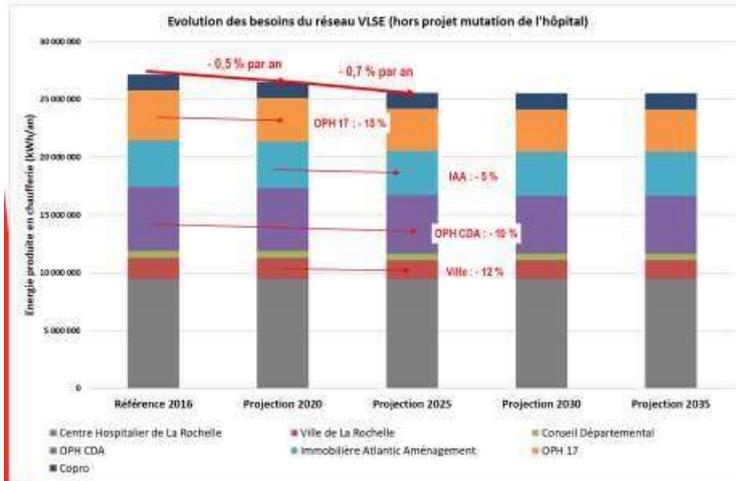
→ Impact potentiellement important sur l'assiette de facturation (R1 et R2)

12/34

Evolution des besoins thermiques

Réseau VLS - périmètre actuel

- Hypothèses de baisse des besoins en fonction de la réhabilitation énergétique de certains bâtiments (OPH CDA, IAA, Habitat 17, Ville, et Hôpital = 84% des besoins totaux)



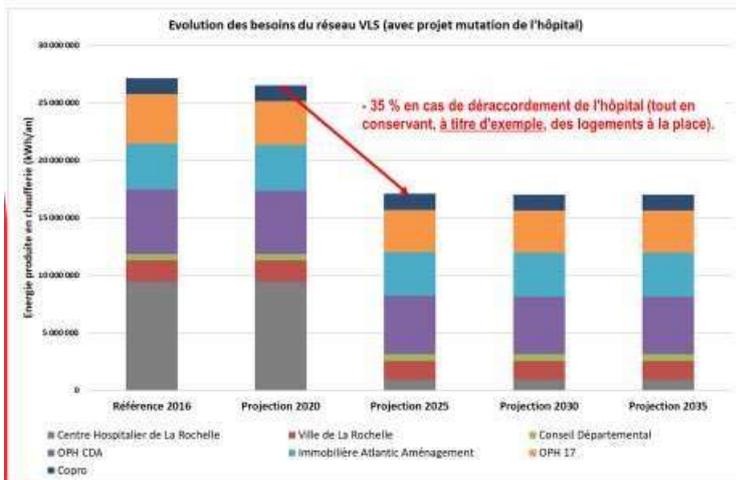
→ Hors projet de mutation de l'hôpital, les besoins en chaleur des bâtiments raccordés au réseau VLS devraient baisser de l'ordre de 0,5% par an sur les 10 prochaines années, principalement du fait des réhabilitations thermiques engagées par les bailleurs et la Ville.

13/34

Evolution des besoins thermiques

Réseau VLS - périmètre actuel

- Hypothèses de baisse des besoins en fonction de la réhabilitation énergétique de certains bâtiments (OPH CDA, IAA, Habitat 17, Ville, et Hôpital = 84% des besoins totaux)



→ Le déracordement de l'hôpital (9,5 GWh/an) représenterait une perte de 35% des besoins du réseau, tout en considérant que le site actuel serait utilisé, à titre d'exemple, pour construire des logements à la place (environ 1 GWh/an restant).

14/34

3.2.3. Densité

La densité énergétique des deux réseaux est plutôt faible, avec respectivement 2,17 MWh/ml et 3,52 MWh/ml pour le réseau de PNM et VLS. En effet, on estime la densité des réseaux récents autour de 3 à 6 MWh/ml quand la densité d'anciens réseaux (1970) peut atteindre 15 à 20 MWh/ml. En-dessous de 1,5 MWh/ml.an, on estime que la viabilité économique du réseau est difficile à atteindre.

Ainsi, étant donné les potentielles baisses de consommation du patrimoine raccordé à moyen terme (rénovation thermique, meilleure maîtrise des consommations), la densité serait revue à la baisse. Il convient alors de densifier les réseaux.

3.2.4. Rendement de distribution

Le réseau PNM présente un **rendement réel de distribution (85%)**, ce qui est correct étant donné son étendue et le remplacement d'une importante partie du réseau en 2013. Le faible appoint d'eau montre plutôt que les pertes thermiques sont plutôt conséquentes.

Le réseau VLS présente un **rendement identique à celui de PNM**, bien qu'une partie plus importante du réseau soit ancienne et occasionne plus de fuites.

3.2.5. Taux EnR&R

Les deux réseaux présentent un taux EnR&R > 50%.

Le taux d'ENR&R du réseau de PNM est particulièrement élevé avec une **moyenne sur les 3 dernières années de 93%**, grâce à la récupération de la chaleur fatale sur l'UVE. A noter que ce taux pourrait être plus élevé si la puissance réellement récupérée via l'échangeur vapeur de l'UVE était de 14 MW (puissance théorique). Aujourd'hui, la puissance réelle est de 11 à 12 MW. Par ailleurs, la mixité d'hydro accumulation est assez faible (inférieure à 1%) mais peut s'ajouter à la mixité de l'UVE, car il s'agit d'un stockage de chaleur de l'UVE.

A noter que toute extension du réseau impliquerait mécaniquement une baisse de la mixité de l'UVE.

La mixité ENR&R du réseau de VLS repose sur les deux chaudières biomasse et représente **72% en moyenne** sur les 3 dernières saisons. Ce taux EnR est relativement satisfaisant bien que moins sécurisant, notamment en cas de développement important du réseau.

3.2.6. Contenu CO2

Le contenu CO2 du réseau **PNM** est particulièrement bas avec 0,016 kg CO2/kWh (moyenne sur les 3 derniers exercices), lié au fort taux d'ENR. Cette valeur correspond à un **réseau très vertueux** d'un point de vue environnemental.

Celui du réseau de **VLS** est plus élevé : 0,044 kg CO2/kWh (déclaration 2016), mais reste un réseau **faiblement émetteur de gaz à effet de serre**.

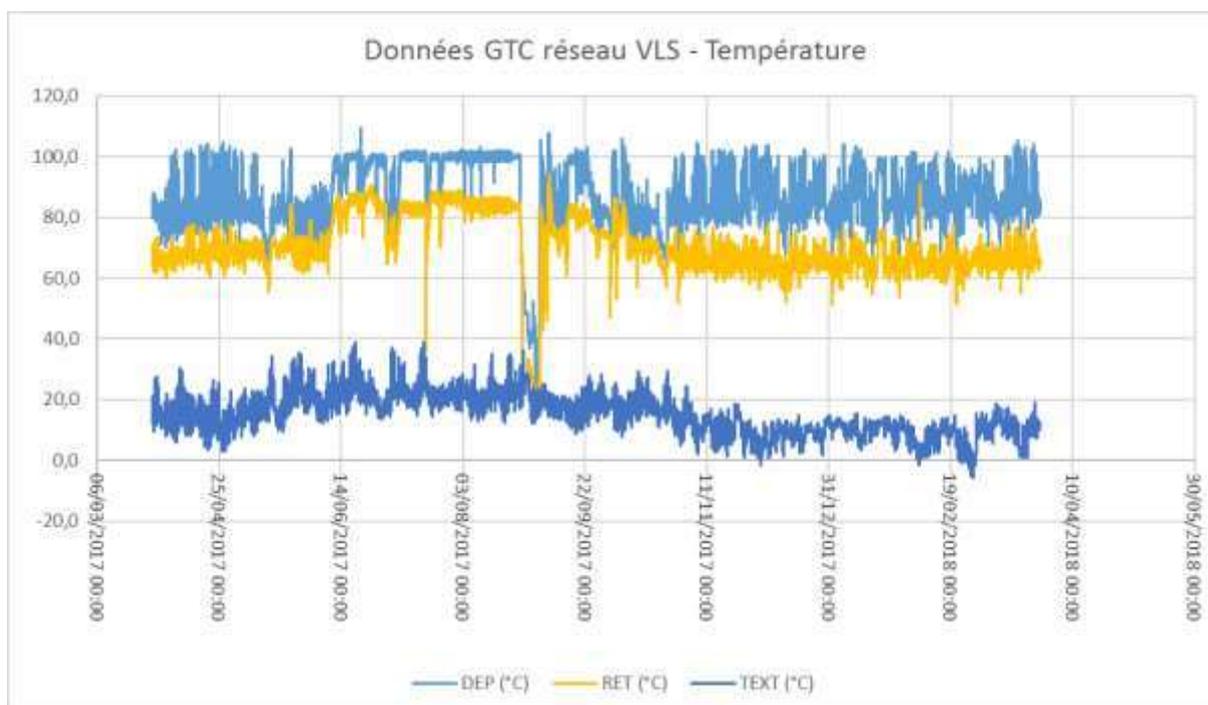
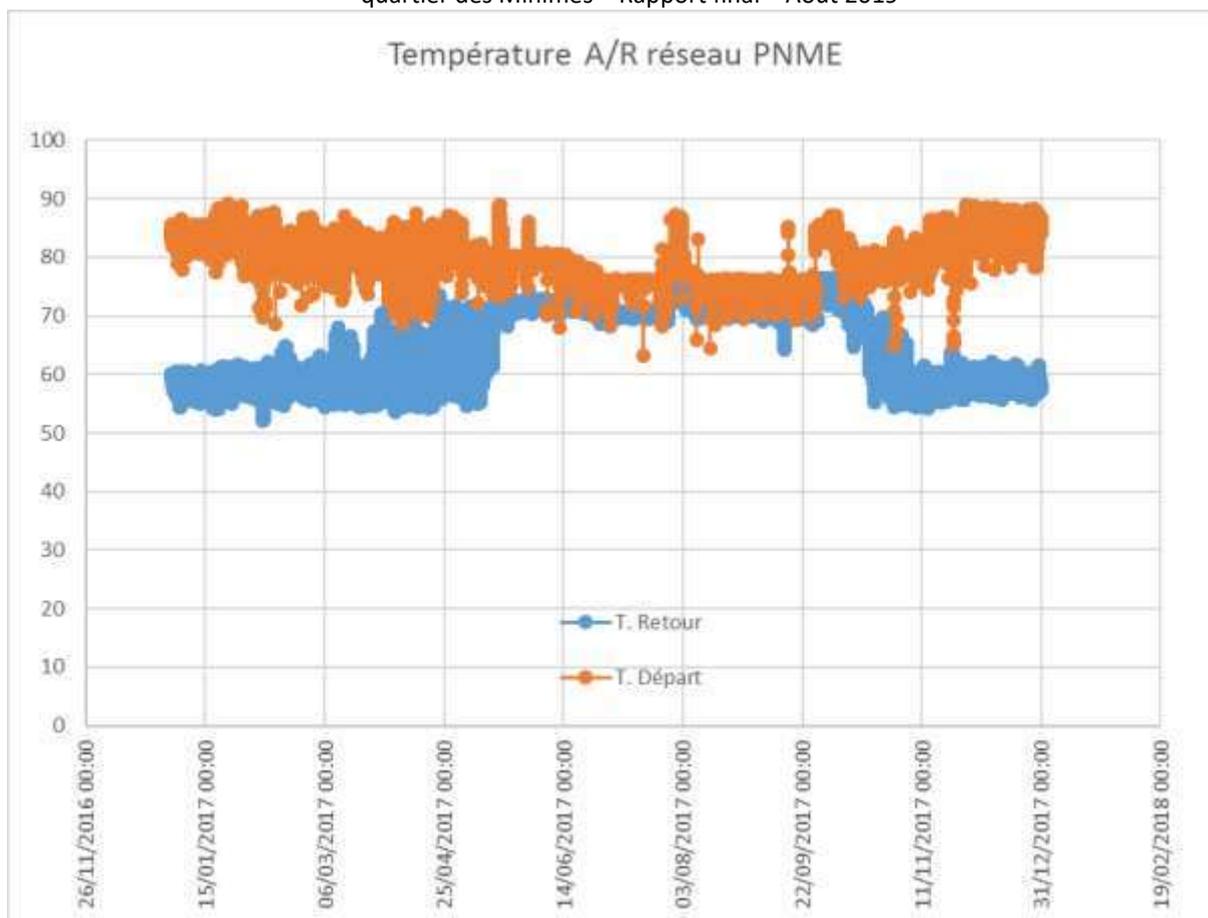
A noter que l'Arrêté du 22 mars 2017 qui publie les contenus CO2 des réseaux de chaleur et de froid en France, donne une valeur de 0,016 kg CO2/kWh pour le réseau PNM et 0,076 kg CO2/kWh pour le réseau VLS (valeurs correspondantes à l'année 2014).

3.2.7. Données GTC

Les données GTC ont été communiquées par les exploitants pour l'année 2017 entière sur les données suivantes :

- Température extérieure (°C)
- Température aller et retour général du réseau (°C)
- Débit instantané général du réseau (m3/h)
- Puissance instantanée sur le réseau (kW)

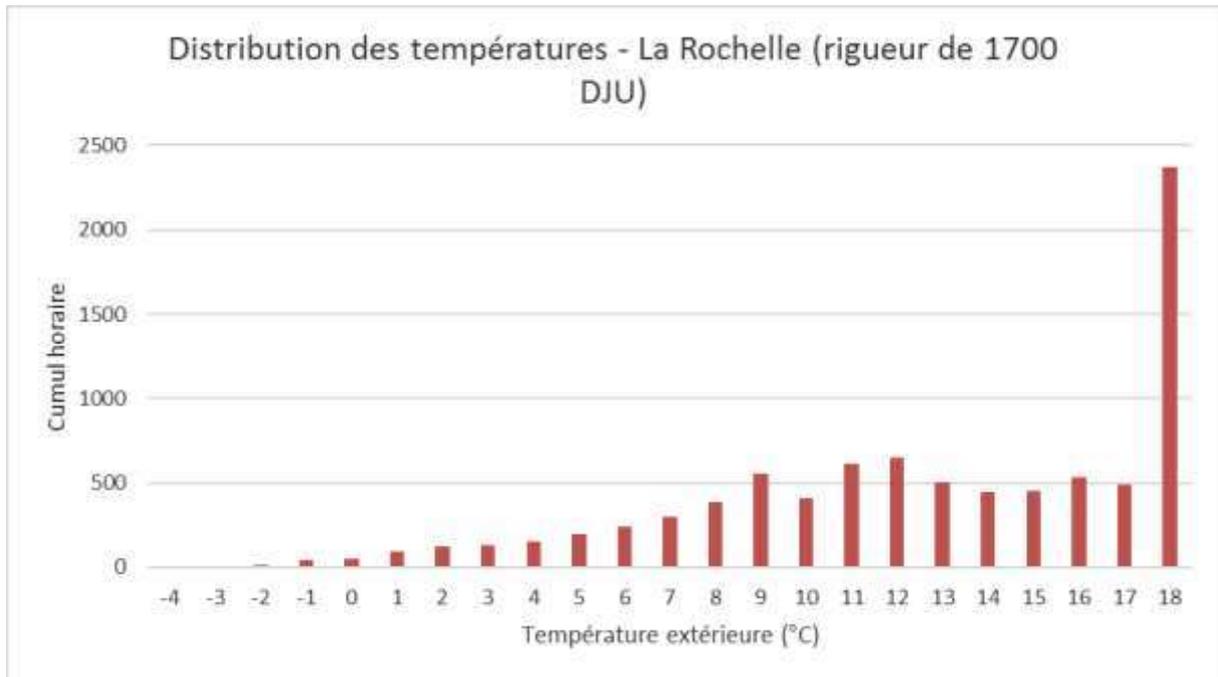
Les mêmes données ont été communiquées pour la sous-station Hôpital sur le réseau VLS et sur 14 sous-stations réparties sur l'ensemble du réseau PNM.



3.2.8. Simulations - Monotones

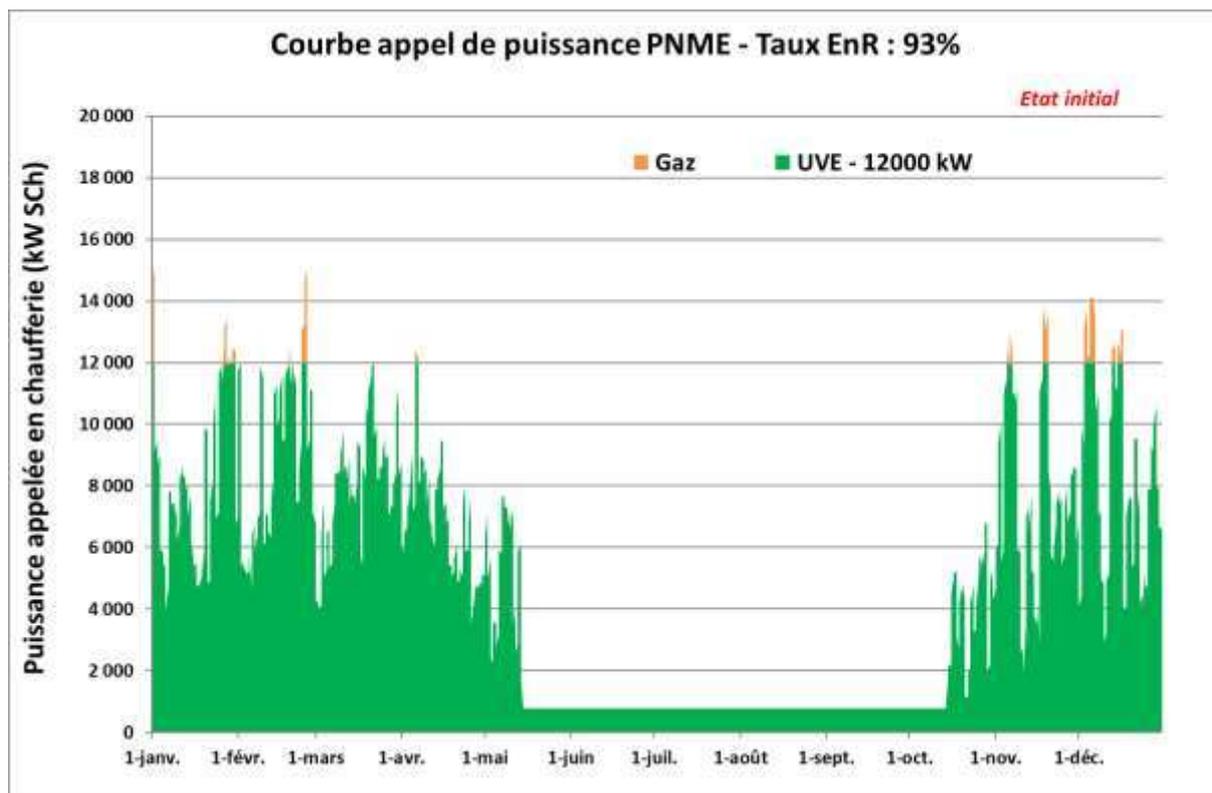
Des simulations énergétiques des réseaux ont été réalisées afin d'évaluer les puissances appelées en centrale **heure par heure sur une année type**, et ainsi déterminer les taux de couverture théoriques des énergies. La méthodologie suivante a été employée :

- Des données climatiques de température extérieure et de sol réalistes ont été considérées. Elles sont définies à partir de la norme Européenne NF EN ISO 15927-4 et constituées sur la base du fichier annuel de Météo-France sur l'année de 2010. Elles ont été post-traitées afin d'obtenir **1700 DJU** sur la saison de chauffe (15/10 au 20/05).

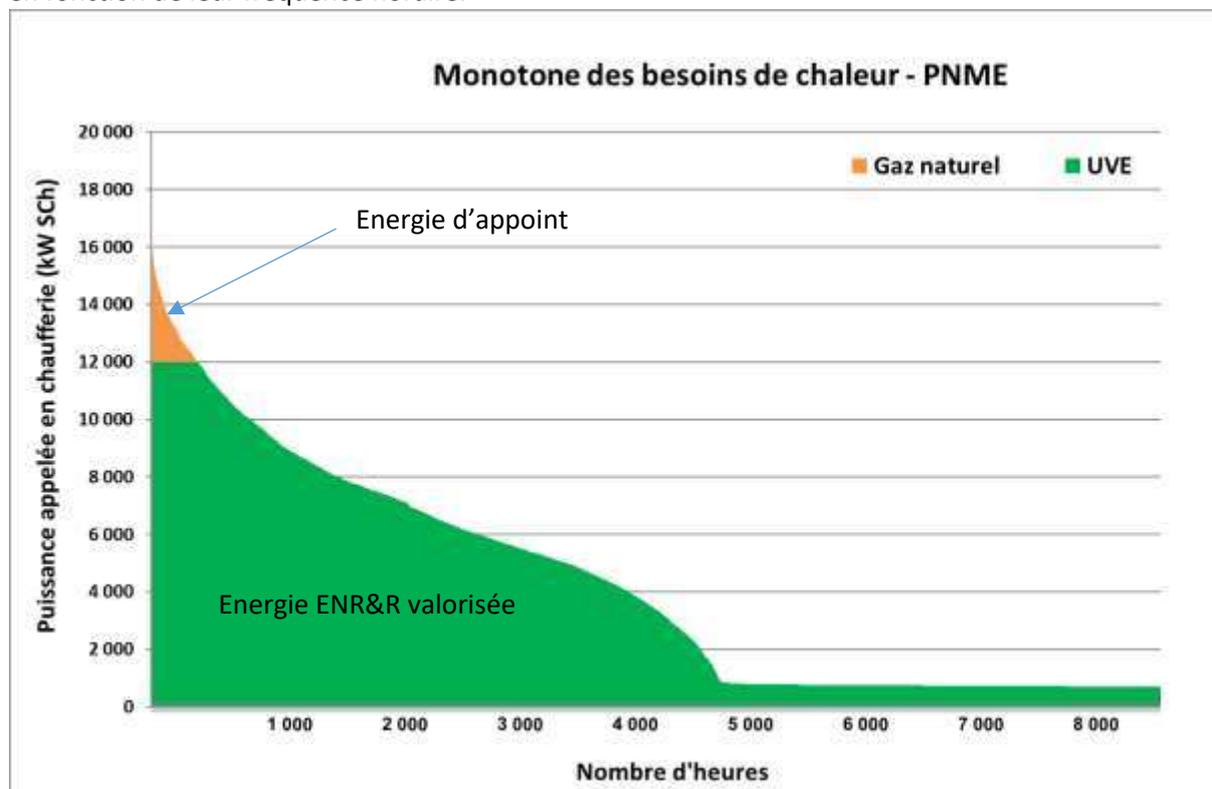


- La charge ECS est dynamique et se base sur des données réelles de réseaux, avec une dépendance à l'heure du jour et au jour de la semaine afin de simuler le plus précisément possible les appels de puissances
- Les températures départ et retour générales ont été calculées en prenant en considération pour chaque pas de calcul l'influence de toutes les sous-stations chauffage et ECS (en différenciant les typologies de bâtiment)
- Les pertes thermiques sont calculées en fonction des températures départ / retour, de la température de sol, des longueurs de réseau et des types de pose (caniveau/acier pré-isolé)

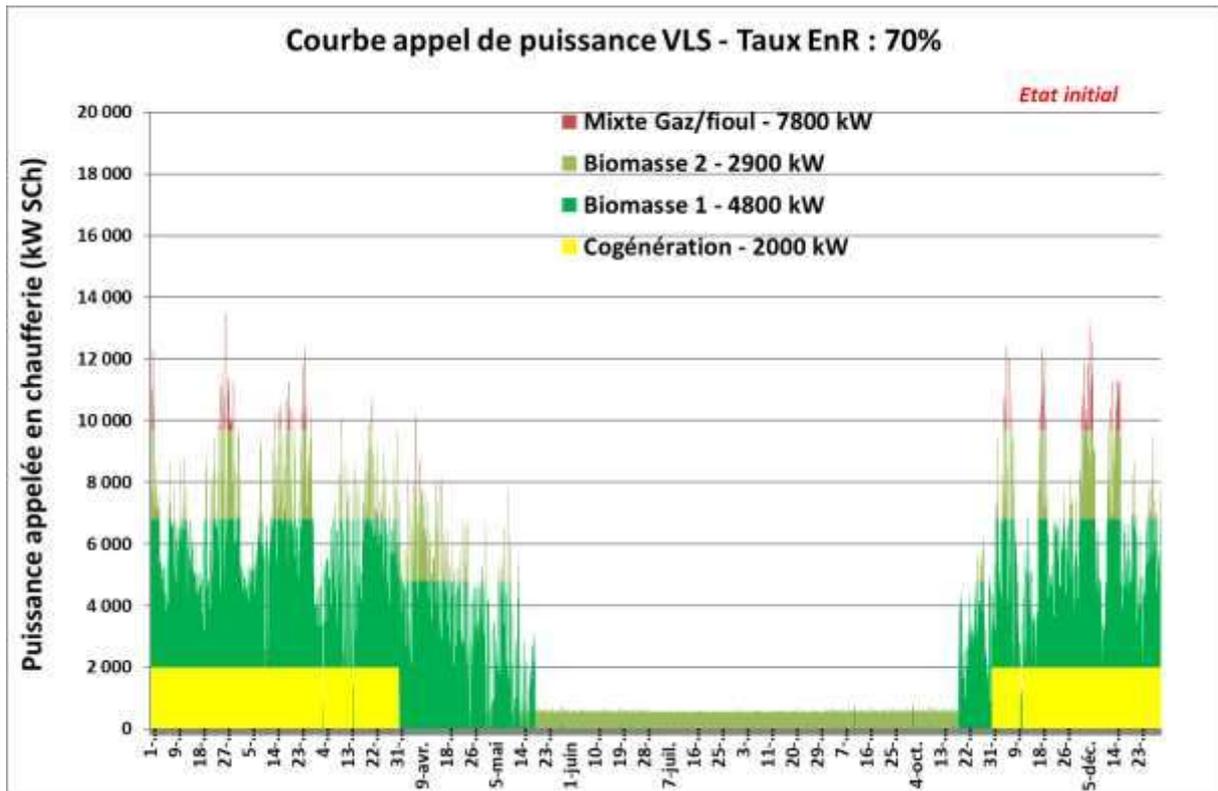
a. Réseau PNM



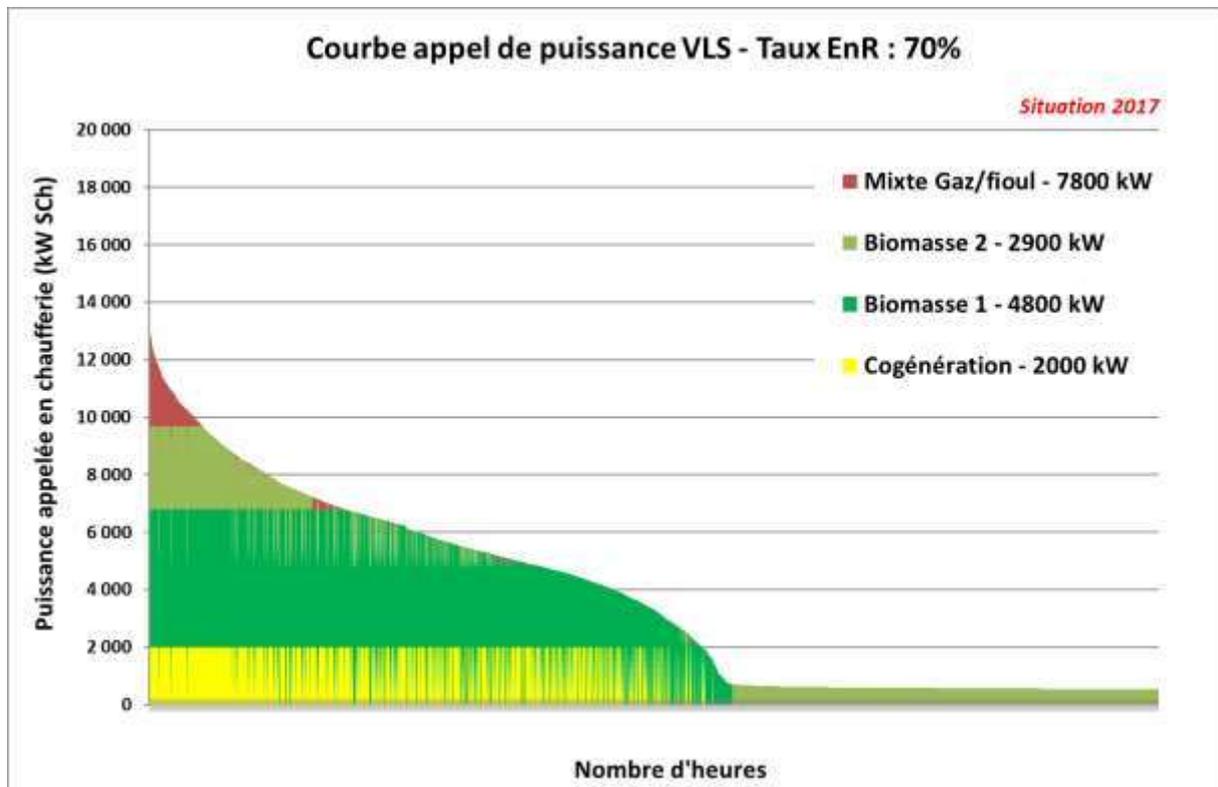
Les mêmes données sont ensuite présentées sous forme d'une monotone qui classe les appels de puissance en fonction de leur fréquence horaire.



b. Réseau VLS



Avec un minimum technique de 15% pour les chaudières biomasse, la production estivale est légèrement supérieure à la puissance minimale de la chaudière bois n°2. En pratique, le minimum technique est plutôt de 20%, ce qui indiquerait que la puissance nécessaire se retrouverait sous le minimum technique de la chaudière bois.



3.2.9. Puissances maximales appelées

Les consommations des deux réseaux sur les 3 dernières saisons ont été ramenées aux DJU de référence (1700 DJU) et moyennées puis converties en une **puissance appelée maximale**. Ces

Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019
puissances correspondent à des besoins « maximaux » de chaleur en sous-station pour les conditions suivantes :

- DJU de référence de 1700
- Température de non chauffage de 18°C de manière générale, 20°C pour les groupes scolaires, 21°C pour les établissements de santé (EHPAD, Hôpital)
- Température extérieure de référence de -4°C
- Coefficient d'intermittence de 0,65 (écoles) à 0,9 (logement) selon l'occupation et la fréquentation des bâtiments

Le total calculé des puissances maximales appelées est de 19 871 kW sur PNM et de 16 841 kW sur VLS. Ces puissances maximales appelées diffèrent quelque peu des puissances maximales présentées dans la partie « indicateur de performance » qui sont calculées sur la moyenne des consommations prenant en compte une intermittence et une température de chauffage globale. L'ordre de grandeur reste le même.

Ces puissances maximales appelées ont été rentrées dans le logiciel TERMIS et permettent de visualiser sur le réseau les plus gros consommateurs. Sur les aperçus ci-après, ce sont donc les ronds les plus foncés.



Puissances max appelées - Réseau PNM



Puissances max appelées - Réseau VLS

Ces puissances sont représentées sur les vues TERMIS ci-dessous. Elles permettent donc de repérer les gros consommateurs sur les réseaux.

3.2.10. Simulations hydrodynamiques

Le fonctionnement hivernal (conditions les plus rigoureuses) des deux réseaux a été simulé sur le logiciel TERMIS à partir des données suivantes :

- Puissances appelées maximales en sous-station (calculées à partir des consommations réelles)
- Pression statique (donnée exploitant) et température de départ du réseau (données réelles GTC)
- Températures retours en sous-stations à partir des données réelles de GTC en sous-stations pour certaines ou fixées comme la moyenne du retour réseau GTC
- Diamètre nominal et âge des canalisations (donnés SIG)
- Coefficient de rugosité appliqué aux canalisations selon leur âge pour que les débits dans les canalisations soient plus représentatifs de la réalité : 0,05mm pour les canalisations récentes et 0,30mm pour les canalisations les plus anciennes (années 1970).
- Coefficient de perte thermique en fonction de l'âge des canalisations pour tenir compte des déperditions réelles du réseau.

a. Réseau PNM

Voici la liste des sous-stations pour lesquelles les données de GTC ont été récupérées. Les températures ici présentées correspondent à la moyenne des valeurs pour lesquelles la température extérieure était inférieure à -2°C pour tenir compte des températures en sous-stations lors des conditions les plus extrêmes. On remarque globalement que le delta de température entre l'aller et le retour primaire en sous-station est plutôt bon, sauf pour certaines (< 20°C). Les delta $T < 20^{\circ}\text{C}$ indique un surdébit, dont la cause peut être un dysfonctionnement de la vanne de régulation à pression différentielle. Ces températures retour ont été utilisées pour la modélisation TERMIS.

n° des SST	Noms des SST	T°aller	T°retour	Delta T
4	PORT NEUF 16	86	51	35
16	RES. PORT-NEUF 22, 23, 24 & 25	87	71	16
17	ECOLE MARITIME	87	56	31
22	LYCEE SAINT EXUPERY EXTERNAT	77	65	12
27	RES. GUITON	84	66	18
37	RES. LINCOLN	86	59	27
39	RES. MEISSONIER	87	52	35
43	G.S. GRANDES VARENNES	86	51	35
53	RES. LURCAT	86	60	26
60	RES. MAUPASSANT	84	44	40
64	RES. MIREUIL 5	85	55	30
72	RES. PASCAL	87	68	19
83	RES. FROMENTIN	85	53	32
99	RES. CARNOT	86	69	17

Le tableau suivant récapitulatif qui regroupe les informations de la GTC, de l'exploitant et les résultats de la simulation du réseau PNM en fonctionnement actuel pour un appel de puissance maximal sur le réseau.

PNM	GTC		Exploitant	Termis		
	Max	Moy hors été		Fixé	Résultat	
T°Aller (°C)	89,2	82		89	89	
T°Retour (°C)	77,8	61		61 sauf 15 SST moyenne des T pour Text<-2°C	61	
P (kW)	22 500			19 352	19 865	avec pertes
Qvol (m3/h)	619,5	268			624	
Pstatique (bar)			2,1 à 2,8	2,5		
Pertes réseaux (kW)					513	

Les résultats de TERMIS reflètent donc les données réelles (GTC) et donnent un débit total sur le réseau similaire au maximum donné par la GTC. Toutefois, les pertes thermiques calculées sur le réseau ne correspondent pas aux pertes thermiques réelles. La réalité du réseau présente des pertes thermiques beaucoup plus importantes.



Figure 1 : Aperçu débits - Réseau PNM

b. Réseau VLS

Le tableau suivant récapitulatif qui regroupe les informations de la GTC, de l'exploitant et les résultats de la simulation du réseau PNM en fonctionnement actuel pour un appel de puissance maximal sur le réseau.

VLS	GTC		Exploitant		Termis	
	Max	Moy <-2	Normal	Max	Fixé	Résultat
T°Aller (°C)	109,5	91			90°C	
T°Retour (°C)	94,3	66			66°C SST sauf Hôpital 60°C	64,1
P (kW)	16938	751			16554	16835 avec pertes
Qvol (m3/h)	599,4	54	300	530		570
Pstatique (bar)					2,1	
Pertes réseaux (kW)						281

Mêmes remarques que sur la simulation de PNM. Les résultats donnent un débit total sur le réseau similaire au maximum donné par la GTC. Toutefois, les pertes thermiques calculées sur le réseau ne correspondent pas aux pertes thermiques réelles : la réalité du réseau présente des pertes thermiques beaucoup plus importantes.



Figure 2 : Aperçu débits - Réseau VLS

3.2.11. Synthèse énergétique

Les abonnés aux réseaux de chaleur de La Rochelle sont :

- 90% des consommations pour des logements sur le réseau PNM
- 50% de la puissance souscrite pour des logements sur le réseau VLS - 25% de la puissance souscrite pour l'Hôpital sur le réseau VLS

L'analyse énergétique fait ressortir :

- Des rendements de distribution corrects, malgré des faibles consommations estivales sur les deux réseaux.
- Des pertes réseaux plus importantes sur le réseau VLS sur fait de nombreuses antennes anciennes et fuyardes.
- Des taux EnR&R et des contenus CO2 de réseau très satisfaisants : l'ensemble des réseaux gérés par La Rochelle sont alimentés à plus de 50% par des énergies renouvelables - Des densités énergétiques faibles

3.3. Contexte contractuel

	Port-Neuf-Mireuil (PNM)	Villeneuve-Les-Salines (VLS)
Maître d'ouvrage / Autorité compétente	CdA de La Rochelle	Ville de La Rochelle
Mode de gestion	DSP concession	DSP concession

Début du contrat en cours	30/10/2011	01/11/2000
Durée du contrat en cours	26 ans	33 ans
Fin du contrat en cours	30/09/2037	30/09/2033
Exploitant (délégataire)	PORT NEUF MIREUIL ENERGIES (filiale de DALKIA)	SALINES ENERGIES SERVICES (filiale d'ENGIE COFELY)
Moyens de production	UVE (déchets), Hydroaccumulation, Chaudières gaz	Biomasse, Cogénération gaz, Chaudières gaz/fioul, ECS solaire
Longueur réseau (tranchée)	14 250 ml	7 740 ml
Sous-stations *	93	41
Chaleur livrée **	32 962 MWh/an	26 410 MWh/an
Taux d'ENR	93%	72%
Puissance max. appelée	18,6 MW	16,2 MW

* Postes de livraison du réseau primaire

** Moyenne des derniers exercices

3.3.1. [Faits marquants](#)

Historique et contexte

Faits marquants du réseau PNM

- ▶ Le réseau de chaleur initial date de **1968**, avec la construction de la ZUP de Mireuil. Il desservait 10 sous-stations qui alimentaient uniquement des logements collectifs (OPH et Atlantic Aménagement). L'approvisionnement énergétique était assuré par plusieurs chaufferies gaz/fioul « réparties » gérées directement par les bailleurs.
- ▶ A partir de **1988**, le réseau dessert également le quartier de Port-Neuf, et est alimenté par l'UIOM (mais l'appoint/secours au gaz reste « réparti »).
- ▶ En **2011**, considérant l'insuffisance de la performance énergétique, le manque de fiabilité du réseau, et les évolutions urbaines récentes, la CdA décide de reprendre la gestion du réseau via une DSP (délégataire : DALKIA).
- ▶ Dans le cadre de cette concession, DALKIA entreprend en **2012/2013** une réhabilitation quasi-complète du réseau et le raccordement de nouveaux abonnés.

Historique et contexte

Faits marquants du réseau PNM

- ▶ Fin **2017**, un avenant est acté afin de permettre la création de nouvelles extensions vers les secteurs de « Jean Guiton », « Bel Air » et « Front de mer ».



Historique et contexte

Faits marquants du réseau VLS

- ▶ Le réseau de chaleur initial date des **années 65-70**, avec la construction du quartier de Villeneuve-les-Salines. Il s'agit alors d'un réseau en eau surchauffée alimenté par une chaufferie centralisée gaz & fioul.
- ▶ En **2000**, ELYO (devenu ENGIE COFELY) est retenu pour le renouvellement des installations à travers un contrat de concession.
- ▶ En **2001/2002**, une chaudière biomasse et une cogénération gaz sont mises en place ; le réseau est passé en eau chaude basse pression et étendu vers la concession automobile.
- ▶ En **2005** : restructuration des installations de production d'eau chaude sanitaire solaire.
- ▶ En **2009** : des investissements sont faits pour optimiser la chaudière biomasse afin de garantir un taux d'ENR supérieur à 50% et ainsi pouvoir bénéficier d'une TVA à 5,5%.

Historique et contexte

Faits marquants du réseau VLS

- ▶ En **2013** : travaux de rénovation de la cogénération gaz permettant de bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat de l'électricité.
- ▶ En **2014/2015** :
 - ❑ schéma directeur du réseau à la charge du délégataire
 - ❑ extension de 2,2 km pour raccorder le Centre Hospitalier + création d'une nouvelle centrale biomasse complémentaire de 2,9 MW
 - ❑ prolongation du contrat de DSP de 12 ans pour amortir les nouveaux investissements

3.3.2. Situation juridique

a. Enjeux contractuels

Un rapport détaillé de la situation juridique est annexé au présent rapport. Le compte-rendu des ateliers de travail relatifs aux enjeux juridiques et financiers sont également présentés en annexe. Les principaux enjeux contractuels identifiés sont synthétisés ci-après.

Analyse juridique

Principaux enjeux contractuels identifiés

- ▶ Pour les 2 réseaux, il s'agit de contrats de **délégation de service public (DSP)** au sein desquels les investissements sont portés par les délégataires, qui perçoivent une **rémunération liée à la vente de la chaleur aux abonnés**
- ▶ Différents points des conventions de DSP seraient à **harmoniser** :
 - ❑ Redevance d'occupation du domaine public et/ou redevance de contrôle
 - ❑ Durée des polices d'abonnement
 - ❑ ...
- ▶ Pour chaque réseau, la convention de DSP en cours à une **échéance à long terme** : 2037 (il reste 19 ans) pour PNM et 2033 (il reste 15 ans) pour VLS.
 - **Les possibilités d'évolution de ces contrats, notamment au regard du plan d'actions qui découlera du schéma directeur, seront à apprécier au cas par cas.**

Pour rappel, le législateur a durci et clarifié en 2016¹ les conditions d'évolutions des contrats de concessions.

Focus juridique

Les possibilités d'évolutions contractuelles des DSP

- ▶ Depuis la réforme de 2016, il n'y a que 6 cas envisageables pour pouvoir « avenanter » une DSP en cours :
 - 1) Si les **modifications étaient prévues initialement** (clauses de réexamen ou options) ;
 - 2) Si les **travaux supplémentaires sont devenus nécessaires** ;
 - 3) Si une **modification est rendue nécessaire par des circonstances imprévisibles** ;
 - 4) En cas de **substitution du concessionnaire** ;
 - 5) Si les **modifications ne sont pas substantielles** ;
 - 6) Si le **montant de la modification (cumul le cas échéant) est inférieur à 5,225 M€ et à 10 % du montant du contrat de concession initial.**

b. Focus « cogénération »

Le concessionnaire du réseau VLS a mis en place une cogénération de 2 MWe dès le début de son contrat, qui a fonctionné de novembre 2001 à mars 2013 (contrat d'achat « 97.01 »). Cette installation a été renouvelée fin 2013, de façon à bénéficier du contrat d'achat de l'électricité « COGE 0301 RENOV1 » d'une durée de 12 ans à compter du 1^{er} novembre 2013 (soit jusqu'en mars 2025).

¹ L'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et son décret d'application n°2016-86 du 1^{er} février 2016 sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2016. Ces textes préfiguraient le nouveau code de la commande publique applicable depuis le 1^{er} avril 2019 (ordonnance n° 2018-1074 du 26 novembre 2018).

Nota : Depuis fin 2015, les nouvelles cogénérations ne peuvent plus bénéficier que des conditions du tarif « C16 », valables uniquement pour des installations de « petites » tailles (< 300 kWe et < 1 MWe). Ainsi, pour les installations > 1 MWe, les scénarios d'évolution possibles sont les suivants :

- Arrêt et démantèlement total des installations ;
- Poursuite de la revente de l'électricité produite sur le marché libre (prix non-garanti)
- ;- Maintien pour l'autoconsommation électrique des équipements du réseau (pompes, ...).

c. La question de la compétence « réseau de chaleur »

1. La compétence

- ▶ Un réseau public de chaleur constitue un **service public industriel et commercial (SPIC)** à part entière relevant d'une **compétence, a priori insécable**, qui incombe, aux métropoles & communes
- ▶ Les grands principes d'un SPIC :
 - ❑ Equilibre entre les recettes et les dépenses,
 - ❑ Egalité de traitement entre les usagers,
 - ❑ Obligation de fixer les tarifs de la DSP.

*Nota : Dans le cas d'un réseau valorisant la **chaleur issue de l'incinération des déchets**, sa gestion peut relever soit :*

- de la **compétence relative aux réseaux de chaleur** à proprement parler ;
- de la **compétence relative au traitement des déchets** en ce qu'elle en constitue le complément.

La question de la compétence RCU

- ▶ Actuellement, c'est la Ville qui dispose de la compétence RCU et donc qui serait en charge de la création de tout nouveau réseau de chaleur sur la commune
- ▶ La Ville et la CdA ont déjà et souhaitent renforcer une démarche mutualisée sur ce sujet : schéma directeur, suivi des DSP, méthode commune d'évaluation des performances, etc.
- ▶ Or la compétence RCU est liée à l'aménagement du territoire (projets urbains, classement de réseau, etc.) et à la politique environnementale du territoire (« zéro carbone ») → **réflexion pour une prise de compétence par l'agglomération**
 - ❑ Nota 1 : cela conditionne le planning de lancement du RCU des Minimes
 - ❑ Nota 2 : cela conditionne des développements de RCU en dehors de La Rochelle
- ▶ La question de la prise de compétence n'est pas un enjeu juridique ou financier → **enjeu politique**

-Note 1 : la compétence officielle « réseaux de chaleur » est aux communes et aux métropoles. La CdA est compétente sur PNM parce que réseau est alimenté par l'UVE.

3.4. Bilan économique

3.4.1. Tarifs en vigueur

Pour le réseau PNM, les tarifs en vigueur (date de valeur 2011, cf. avenant 1) sont les suivants :

- R1₀ : 28,761 €HT/MWh
- R2₀ : 13,714 €HT/URF

Nota : le terme R24, qui correspond à l'annuité de financement (792 276 €HT/an) des travaux de 1^{er} établissement, est supporté par l'ensemble des abonnés au prorata des URF attribué à chacun. Conformément au contrat, les abonnements sont répartis sur 100 000 URF (Unités de Répartition Forfaitaire) et calculés sur la base :

- 50% en fonction de la puissance appelée, - 50% en fonction des consommations.

Soit au global, un terme R24 qui valait 7,923 €HT/URF à la signature du contrat.

L'avenant 1 a recalé le terme R24 en fonction du montant réellement perçu de subvention, à savoir : 2,39722 M€ (au lieu de 2,7 M€ escompté). Conformément à l'article 53.4 du contrat, le terme R24 révisé a été fixé à 8,195 €HT/URF.

Pour le réseau VLS, les tarifs en vigueur (date de valeur 2013, cf. avenant 6) sont les suivants :

- R1₀ – période 1 (01/10/2015- 30/09/2025²) : 29,97 €HT/MWh
- R1₀ – période 2 (01/10/2025- 30/09/2033) : 33,79 €HT/MWh
- R1p³₀ : 48,55 €HT/MWh
- R2₀ : 44,41 €HT/kW (total chauffage et ECS)
- R2p⁴₀ : 22,66 €HT/kW (ECS uniquement)

3.4.2. Prix de la chaleur vendue

PNM		2016	2015	2014
Tarif R1 (part proportionnelle)	€HT/MWh	28,20	29,20	29,61
Tarif R2 (part fixe)	€HT/URF	14,03	13,93	13,72
Tarif R2	€HT/kW	59,68	59,24	58,53
Energie vendue	MWh/an	33 538	32 942	31 903
Puissance souscrite	URF	99 149	99 119	99 416
Puissance souscrite	kW	23 306	23 306	23 306
Chiffre d'affaire R1 pour le délégataire (part proportionnelle)	€HT/an	945 874	962 000	944 532
Chiffre d'affaire R2 pour le délégataire (part fixe)	€HT/an	1 391 008	1 380 761	1 363 999
Chiffre d'affaire lié à la vente de chaleur	€HT/an	2 336 882	2 342 761	2 308 531
Prix moyen de la chaleur vendue aux abonnés	€TTC/MWh	73,51	75,03	76,34

VLS		2016/2017	2015/2016	2014/2015
Tarif R1 (part proportionnelle)	€HT/MWh	33,20	31,78	37,70
Tarif R2 (part fixe)	€HT/kW	45,27	41,46	42,44
Energie vendue	MWh/an	27 904	25 115	18 610
Puissance souscrite	kW	27 635	27 748	21 122
Chiffre d'affaire R1 pour le délégataire (part proportionnelle)	€HT/an	926 520	798 215	701 668
Chiffre d'affaire R2 pour le délégataire (part fixe)	€HT/an	1 250 940	1 150 493	896 500
Chiffre d'affaire lié à la vente de chaleur	€HT/an	2 177 460	1 948 708	1 598 168
Prix moyen de la chaleur vendue aux abonnés	€TTC/MWh	82,33	81,86	90,60

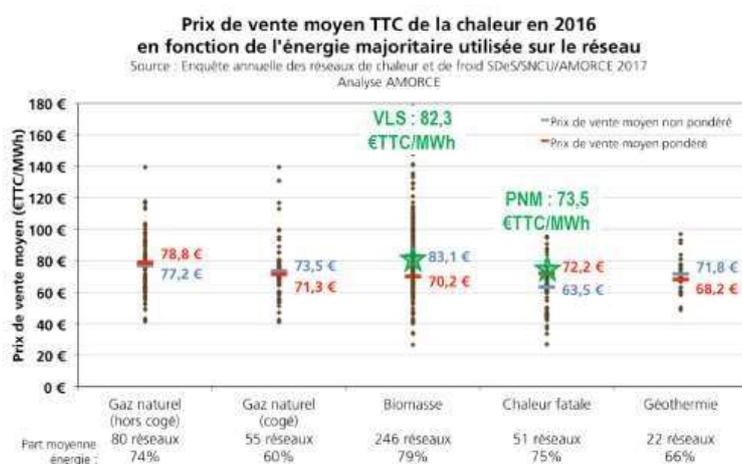
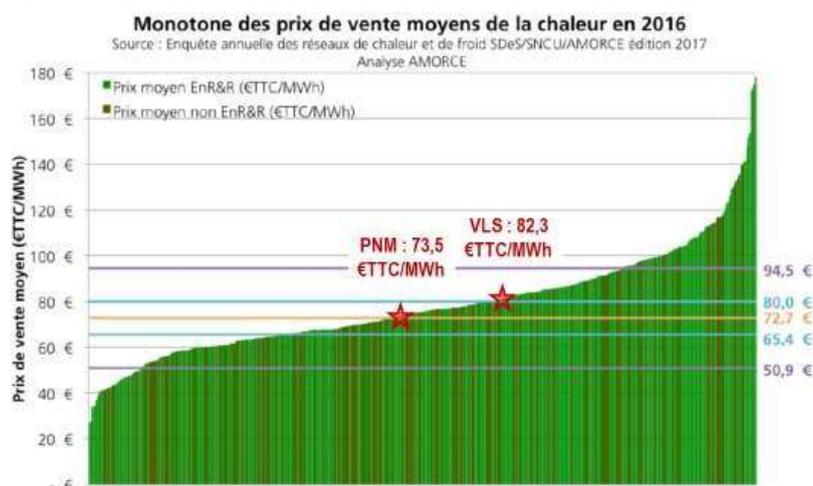
Sur les 2 DSP, la part proportionnelle (R1) représente environ 40% et la part fixe (R2) environ 60% de la facture globale.

² Date de fin du contrat d'achat de l'électricité de la cogénération gaz

³ Hors période de chauffe, c'est-à-dire du 1^{er} juin au 30 septembre ⁴

Puissance ECS uniquement

Positionnement par rapport à la moyenne nationale



3.4.3. Equilibre économique

La synthèse de l'analyse des CRA (Compte-Rendu Annuel) du Délégué du réseau PNM depuis le démarrage de l'exploitation en 2014 est exposée dans le tableau suivant :

	Référence 2011	Année 1 - 2014	Année 2 - 2015	Année 3 - 2016	Année 4 - 2017
Recettes R1	1 113 511	944 532	962 000	945 874	955 969
Recettes R22	410 268	435 264	442 729	444 865	452 896
Recettes R23	131 560	137 922	139 878	138 480	141 789
Recettes R24	792 276	779 864	786 848	800 214	816 596
Recettes R25	10 000	10 948	11 307	11 449	11 753
Recettes R2	1 344 104	1 363 998	1 380 762	1 395 008	1 423 034
Chiffre d'Affaires	2 457 615	2 308 530	2 342 762	2 340 882	2 379 003
<i>Delta/ref</i>		-6,1%	-4,7%	-4,7%	-3,2%
<i>Delta cumulé/ref</i>		-6,1%	-5,4%	-5,2%	-4,7%
Charges P1	1 030 710	798 992	1 090 070	932 736	926 542
Charges P2	410 268	364 627	451 709	409 382	446 365
Charges P3	131 560	137 922	139 878	138 480	141 788
Charges P4	792 276	817 006	817 006	817 006	817 006
Redevance CDA	10 000	10 000	10 000	11 595	11 606

Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019

TOTAL charges	2 374 814	2 128 547	2 508 663	2 309 199	2 343 307
<i>Delta/ref</i>		-10,4%	5,6%	-2,8%	-1,3%
<i>Delta cumulé/ref</i>		-10,4%	-2,4%	-2,5%	-2,2%
Résultat brut	82 801	179 983	-165 901	31 683	35 696
Résultat net	55 203	64 833	-165 901	31 683	35 696
	Référence 2011	Année 1 - 2014	Année 2 - 2015	Année 3 - 2016	Année 4 - 2017
<i>Delta/ref</i>		17,4%	-400,5%	-42,6%	-35,3%
<i>Delta cumulé/ref</i>		17,4%	-191,5%	-141,9%	-115,3%
Résultat net	2,2%	2,8%	-7,1%	1,4%	1,5%
Résultat net cumulé	2,2%	2,8%	-2,2%	-1,0%	-0,4%
<i>R1/P1</i>	8,0%	18,2%	-11,7%	1,4%	3,2%
<i>R22/P2</i>	0,0%	19,4%	-2,0%	8,7%	1,5%
<i>R23/P3</i>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>R24/P4</i>	0,0%	-4,5%	-3,7%	-2,1%	-0,1%
<i>R25/redevance</i>	0,0%	9,5%	13,1%	-1,3%	1,3%

Les résultats obtenus sont globalement en phase avec le prévisionnel de 2011 :

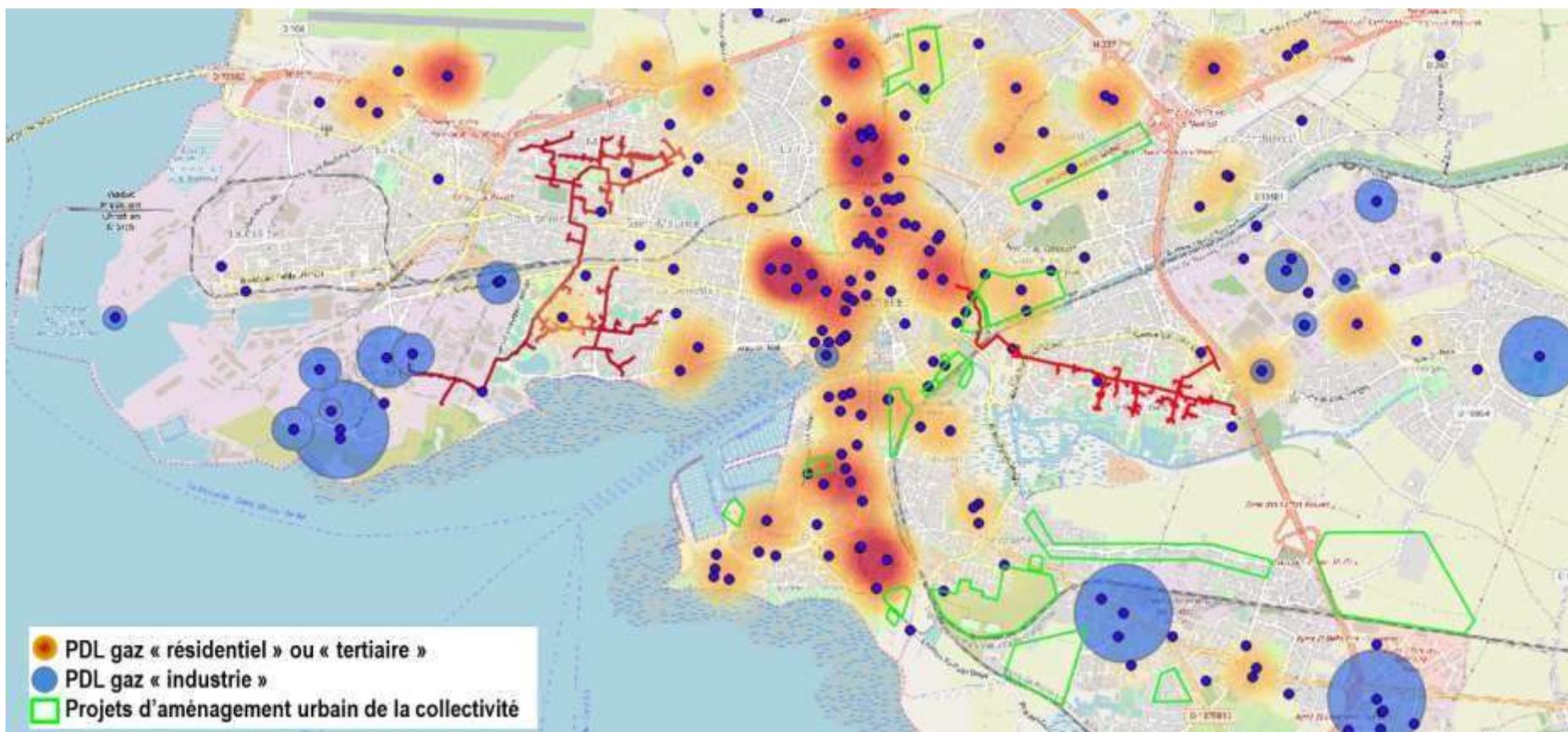
- Des ventes d'énergies moins importantes (-14,5% en cumulé depuis le démarrage du contrat), et donc un chiffre d'affaires moins important (-4,7% en cumulé). Toutefois, sachant que les charges P1 sont proportionnelles aux ventes d'énergies (recettes R1), ce n'est pas une véritable problématique pour le Délégué.
- Des charges globalement en phase avec le prévisionnel (-2,2% en cumulé), après retraitement des frais de structure à 2,59% conformément à l'engagement pris par le candidat lors de la consultation.

Globalement, le résultat net cumulé de 2014 à 2017 de la concession PNME est légèrement déficitaire (-0,4%) et en dessous de l'objectif prévisionnel de 2,2%.

4. SCENARIOS D'EVOLUTION

4.1. Bilan de la prospection

La cartographie synthétisant la prospection des principaux consommateurs de chaleur sur le territoire est présentée ci-après. Les données sources qui ont permis de construire cette cartographie sont présentées en annexe.



Les données sources utilisées sont les consommations de gaz fournies par GRDF, à savoir tous les points de livraison (PDL) dont la consommation unitaire est supérieure à 200 MWh PCS pour les années 2015, 2016 et 2017. Nous avons traité les données afin de ne faire apparaître que la moyenne de ces 3 années en consommation utile de chaleur (1 MWh utile = 0,9 * 0,9 MWh PCS). Les PDL « industriels » ont été identifiés séparément car leur niveau de consommation et leur usage est différent du résidentiel et du tertiaire. Nous avons enfin ajouté les grands projets urbains de la CdA sur la carte, afin d'identifier les futurs zones de développement potentiel des réseaux de chaleur.

Ce travail de prospection a été précédé/complété par des visites sur le terrain et des interviews téléphonique auprès des consommateurs de chaleur les plus importants.

Le tableau suivant synthétise les principaux prospects identifiés (Conso utile > 500 MWh/an). Un tableau plus détaillé est présenté en annexe.

N°	Bâtiment/Sous-station	Conso utile (MWh/an)	Secteur
301	Ex-Parc expo - médical Hôpital	6 261	VLS
441	Innovia	3 800	PNM
300	Ex-Hôpital - logements	2 502	VLS
205	Projet "Espace gare ilot ouest"	1 744	Gare
412	Résidence Surcouf 1	1 555	PNM
440	Maison Mer ou Atlantique Alimentaire	1 500	PNM
320	Palmilud	1 424	VLS
190	ZAC Bongraine	1 296	Minimes
413	Résidence Surcouf 2	1 260	PNM
502	Projet "Priuré-Laffond"	1 232	Autre
83	Résidence Parc de la Francophonie	1 215	Minimes
97	Lycée hôtelier	1 140	Minimes
302	Place de l'Arsenal	1 073	VLS
69	Faculté des Sciences et Technologies	1 045	Minimes
424	Centre Richelieu - chaufferie 1	1 015	PNM
505	Résidence + foyer logement	1 000	Laleu
207	Projet "Espace gare ilot est"	958	Gare
336	Centre Technique Municipal	873	VLS
506	Résidences 1	800	Laleu
124	Maison de la Charente Maritime	774	Minimes
303	Projet "Joffre"	760	VLS
107	EIGSI (école+résidence)	749	Minimes
415	Résidence du Parc	740	PNM
414	Résidence Amirauté	721	PNM
111	IUT	655	Minimes
321	Dufour Yatchs -1	555	VLS
322	Dufour Yatchs -2	555	VLS
323	Dufour Yatchs -3	555	VLS
324	Dufour Yatchs -4	555	VLS
325	Dufour Yatchs -5	555	VLS
326	Dufour Yatchs -6	555	VLS
327	Dufour Yatchs -7	555	VLS
179	Bâtiment Curie	546	Minimes

425	Centre Richelieu - chaufferie 2	510	PNM
201	Espace Encan	504	Gare

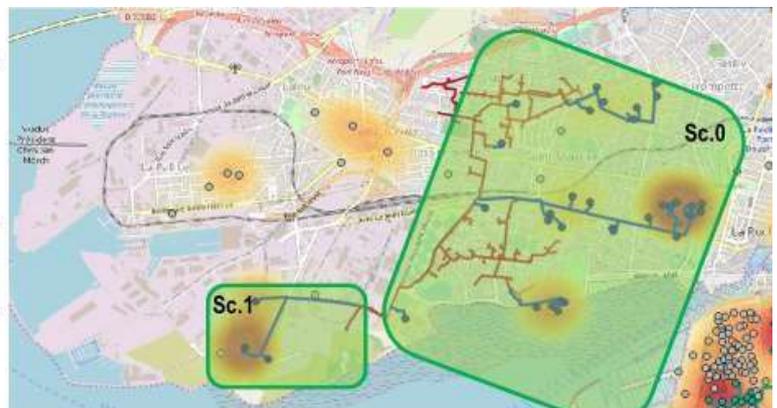
4.2. Scénarios du secteur « Port Neuf Mireuil » (PNM)

4.2.1. Présentation

a. Les scénarios retenus

- **Sc.0** : extension avenue Jean Guilton, Secteur Bel Air et secteur Front de Mer / horizon immédiat (2020)
- **Sc.1** : extension vers des industriels de Chef de Baie / horizon court terme (2025)

Nota : Réflexion adaptée en fonction de l'optimisation envisagée de l'UVE : la chaleur fatale résiduelle sous forme d'eau chaude serait de l'ordre de 20 GWh/an



b. Les scénarios écartés

Un scénario de remplacement de l'UVE par une chaufferie biomasse a été étudié (chaufferie biomasse de 10 MW située à proximité de la chaufferie gaz actuelle). Toutefois, ce scénario a été écarté par les élus à l'issue du COPIL n°3 du 5 novembre 2018. En effet, il a été réaffirmé que l'UVE constituait un outil indispensable du territoire pour le traitement des déchets et la valorisation énergétique, et que de nouveaux investissements étaient programmés.

Associé au scénario précédent, il a été imaginé de créer un réseau vapeur depuis l'UVE pour desservir les industriels du secteur Chef de Baie. Le sens de ce scénario était de chercher à mieux valoriser les ressources d'énergie disponibles en les affectant aux usages les plus appropriés. Le four d'incinération des déchets permet de générer de la vapeur, qui est une source de chaleur « noble », à très haute température (de l'ordre de 200°C). Le réseau de chauffage urbain n'a besoin que d'eau chaude à environ 95°C, qui n'utilise donc pas tout le gradient de température fourni par l'UVE. Or, il y a plusieurs industriels dans le secteur de Chef de Baie qui ont des besoins de chaleur à très haute température (de l'ordre de 200°C), couvert aujourd'hui par des chaudières gaz dédiées et propres à chaque site, qui fournissent de la vapeur. Il s'agissait donc ici d'imaginer un scénario dans lequel la vapeur générée par l'UVE aurait été « fléchée » prioritairement vers les industriels de Chef de Baie (SOLVAY, INNOVIA, MAISON MER, COOKUP, etc.) via la création d'une nouvelle branche de réseau « vapeur ». L'éventuel surplus aurait pu continuer à alimenter le réseau de chauffage urbain. Et il aurait alors été nécessaire de créer un nouvel outil de production de chaleur à environ 95°C pour alimenter le réseau de chaleur : une chaufferie biomasse (cf. paragraphe précédent). Ce scénario a également été écarté par les élus à l'issue du COPIL n°3 du 5 novembre 2018, car d'une part cela représentait des difficultés contractuelles et financières pour le portage de l'opération (il semble a priori impossible d'avenancer

le contrat de DSP RCU

Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019
actuel pour de tels travaux, non prévus initialement ; donc cela voudrait dire qu'il faudrait que la CdA porte directement les investissements (plus de 10 M€ avec le réseau vapeur et la chaufferie biomasse), avec les risques associés), et d'autre part cela mettrait à mal le scénario d'investissements retenu pour l'optimisation de l'UVE dans le cadre du renouvellement du contrat d'exploitation.

Enfin, le dernier scénario d'évolution écarté est celui d'une extension du RCU vers le secteur Laleu-La Pallice, dont les besoins thermiques ont été jugé trop peu denses (peu de résidentiel collectif, essentiellement du « petit » tertiaire public et privé).

4.2.2. Scénario 0

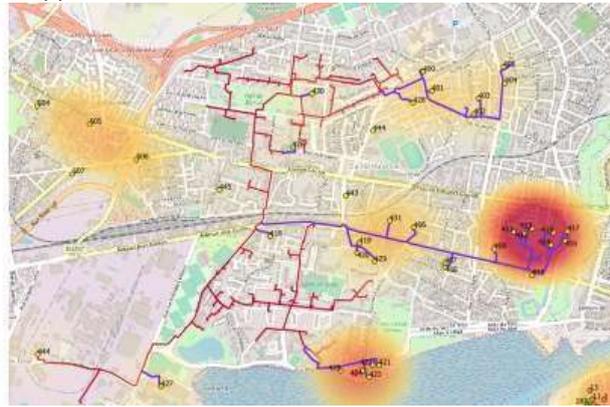
Nota : Il s'agit d'un scénario « zéro » car il est déjà engagé (avenant 2 signé fin 2016).

a. Bilan technique et énergétique

Les hypothèses techniques de ce scénario sont récapitulées à l'annexe 7.

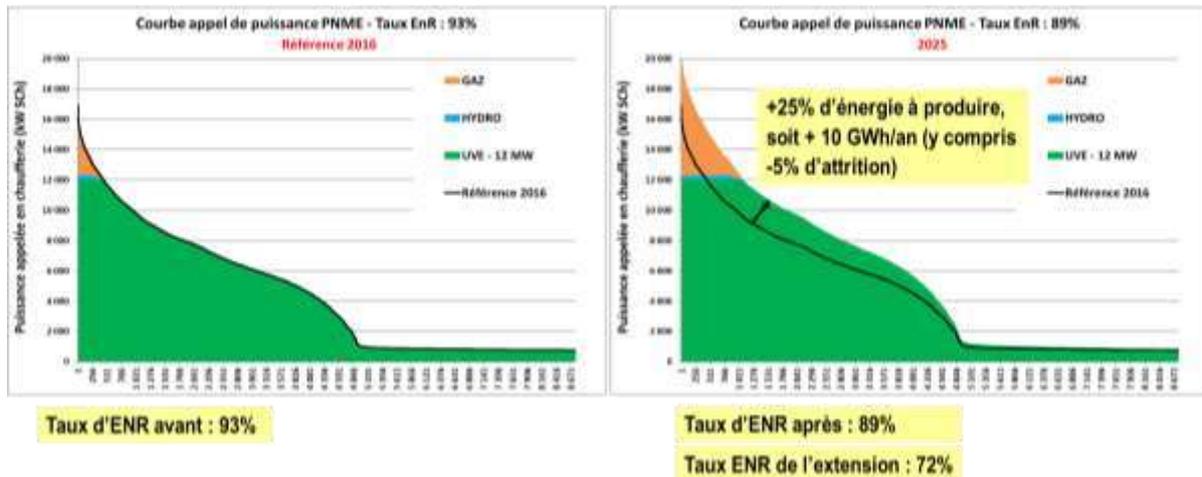
► Description du scénario :

- ❑ Situation actuelle
- ❑ +10 GWh/an (30%) d'énergie livrée
- ❑ +6,7 km de réseau
- ❑ Densité extension : 1,7 MWh/ml
- ❑ +7 GWh/an d'ENRR valorisée
- ❑ Taux d'ENRR après extension : 89%

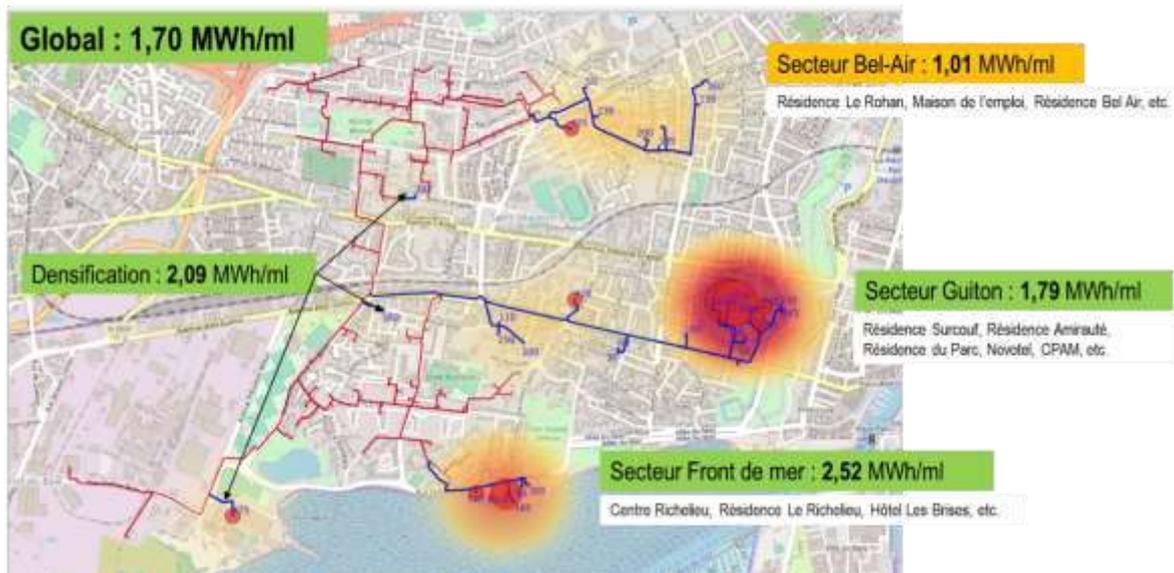


b.

Modélisation des besoins et du taux de couverture ENR



Cartographie de la densité énergétique



Bilan économique et contractuel

Ce scénario d'extensions respecte donc les critères « techniques » du Fond Chaleur 2018 :

2.3 CRITERES TECHNIQUES EXTENSIONS ET CREATIONS RESEAUX DE CHALEUR

1- La densité thermique du réseau est **au moins égale à 1,5 MWh/mètre linéaire.an*** Les MWh sont à considérer "livrés en sous-stations".

* **Exception possible** pour certains projets dont la densité thermique du réseau est comprise entre 1 et 1.5 MWh/ml.an :

Concernant les extensions :

- **Tronçon au-dessus de 1MWh/ml constituant l'extension d'un réseau globalement au-dessus de 1,5MWh/ml après extension et alimentés à plus de 70% en EnR&R.**

- Tronçons au-dessus de 1MWh/ml pour des réseaux desservant des zones à fort potentiel d'accroissement des besoins de chaleur d'ici 5 ans et sous réserve que le réseau soit classé au titre des articles L712-1 à L712-5 du Code de l'Energie (procédure de classement).

Le montant des travaux devrait s'élever à environ 3,3 M€HT (dont 2,7 M€ pour les canalisations).

Au regard des règles du Fond Chaleur 2018, le montant de subvention mobilisable devrait être de l'ordre de 1,5 M€ (cf. tableau ci-après).

Nota : Il semblerait préférable de rester juste en dessous du seuil de 1,5 M€ d'aides, afin d'éviter un passage en Comité National d'Attribution (démarche qui nécessite des étapes de validation supplémentaire par rapport au niveau régional).

DN	Longueur (ml)	Travaux (€HT)	PU (€HT/ml)	Plafond (€HT/ml)	Aide max (€HT/ml)	Aide max (€HT)
20	15	4 581	305	473	213	3 189
25	115	35 724	311	473	213	24 452
32	816	257 781	316	473	213	173 502
40	403	130 282	323	473	213	85 688
50	1 245	420 837	338	473	213	264 718
65	820	294 447	359	473	213	174 353
80	837	326 112	390	546	246	205 651
100	625	286 950	459	546	246	153 563
125	1 145	579 949	507	546	246	281 327
150	565	324 848	575	746	335	189 543
200	0	0		746	335	0
250	0	0		746	335	0
300	0	0		945	425	0
350	0	0		945	425	0
400	0	0		945	425	0
TOTAL	6 586	2 661 511	404			1 555 985
Sous-stations (34)		603 750				58%
TOTAL avec sous-stations		3 265 261				48%

→ Soit un ratio de 127 € de subvention par tep* d'ENR produite sur 20 ans (à priori cohérent avec les usages de l'ADEME, dont le ratio maximum est 150)

*1 tonne-équivalent-pétrole (tep) = 11,6 MWh

D'un point de vue contractuel, l'avenant 2 de la concession, signé fin 2016, prévoit les modalités de mise en œuvre de cette extension, notamment d'un point de vue tarifaire :

- Baisse du terme R1 d'environ 5% pour tous les abonnés (du fait de l'augmentation de la quantité de chaleur fatale de l'UVE valorisée),
- Financement des coûts d'extensions par les nouveaux abonnés via des frais de raccordement, et une nouvelle répartition des frais fixes (URF).

Ces conditions permettraient de faire bénéficier aux prospects d'un Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau globalement équivalent à celui d'une référence gaz (en date de valeur 2018).

Toutefois, au vu du contexte actuel (baisse du prix de la molécule, gel de la TICGN), le concessionnaire a rencontré fin 2018 / début 2019 de réelles difficultés pour commercialiser les extensions auprès des principaux prospects. Il a donc été acté avec la CdA de poursuivre et intensifier les démarches de commercialisation courant 2019.

Du point de vue contractuel, ce scénario est envisageable puisque les modifications ne sont pas substantielles.

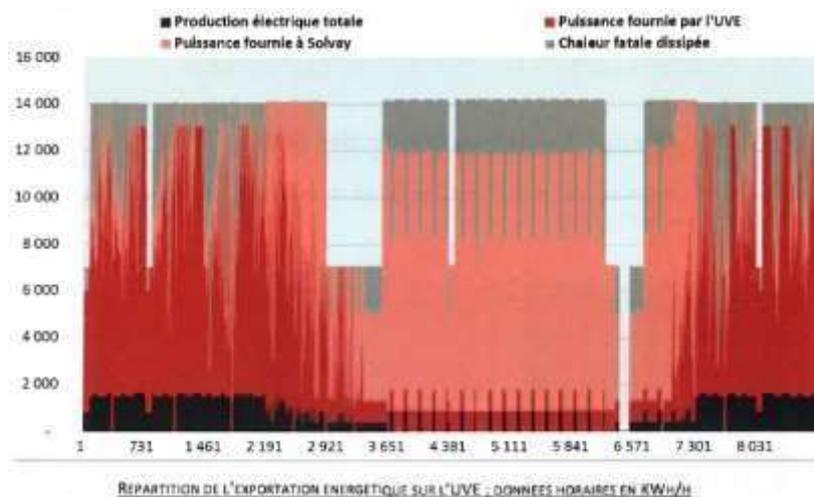
4.2.3. Scénario 1

a. Bilan technique et énergétique

Le travail de prospection a permis d'identifier une dizaine d'industriels du secteur « Chef de Baie » qui ont des besoins de chaleur (cf. annexe 8).

En parallèle, diverses réflexions ont été menées afin d'optimiser la valorisation de l'énergie fatale de l'UVE. La CdA a retenu VEOLIA dans le cadre d'un nouveau contrat d'exploitation, notamment pour mettre en œuvre un certain nombre d'actions d'amélioration de la performance énergétique et environnementale de l'UVE (mise en place d'une turbine pour produire de l'électricité, etc.). Ainsi, il a été acté par la CdA que le gisement d'énergie fatale disponible sur l'UVE représentait de l'ordre de 20 GWh/an sous forme de vapeur à 110°C / 1,5 bars ou d'eau chaude basse pression.

Nota : les pistes de réflexion visant à créer un réseau vapeur, ou une installation de froid par absorption (notamment pour le Port de pêche) ont été écartées.



Une partie des prospects identifiés ont donc été écartés car leurs besoins sont incompatibles avec l'énergie fatale disponible. Le cas de 3 industriels situés dans ou à proximité de la rue Samuel DE CHAMPLAIN a été étudié plus en détails car il présente un intérêt potentiel :

- INNOVIA consomme de l'ordre de 20 GWh PCS de gaz (soit environ 15 GWh utile) pour chauffer 100 000 m³/h d'air process à 160°C en moyenne et 12 à 15 000 m³ d'eau chaude de nettoyage. INNOVIA utilise actuellement de 2 chaufferies gaz produisant de la vapeur à 205°C / 16 bars.
- ATLANTIQUE ALIMENTAIRE (ex-COOKUP) consomme environ 3,5 GWh PCS de gaz (soit environ 2,8 GWh utile) pour son process de préparation culinaire. ATLANTIQUE ALIMENTAIRE dispose d'une chaudière vapeur de 1,7 MW.
- MAISON MER consomme environ 2,8 GWh PCS de gaz (soit environ 2 GWh utile) pour son process de transformation/préparation de fruits de mer (crevettes). MAISON MER dispose d'une production de vapeur.



Ainsi, une extension du réseau de chaleur en eau chaude basse pression (de l'ordre de 100°C) pourrait permettre de substituer une partie des consommations de gaz de ces industriels (par exemple pour chauffer de l'eau ou préchauffer l'air process d'INNOVIA). Nous avons considéré l'hypothèse (conservatrice) que le réseau pourrait fournir 3,8 GWh/an de chaleur (correspondant à 25% des besoins utiles d'INNOVIA).

Description du scénario :

- Scénario 0
- +3,8 GWh/an (12%) d'énergie livrée
- +1,5 km de réseau
- Densité extension : 2,5 MWh/ml
- +3 GWh/an d'ENRR valorisée
- Taux d'ENR après extension : 85%

b. Bilan économique et contractuel

Du point de vue financier, ce scénario représenterait un investissement de l'ordre de 1,75 M€HT, subventionnable à hauteur d'environ 40%.

A l'horizon 2025 (y compris gel de la TICGN au niveau 2019), en adaptant le prix de la chaleur fatale supplémentaire vendue par l'UVE et en proposant des modalités spécifiques de financement de l'extension (amortissement des investissements sur une durée longue), le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau pourrait être équivalent au prix de référence gaz des prospects industriels (raisonnement en €HT = ne bénéficie pas de l'effet « TVA à 5,5% »).

Une étude complémentaire spécifique (portée par le concessionnaire du réseau PNM et/ou par le Grand Port Maritime ?) pourrait s'avérer pertinente pour confirmer ou infirmer l'intérêt de cette extension.

Du point de vue contractuel, si ce scénario d'extension devait être porté par le concessionnaire actuel, il ne semble pas que cela apporte une modification substantielle à la DSP en cours. Toutefois, il serait nécessaire d'élargir le périmètre de la délégation (secteur Chef de Baie non compris actuellement).

4.3. Scénarios du secteur « Villeneuve Les Salines » (VLS)

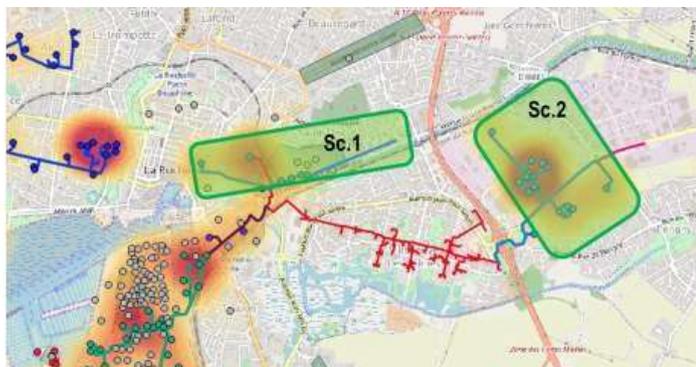
4.3.1. Présentation

a. Les scénarios retenus

➤ **Sc.1** : extension Joffre-Rompsay-Arsenal et déménagement de l'hôpital / horizon immédiat à moyen terme (de 2020 à 2025)

➤ **Sc.2** : extension vers la zone d'activités de Périgny / horizon long terme (2035)

Nota : Les équipements « vétustes » (réseau de 1970 et chaudière biomasse de 2001) sont remplacés au fur et à mesure dans le cadre de la concession actuelle.



Nota : dans tous les scénarios étudiés, nous avons pris l'hypothèse que la cogénération serait démantelée à compter de 2025, date de la fin du contrat d'achat de l'électricité à des conditions avantageuses garanties par l'Etat. A cet horizon, les installations de cogénération existantes pourront vendre de l'électricité sur le marché, mais les conditions économiques actuelles ne permettent pas d'envisager une rentabilité.

b. Les scénarios écartés

Il a été considéré dans un 1^{er} temps que l'ancienneté d'une partie du réseau et de la chaudière biomasse principale justifierait un scénario « zéro » de remplacement des installations « vétustes » dans leur ensemble. Deux points d'actualité sont intervenus en 2018 pour étayer ce constat :

- Dépassement des valeurs limites d'émissions (VLE) à plusieurs reprises sur la chaudière biomasse alimentée partiellement par des broyats de palettes ❷ **Problématique de la qualité de la ressource biomasse.**
- Une fuite importante est intervenue en avril 2018 impactant environ 450 logements ❷ **Fuites répétées avec impact sur la continuité de fourniture générant des plaintes des abonnés.**

Néanmoins, après échange avec la Ville et le concessionnaire et analyse des données disponibles (historique GER, etc.), il a été acté à l'issue que le concessionnaire réaliserait le renouvellement des équipements « défectueux » au cas par cas dans le cadre de la DSP.

Nota : la rénovation (voire le remplacement) des équipements de production (chaudière biomasse datant de 2000) et de distribution (portions de réseau d'origine en caniveau) devra constituer l'enjeu principal du renouvellement du contrat de DSP à l'horizon 2033.

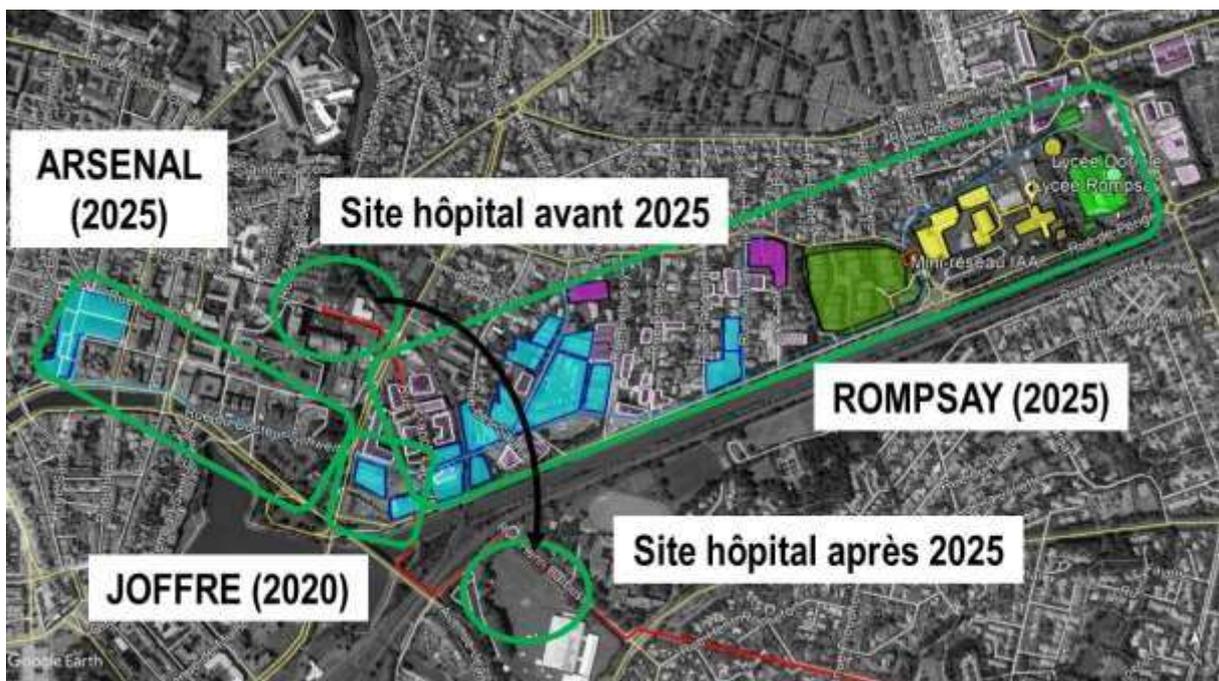
4.3.2. Scénario 1

a. Bilan technique et énergétique

Les grandes lignes de ce scénario sont les suivantes :

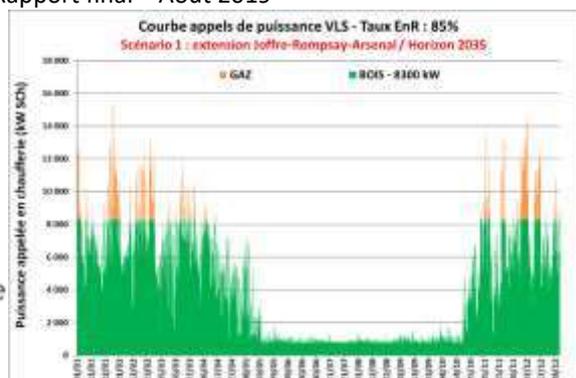
- **Projet d'aménagement de l'îlot Joffre - Horizon 2020/2025** : Construction de 2 bâtiments neufs sur l'îlot Joffre, dont le nouveau conservatoire de musique et de danse. Raccordement de ces 2 bâtiments neufs en tant que « densification » au sens du Fonds Chaleur de l'ADEME (création de réseau < 200 ml), puisque le réseau de chaleur passe à proximité immédiate des bâtiments concernés.

- **Projet de déménagement de l'hôpital – Horizon 2025/2030** : Le site actuel de l'hôpital (raccordé au réseau, consommateur le plus important avec environ 9,5 GWh/an) sera transformé pour y faire principalement des logements, et l'hôpital migrerait sur le site actuel du parc des expositions (raccordé au réseau, mais faible consommation de l'ordre de 275 MWh/an). Nous avons donc considéré dans le cadre de ce scénario que le nouvel hôpital remplacerait le parc des expositions en 2025, avec une baisse de 30% des besoins (bâtiment neuf donc plus performant et plus petit en surface puisqu'une partie de la zone technique serait délocalisée sur un autre site), soit de l'ordre de 6,6 GWh/an. A la place actuelle de l'hôpital, nous avons considéré la livraison en 2030 d'environ 500 logements collectifs neufs performants, soit environ 3,25 GWh/an.
- **Projet de cité administrative de l'Arsenal – Horizon 2025/2030** : Le site actuel de l'Arsenal est composé d'une dizaine de bâtiments occupés par les services de la Ville et de la CdA, et consomme globalement plus de 1 GWh/an de chaleur (produits par plusieurs chaufferies gaz). La Ville a le projet de rationaliser ce site en créant une « cité administrative » en rénovant/adaptant une partie des bâtiments existants. Dans cette optique, il a été envisagé un raccordement, à l'horizon 2025, au réseau de chaleur de VLS qui se situe à environ 750 m.
- **Projet d'aménagement du secteur Romsay – Horizon 2025/2030** : La CdA a pour ambition d'aménager un nouveau quartier en bordure du canal de Romsay, qui comprendrait environ 800 logements, 3 000 m² d'équipements publics, et 1 700 m² de commerces. Nous avons fait l'hypothèse d'un raccordement au réseau de chaleur de 50% de ces surfaces (immeuble collectif en R+2 ou plus), réparties en différents îlots (cf. en bleu sur le plan ci-après). De plus, il y aurait dans ce secteur 2 bâtiments existants (cf. en violet sur le plan ci-après) qui consomment du gaz pour se chauffer, et qui pourraient donc se raccorder au réseau. Par ailleurs, à l'extrémité Est du projet d'aménagement de Romsay, se trouve la résidence Gradins Jardins (environ 180 logements consommant environ 1,1 GWh/an de chaleur) d'Immobilier Atlantic Aménagement (IAA), qui dispose d'un « mini-réseau » de chaleur (680 ml) alimenté par une chaufferie bois de 600 kW. Enfin, encore un peu plus à l'est, il y a 2 lycées (Romsay et Doriolle) alimentés par des chaufferies gaz (besoin de chaleur de 1,1 GWh/an chacun). Au vu de la configuration technique des sites, nous avons pris l'hypothèse d'une sousstation pour le lycée Doriolle et de 3 sous-stations pour le lycée Romsay.



► Description du scénario :

- ❑ 5 GWh/an (18%) d'énergie livrée (yc déménagement de l'hôpital : -3 GWh)
- ❑ +3,3 km de réseau
- ❑ Densité extension : 2,4 MWh/ml
- ❑ Intégration de la chaufferie biomasse de la résidence Gradins Jardins : 600 kW



A l'horizon 2025, nous avons considéré que la cogénération était démantelée, et que le mini-réseau biomasse d'IAA était interconnecté au réseau VLS, afin notamment de valoriser les 600 kW de biomasse supplémentaire. Dans ces conditions, la puissance biomasse installée serait de 8,3 MW (4,8 + 2,9 + 0,6) et le taux de couverture serait de 88%. A l'horizon 2035, avec l'ensemble de bâtiments construits et raccordés (nouvel hôpital, nouveaux logements à l'emplacement actuel de l'hôpital, Joffre + Rompsay, cité administrative de l'Arsenal, etc.), cette même puissance permettrait d'atteindre un taux de couverture ENR de 85%, ce qui est pleinement satisfaisant.

b. Bilan économique et contractuel

Du point de vue financier, ce scénario représenterait un investissement global de l'ordre de 3,75 M€HT (cf. détails ci-dessous), subventionnable à hauteur d'environ 33%.

Réseau & sous-stations

Réseau enterré ml 3 280,00 835,40 2 740 124 €HT Passage spécifique Nb 0,00 100 000,00 0
 €HT Sous-stations Nb 22,00 26 428,57 581 429 €HT **Sous-total Réseau & sous-stations 3 321 552 €HT**

Etudes & divers

Maîtrise d'œuvre Ens 8% 3 321 552 265 724 €HT
 Aléas, frais MOA (géomètre, géotechnique, etc.), assurances, etc. Ens 5% 3 321 552 166 078 €HT
Sous-total Etudes & divers 431 802 €HT

TOTAL 3 753 354 €HT

	3 280	835 2 740 124		1 225 697		
DN Linéaire (ml)	PU (€HT/ml)	Prix (€HT)	Plafond subv (€HT/ml)	Aide forfaitaire (€HT/ml)	Aide max (€HT)	
25	0	466	0	473	280	0
32	245	474	116 096	473	284	69 458
40	0	485	0	473	284	0
50	0	507	0	473	284	0
65	176	539	94 798	473	284	49 896
80	525 584 306 826 546 328 171 990 100 201 689 138 425 546 328 65 848 125 715 760 543 228 546 328 234 234 150 30 862 25 873 746 447 13 419					
200	1 225 1 063 1 302 213 746 447 547 943 250 163 1 305 212 666 746 447 72 910					
300	0	1 532	0	945	567	0
350	0	1 816	0	945	567	0
400	0	2 132	0	945	567	0

A l'horizon 2025 (y compris gel de la TICGN au niveau 2019), en proposant des modalités spécifiques

de financement de

65 / 93

l'extension (amortissement des investissements sur une durée longue : 30 ans pour le réseau et 20 ans pour les sous-stations), le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau pourrait être équivalent au prix de référence gaz, à environ 70 €/HT/MWh.

Une étude complémentaire spécifique portée par le concessionnaire du réseau VLS doit être menée pour confirmer ou infirmer l'intérêt de ce scénario d'extension.

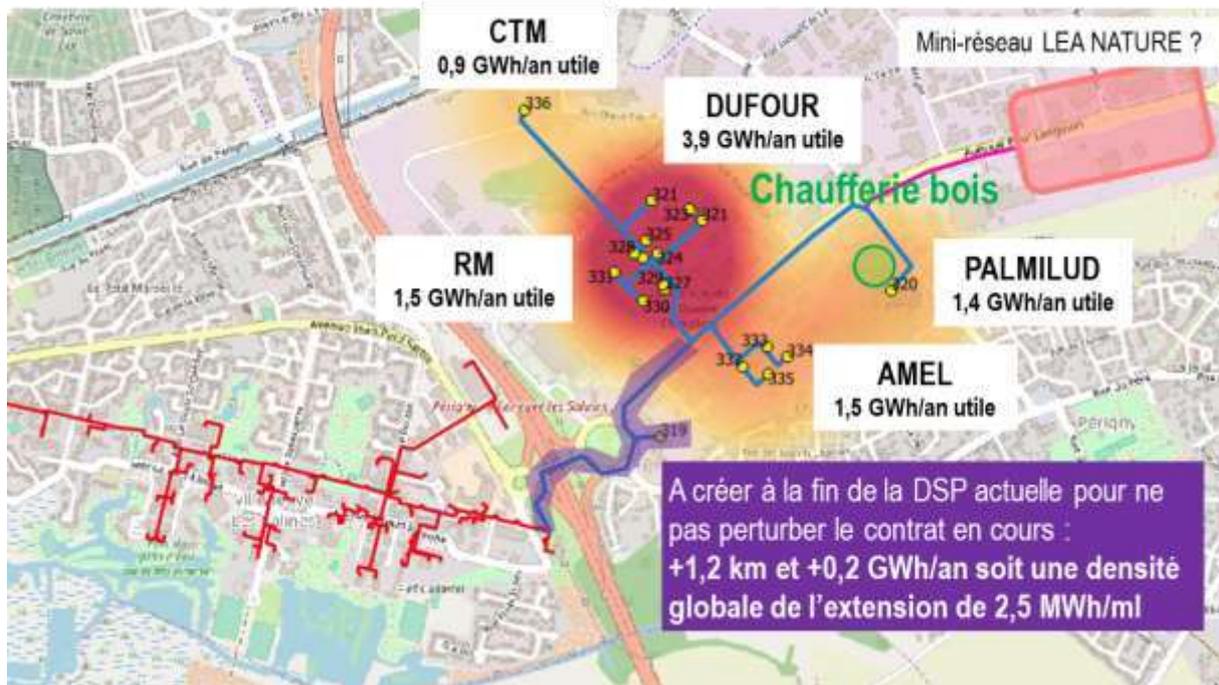
Du point de vue contractuel, si la totalité de ce scénario d'extension devait être porté par le concessionnaire actuel, il faudrait en vérifier spécifiquement la faisabilité juridique (modification de périmètre ? problématique du cumul des avenants depuis le début du contrat). Toutefois, en considérant que la durée du contrat ne peut/doit pas être allongée, et en autorisant la constitution d'une soule (valeur nette comptable des investissements non-amortis relatifs à ce scénario d'extension) qui permet de garantir la continuité du service (développement du réseau de chaleur ENR de la Ville), cela pourrait être défendable.

4.3.3. Scénario 2

a. Bilan technique et énergétique

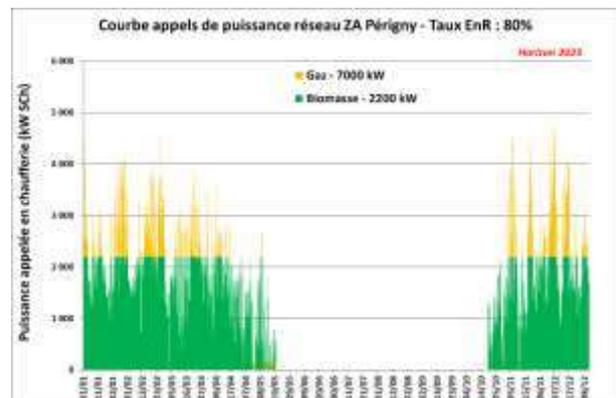
Après une prospection « fine » de la zone d'activités de Périgny, notamment par le biais du réseau d'entreprises BIOTOP, il s'avère que ce secteur représente un potentiel intéressant d'extension (ou de création d'un réseau de chaleur dédié). Le tableau suivant récapitule les prospects retenus/écartés et les raisons de ces choix :

Prospect	Choix	Commentaires
PALMILUD (piscine)	Retenu	Consommations gaz connues et importantes (1,5 GWh/an), public, profil de consommation favorable au réseau de chaleur
DUFOUR YACHTS (chantier naval)	Retenu	Consommations gaz connues et très importantes (4 GWh/an), rénovation énergétique du site nécessaire (bâtiments mal isolés), pas de réseau de chaleur intra-site, donc nécessité de prévoir environ 7 sous-stations
RM YACHTS (chantier naval)	Retenu	Consommations gaz estimées de l'ordre de 1,6 GWh/an, intérêt à confirmer
AMEL (chantier naval)	Retenu	Consommations gaz estimées de l'ordre de 1,6 GWh/an, intérêt à confirmer
Centre Technique Municipale – CTM (Ateliers)	Retenu	Consommations gaz connues et importantes (0,9 GWh/an) mais site excentré, public
Cyberméca - groupe LEDOUX (?)	A voir	Consommations faibles (175 MWh/an) mais situé entre VLS et la Zone d'activité, donc le cas échéant, à raccorder au passage.
LEA NATURE (cosmétique, agro-alimentaire)	Ecarté	Consommations gaz modérées (400 MWh/an), déjà une petite chaufferie biomasse, projet de « mini-réseau » entre les sites, pas de réponse aux sollicitations, etc.
CAFES MERLING (torréfaction café)	Ecarté	Consommations gaz modérées (600 MWh/an), pas intéressé car bureaux chauffés par une PAC air/eau et process gaz torréfaction du café non substituable par le réseau de chaleur
OVIVE (transformation de coquillages et minéraux)	Ecarté	Consommations gaz modérées (700 MWh/an), pas intéressé car bureaux chauffés à l'électricité + panneaux solaires et four process au gaz non substituable par le réseau de chaleur
Blanchisserie du CHU	Ecarté	Consommations gaz importantes (1,8 GWh/an) mais besoin vapeur non compatible avec le réseau de chaleur, site amené à déménager prochainement



► Description du scénario :

- ❑ Création d'un réseau dédié de 2,7 km alimentant 17 sous-stations
- ❑ +9 GWh/an (34%) d'énergie livrée
- ❑ Densité réseau dédié : 3,4 MWh/ml
- ❑ Création d'une chaufferie bois de 2,2 MW pour assurer un taux d'ENR du réseau dédié de 80%
- ❑ +7,5 GWh/an d'ENRR valorisée



D'un point de vue énergétique, une telle extension nécessiterait une capacité de production ENR supplémentaire au niveau de la chaufferie (surtout si l'extension du scénario 1 se fait avant). Il a donc été imaginé de créer dans un 1^{er} temps un réseau biomasse dédié, qui pourrait être interconnecté ultérieurement (par exemple au moment du renouvellement de la DSP en 2033) au réseau VLS afin d'apporter une meilleure garantie de la qualité du service et plus de souplesses de pilotage (mutualisation des moyens de production).

b. Bilan économique et contractuel

Du point de vue financier, ce scénario (réseau dédié) représenterait un investissement global de l'ordre de 5,1 M€HT (cf. détails ci-dessous), subventionnable à hauteur d'environ 45%.

Chaufferie biomasse - 2 200 kW

Chaudière + fumisterie + traitement fumées	kW	2 200,00	325,00	715 000
				€ HT
Stockage + alimentation + cendre	kW	2 200,00	225,00	495 000
				€ HT
Hydroaccumulation	m3	0,00	1 000,00	0 € HT
Génie civil : bâti	m ²	330,00	1 000,00	330 000
				€ HT
Génie civil : VRD	m ²	660,00	50,00	33 000 € HT
Génie civil : terrassement	m ²	990,00	25,00	24 750 € HT

Sous-total Chaufferie biomasse - 2 200 kW **1 597 750**
€ HT

Chaufferie gaz - 6 600 kW

Chaudière + bruleur + arrivée gaz + fumisterie kW 6 600,00 40,00 264 000 € HT
 Génie civil : bâti m² 100,00 1 000,00 100 000 € HT Génie civil : VRD m² 0,00 50,00 0 € HT
 Génie civil : terrassement m² 100,00 25,00 2 500 € HT **Sous-total Chaufferie gaz - 6 600 kW** **366 500 € HT**

Réseau & sous-stations

Réseau enterré ml 2 730,00 749,97 2 047 407 € HT Passage spécifique Nb 0,00 100 000,00 0 € HT
 Sous-stations Nb 17,00 25 000,00 425 000 € HT **Sous-total Réseau & sous-stations** **2 472 407 € HT**

Etudes & divers

MOE, frais MOA (géomètre, géotechnique, etc.), assurances, etc. Ens 10% 4 436 657 443 666 € HT
 Aléas Ens 5% 4 436 657 221 833 € HT
Sous-total Etudes & divers **665 499 € HT**

TOTAL **5 102 155 € HT**

DN (€HT)	2 730 Linéaire (ml)	750 PU (€HT/ml)	2 047 407 Prix (€HT)	Plafond subv (€HT/ml)	Aide forfaitaire (€HT/ml)	1 024 079 Aide max
25	0	424	0	473	254	0
32	0	431	0	473	258	0
40	0	441	0	473	265	0
50	137	461	62 918	473	277	37 751
65	191	490	93 574	473	284	54 177
80	218 531	116 036 546	319 69 622 100 546 626 341	836 546 328 178 870		
125	546	691	377 117	546	328	178 870
150	546 784 428 078 746	447 244 226 200 218 966 211 060 746 447 97 690	250 191 1 186 226 662 746 447 85 479			
300	137	1 393	190 126	945	567	77 396

Subventions Fonds Chaleur ADEME

Chaufferie bois - AT

MWh ENR produits 8 252 MWh/an
Aide max. après analyse éco **1 326 130 €**

Réseau de chaleur - AR

Longueur réseau 2 730 ml
 Chaleur vendue 9 514 MWh
 Densité 3,48 MWh/ml
 Critère Densité OK > 1,5
Aide forfaitaire max. **1 024 079 €**

TOTAL SUBVENTIONS

Analyse économique **2 350 209 €**
 Ratio subventions / investissement global 46%

A l'horizon 2025 (y compris gel de la TICGN au niveau 2019), le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau serait supérieur de l'ordre de 30% par rapport au prix de référence gaz, à environ 85 €HT/MWh. En outre, les prospects sont principalement des entreprises privées, qui raisonnent en €HT, c'est-à-dire qui ne bénéficie pas de l'effet « TVA à 5,5% ». Ce scénario n'est donc pas viable en l'état. La seule perspective pour qu'il le devienne est que le prix global du gaz augmente significativement dans les années à venir (ce qui devait être le cas avant le gel de l'augmentation de la TICGN).

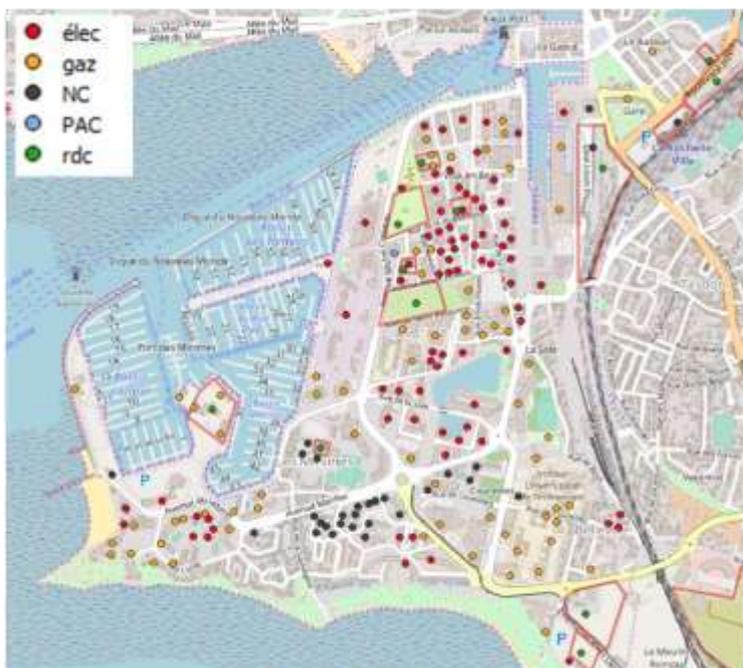
Du point de vue contractuel, une telle extension dans le cadre du contrat actuel ne paraît pas envisageable (modification de périmètre ? problématique du cumul des avenants depuis le début du contrat). Une nouvelle DSP ou tout autre montage contractuel (cf. paragraphe X) pourrait être envisagé pour créer un réseau biomasse dédié.

Nota : tant que la compétence « réseaux de chaleur/froid » n'est pas prise par l'agglomération, l'initiative de la création d'un tel réseau devrait revenir à la commune.

4.4. Scénarios du secteur « Minimes » (MNM)

4.4.1. Prospection – Analyse des besoins - Périmètre

Identification des bâtiments

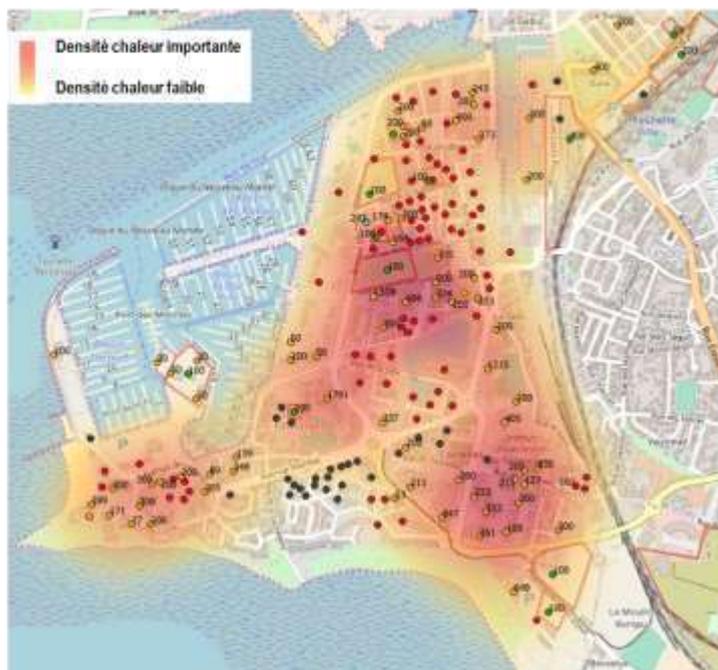


▶ Nos recherches cartographiques et visites sur le terrain ont permis d'identifier près de 200 prospects dans ce secteur (à l'ouest de la voie ferrée) :

- ❑ 80 à priori chauffés à l'électricité
- ❑ 30 dont la source de chaleur est inconnue (NC)
- ❑ 75 à priori chauffés au gaz
- ❑ 10 sites à aménager = hypothèse de raccordement au réseau de chaleur (rdc)

→ **Seuls les bâtiments actuellement au gaz ou en projet sont susceptibles de se raccorder à un réseau de chaleur.**

Caractérisation des besoins énergétiques

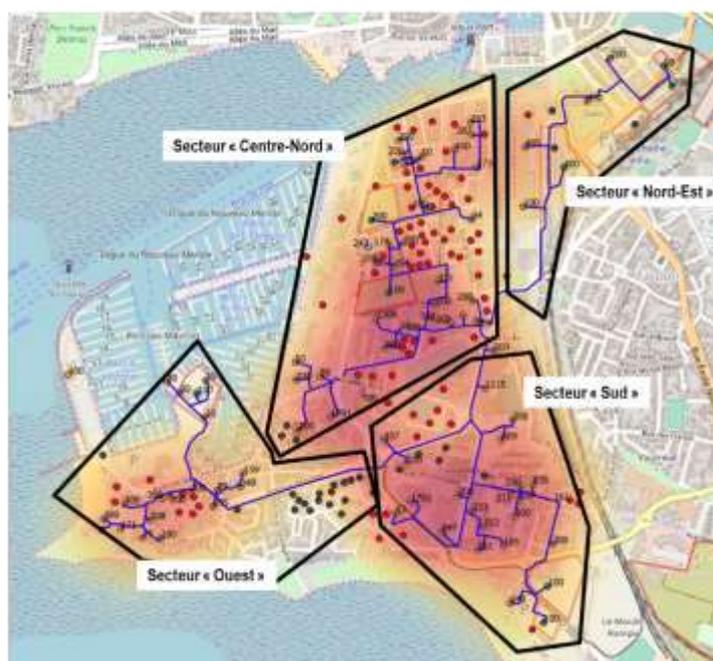


► Nous avons ensuite reconstruits des profils de besoins énergétiques pour les bâtiments actuellement au gaz sur la base :

- Des données de consommation des 4 dernières années de l'Université
- D'hypothèses (surface, logements, taille des bâtiments) pour le reste → 12 principaux prospects (Conseil Régional, ESC, EIGSI, CROUS, ARPAE, CD17, IAA, etc.) à contacter concernant environ 25 bâtiments

→ A ce stade, le périmètre étudié représente environ 25 GWh/an pour 85 sous-stations.

Modélisation d'une solution réseau

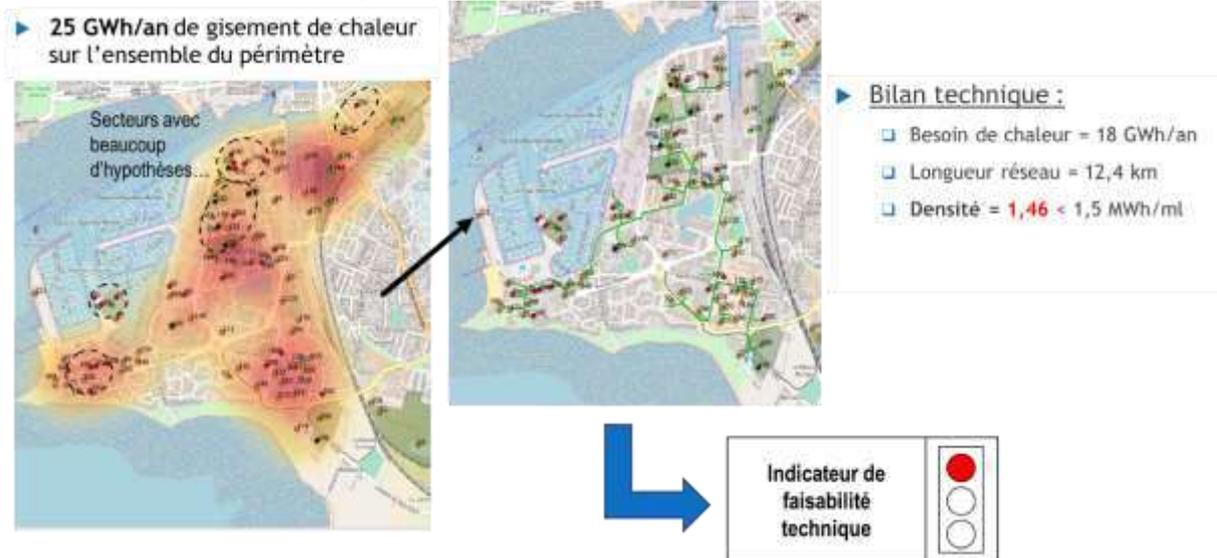


► Nous avons enfin fait un 1^{er} tracé de réseau : 18 015 ml, soit une densité de 1,35 MWh/ml → faible

► Raisonement par secteur pour optimiser et ne garder que les branches du réseau les plus denses :

- Secteur « Centre-Nord » : 9,9 GWh/an pour 6,5 km soit une densité de 1,51 MWh/ml → à conserver/analyser plus en détail
- Secteur « Ouest » : 3,4 GWh/an pour 3,6 km soit une densité de 0,92 MWh/ml → à écarter à priori (ou mini-réseau dédié ?)
- Secteur « Sud » : 9,3 GWh/an pour 5,4 km soit une densité de 1,71 MWh/ml → à conserver/analyser plus en détail
- Secteur « Nord-Est » : 1,8 GWh/an pour 2,4 km soit une densité de 0,75 MWh/ml → à voir en fonction des projets d'aménagements

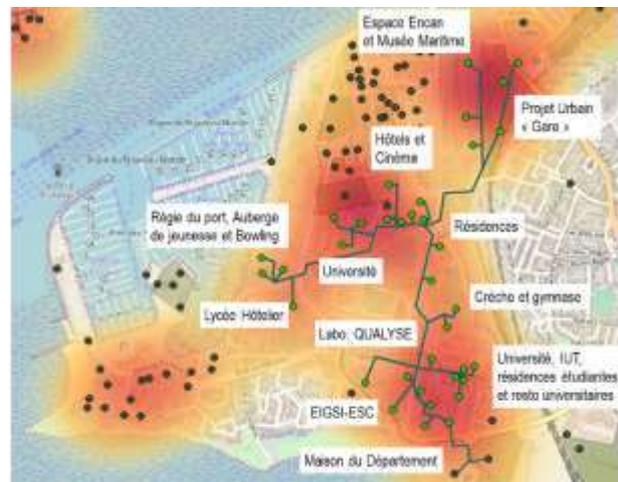
→ Plusieurs sous-secteurs paraissent suffisamment denses pour une solution réseau de chaleur



A l'issue de la période de prospection, le périmètre de projet retenu est le suivant :

► **Description :**

- 5,7 km de réseau et 38 sous-stations
- 15 GWh/an d'énergie livrée
- Densité = 2,6 MWh/ml
 - Université : 3,0 GWh/an
 - CROUS/ARPAE : 2,6 GWh/an
 - Ville et assimilés : 1,4 GWh/an
 - CD17 et assimilés : 1,2 GWh/an
 - EIGSI+ESC : 1,1 GWh/an
 - Lycée hôtelier : 1,1 GWh/an



Les données collectées sont globalement fiables sur ce périmètre d'étude (le détail site par site est présenté à l'annexe 6) :

Origine des données	Fiabilité des données	Nb ss-st/bâtiments		Energie (MWh/an)	
Maître d'Ouvrage (MOA)	Très bonne	20	53%	10 083	68%
Exploitant	Bonne	4	11%	1 927	13%
Estimation	Moyenne	6	16%	1 558	10%
Hypothèse	Mauvaise	8	21%	1 300	9%

Etant précisé que les données indiquées :

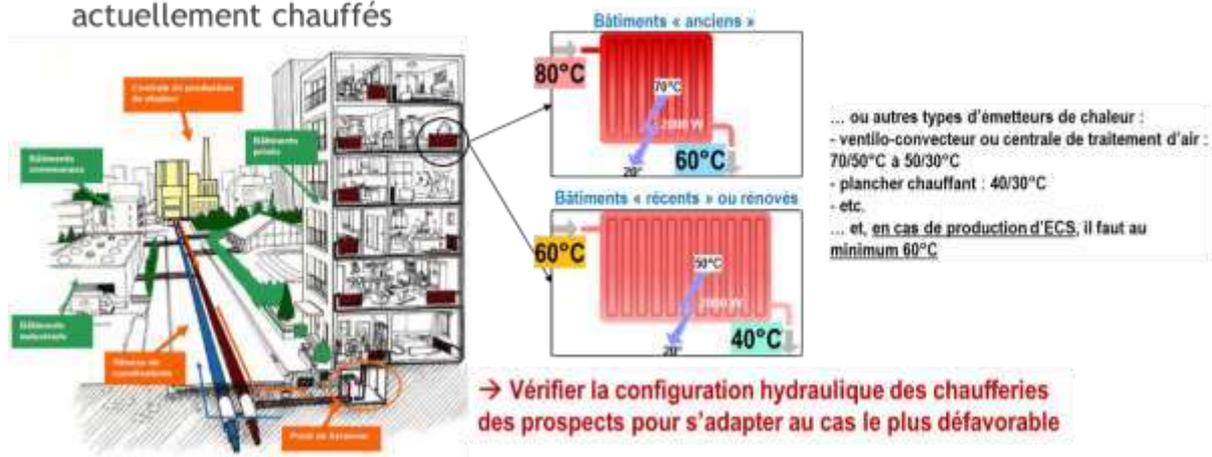
- « Maître d'Ouvrage (MOA) » correspondent à un historique des consommations de gaz fourni directement par le prospect, ou à des hypothèses de création de bâtiments neufs fournies par la CdA ;
- « Exploitant » correspondent à une valeur de consommation de gaz fournie par ENGIE COFELY et/ou DALKIA (il a été demandé dans le cadre du schéma directeur à chaque délégataire actuel de transmettre leurs perspectives énergétiques) ;
- « Estimation » correspondent à des valeurs de consommation d'énergie utile estimées par SERMET sur la base d'information transmises par le Maître d'Ouvrage (le CROUS par exemple a confirmé les résidences qui disposent de chaufferies collectives gaz et a transmis le nombre de logements par résidence) ;

- « Hypothèse » correspondent à des bâtiments dont le Maître d'Ouvrage n'a pas été clairement identifié ou n'a pas répondu au questionnaire malgré les nombreuses relances, et donc à des valeurs prises par SERMET au regard de la taille du bâtiment (vu sur le terrain).

Il ressort donc de l'analyse que **plus de 80% des données sont jugées « fiables »** et que moins de 10% sont sujettes à caution.

Au stade de la prospection, un autre point important a été identifié : l'essentiel des bâtiments retenus dans le périmètre projet sont des bâtiments existants, disposant d'émetteurs de chauffage dits « haute température (HT) » (cf. graphique suivant). Ainsi, nous avons considéré pour la suite que plus de 80% des besoins de chauffage étaient liés à des bâtiments anciens et donc à des émetteurs « HT ». Pour les bâtiments neufs, il a été considéré que le choix d'émetteurs « basse température (BT) » pourrait encore être fait. Ce point est extrêmement important dans le cas des scénarios « géothermie basse température » (c'est le cas de la thalassothermie), puisque cela détermine directement le coefficient de performance des pompes à chaleur nécessaires pour valoriser l'énergie de la « source froide ».

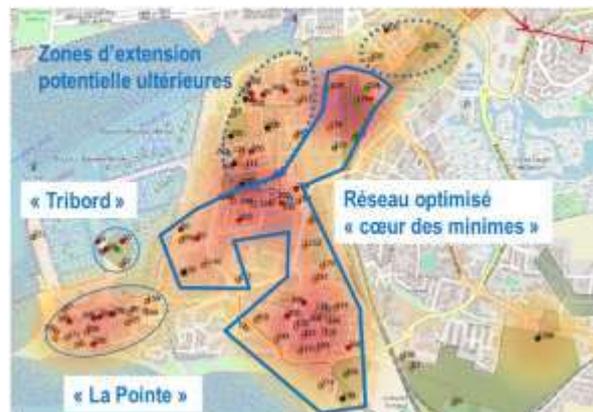
- La principale contrainte qui détermine la solution de production est le régime de température à partir duquel les bâtiments sont actuellement chauffés



Suite à ce travail de définition du périmètre d'étude, les scénarios étudiés ont été les suivants :

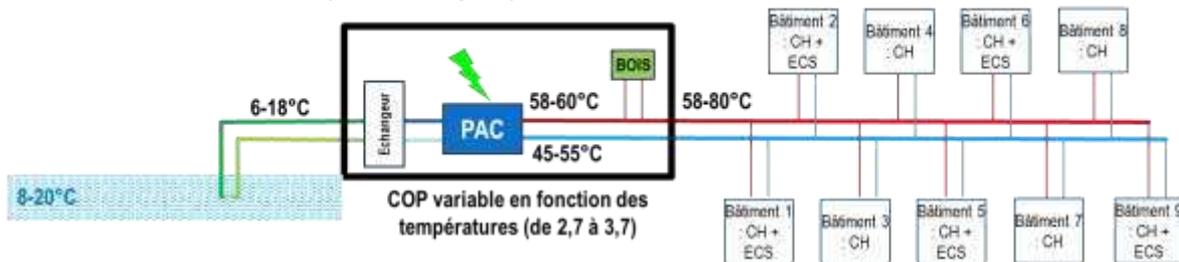
Présentation des scénarios

- **Sc.0 :** Réseau sur la totalité des Minimes
- **Sc.1 :** Réseau recentré au cœur des Minimes
 - 1A – Thalassothermie + bois
 - 1B – Thalassothermie « boucle d'eau tempérée »
 - 1C – Biomasse
 - 1D – Raccordement à VLS
- **Sc.2 :** Micro-réseaux hors cœur des Minimes
 - 2A – Projet « Tribord » en thalassothermie
 - 2B – Secteur de « la pointe » en biomasse



4.4.2. Scénario réseau de chaleur thalassothermie + bois

a. Bilan technique et énergétique



► Constats/contraintes :

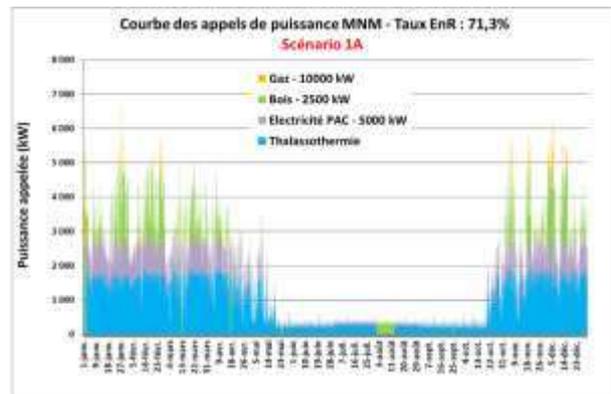
- ❑ Thalassothermie = très basse température (eau de mer à environ 10°C l'hiver)
- ❑ Les bâtiments à desservir sont essentiellement existants (80% des besoins de chauffage), or leurs émetteurs de chauffage dans les bâtiments ont été dimensionnés en « haute température » (80/60°C)

► Conséquences/résultats :

- Le coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur est trop dégradé pour chauffer l'eau du réseau au-delà de 60°C
- Nécessité d'une relève de la température de départ du réseau par une chaudière dédiée
- Choix d'une chaudière biomasse pour maintenir un taux d'ENRR satisfaisant

► Mixité énergétique :

- ❑ 53% des besoins couverts par la thalassothermie
- ❑ 27% des besoins couverts par les pompes à chaleur (électricité)
- ❑ 18% des besoins couverts par la chaufferie biomasse
- ❑ 2% des besoins couverts par le gaz (appoint/secours)



D'un point de vue technique, le principal inconvénient de ce scénario consiste à investir dans 2 systèmes de production ENR faits pour fonctionner « en base », c'est-à-dire dont on va chercher à maximiser la durée de fonctionnement (et minimiser les cycles d'arrêt/démarrage). Mais ce scénario s'impose à nous du fait d'un taux de couverture par la thalassothermie « seule » trop faible (53%) et trop proche de la limite de 50% en deçà de laquelle le réseau ne peut plus offrir à ses abonnés une TVA à taux réduit sur la part variable R1 « fourniture » (soit environ + 7% sur le prix global de la chaleur).

b. Bilan économique

Investissement de l'ordre de 11,1 M€HT (y compris chaufferie bois), subventionnable à hauteur d'environ 35%.

Investissement

Chaufferie biomasse - 2 500 kW

Schéma directeur des réseaux de chaleur de La Rochelle et étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur le quartier des Minimes – Rapport final – Août 2019

Chaudière + fumisterie + traitement fumées	kW	2 500,00	325,00	812 500
Stockage + alimentation + cendre				€ HT
Hydroaccumulation	kW	2 500,00	225,00	562 500
Génie civil : bâti				€ HT
Génie civil : VRD	m3	0,00	1 000,00	0 € HT
Génie civil : terrassement	m ²	375,00	1 000,00	375 000
				€ HT
Sous-total Chaufferie biomasse - 2 500 kW	m ²	750,00	50,00	37 500 € HT
	m ²	1 125,00	25,00	28 125 € HT
				1 815 625
				€ HT

Thalassothermie avec PAC - 5 000 kW

Etudes spécifiques : étude d'impact, etc.	Ens	1,00	100	100 000
				€ HT
Ouvrages de captage/rejet : dégrillage, filtration, ancrage, etc.	Ens	1,00	500	500 000
				€ HT
Circuit eau de mer/source : échangeurs, pompes, tuyauterie, etc.	kW	3 000,00	300,00	900 000
				€ HT
PAC	kW	5 000,00	125,00	625 000
				€ HT
Hydraulique réseau : pompes, traitement d'eau, etc.	Ens	1,00	150	150 000
				€ HT
Electricité-automatisme : poste HTA, circuits BT, GTC, etc.	Ens	1,00	150	150 000
				€ HT
Génie civil : bâti	m ²	100,00	1 000,00	100 000
				€ HT
Génie civil : VRD	m ²	0,00	50,00	0 € HT
Génie civil : terrassement	m ²	100,00	25,00	2 500 € HT
Sous-total Thalassothermie avec PAC - 5 000 kW				2 527 500
				€ HT

Chaufferie gaz - 10 000 kW

Chaudière + bruleur + arrivée gaz + fumisterie	kW	10 000,00	35,00	350 000
				€ HT
Génie civil : bâti	m ²	100,00	1 000,00	100 000
				€ HT
Génie civil : VRD	m ²	0,00	50,00	0 € HT
Génie civil : terrassement	m ²	100,00	25,00	2 500 € HT
Sous-total Chaufferie gaz - 10 000 kW				452 500
				€ HT

Réseau & sous-stations

Réseau enterré	ml	5 300,00	749,97	3 974 819
				€ HT
Passage spécifique	Nb	0,00	100	0 € HT
				000,00
Sous-stations	Nb	36,00	25 000,00	900 000
				€ HT

Sous-total Réseau & sous-stations **4 874 819**
€ HT

Etudes & divers

MOE, frais MOA (géomètre, géotechnique, etc.), etc. Ens 10% 9 670 444 967 044
€ HT

Aléas Ens 5% 9 670 444 483 522
€ HT

Sous-total Etudes & divers **1 450 567**
€ HT

TOTAL **11 121 011 € HT**

Subventions Fonds Chaleur ADEME

Chaufferie bois - AT

MWh ENR produits 2 736 MWh/an

Aide forfaitaire max. 448 698 €

Géothermie + PAC

MWh ENR produits 8 199 MWh/an

Aide max. après analyse éco 1 687 759 €

Réseau de chaleur - AR

Longueur réseau 5 300 ml

Chaleur vendue 13 943 MWh

Densité 2,63 MWh/ml

Critère Densité OK > 1,5

Aide forfaitaire max. 1 988 139 €

TOTAL SUBVENTIONS

Analyse économique **4 124 596 €**

Ratio subventions / investissement global 37%

Dans ces conditions, à l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau serait de l'ordre de 10% plus élevé que le prix de référence au gaz des prospects Ce scénario n'a donc pas été retenu.

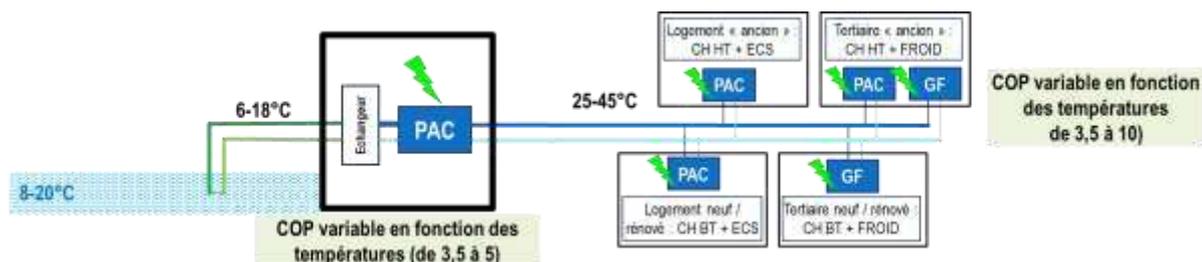
4.4.3. Scénario boucle d'eau tempérée thalassothermie

Ce scénario est considéré comme une variante du scénario retenu (biomasse, cf. ci-après) : avec le concours des fonds qui seraient mobilisables dans le cadre du projet TIGA (Territoire Innovant de Grande Ambition), il serait intéressant d'investir massivement dans la rénovation des principaux bâtiments existants du périmètre d'étude (Université notamment), afin :

- De remplacer les systèmes existants de distribution de chaleur par des émetteurs dits « basse température » et ainsi améliorer le rendement global du système énergétique ;
- De prévoir du stockage pour effacer les appels de pointe des bâtiments ;
- De remplacer les équipements existants de rafraîchissement des locaux par une distribution en circuit d'eau glacée (7/12°C voire plus) et ainsi rendre compatible la thalassothermie pour la production de froid ; - Etc.

Sans ces investissements massifs visant à améliorer la performance énergétique des bâtiments du secteur des Minimes, et à les rendre compatibles avec un système de valorisation d'une énergie ENR « très basse température » (l'océan), le projet de thalassothermie n'est pas viable.

Nota : l'Annexe 9 présente une étude bibliographique des projets de thalassothermie identifiés en France. Il ressort de cette étude que les projets existants ou en cours alimente quasiment exclusivement des bâtiments neufs, et/ou alimente une boucle d'eau tempérée qui produit du chaud et du froid aux abonnés.

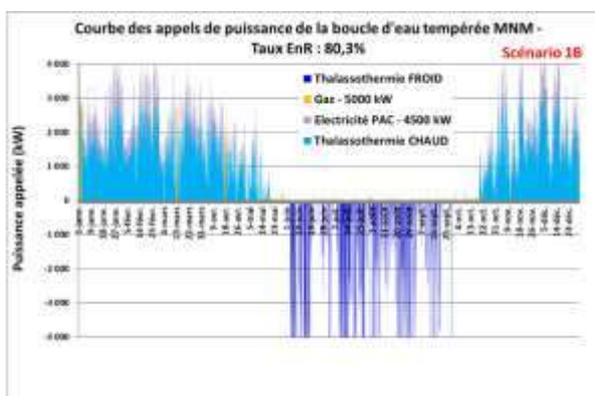


► Facteurs d'innovation :

- ❑ Ingénierie financière facilitant la **rénovation des bâtiments existants** (émetteurs BT)
 - ❑ Possibilité de fournir du **rafraîchissement** (évacuation des calories des bâtiments) à partir du même réseau (mutualisation des coûts)
 - ❑ **Valorisation de la complémentarité des usages** entre les bâtiments lorsque les appels de chaud/froid sont simultanés (rafraîchissement et ECS notamment)
- Création d'un « smart grid »

► Mixité énergétique :

- ❑ 70% des besoins de chaleur couverts par la thalassothermie
- ❑ 30% des besoins de chaleur couverts par les pompes à chaleur (électricité)
- ❑ 2% des besoins de chaleur couverts par le gaz (appoint/secours)
- ❑ 100% des besoins de rafraîchissement couverts par la thalassothermie (= free-cooling =)



a. Bilan technique et énergétique

b. Bilan économique

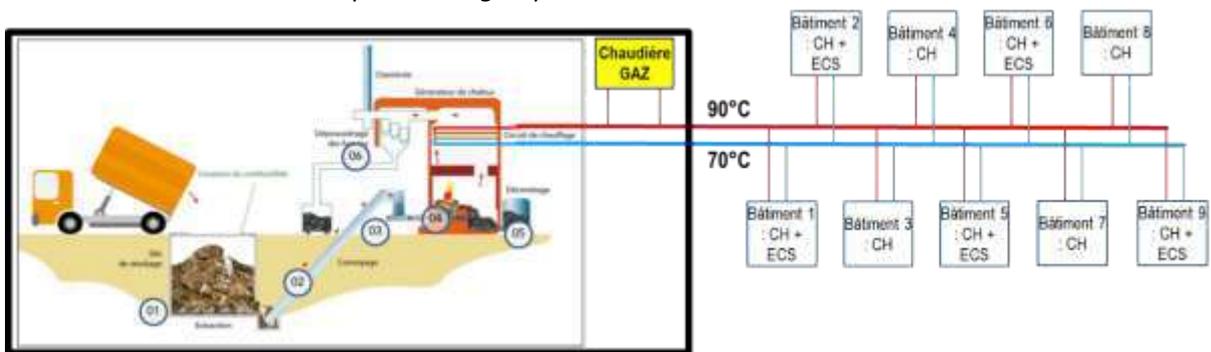
D'un point de vue financier, cela représenterait un investissement de l'ordre de 11,8 M€HT (y compris PAC en sous-station, mais hors remplacement des équipements de distribution chaud/froid dans les bâtiments existants – budget TIGA à prévoir), subventionnable à hauteur d'environ 30%.

Dans ces conditions, à l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau (livrée en sousstation) pourrait être de l'ordre de **30% moins élevé** que le prix de référence au gaz⁴ des prospects.

Le Prix Moyen du Froid (PMF) serait du même ordre de grandeur que le prix de référence à l'électricité des prospects, mais nécessite d'importants investissements pour créer des réseaux de distribution d'eau glacée dans les bâtiments.

4.4.4. Scénario réseau de chaleur biomasse

a. Bilan technique et énergétique



- ▶ Une chaufferie biomasse (plaquette forestière) de 3,5 MW permettrait d'atteindre un taux d'ENRR de 80%
- ▶ Problématique de l'emplacement : environ 1 700 m² de foncier à trouver pour implanter la chaufferie (y compris silo enterré et zone de manœuvre des camions de livraison de bois)
- ▶ Hypothèses de travail pour l'implantation de la chaufferie biomasse



Focus zone 1 :

- Parking du domaine public Ville + foncier SNCF: reconstitutions en cours de négociation dans le cadre du projet d'aménagement du quartier de la gare
- Zone en bleu = parking silo envisagé
- Si chaufferie dans la zone en jaune, cela grèverait une partie de la constructibilité du secteur = impact sur le bilan d'opération
- Horizon 2024 (?) pour ce secteur
- Contraintes topographiques à vérifier



⁴ Sans considérer le gel de la TICGN acté par le Gouvernement courant 2019.

b. Bilan économique

Pour ce projet « classique », l'investissement serait de l'ordre de 8,654 M€HT, subventionnable à hauteur d'environ 38%.

Investissement

Chaufferie biomasse - 3 500 kW

Chaudière + fumisterie + traitement fumées	kW	3 500,00	1 050 000	€HT
Stockage + alimentation + cendre	kW	3 500,00	612 500	€HT
Génie civil : bâti	m ²	525,00	525 000	€HT
Génie civil : VRD	m ²	875,00	43 750	€HT
Génie civil : terrassement	m ²	1 400,00	35 000	€HT
Sous-total Chaufferie biomasse - 3 500 kW			2 266 250	€HT

Chaufferie gaz - 10 000 kW

		10		
Chaudière + bruleur + arrivée gaz + fumisterie	kW	000,00	350 000	€HT
Génie civil : bâti	m ²	100,00	100 000	€HT
Génie civil : terrassement	m ²	100,00	2 500	€HT
Sous-total Chaufferie gaz - 10 000 kW			452 500	€HT

Réseau & sous-stations

Réseau enterré	ml	5 700,00	3 990 000	€HT
Sous-stations	Nb	38,00	950 000	€HT
Sous-total Réseau & sous-stations			4 940 000	€HT

Etudes & divers

Maîtrise d'œuvre	Ens	8%	612 700	€HT
Aléas, frais MOA (géomètre, géotechnique, etc.), assurances, etc.	Ens	5%	382 938	€HT
Sous-total Etudes & divers			995 638	€HT

TOTAL **8 654 388 €HT**

Subventions Fonds Chaleur ADEME

Chaufferie bois - AT

MWh ENR produits	13 513	MWh/an
Montant assiette	2 560 863	€HT
Aide max. après analyse éco	1 152 388	€
Ratio subventions / assiette	45%	

Réseau de chaleur - AR

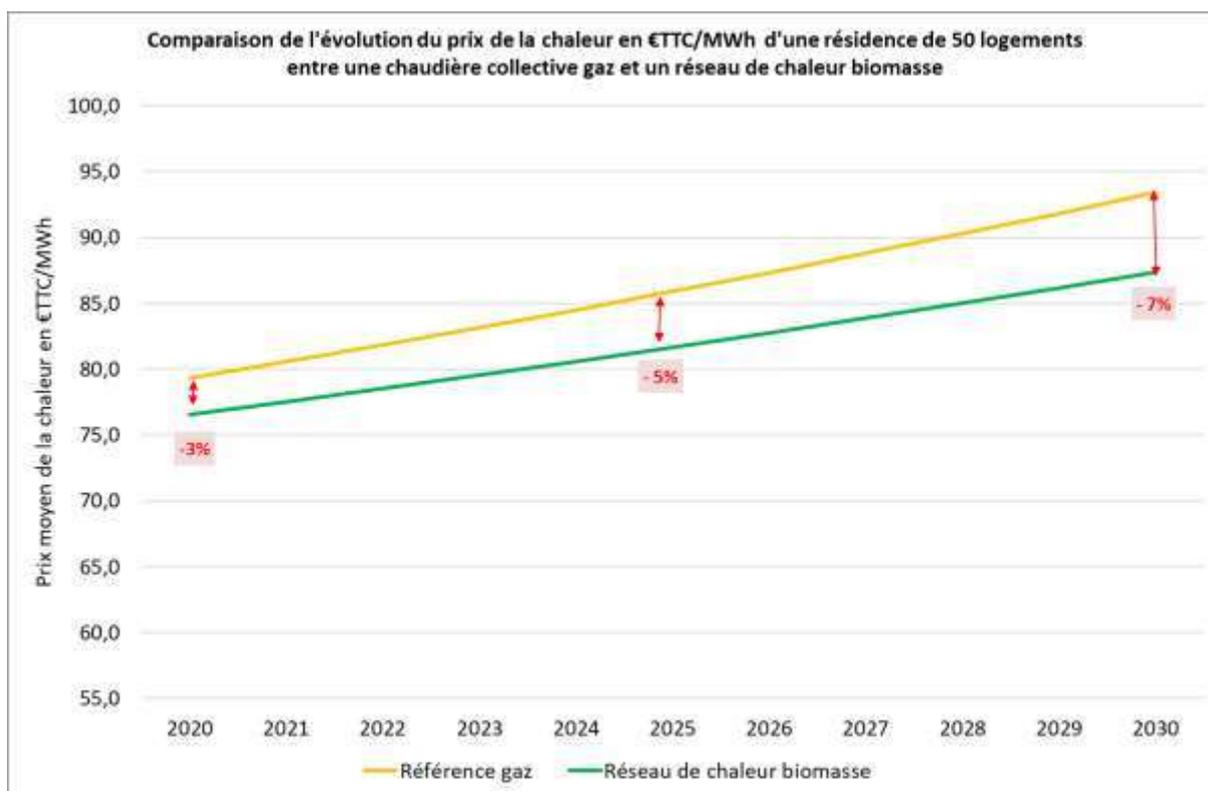
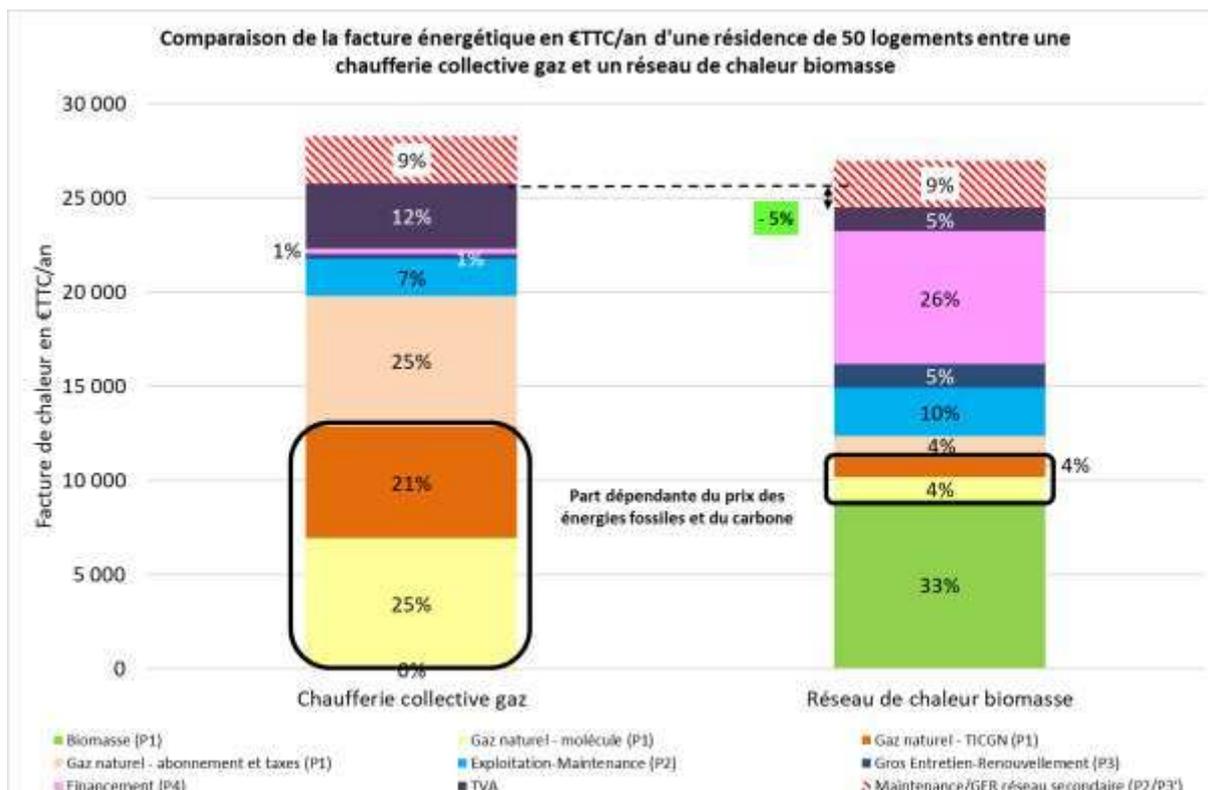
Longueur réseau	5 700	ml
Chaleur vendue	14 867	MWh
Densité	2,6	MWh/ml
Critère	Densité OK > 1,5	
Montant assiette	5 582 200	€HT
Aide forfaitaire max.	2 110 172	€

Ratio subventions / assiette	38%	
<u>TOTAL SUBVENTIONS</u>		
Subvention	3 262 560	€
Ratio subventions / investissement	38%	

Dans ces conditions, à l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau serait de l'ordre de 5% inférieur au prix de référence au gaz⁵ des prospects.

Le détail du prix de la chaleur par abonné est fourni en annexe 10.

⁵ Sans considérer le gel de la TICGN acté par le Gouvernement courant 2019.



4.4.5. Scénario raccordement réseau VLS

En raccordant au passage 2 ensembles immobiliers supplémentaires (bâtiments neufs de « l'Espace Gare » en cours de création, et une résidence existante chauffée au gaz) par rapport au périmètre « optimisé », il serait envisageable d'interconnecter le futur réseau des Minimes au réseau existant de Villeneuve-Les-Salines (VLS).

a. Bilan technique et énergétique

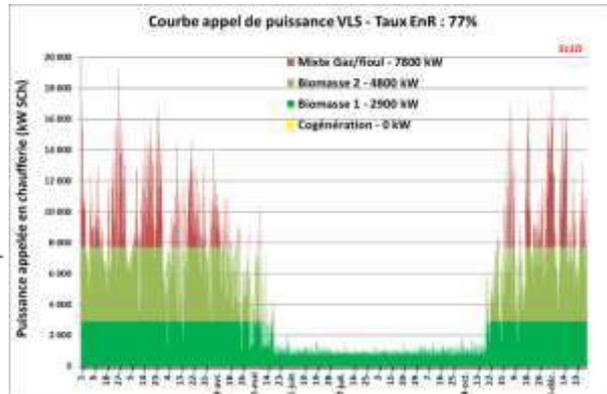
► Description du scénario :

- ❑ Périmètre précédent + 2 sous-stations
- ❑ Création de 6,6 km de réseau et 40 sous-stations
- ❑ 17 GWh/an d'énergie livrée
→ Densité = 2,5 MWh/ml



► Situation projetée en 2025 :

- ❑ 42 GWh/an livrés
- ❑ Nécessité d'une chaufferie bois de 7,7 MW (comme actuellement) pour avoir un taux d'ENRR de 75-80%



A l'horizon 2025, nous avons considéré que la cogénération de VLS serait démantelée, et que les 2 chaudières biomasse existantes seraient disponibles et opérationnelles (cela supposerait un remplacement de la chaudière biomasse de 4,8 MW datant de 2000 par une chaudière de même puissance).

b. Bilan économique

L'investissement serait de l'ordre de 10,1 M€HT (en imputant le remplacement de la chaudière biomasse de 4,8 MW à l'extension de VLS vers les Minimes), subventionnable à hauteur d'environ 40%.

Dans ces conditions, à l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau serait de l'ordre de 10% plus élevé que le prix de référence au gaz⁶ des prospects.

⁶ Sans compter le gel de la TICGN par le Gouvernement courant 2019.

Nota : par rapport au scénario biomasse « seule », ce scénario revient à investir dans une chaufferie biomasse de 4,8 MW (au lieu de 3,5 MW), ce qui engendre un surcoût.

Ce scénario n'a donc pas été retenu.

Du point de vue contractuel, une telle extension dans le cadre du contrat de DSP actuel ne paraît pas envisageable (modification de périmètre ? problématique du cumul des avenants depuis le début du contrat). Néanmoins, si le projet n'a pas vu le jour d'ici là, il serait possible d'envisager ce scénario d'extension du réseau VLS vers les Minimes au moment du renouvellement du contrat de DSP, en 2033.

4.4.6. Variante micro-réseau « Tribord »

Dans le cadre de l'arrivée annoncée du centre de recherche et développement de Tribord (marque Décathlon) au cœur du Port des Minimes, la CdA et la Ville ont souhaité étudier la faisabilité d'un « miniréseau » desservant les bâtiments existants (Capitainerie, Ecole de Voile et Pôle France) et le nouveau bâtiment Tribord (hypothèse 3 000 m²) alimenté en chaleur par un système de thalassothermie.

a. Bilan technique et énergétique

► Description du scénario

- 2 sous-stations :
 - Bâtiment neuf TRIBORD (3 000 m²)
 - Ville et assimilés : Ecole de Voile et Pôle France
- 180 MWh pour 60 ml de réseau primaire
- Densité = 3 MWh/ml
- Pompe à chaleur (PAC) de 75 kW
- Taux d'ENRR de 65% (35% de l'énergie est fournie par l'électricité de la PAC)



La Capitainerie n'a pas été retenue car trop éloignée au vu de sa faible consommation de chaleur.

Il a été considéré que le réseau à créer entre l'Ecole de Voile et le Pôle France serait du secondaire (investissement à porter directement par le Maître d'ouvrage). Seule la portion (en bleu foncé sur le plan ci-dessus) entre le bâtiment TRIBORD et l'Ecole de Voile serait du primaire.

Pour la thalassothermie, nous avons considéré qu'un local « chaufferie » serait créé au niveau du nouveau bâtiment Tribord, et qu'une conduite d'eau de mer (en bleu clair sur le plan ci-avant) irait récupérer/rejeter l'eau du port.

b. Bilan économique

L'investissement serait de l'ordre de 710 k€HT, subventionnable à hauteur d'environ 20%. Nous avons considéré un coût d'études important pour la mise en œuvre de cette solution innovante (étude d'impact sur le milieu naturel notamment du fait de l'abaissement du niveau de température de l'eau de mer rejetée après passage dans les pompes à chaleur).

Dans ces conditions, à l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau serait environ 2 fois plus élevé que le prix de référence au gaz. Clairement, cette solution de thalassothermie appliquée à un mini-réseau ne serait pas viable.

4.4.7. Variante mini-réseau « Pointe des Minimes »

Le secteur de la « Pointe des Minimes » présente une forte concentration en résidences, dont une partie alimentée au gaz.

Dans un 1^{er} temps, il a été étudié la création d'un mini-réseau biomasse, mais la problématique de l'implantation de la chaufferie dans ce secteur très contraint du point de vue urbanistique, a conduit à l'écartier.

Dans un 2nd temps, il a été envisagé de raccorder ce mini-réseau au projet de réseau biomasse des Minimes (même si cela dégrade légèrement la densité énergétique globale), en considérant que cela pourrait se faire sous la forme d'une variante ou d'une extension ultérieure.

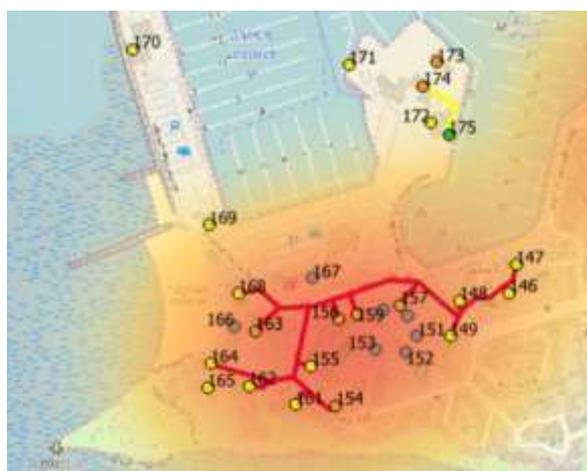
a. Bilan technique et énergétique

► Description du scénario :

- Création de 1,2 km de réseau et 14 sous-stations
- 3,2 GWh/an d'énergie livrée
 - > Densité = 2,7 MWh/ml
 - > Chaufferie de 0,8 MW pour assurer un taux d'ENRR de 80%

Mais problématique d'implantation de la chaufferie → envisager un raccordement au réseau cœur des Minimes

- Ajouter 1,6 km pour se relier au « grand réseau »
- Soit un réseau de 7 km délivrant 17 GWh/an
 - > Densité = 2,4 MWh/ml
 - > Chaufferie de 3,5 MW pour assurer un taux d'ENRR de 80%



b. Bilan économique

Pour la variante « mini-réseau indépendant », il faudrait créer une chaufferie biomasse de 800 kW, un réseau de 1,2 km et 14 sous-stations, soit un investissement de l'ordre de 2 M€HT, subventionnable à hauteur d'environ 40%.

A l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) de ce scénario serait de l'ordre de 10% plus élevé que le prix de référence au gaz des prospects.

Pour la variante « mini-réseau raccordé au réseau cœur des Minimes », la chaufferie biomasse de 3,5 MW initialement prévue sur les Minimes serait suffisante pour assurer un taux de couverture de 80%, mais il faudrait créer du réseau et des sous-stations supplémentaires. Donc l'investissement serait de l'ordre de 11 M€HT, subventionnable à hauteur d'environ 40%.

A l'horizon 2025, le Prix Moyen de la Chaleur (PMC) du réseau serait du même ordre de grandeur que le prix de référence au gaz des prospects.

4.4.8. Les modes de gestion et de financement envisageables

Les modes de gestion et de financement pour la création d'un service public de chauffage urbain sont multiples et dépendent des objectifs et contraintes de l'autorité organisatrice (en l'occurrence, c'est la Ville qui est actuellement compétente) :

- **Quel rôle veut jouer la collectivité** : Autorité organisatrice d'un service public ? Simple abonné pour ses bâtiments ? Etc.
- **Capacité de la collectivité à financer les investissements** ? Choix pertinent d'allocation financière ? Si oui, dans quelles conditions (durée, taux d'emprunt, etc.) ?
- **Capacité de la collectivité à piloter/contrôler les travaux** (avec engagement de résultats) ? Si oui, quels moyens (ETP, compétences, etc.) ?
- **Capacité de la collectivité à commercialiser le RCU** (secteur concurrentiel) ? Si oui, quels moyens (ETP, compétences, etc.) ?
- **Capacité de la collectivité à gérer la facturation aux abonnés** ? Si oui, quels moyens (ETP, compétences, etc.) ?
- **Contraintes de planning** (livraison des bâtiments neufs, perturbations liées aux travaux, etc.) ?

Une sélection des principaux modes de gestion et de financement envisageables est synthétisée dans le tableau suivant :

Pilotage stratégique	La Collectivité, en tant qu'autorité organisatrice					
Gestion opérationnelle	Régie internalisée	Régie externalisée (MPGP)	DSP affermage	SEM(OP)	DSP concession	
Financement	Collectivité	Collectivité	Collectivité	Collectivité + Opérateur	Concessionnaire	Contrat Mixte
Conception	Maître d'Œuvre (MOE)	Prestataire	Maître d'Œuvre (MOE)	Opérateur	Concessionnaire	
Réalisation	MOE + Entreprises	Prestataire	MOE + Entreprises	Opérateur	Concessionnaire	
Commercialisation (et développement)	Collectivité	Collectivité	Fermier	Opérateur	Concessionnaire	
Exploitation (P1, P2, P3)	Collectivité	Prestataire	Fermier	Opérateur	Concessionnaire	
Facturation	Collectivité	Collectivité	Fermier	Opérateur	Concessionnaire	
Niveau d'implication / maîtrise Collectivité						
Données AMORCE 2017 parues en janvier 2019 :	1% des livraisons de chaleur / 66 RCU	2% des livraisons de chaleur / 24 RCU	6% des livraisons de chaleur / 27 RCU	Autres : 5% des livraisons / 58 RCU	79% des livraisons de chaleur / 238 RCU	
	Réseaux « privés » : 8% des livraisons de chaleur / 96 RCU					

La régie internalisée comporte le plus fort niveau d'implication (en termes de moyens humains et financiers notamment) de la part de la collectivité qui porte le projet. Il n'y a quasiment aucun transfert de risques à des prestataires privés : uniquement les travaux, dont la conception est assurée par le maître d'œuvre (MOE) et la réalisation par plusieurs entreprises selon l'allotissement retenu.

Dans le cas d'une régie externalisée, la collectivité peut utiliser un marché public global de performance (MPGP) pour faire concevoir, réaliser, et exploiter l'installation par un seul et même prestataire

(prestation globale assortie d'engagements de performance mesurables, la rémunération étant liée à l'atteinte des objectifs chiffrés de performance). Dans ce scénario, le financement de l'opération et la perception des recettes auprès des abonnés du réseau de chaleur restent à la charge de la collectivité. **La régie externalisée nécessite donc d'une part d'avoir la capacité et des conditions favorables d'endettement, et d'autre part de pouvoir mobiliser des moyens humains importants pour gérer la facturation** (service centralisé ou dédié).

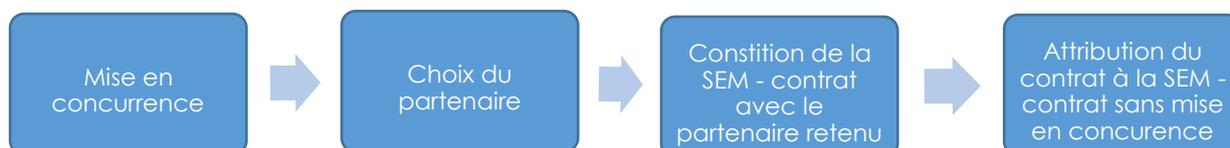
Dans le cas d'un affermage (ou concession sans investissement), la collectivité délègue complètement la gestion du service à un prestataire privé, mais conserve le financement et la gestion des travaux des installations. **La concession sans investissement nécessite donc d'une part d'avoir la capacité et des conditions favorables d'endettement, et d'autre part de pouvoir mobiliser des moyens humains importants pour gérer la conception et la réalisation des travaux** (la collectivité doit notamment faire l'interface entre les prestataires qui ont fait les installations et le concessionnaire qui les exploite).

La concession avec investissement permet à la collectivité de déléguer la quasi-totalité des aléas associés à la création et à la gestion du service public de chauffage urbain.

Il est à noter que la réforme de 2016 des textes régissant les concessions a permis l'émergence d'une nouvelle possibilité : le contrat mixte. Il s'agit de passer un marché de conception/réalisation (MPGP) pour une partie seulement des investissements, et de les réintégrer à un contrat de concession « classique » à la mise en service. Selon les capacités et les conditions de financement de la collectivité, cela peut permettre de diminuer le risque laissé à l'opérateur privé, et donc d'optimiser potentiellement le prix de la chaleur pour les abonnés.

Par ailleurs, la collectivité a la possibilité de créer avec au moins un actionnaire opérateur économique, sélectionné après une mise en concurrence, une société d'économie mixte à opération unique (SEMOP). La SEMOP est un outil de coopération public-privé. Elle se voit confier une mission avant sa création formelle, via une mise en concurrence des actionnaires privés. Le service est exploité sans mise en concurrence par la suite (souplesse d'une société privée).

La procédure de passation est la suivante :



Etapes de procédure de passation et création d'une SEMOP

Au terme de la mission et du contrat, la SEMOP est automatiquement dissoute. La SEMOP ne peut donc exercer ses activités que dans le cadre exclusif de l'unique contrat passé avec son actionnaire public. La création d'une SEMOP ne peut se faire qu'à l'initiative d'une collectivité. Les risques associés à la création et à la gestion du service (travaux, commercialisation, etc.) ne sont pas totalement transférés à l'opérateur privé puisque la collectivité est actionnaire de la SEMOP. **Dans le cas où la SEMOP délègue la création et la gestion du service à un concessionnaire, l'intervention de la collectivité se limite au financement via l'actionnariat** (mais avec le risque associé).

Nota : Le contrôle de la collectivité sur le service via la participation à l'actionnariat est souvent cité comme un atout fort en faveur d'une SEMOP. Néanmoins, il apparaît que ce contrôle est concrètement compliqué et nécessite une très forte implication de la collectivité en termes d'ingénierie financière.

4.5. Les « mini-réseaux »

4.5.1. Les mini-réseaux existants

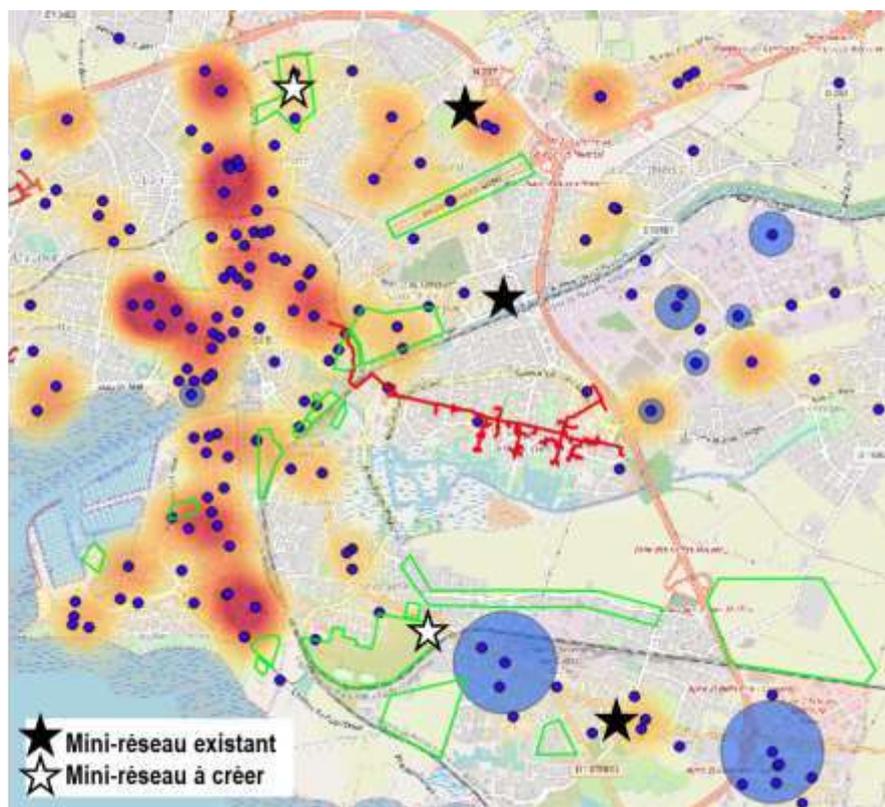
Nous avons identifié 3 mini-réseaux existants « privés » (c'est-à-dire porté par une entité autre que l'autorité compétente en matière de service public de chauffage urbain) :

- 1. Lafond-Beauregard / Groupe Hospitalier : 1 MW bois - 720 ml - 5 GWh/an – 6,9 MWh/ml
- 2. Aytré-Pierre Loti / Habitat 17 : 0,6 MW bois - 600 ml - 3 GWh/an – 5 MWh/ml
- 3. Résidence Gradins Jardins / Atlantic Aménagement : 0,6 MW bois - 680 ml - 1,1 GWh/an - 1,6 MWh/ml



4.5.2. Les mini-réseaux à créer potentiellement

1. Prieuré-Lafont
2. Bongraine



- ▶ Ce secteur représente au global environ **20 GWh de besoins de chaleur**
- ▶ En considérant **50% de taux de raccordement** (10 GWh), il faudrait que le **réseau à créer se limite à 5 km** pour que la densité soit suffisante
- ▶ Le sous-secteur le plus dense se situe au niveau de la **Place du Champs de Mars** (Piscine, Centre des Finances, EHPAD, etc.) → **étude spécifique à lancer ?**



4.6.2. La problématique de la convergence tarifaire

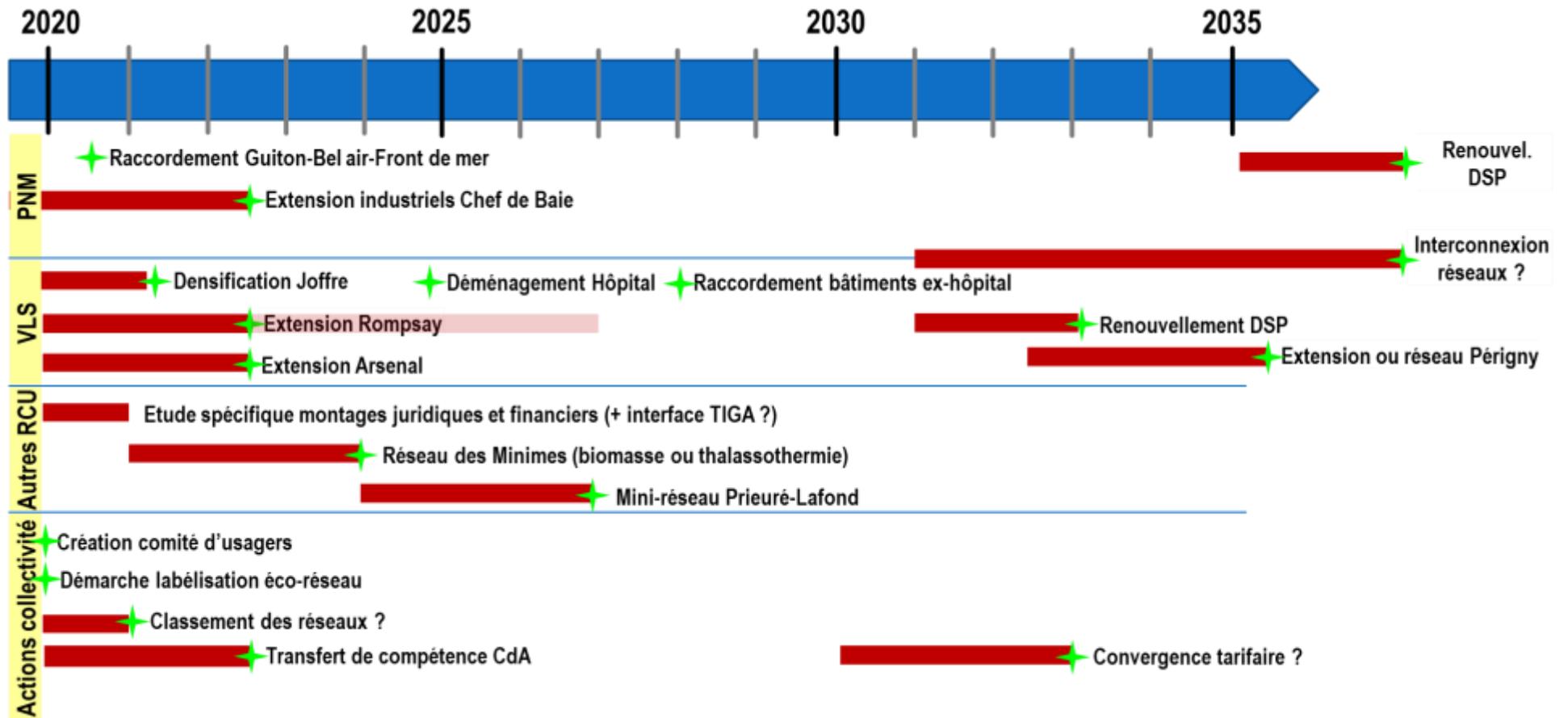
Contrairement à ce qui peut se faire pour les services publics de l'eau, de l'assainissement ou des déchets, la pratique de la péréquation tarifaire n'est pas usuelle en matière de RCU, et ce pour plusieurs raisons :

- Le nombre d'utilisateurs est beaucoup moins important ➤ levier de « compensation » beaucoup plus limité du fait du faible foisonnement
- Les coûts d'investissement et d'exploitation diffèrent significativement selon les solutions techniques : chaleur fatale, biomasse, géothermie, etc.
- Même si le tarif est identique, le prix global de la chaleur est spécifique à chaque usager car cela dépend du profil de consommation, du réseau secondaire, de l'éventuel intermédiaire (différence abonné/usager), etc.

Finalement, la meilleure façon d'aboutir à une convergence tarifaire reste l'interconnexion des réseaux.

5. PLAN D'ACTION PROPOSE

Suite aux échanges avec les élus lors des différents COPIL, la feuille de route qui a été établie conjointement avec la CdA et la Ville de La Rochelle :



6. ANNEXES

- 6.1. Annexe 1 : Focus fuites réseaux**
- 6.2. Annexe 2 : Hypothèse évolution des consommations PNM**
- 6.3. Annexe 3 : Hypothèse évolution des consommations VLS**
- 6.4. Annexe 4 : Audit juridique**
- 6.5. Annexe 5 : Consommations gaz par voie (GRDF)**
- 6.6. Annexe 6 : Tableau des principaux prospects identifiés**
- 6.7. Annexe 7 : Hypothèses PNM scénario 0**
- 6.8. Annexe 8 : Recueil prospection RCU secteur chef de baie**
- 6.9. Annexe 9 : Bibliographie thalassothermie**
- 6.10. Annexe 10 : Minimes scénario biomasse - Détail du prix de la chaleur par abonné**

